



**Facultad de Ciencias Económicas**  
**Master in Business Administration**

**Trabajo Final de MBA**

**¿Es negocio invertir en Generación  
Eléctrica Solar en Argentina?**

*Análisis del negocio de generación renovable y evaluación de proyectos  
de generación eléctrica solar fotovoltaica de gran escala en Argentina*

**Alumno: Mariano Agustín Bassani**

**Director: Nicolás Botbol**

**Fecha: Marzo 2021**

## **AGRADECIMIENTOS**

*A mis compañeros y amigos de DREICON.*

*A mis profesores y mis compañeros del MBA, en especial a mi querido “Golden Axe”.*

*A mi director Nicolás Botbol, por su paciencia y sus aportes para mejorar este trabajo final.*

*A mi familia por su apoyo incondicional*

*A Sol y Renzo, las personas más importantes en mi vida.*

## RESÚMEN

En octubre de 2015 se promulgó la Ley 27.191, en la cual se estableció como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 20% del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2025, lo cual implica incorporar 10.000 MW en generación renovable, creando un escenario auspicioso para el ingreso de capital privado nacional y extranjero en el sector energético.

Sin embargo, las turbulencias macroeconómicas que viene atravesando la Argentina, provocaron que proyectos de inversión en energías renovables enfrentaran serias dificultades para conseguir el financiamiento necesario para su desarrollo y no todos proyectos pudieron transitar exitosamente estas dificultades. Por otro lado, el déficit de inversiones en infraestructura para garantizar disponibilidad en la capacidad de transporte de energía eléctrica, dificultan aún más la concreción de nuevos proyectos de generación, tanto renovables como convencionales.

El reconocido ranking “Renewable Energy Country Attractiveness Index” de la consultora Ernst & Young publicado en mayo 2020, posicionó a Argentina en el puesto número 18 en el ranking mundial general, pero en el primer puesto de la región, en atractivo para el desarrollo de energía solar fotovoltaica (Warren, B., 2020). Adicionalmente, en los últimos años, los costos de inversión en paneles y equipos solares han disminuido aceleradamente a nivel mundial debido a las mejoras tecnológicas y al crecimiento de la industria a nivel mundial (IRENA, 2020).

En este trabajo final de MBA, se analiza el sector de energías renovables y sus características en el 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 del sector, se desarrolla un modelo económico financiero en Microsoft Excel® que permitirá la evaluación de un proyecto (“project finance”) de generación solar fotovoltaica, estudiando el impacto de las distintas variables que afectan a su rentabilidad.

*Palabras clave: generación eléctrica, energía renovable, energía solar, fotovoltaica, rentabilidad, financiamiento, project finance, Argentina*

## **ABSTRACT**

In October 2015, the law 27.191 was enacted, in which was established the objective of achieving a 20% of contribution from renewable energy sources of the national electricity consumption to December 31 of 2025, which implies incorporating 10,000 MW in renewable generation, creating an auspicious scenario for the entry of national and foreign private capital in the energy sector.

However, the macroeconomic turbulences that Argentina has been going through, caused serious difficulties on the investment projects in renewable energies in obtaining the necessary financing for their development and not all projects were able to successfully navigate these difficulties. On the other hand, the deficit of investments in infrastructure to guarantee availability of electricity transmission capacity, make it even more difficult to carry out new generation projects, both renewable and conventional.

The renowned “Renewable Energy Country Attractive Index” ranking by the consultancy firm Ernst & Young published in May 2020, positioned Argentina in the 18th position in the general world ranking, but in the first position in the region, in attractiveness for the development of photovoltaic solar energy (Warren, B., 2020). Furthermore, in recent years, investment costs in solar panels and equipment have fallen rapidly globally due to technological improvements and the growth of the industry worldwide (IRENA, 2020).

In this final MBA work, are analyzed the renewable energy sector and its characteristics in the local energy context, the regulations and the economic-financial conditions that determine the implementation of this type of projects in Argentina.

After analyzing the fundamental aspects of the sector, a financial economic model was developed in Microsoft Excel® that allowed the evaluation of a project (“project finance”) of photovoltaic solar generation, studying the impact of the different variables that verify its profitability.

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESÚMEN.....	3
ABSTRACT.....	4
GLOSARIO.....	10
Introducción .....	11
Capítulo 1: El Sector Eléctrico Argentino.....	13
Actores del Sector Eléctrico.....	15
Rol de ENRE.....	16
Rol de CAMMESA.....	16
Mercado Eléctrico Mayorista.....	18
Características Particulares del Sector Eléctrico.....	19
Demanda de energía eléctrica.....	19
Potencia instalada.....	22
El Sistema de Precios y los subsidios a la energía.....	25
Capítulo 2: Las Energías renovables y su contexto actual .....	32
El sector de energías renovables .....	32
La evolución de las energías renovables .....	36
La energía solar fotovoltaica y su desarrollo.....	38
Las Condiciones jurídicas y regulatorias de las energías renovables en Argentina.....	45
Marco Jurídico .....	45
Programas de fomento de generación renovable.....	49
Capítulo 3: Análisis del negocio y evaluación económico-financiera del desarrollo de un parque fotovoltaico en Argentina.....	57
Análisis del negocio fotovoltaico en Argentina .....	57
Análisis FODA.....	60
Base Económica.....	62

Perspectiva 2021 .....	62
Evaluación de un proyecto solar fotovoltaico en Argentina .....	63
Aspectos generales y criterios adoptados .....	63
Modelo económico-financiero .....	64
Costos del proyecto solar fotovoltaico .....	69
Estructura de Financiamiento .....	70
Análisis Sensibilidad .....	79
Conclusiones y comentarios finales .....	83
Lista de Referencias Bibliográficas .....	86
Bibliografía general .....	86
Anexo Modelo Económico Financiero .....	88

## Índice de Figuras

Figura 1. Fuentes de generación de energía en Argentina .....	14
Figura 2. Actores del mercado eléctrico argentino .....	16
Figura 3. Conformación de CAMMESA .....	17
Figura 4. Actores de MEM, Pampa Energía. ....	18
Figura 5. Relación entre el consumo eléctrico per cápita (kWh) y el PBI per cápita ajustado por inflación, OETEC (2016, Bernal, F.). ....	19
Figura 6. Correlación entre el PBI y la demanda de energía eléctrica en Argentina (2019, CAMMESA) .....	20
Figura 7. Variación interanual de la demanda de energía eléctrica en Argentina, (2019, CAMMESA) .....	21
Figura 8. Crecimiento de la demanda de energía eléctrica por tipo en Argentina .....	21
Figura 9. Crecimiento de la potencia instalada en el SADI, SSPE, 2019 .....	22
Figura 10. Potencia instalada (SIN) por tecnología. ....	23
Figura 11. Evolución de la demanda máxima registrada anual .....	24

Figura 12. Crecimiento de la potencia máxima demandada MEM, CAMMESA, 2019 .....	24
Figura 13. MEM, Remuneración de la energía y distribución de costos .....	28
Figura 14. Costos para el abastecimiento de la demanda, MINEM, 2015 .....	29
Figura 15. Costo monómico por tecnología y tipo de contrato (2019, CAMMESA) .....	30
Figura 16. Evolución de los subsidios a la energía eléctrica (2019, CAMMESA) .....	31
Figura 17. Evolución del spread entre el costo monómico y el precio monómico (2019; CAMMESA) .....	31
Figura 18. Fuentes de energía (2009, Barreiro, E.) .....	32
Figura 19. Parque eólico Rawson 102 MW, Chubut, Argentina.....	33
Figura 20. Parque solar fotovoltaico CAUCHARI 300 MW, Jujuy, Argentina.....	34
Figura 21. Planta biomasa Santa Rosa 17 MW, Corrientes, Argentina .....	34
Figura 22. Planta de biogás CT Río Cuarto I 2 MW, Córdoba, Argentina .....	35
Figura 23. Represa hidroeléctrica Yacyretá 3100 MW, cuenca del Río Paraná, Argentina- Paraguay .....	35
Figura 24. Central geotérmica de Nesjavellir 303 MW, Islandia.....	36
Figura 25. Evolución del consumo final de energía mundial (2018, REN 21) .....	37
Figura 26. Estimated Renewable Share of Total Final Energy Consumption (2018, REN 21)	37
Figura 27. Estimated Renewable Share of Total Final Energy Consumption (2018; REN 21)	38
Figura 28. Potencial del recurso Solar Mundial, Solar Gis, Grupo Banco Mundial .....	40
Figura 29. Solar PV Global Capacity and Annual Additions, 2009-2019 (2020, REN 21).....	41
Figura 30. Solar PV Global Capacity, by Country and Region, 2009-2019 (2020, REN 21)...	41
Figura 31. Top 10 countries by share of global manufacturing (2018, UN) .....	42
Figura 32. Reducción de costos en las tecnologías renovables (2019, IRENA) .....	43
Figura 33. LCOE por tipo de tecnología (2019, Lazar) .....	43
Figura 34. LCOE eólico y solar (2019, Lazar).....	44
Figura 35. Global weighted average total installed costs, capacity factors and LCOE for PV, 2010–2019 (2019, IRENA).....	45

Figura 36. metas en energías renovables de la Ley 27.191 .....	46
Figura 37. Ubicación proyectos RenovAr rondas 1, 1.5 y 2 .....	52
Figura 38. Estado de los proyectos RenovAr en el 2018 .....	52
Figura 39. RenovAr ronda 2: Potencias adjudicadas por región y tecnología .....	53
Figura 40. RenovAr ronda 3: potencia adjudicada.....	54
Figura 41. Proyección de participación de las Compras Conjuntas hasta 2022 .....	56
Figura 42. Precio Proyectado de la compra conjunta.....	56
Figura 43. Mapa de irradiación global horizontal en Argentina .....	58
Figura 44. Evolución de la participación de la energía renovable generada en la demanda total, (2020, CAMMESA).....	59
Figura 45. Evolución de la energía renovable generada por tipo (2020, CAMMESA) .....	60
Figura 46. Flujo de fondos del activo.....	78
Figura 47. Flujo de fondos de los accionistas .....	78
Figura 48. Variación de Precios PPA.....	80
Figura 49. Variación de costos del CAPEX.....	81
Figura 50. Sensibilidad de la tasa de descuento .....	82

## Índice de Tablas

Tabla 1. GENREN: Proyectos solares fotovoltaicos.....	49
Tabla 2. Resolución SE 108/2011: Proyectos solares fotovoltaicos .....	50
Tabla 3. Producción de energía proyectos solares fotovoltaicos GEN REN y RES 108/2011 .	50
Tabla 4. Contratos en compras conjuntas CAMMESA .....	55
Tabla 5. Evolución del consumo de energía renovable 2011-2020, CAMMESA .....	58
Tabla 6. Características principales de la instalación solar .....	66
Tabla 7. Irradiación Solar Valle Viejo .....	66
Tabla 8. Energía P50.....	67

Tabla 9. Generación Solar .....	67
Tabla 10. CAPEX.....	69
Tabla 11. Montos de ON y VCP emitidos por sector, en M. de USD (excluye canjes).....	73
Tabla 12. Evolución de cantidades y montos colocados de ON y VCP.....	73
Tabla 13. Análisis de Obligaciones Negociables (IAMC) .....	74
Tabla 14. Estructura de financiamiento adoptado.....	75
Tabla 15. Indicadores .....	77
Tabla 16. Resultados .....	79
Tabla 17. Sensibilidad de Precios .....	80
Tabla 18. Sensibilidad del CAPEX.....	81
Tabla 19. Sensibilidad de la tasa de descuento .....	82

## **GLOSARIO**

CAMMESA: Órgano administrador del Sistema Argentino de Interconexión

CAPEX: Inversiones de capital que generan beneficios

CAPM (Capital Asset Pricing Model): Modelo de fijación de precios de activos de capital

DSCR (Debt-Service Coverage Ratio): Ratio de cobertura de deuda ECA (Export Credit Agency): Agencia de crédito a la exportación

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad

EPC (Engineering, Procurement, Construction): Contrato de ingeniería, adquisición y construcción equivalente a un acuerdo “llave en mano”

Factor de capacidad: Indicador del porcentaje de tiempo en que una central eléctrica produce electricidad a plena potencia

FDFA: Flujo de fondos de los activos

FDFAcc: Flujo de fondos de los accionistas

IR: índice de rentabilidad

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

OPEX: Costos operativos

PBI (Producto Bruto Interno): Medida que expresa el valor monetario de la producción de bienes y servicios finales de un país durante un año.

Potencia: Energía que se consume en una cantidad de tiempo. Se expresa en watts [W] o sus múltiplos: kilowatt [kW] =  $10^3$  W ; megawatt [MW] =  $10^6$  W

PPA (Power Purchase Agreement): Acuerdo de compraventa de energía eléctrica

PR: Período de recupero

SADI: Sistema Argentino de Interconexión

SPV (Special Purpose Vehicle): Sociedad con Propósitos Específicos

TIR: Tasa Interna de Retorno

Transener: Operador del sistema de transporte de electricidad en alta tensión de Argentina

VAN: Valor Actual Neto

# ¿Es negocio invertir en Generación Eléctrica Solar en Argentina?

*Análisis del negocio de generación renovable y evaluación de proyectos de generación eléctrica solar fotovoltaica de gran escala en Argentina*

## Introducción

Luego del anuncio de la “Emergencia Energética” en diciembre del 2015 por parte de la gestión de gobierno 2015-2019, se declaró la Ley 27.191, en la cual se estableció como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 20% del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2025. Por medio de la Resolución 71/2016, y como parte del plan del gobierno de reconvertir la matriz energética Argentina, se impulsaron distintos programas y proyectos para el arribo de las energías alternativas de fuente renovable en Argentina. Entre los programas y proyectos más importantes impulsados por el gobierno, se encuentran el RenovAr, el PERMER, el MATER y los proyectos de Participación Público-Privada más conocidos como PPP; siendo el RenovAr a partir de PPAs (Power Purchase Agreement) el programa con mayor empuje por parte de la Subsecretaría de Energías Renovables.

La gestión de gobierno 2015-2019, prometía importantes inversiones de capitales extranjeros y conformaba un marco prometedor para comenzar a convertir la matriz energética argentina siguiendo las tendencias mundiales a fuentes de energía sustentables con foco en eliminar los gases de efecto invernadero. Sin embargo, el mismo asumiría con un INDEC intervenido por el Estado, 29% de pobreza según datos del observatorio de la UCA, falta de inversiones en infraestructura, una inflación anual del 27%, subsidios en planes sociales y subsidios a las tarifas de servicios públicos (agua, gas, luz y transporte), entre otros (Carrino, I., 2018). Todo este contexto sumado al caso internacional de Oderbrecht con conexiones con empresas locales, complicaron aún más la entrada de capitales extranjeros. (Cappiello, H., 2018).

Las turbulencias macroeconómicas que viene atravesando la Argentina, particularmente a partir del primer trimestre de 2018, provocaron que tanto los proyectos adjudicados en el marco del Programa RenovAr, como los proyectos privados de inversión en energías renovables, enfrentaran serias dificultades para conseguir el financiamiento necesario para su desarrollo y no todos proyectos pudieron transitar exitosamente estas dificultades (Santamaría, G., 2019).

Las energías renovables requieren de grandes inversiones iniciales para la compra de equipos (los cuales en gran porcentaje son importados) y bajos costos en operación y mantenimiento a lo largo de la duración de los PPAs. Cualquiera que fuese el mix de financiamiento contemplado,

las estimaciones iniciales necesariamente tuvieron que ser reconsideradas con motivo de la coyuntura macroeconómica argentina y el consecuente encarecimiento del crédito.

Adicionalmente, la falta de inversión en la infraestructura necesaria tales como líneas de alta y media tensión, rutas, puentes, entre otros, podrían desalentar futuras inversiones privadas en el sector energético.

El objetivo del trabajo final de MBA es evaluar la atractividad del negocio de generación de energía eléctrica solar fotovoltaica de gran escala en Argentina, para los inversionistas privados y entender en qué condiciones económicas y financieras sería rentable en territorio argentino.

Para esto, se analiza en primer lugar, los actores del sector eléctrico argentino y sus características particulares, para luego abordar un análisis sobre el sector desde el punto de vista jurídico y de su marco regulatorio, con el fin evidenciar el potencial de desarrollo.

Finalmente, se realiza un análisis de las condiciones técnicas, económicas y financieras determinantes para desarrollar los proyectos de generación de energía eléctrica solar fotovoltaica. A fin de evaluar la rentabilidad de los proyectos de generación fotovoltaica y su atractivo como negocio, se realiza la evaluación financiera, con un modelo en Microsoft Excel® de desarrollo propio, de un proyecto de generación eléctrica solar fotovoltaica de 20 MW de potencia en un horizonte de 20 años de generación.

## Capítulo 1: El Sector Eléctrico Argentino

En la República Argentina, la localización de las distintas fuentes de energía, a excepción de la termoeléctrica, no coincide con las áreas de mayor consumo energético, es decir que hay distanciamiento espacial entre las fuentes de producción (como las centrales hidroeléctricas de la Patagonia) y el área de mayor consumo ubicada en la margen derecha de los ríos Paraná y de la Plata, desde la ciudad de Santa Fe hasta el Gran La Plata, por ser la zona de mayor densidad de población del país y tener predominio de las actividades económicas secundarias y terciarias que consumen gran porcentaje de electricidad. Dada la gran extensión de nuestro país, se genera una situación que origina flujos interregionales de energía que inciden en su costo por las obras de infraestructura que se necesitan, como estructuras de alta tensión con conductores de grandes secciones y peso, con su morsetería asociada, sin contar que por efecto Joule y caída de tensión parte de la energía se pierde en el traslado, por lo cual hay que realizar repotenciamientos intermedios. Esto tiene consecuencias directas en diversos sectores productivos, porque el mayor costo se traslada a los precios de los productos y les hacen perder competitividad internacional.

Para resolver el problema de la conexión entre las zonas de producción de energía y las áreas de mayor consumo, se organizó en nuestro país el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que distribuye casi la totalidad de la energía eléctrica producida en el país (más del 90% de la energía generada por todas las centrales térmicas, nucleares e hidráulicas).

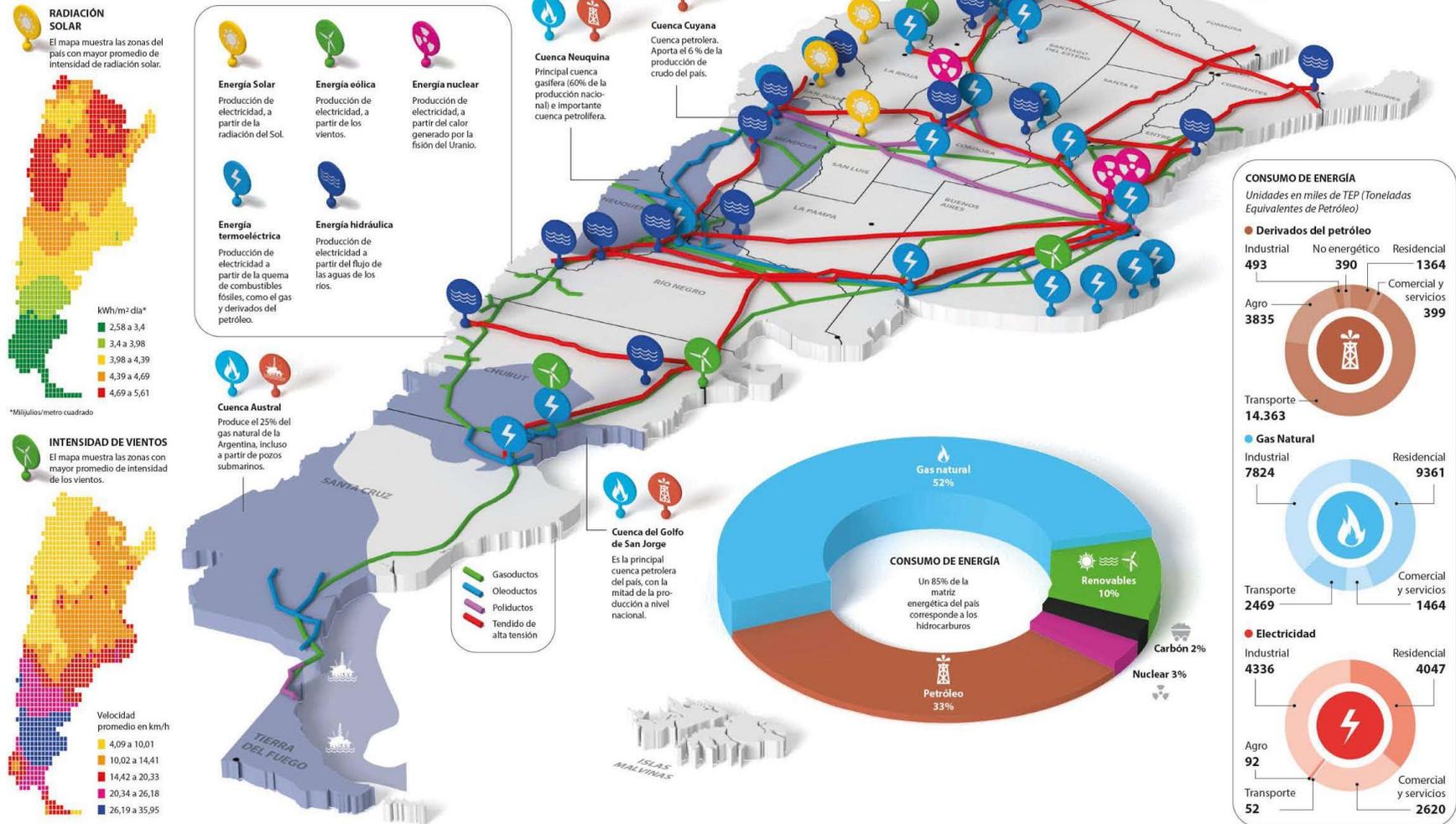
El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) está compuesto por las centrales generadoras y las empresas de distribución y transmisión, unidas por una red eléctrica integrada que abastece de energía eléctrica a la mayor parte del país.

El sistema de transmisión de energía eléctrica está conformado por una gran red de interconexión que está compuesto por líneas de 500, 230 y 132 kV con un diseño radial hacia las zonas de mayor consumo, según lo expresado anteriormente.

En el siguiente infograma desarrollado por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), puede observarse las fuentes de generación de energía en el país y los principales centros de demanda, en donde convergen los distintos sistemas de transporte de energía del país:

# La Energía en la Argentina

Nuestro país posee abundantes recursos naturales provenientes de diversas fuentes. Aprendamos de dónde viene, cómo se genera y distribuye y a usarla más responsable y eficientemente.



Nota: Los mapas utilizados en esta infografía debido al diseño requerido para los contenidos educativos de la misma no incluyen el sector antártico argentino ni las islas del atlántico sur que forman parte integral del territorio de la República Argentina.

Fuentes: Asociación Argentina de Energía Eólica, Ministerio de Energía y Minería, Fundación YPF y Sistema de Información de Petróleo y Gas - IAPG.

Figura 1. Fuentes de generación de energía en Argentina

Argentina es un país extenso con una superficie de 2,7 millones de Km<sup>2</sup>. La producción de las centrales hidráulicas, eólicas y solares localizados en las cuencas en que dichos recursos se encuentran, debe inyectarse a un sistema de transmisión extenso cuya finalidad es transportar en forma segura y confiable la energía hacia los grandes centros de consumo. Así como también, la importación y exportación de energía eléctrica, se realiza a través de este sistema.

El servicio público de transmisión de electricidad es una parte vital para el funcionamiento del sistema eléctrico nacional, por lo que resulta imprescindible contar con una red robusta que permita el despacho de energía minimizando las pérdidas y los costos de transporte.

### **Actores del Sector Eléctrico**

Debido a sus características microeconómicas (capital intensivo y fuertes economías de escala) las etapas de transmisión y distribución constituyen “monopolios naturales”, que requieren una regulación ad-hoc para simular condiciones de mercado competitivo hacia los nuevos operadores privados. En la Argentina se implementó el modelo de “price cap” de regulación indirecta a través de la fijación de una tarifa eficiente, la evaluación de la calidad de servicio y la penalización de los incumplimientos. Si bien los contratos de concesión para con los distribuidores no imponen parámetros de inversión específicos, los distribuidores deben conectar todo nuevo cliente que así lo requiera, afrontando de esta manera todo incremento en la demanda.

Las empresas que se hicieron cargo de las distintas etapas de la cadena de producción más los grandes consumidores de electricidad (GU), se constituyeron en agentes del mercado y, junto a la Secretaría de Energía (SE), accionistas, por rama de actividad, de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), cuyo rol se describe más en adelante.

Esta estructura del Sector Eléctrico de manera de asegurar su correcta evolución y operación está compuesta por:

- Secretaría de Energía: cuyo objetivo principal es fijar políticas
- Entes reguladores (nacional ENRE y provinciales): cuyo objetivo es regular y fiscalizar
- CAMMESA: cuyo objetivo es administrar y operar el sistema con seguridad

El sector privado, por su parte, asume las inversiones de riesgo en los diferentes segmentos, ejerciendo su actividad de producción de bienes y servicios, bajo la regulación y control del Estado.

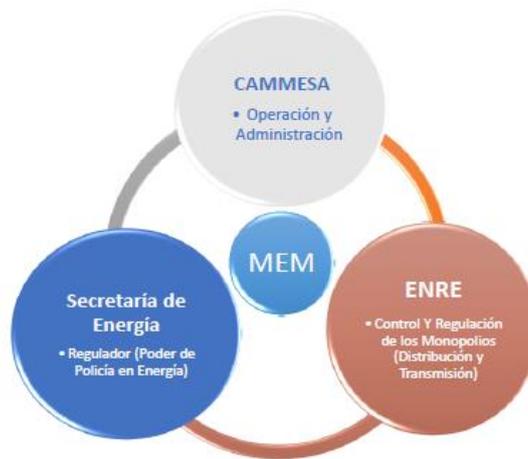


Figura 2. Actores del mercado eléctrico argentino

### ***Rol de ENRE***

Tiene como principales funciones controlar el cumplimiento de los contratos de concesión de servicios de transporte y distribución, garantizar la adecuada prestación del servicio, imponer sanciones en caso de que el servicio no esté prestándose con la calidad requerida, asegurar la competencia, establecer las bases para el cálculo de las tarifas, otorgar concesiones de transporte y distribución, entre otras.

### ***Rol de CAMMESA***

La característica fundamental de la producción y conducción de la energía eléctrica hasta la demanda es física, regida por la imposibilidad de ser almacenada: la energía eléctrica, se produce y consume en el mismo momento y en todo instante. Para que un sistema interconectado esté en equilibrio funcional, la producción de energía debe igualar a su demanda.

El otro requerimiento clave, es que, por razones de interés público, ese equilibrio debe ser logrado al menor costo posible, es decir, que el conjunto de unidades puestas en servicio para abastecer una demanda garanticen el mínimo costo conjunto, teniendo a la vista no sólo la situación presente sino la prevista en el período en el que sea posible redistribuir el uso de los recursos para generar (diario, estacional, plurianual, etc.).

La demanda total incluye la efectivamente consumida por los clientes finales de la cadena de producción más todas las pérdidas que se producen en su transmisión, transformación (cambio de niveles de tensión) y distribución, y que obedecen a diversas causas (técnicas, a través de las instalaciones, errores de medición, hurto y fraude, etc.).

La característica clave y distintiva del sistema interconectado es la existencia de un “pool” conformado físicamente por la red a la cual los productores de energía eléctrica inyectan su

producción y de la cual los clientes toman su demanda, lo que requiere la existencia de un despacho centralizado que administre el balance oferta-demanda.

Esto es, la existencia de un organismo que programe la operación del sistema previendo su demanda a cada momento e instruyendo a los generadores a entrar en servicio en distintos momentos, de acuerdo a cómo sean requerida su producción.

A partir de 1992, se creó la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), a la cual se le atribuyeron las funciones de Organismo Encargado del Despacho (OED) y, superpuesta a éstas, la de administrador de las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista.

A su vez y como consecuencia, CAMMESA tiene bajo su órbita la implementación del marco regulatorio mediante la definición de reglas y procedimientos técnicos que establecen los requisitos para el ingreso, operación en tiempo real y coordinación de las transacciones económicas entre los Agentes del Mercado.

Principales funciones de CAMMESA:

- Optimizar el uso de los recursos del MEM
- Despacho de unidades, maximizando la seguridad del Sistema Eléctrico y la calidad del suministro en el MEM.
- Cálculo de las transacciones económicas del MEM
- Facturación y pagos
- Gestionar contratos a largo plazo
- Asegurar la transparencia
- Actualmente Off-Taker (comprador) en PPA, Contratos con IPPs (generador)



Figura 3. Conformación de CAMMESA

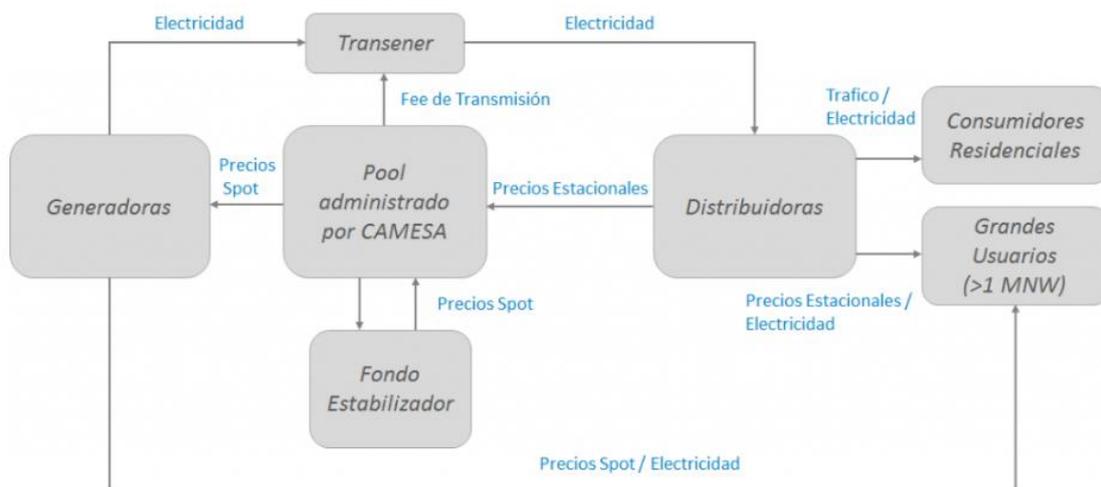
## ***Mercado Eléctrico Mayorista***

Las transacciones entre los diferentes participantes de la industria de la electricidad se llevan a cabo a través del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El MEM fue organizado, desde el proceso de privatización, como un mercado competitivo en el que los generadores, distribuidores y determinados grandes usuarios de electricidad pueden comprar y vender electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda, y se les permite entrar en los contratos de suministro de electricidad a largo plazo.

El MEM presenta en Argentina la siguiente configuración:

- Un mercado a término en donde las cantidades, los precios y las condiciones contractuales son acordadas directamente entre vendedores y compradores (después de la promulgación de la Resolución N° 95/2013 de la ex Secretaría de Energía («SE»), este mercado se limitó al mercado de Energía Plus, posteriormente adicionándose el Mercado a Término de Energías Renovables, conocido como MAT ER, mediante la Resolución N° 281/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería (“MEyM”).
- Un mercado spot, en donde los precios son establecidos por hora en función del costo económico de producción.
- Un sistema estabilizado de precios al contado a través de precios estacionales, establecidos semestralmente y diseñado para mitigar la volatilidad de los precios al contado para la compra de energía eléctrica por los distribuidores.

La siguiente figura muestra las relaciones entre los diversos actores del MEM:



*Figura 4. Actores de MEM, Pampa Energía.*

## Características Particulares del Sector Eléctrico

### *Demanda de energía eléctrica*

El sector eléctrico proporciona un insumo que es imprescindible en casi todas las actividades productivas, y que se encuentra entre las necesidades básicas de la sociedad.

Existe una marcada correlación entre el PBI y la demanda eléctrica, lo que sugiere que al menos hasta el presente, el crecimiento económico y el bienestar material de los países han estado asociados a un mayor consumo de energía eléctrica. Según se observa en la siguiente imagen, los países de menor desarrollo económico se caracterizan por ser aquellos con el menor consumo eléctrico per cápita. Contrariamente, se observa que los países más desarrollados e industrializados, exhiben los mayores consumos eléctricos por habitante. Esta relación muestra claramente la tendencia que la inversión en el sector energético genera un impacto positivo en el crecimiento económico de los países y permite un marco de desarrollo que genera igualdad y oportunidades.

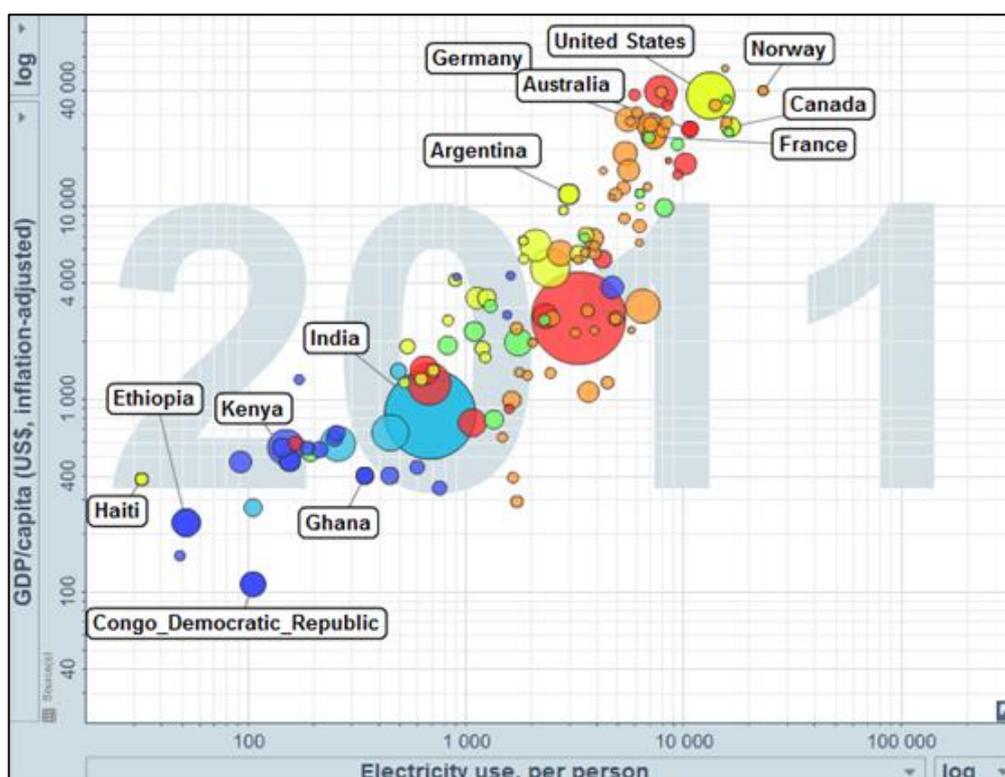


Figura 5. Relación entre el consumo eléctrico per cápita (kWh) y el PBI per cápita ajustado por inflación, OETEC (2016, Bernal, F.).

Ésta misma correlación se da también en Argentina, en donde la variación porcentual en la demanda de energía eléctrica fue acompañando la variación del PBI. Resulta evidente que el proceso de crecimiento económico de la industria va aumentando en importancia, así como el

sector de transporte, y estas actividades consumen importantes cantidades de energía. Adicionalmente la creciente mecanización de las actividades económicas y el aumento del uso de energía en el sector doméstico confluye en un mayor consumo per cápita.

En el siguiente gráfico emitido por CAMMESA, puede verificarse la correlación entre el PBI y la demanda de energía eléctrica en Argentina:

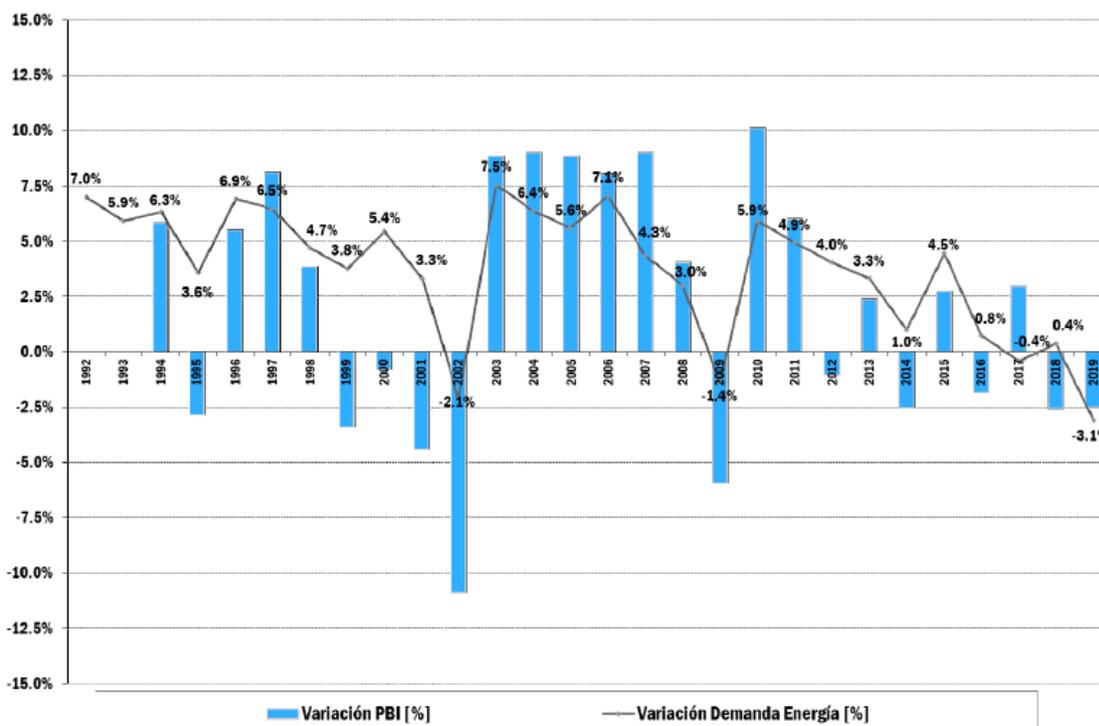


Figura 6. Correlación entre el PBI y la demanda de energía eléctrica en Argentina (2019, CAMMESA)

La demanda de energía eléctrica aumenta con el crecimiento de la población. Según describe la Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), en Argentina, el consumo per cápita se duplicó en los últimos 25 años, mientras que la demanda residencial se incrementó aún más, 5% anual. Si bien en los últimos años el consumo de energía eléctrica anual presenta una leve baja respecto de la tasa de crecimiento de años anteriores, producto de la recesión y el estancamiento en el crecimiento del PBI; la tasa interanual tomada entre el 2005 y el 2019 tiene un crecimiento del 2.41% interanual.

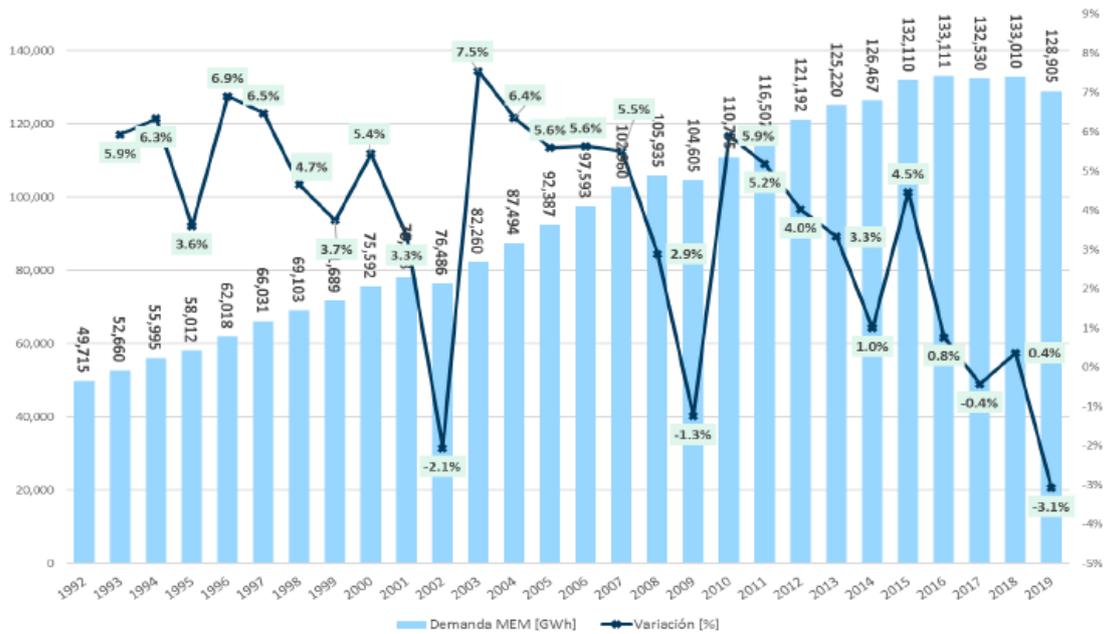


Figura 7. Variación interanual de la demanda de energía eléctrica en Argentina, (2019, CAMMESA)

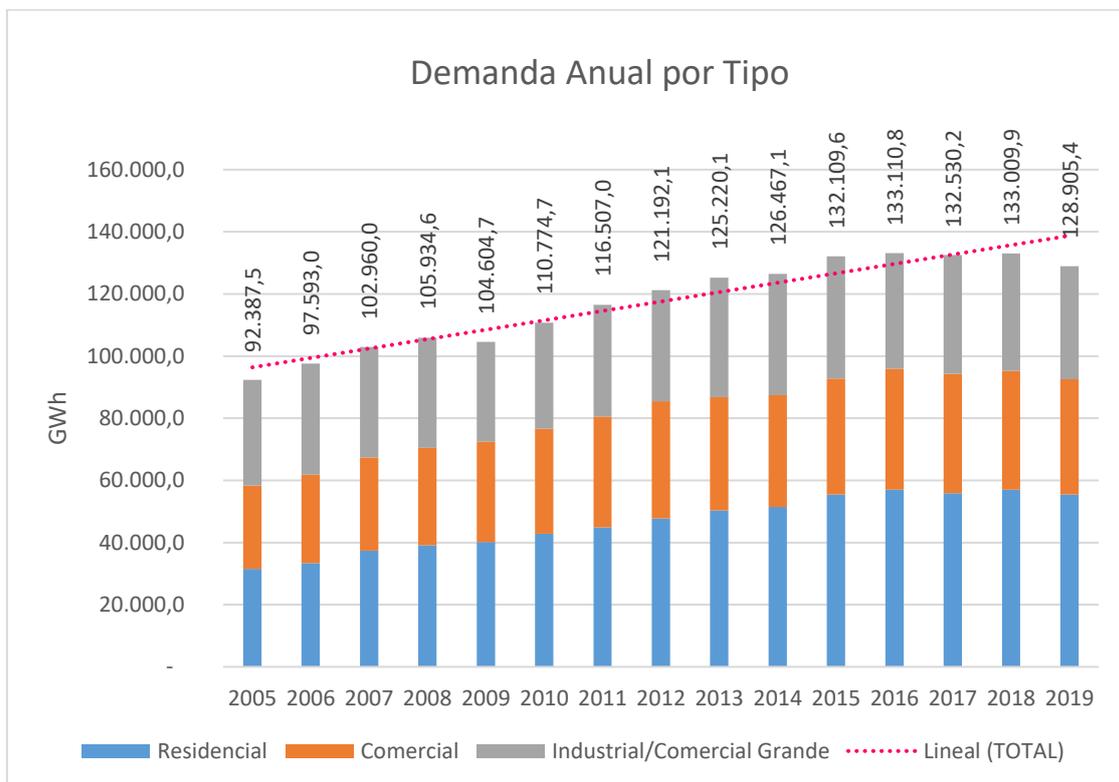


Figura 8. Crecimiento de la demanda de energía eléctrica por tipo en Argentina

## Potencia instalada

Éste aumento de demanda de energía eléctrica debió ser acompañado por la disponibilidad de potencia instalada. Según el informe de Balance de gestión en energía 2016-2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, respecto de la generación de energía eléctrica, en estos cuatro años se construyeron e inauguraron 29 centrales térmicas y se terminaron otras 12 que estaban en obra, aumentando la potencia instalada en un 28%. Las demandas del sistema en el pico de demanda pasaron 1.5% (nivel crítico) en 2016 al 10.3% en el récord de demanda de potencia en el 2018.

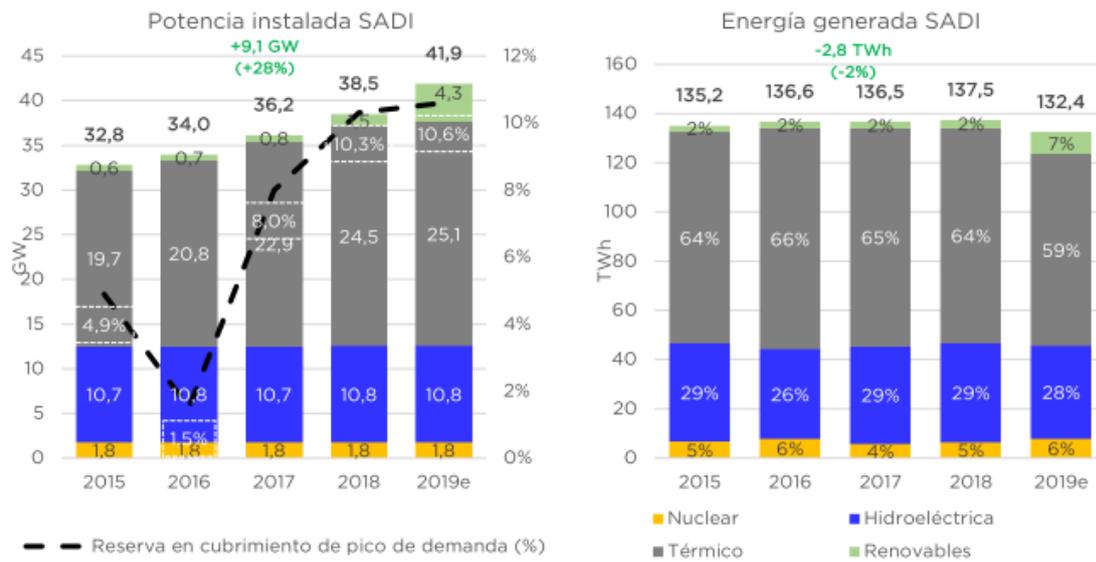


Figura 9. Crecimiento de la potencia instalada en el SADI, SSPE, 2019

Según se observa en el gráfico anterior, hasta el verano de 2016, el sistema eléctrico padeció graves problemas que atentaron contra la seguridad de suministro, que en ese año habían alcanzado un margen de reserva del 1,5% en el pico de potencia contando las importaciones desde Brasil y Uruguay, mientras que la mínima reserva rotante aconsejada para confiabilidad del sistema ronda el 5%. Esta situación pudo ser revertida en los últimos años, en donde las potencias máximas siempre han crecido, incluso por encima de la tasa de crecimiento de la energía.

A partir de la resolución 21/2016 dictada en el marco de la emergencia eléctrica declarada por medio del Decreto 134/2015, se pudieron incrementar las reservas durante el pico de potencia con la incorporación de potencia térmica en el marco de la emergencia eléctrica, así como gracias a la mejora del factor de disponibilidad de los equipos, las demandas máximas de potencia de los años 2017, 2018 y 2019 fueron abastecidas, sin mayores inconvenientes, con reservas que se mantienen en línea con estándares internacionales vinculados con la confiabilidad del sistema.

En la actualidad la potencia instalada habilitada comercialmente en el sector de generación asciende a 40.139 MW (Informe Mensual CAMMESA, mayo 2020).

La oferta de generación se compone de las siguientes tecnologías:

- **Hidráulica:** Corresponde a represas, que generan energía eléctrica utilizando agua como recurso primario. Se trata por lo general de grandes centrales de generación, que representan el 27% de la oferta de generación del país.
- **Térmica:** Corresponde a centrales de generación que utilizan como combustible primario Gas Natural (o sus sustitutos como Gas Oil o Fuel Oil cuando falta Gas Natural) o carbón. Esta tecnología aporta casi el 61% de la potencia disponible en el mercado. Dentro de esta tecnología podemos distinguir entre Turbinas de Vapor (TV), Turbinas de Gas (TG), Ciclos Combinados (CC) y Motores Diesel (DI)
- **Nuclear:** Son centrales que utilizan uranio como combustible para la generación, existen en Argentina las centrales de Atucha (I y II) y Embalse en la provincia de Córdoba, que representan el 4,4% de la potencia instalada en el sistema.
- **Renovables:** Corresponden a centrales de generación principalmente **Solares y Eólicos**, y en menor medida pequeños embalses y biomasa como recursos para producir electricidad. Actualmente representan el 7,6% del total de oferta de generación, sin embargo, es donde se espera el mayor crecimiento en generación dada la legislación vigente.

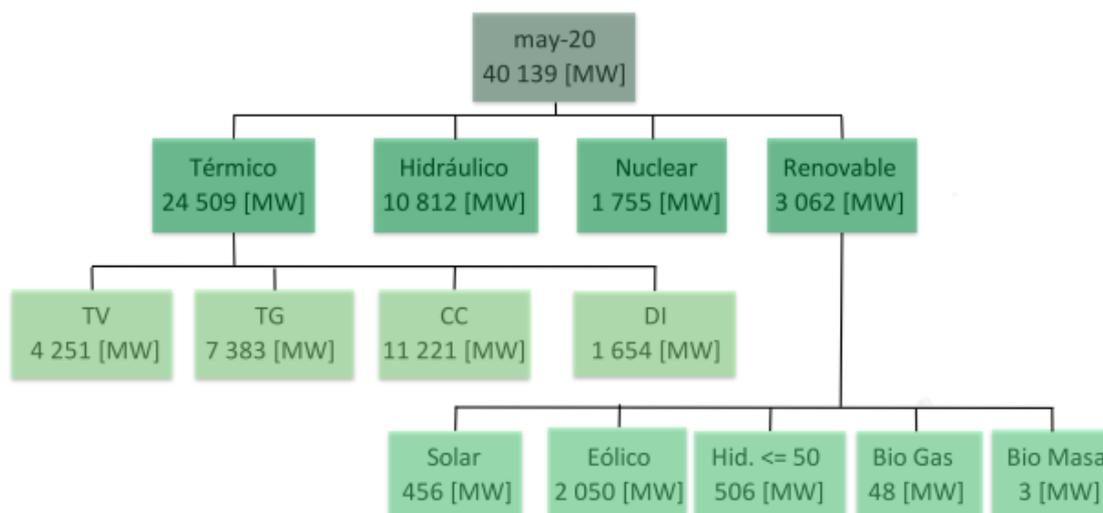


Figura 10. Potencia instalada (SIN) por tecnología.

La evolución de la demanda de potencia máxima registrada entre el año 1992 y el año 2019, la tasa de crecimiento interanual es de 3,84%.

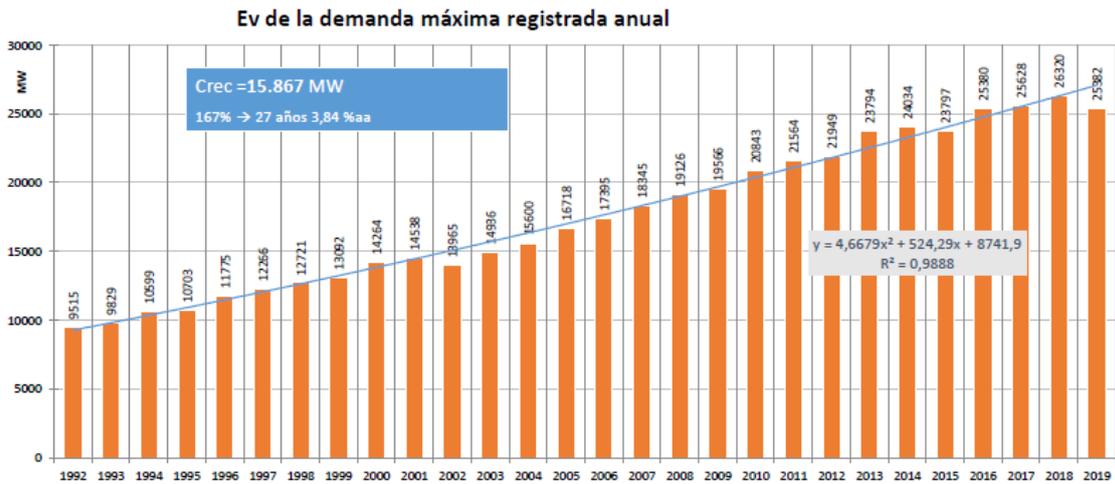


Figura 11. Evolución de la demanda máxima registrada anual

Si se proyecta la tasa de crecimiento interanual de 3,84%, para el año 2037, se duplicaría la demanda actual.

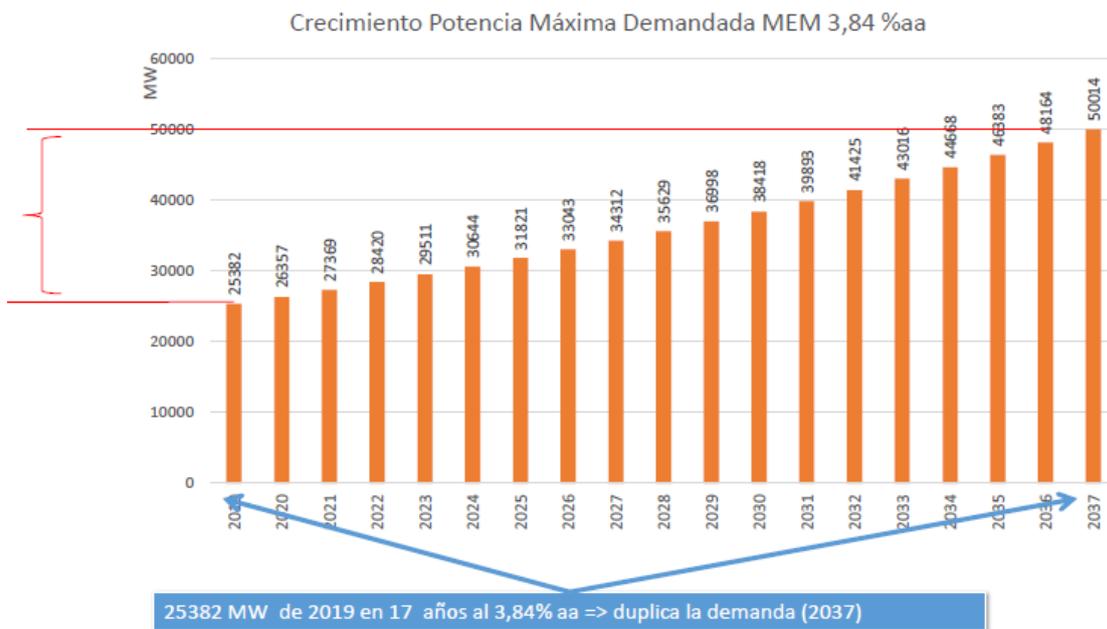


Figura 12. Crecimiento de la potencia máxima demandada MEM, CAMMESA, 2019

## **El Sistema de Precios y los subsidios a la energía**

### **El precio de la Energía**

Los precios de la energía se expresan en su unidad característica como pesos o dólares por megavatio-hora (USD/MWh) y los de la potencia, por megavatio (USD/MW).

En los sistemas eléctricos, el operador técnico del sistema (CAMMESA) selecciona de manera centralizada, entre el conjunto de posibles formas de abastecer la demanda, la que produce el mínimo costo para el conjunto del sistema. Como resultado, se conocen con certeza los costos de operación en cada momento y los costos marginales de producción de la energía. A esto se lo conoce como modelo marginalista de fijación de precios, que vincula los precios pagados por la demanda, con la operación real del sistema y sus verdaderos costos de producción, pasando de un sistema de costos medios a un sistema de precios marginales (incrementales).

El sistema de precios marginalista adoptado por el Marco Regulatorio, define que el precio horario de la energía o “precio spot” que deben recibir los generadores es el costo marginal de la operación, creciente con la demanda, expresado en USD/MWh.

De esta manera los generadores más eficientes percibirán un margen mayor de venta de energía en el mercado spot, además de ser despachados una mayor cantidad de tiempo durante el año, dado que resultarán competitivos aún para bajas demandas.

El precio spot horario se calcula para cada uno de los nodos del sistema interconectado, y se denomina precio de mercado horario al precio en el NODO EZEIZA 500 kV como nodo arbitrario de referencia, “centro de cargas del sistema” o “Nodo Mercado”. Los precios spot de energía no son iguales en todos los nodos del sistema eléctrico, sino que varían en función de las pérdidas en la red de transmisión, variaciones que suelen expresarse a través de factores de nodo ( $f_N$ ) para referirlos al Nodo Mercado.

### **El precio de la Potencia**

La remuneración por potencia es una señal económica adicional al precio de energía, que es ofrecida a los generadores para alentar su permanencia en el mercado, aunque, por su relativa ineficiencia, no sean despachados con frecuencia, con el objetivo de garantizar una oferta de mayor capacidad de generación que la estrictamente necesaria para el despacho.

Esta señal tiende, por tanto, a promover la existencia de reserva hoy y mayor seguridad de abastecimiento en el largo plazo, con independencia del nivel de despacho. Hoy no es completamente independiente, sin embargo, del nivel de despacho, aunque hubo reiteradas aproximaciones para independizarla.

Al precio de la potencia también se le aplica un ajuste regional por medio del “factor de adaptación” que es una medida de la calidad y confiabilidad del vínculo entre esa región y el centro de cargas del sistema.

La minimización de los Costos de Potencia se realiza a través de procesos de asignación de la capacidad en función de la disponibilidad de potencia y de la incorporación de la nueva oferta requerida para acotar riesgos de falla o aumentar la eficiencia del parque de generación mediante licitaciones públicas abiertas

### **Costo de la “Energía no Suministrada” (ENS)**

El sistema de despacho y precios marginalistas compara en cada momento el costo de introducir la siguiente máquina en el ranking de costos variables de producción (u “orden de mérito”). Cuando la demanda agotó todas las unidades disponibles (100% del parque despachado) el siguiente MW no podrá ser cubierto, y el sistema (o una parte de él) entra en déficit o energía no suministrada (ENS).

### **Costo de la generación forzada**

Debido a requerimientos técnico-operativos del sistema, como el mantenimiento de la tensión en regiones de débil transmisión o características propias de algunas tecnologías de generación (tiempos entre parada y arranque), existen situaciones particulares en que es necesario mantener en servicio unidades de generación que no saldrían despachadas en función de su elevado costo variable de producción (CVP).

La normativa del MEM prevé los casos de generación que debe operar “forzada”, sin entrar en la lista de mérito del despacho. Bajo esas circunstancias, la generación forzada no interviene en la sanción del precio spot de la hora, que continúa siendo dado por la siguiente unidad ingresante por orden de mérito; sino que recibe una remuneración igual a su costo operativo (CVP) más su retribución por potencia puesta a disposición, Se le garantiza no sufrir pérdidas de contribución, pero no recibe margen por energía.

### **El Mercado a Término o de Contratos**

La regulación prevé que un generador y un distribuidor o gran usuario puedan contratar la compra-venta de energía y potencia entre ellos, fijando el precio libremente. En la práctica, dado que el costo de oportunidad de ambos siempre está relacionado al mercado spot (en función del precio estacional, que es una estabilización del precio spot), el precio de este mercado constituye la referencia sobre la cual se fijan los precios de contratos en el Mercado a Término. El precio estacional de la energía es un valor que se fija discrecionalmente por parte del Ministerio de

Energía (o alguna de sus dependencias) y representa el costo al que las distribuidoras compran a CAMMESA la electricidad que venderán luego a sus clientes.

Resulta importante aclarar que el despacho de la demanda total del sistema realizado por CAMMESA con el objetivo de minimizar el costo de operación y riesgo de falla, se realiza sin considerar los contratos a término.

El Mercado a Término es sólo una superestructura comercial que se superpone a los resultados del despacho económico “por afuera” de éste. Si un generador con contratos no sale despachado, deberá comprar la energía y potencia contratada en el mercado spot y venderla a sus contratos. Esta administración la realiza CAMMESA, para lo cual requiere la información de las cantidades contratadas.

### **La Remuneración de los Generadores**

Aplicando los conceptos expuestos hasta aquí, es posible ahora expresar la remuneración percibida por un generador que vende su producción parcialmente en el mercado a término y los excedentes en el mercado spot.

La remuneración del generador está integrada por las siguientes componentes:

- *Energía y potencia vendida a los contratos* – Cada hora, la suma de las curvas de carga de sus contratos es descontada de la generación. Esta energía es facturada directamente por el generador a sus clientes (distribuidores y grandes usuarios) de acuerdo con las condiciones de precio fijadas en el contrato.
- *Energía vendida al mercado spot* – El resto de la energía generada a posteriori del despacho y la operación diaria, es considerada por CAMMESA como vendida al mercado spot, y remunerada al precio spot del nodo en cada hora.
- *Potencia vendida al mercado spot* – La potencia puesta a disposición (PPAD) en el mercado spot se remunera al precio de nodo de la potencia en las 90 horas fijadas para dicha remuneración, siendo nula en las restantes horas.
- Los generadores térmicos que estando disponibles no resulten despachados, si fueron previstos en el predespacho del día anterior por la programación de CAMMESA, son remunerados también por su PPAD (Precio de la potencia a disposición según los procedimientos).

Otros servicios adicionales

- *Regulación de frecuencia* – Los generadores perciben, además, remuneraciones por otros servicios inherentes a la generación. Es importante la remuneración por el “servicio de regulación de frecuencia” cuando lo prestan.

- *Reservas* – Los generadores que no están despachados, pueden ofertar los servicios de “reserva”, necesaria para la operación ante pérdida eventual del equipamiento disponible previsto por el despacho: generadores y líneas.

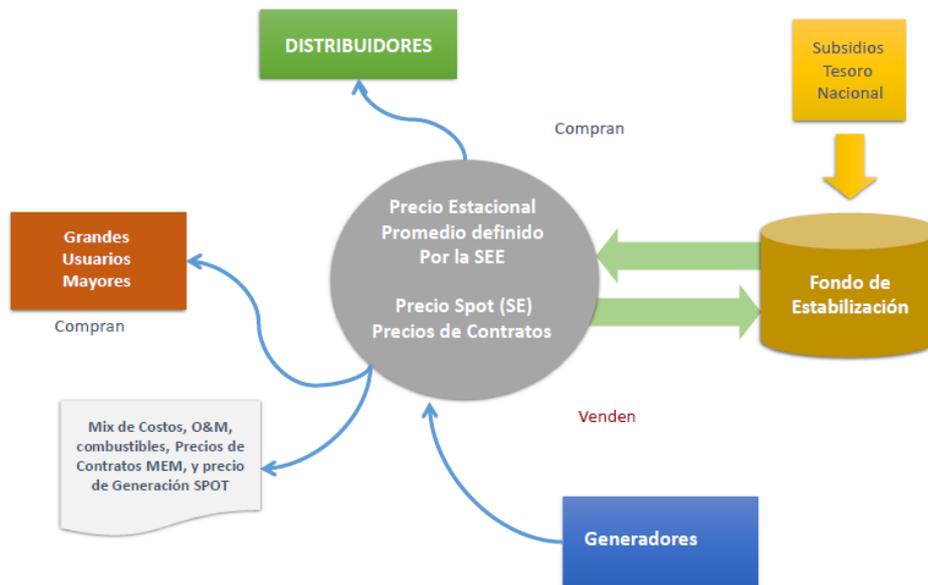


Figura 13. MEM, Remuneración de la energía y distribución de costos

### *Costo monómico y conformación de tarifas y los subsidios*

Como se comentó anteriormente, el objetivo es siempre minimizar los costos tanto del abastecimiento de la demanda como los de potencia. Con relación a estos últimos, la minimización se alcanza a través de procesos de asignación de la capacidad en función de la disponibilidad de potencia y de la incorporación de la nueva oferta requerida para acotar riesgos de falla o aumentar la eficiencia del parque de generación mediante licitaciones públicas abiertas.

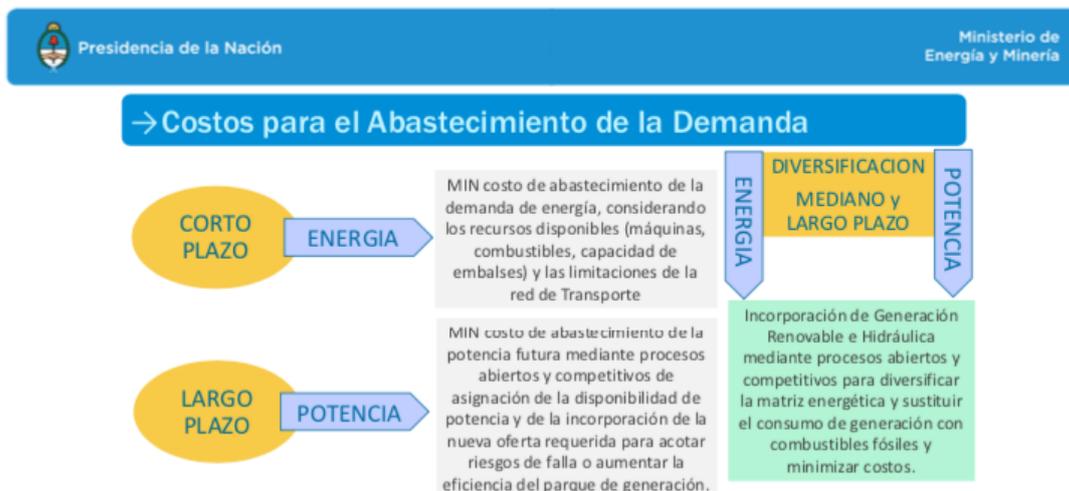


Figura 14. Costos para el abastecimiento de la demanda, MINEM, 2015

El funcionamiento operativo y económico del MEM se basa en un esquema de Programaciones de la operación desde el Mediano y Largo Plazo (Estacional) hasta el Corto Plazo (Semanal y Diaria) donde se establecen la planificación de la gestión óptima, cuya información se encuentra a disposición en la web de CAMMESA así como otros estudios prospectivos con el ingreso de nuevo equipamiento, requerimientos de combustibles, niveles de reserva y disponibilidad de las unidades y que definen los precios y costos de gestión del MEM.

El costo de producción de energía en el MEM está representado por el costo monómico.

$$\text{Costo medio monómico del sistema} = \frac{\sum \text{los costos de generación y asociados}}{\text{la demanda abastecida en el MEM}}$$

El costo medio monómico es la suma de los costos representativos de producción (propios y asociados) de energía eléctrica en el MEM, dividida la demanda abastecida total, en un período de control.

Los distintos costos de generación costos varían en función de distintas variables, tanto físicas como económicas, como:

- Valores físicos: cantidades de generación por tipo/tecnología, consumos de combustibles
- Valores económicos: precios representativos de reconocimientos de costos (tasa de cambio, OyM, combustible, capacidad) además de otros costos adicionales de gestión.

En la definición del costo monómico, debido a que el parque de la oferta en el MEM está conformado por maquinas térmica que necesitan combustible, versus la hidroeléctrica que

representa solamente el 30%, los costos asociados al uso del combustible representan más del 60% del costo total del sistema.

A través de un mercado competitivo para la producción de energía, el precio monómico surge como resultado de dicha competencia en el MEM, reflejando el valor medio de compra de los Grandes Usuarios del MEM (alrededor de 20% de la demanda). Lo cual es distinto en el caso de los distribuidores, ya que compran energía al Precio Estabilizado que se establece por resoluciones y que actualmente tiene implícito un subsidio significativo para los usuarios.

En el siguiente cuadro, puede observarse la conformación del costo monómico promedio durante el primer semestre del 2019:

Costo monómico por tecnología y tipo de contrato, enero - agosto 2019 (en USD/MWh)

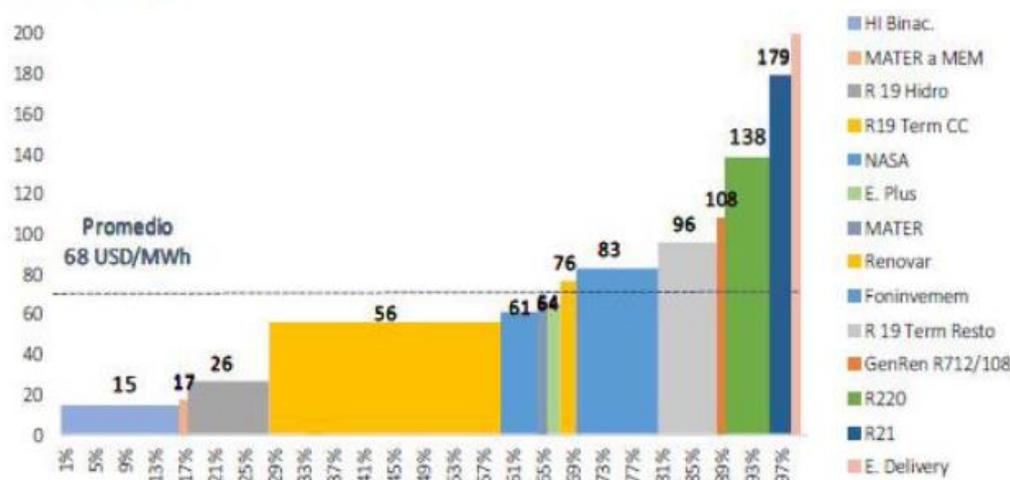


Figura 15. Costo monómico por tecnología y tipo de contrato (2019, CAMMESA)

Según se mencionó anteriormente, la matriz energética argentina tiene un 61% de su capacidad instalada térmica, lo cual conlleva que el costo monómico de la energía tenga una ponderación muy importante con el costo del gas.

La diferencia entre el precio estacional y el costo monómico se acumulaba en un Fondo de Estabilización, el cual debe ser compensado con aportes del tesoro nacional.

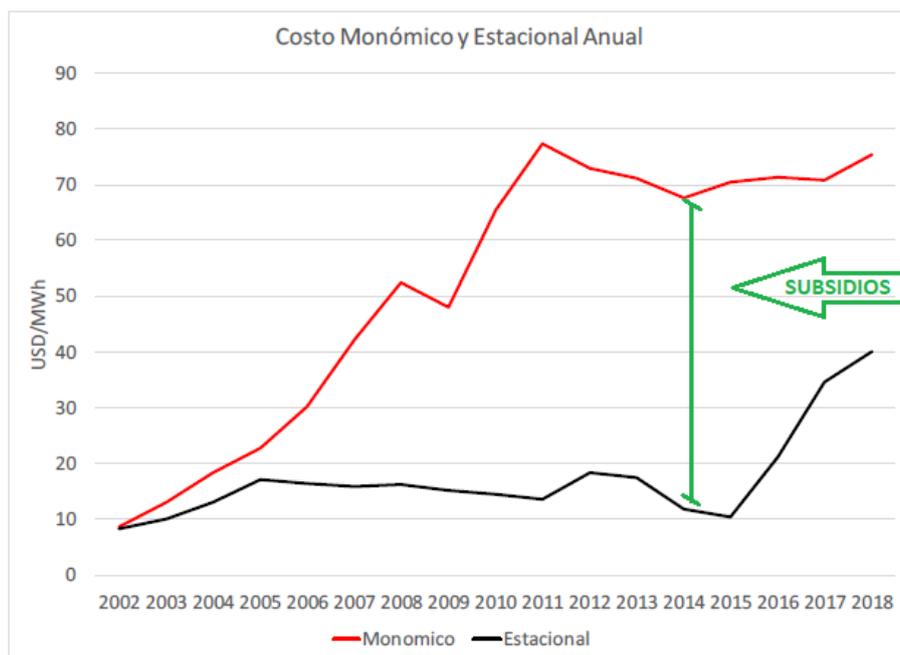


Figura 16. Evolución de los subsidios a la energía eléctrica (2019, CAMMESA)

Según lo que se observa en el siguiente cuadro, a partir del año 2016 se comenzó un proceso de normalización de los precios de la energía eléctrica para reducir los subsidios a la energía y, consecuentemente, el déficit fiscal. Los aumentos graduales del precio estacional de la energía que pagan las distribuidoras de energía eléctrica. Actualmente, el precio que paga la demanda cubre el 63% del costo de producción, siendo que la diferencia debe subsidiada por el estado nacional.

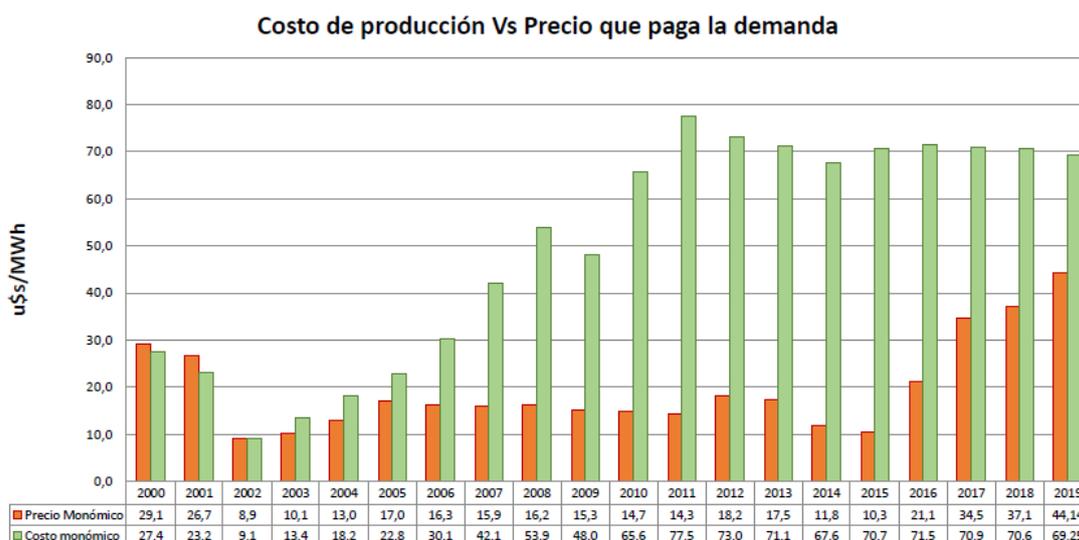


Figura 17. Evolución del spread entre el costo monómico y el precio monómico (2019; CAMMESA)

## Capítulo 2: Las Energías renovables y su contexto actual

Según lo expuesto hasta aquí, el desarrollo de un país está estrechamente correlacionado a la energía con la que pueda contar para desarrollar sus actividades productivas, de transporte y de construcción de infraestructuras, entre otras necesidades de la vida moderna. La falta de energía eléctrica disminuye las posibilidades no sólo del desarrollo industrial productivo, sino además de desarrollo social. Sin embargo, no se debe considerar únicamente la disponibilidad energética presente, sino que, para pensar en un desarrollo sostenible, los países deben contar con un horizonte de abastecimiento confiable que tenga en cuenta los incrementos en la demanda de energía que plantea una economía en crecimiento. En este capítulo se desarrollará el sector de las energías renovables y como las mismas son un factor clave, no sólo para diversificar la matriz energética de los países, sino para cubrir la demanda creciente en forma económica y sustentable.

### El sector de energías renovables

Las principales fuentes de energía con las que cuenta hoy el mundo, petróleo, gas natural y carbón mineral, son de carácter no renovable o convencional; es decir que a medida que se van consumiendo disminuyen sus reservas sin posible reposición, salvo que se descubran nuevos yacimientos. Si bien esto último ocurre, los nuevos yacimientos no cubren el consumo actual y generalmente su explotación requieren tecnologías más complejas y costosas. Al contrario, 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 el siguiente cuadro puede identificarse las distintas fuentes de generación de energía eléctrica:

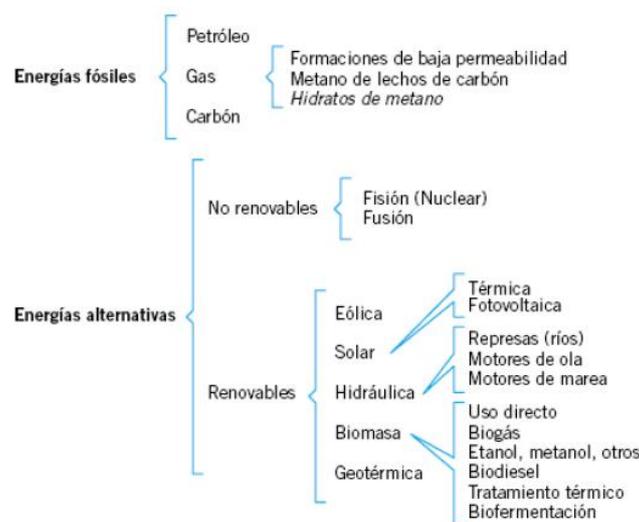


Figura 18. Fuentes de energía (2009, Barreiro, E.)

La **energía eólica** hace referencia a aquellas tecnologías y aplicaciones en que se aprovecha la energía cinética del viento, convirtiéndola a energía mecánica o eléctrica.

Existen dos tipos principales de máquinas que aprovechan la energía contenida en el viento: los molinos, que se utilizan fundamentalmente para bombeo mecánico de agua (algo muy común en el campo), y los aerogeneradores, equipos especialmente diseñados para producir electricidad.



*Figura 19. Parque eólico Rawson 102 MW, Chubut, Argentina*

La **energía solar** es la que, mediante conversión a calor o electricidad, se aprovecha de la radiación proveniente del sol.

Nuestro planeta recibe del sol una gran cantidad de energía por año de la cual solo un 40% es aprovechable, cifra que representa varios cientos de veces la energía que se consume actualmente en forma mundial; es una fuente de energía descentralizada, limpia e inagotable que se puede transformar en electricidad de dos maneras:

**Energía solar térmica:** utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor. La transformación se realiza mediante el empleo de colectores térmicos. Su principal componente es el captador, por el cual circula un fluido que absorbe la energía radiada del sol.

**Energía solar fotovoltaica:** utiliza la otra parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. Basada en el efecto fotoeléctrico, la transformación se realiza por medio de celdas fotovoltaicas, que son semiconductores sensibles a la luz solar que provoca una circulación de corriente eléctrica entre sus 2 caras. Un conjunto de celdas conectadas entre sí, componen módulos o paneles solares fotovoltaicos



*Figura 20. Parque solar fotovoltaico CAUCHARI 300 MW, Jujuy, Argentina*

Se denomina **biomasa** a toda porción orgánica proveniente de las plantas, los animales y de diversas actividades humanas. El término “biomasa” abarca una variada serie de fuentes energéticas: desde la simple combustión de la leña para calefacción hasta las plantas térmicas para producir electricidad, usando como combustible residuos forestales, agrícolas, ganaderos o incluso “cultivos energéticos”, pasando por el biogás de los vertederos o lodos de depuradoras, hasta los biocombustibles.

Cualquier tipo de biomasa proviene de la reacción de la fotosíntesis vegetal, que sintetiza sustancias orgánicas a partir del CO<sub>2</sub> del aire y de otras sustancias simples, aprovechando la energía del sol.



*Figura 21. Planta biomasa Santa Rosa 17 MW, Corrientes, Argentina*

Aunque también sea biomasa, se denomina **biogás** al producto gaseoso que se obtiene de la descomposición de la materia orgánica por el proceso biológico de digestión anaeróbica en un medio con carencia de oxígeno y por medio de bacterias específicas.

Este gas refiere en general a la mezcla constituida por metano y dióxido de carbono, con pequeñas proporciones de hidrógeno, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno. El porcentaje de metano

lo caracteriza como combustible con poder calorífico apto para la combustión en motogeneradores que producen energía eléctrica



*Figura 22. Planta de biogás CT Río Cuarto I 2 MW, Córdoba, Argentina*

La fuente **hidroeléctrica** consiste en la conversión de la energía cinética y potencial gravitatoria del agua, en energía mecánica que finalmente es transformada en eléctrica.

De acuerdo con el "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía para Producción Eléctrica", la categoría de "Pequeño Aprovechamiento" corresponde en la Argentina a centrales hidroeléctricas de hasta 50 megavatios de potencia instalada

La generación de energía a partir de una corriente de agua es la fuente de energía renovable más usada en el mundo para generar electricidad.



*Figura 23. Represa hidroeléctrica Yacyretá 3100 MW, cuenca del Río Paraná, Argentina-Paraguay*

La **energía geotérmica** a aquella que, aprovechando el calor que se puede extraer de la corteza terrestre, se transforma en energía eléctrica o en calor para uso humano o procesos industriales o agrícolas. La generación de energía eléctrica a partir de la geotermia se basa en el

aprovechamiento del vapor generado naturalmente, en turbinas de vapor que alimentan un generador eléctrico.



*Figura 24. Central geotérmica de Nesjavellir 303 MW, Islandia*

### ***La evolución de las energías renovables***

El sector de energías convencionales sigue teniendo un papel protagónico en la matriz energética mundial, producto de un mercado con muchos años de desarrollo tecnológico, con un gran capital hundido en infraestructura, costos competitivos y con porcentajes de rendimiento y de potencia firme superiores a las renovables. Sin embargo, el consumo de combustibles de origen fósil tiene un efecto muy negativo para el medio ambiente, ya que el dióxido de carbono que se produce por su combustión es el principal constituyente de lo que se conoce como gases de efecto invernadero, principales responsables del calentamiento global. Las consecuencias de este efecto son, por ejemplo, el aumento de las temperaturas, los picos de temperaturas extremos, que han venido manifestándose en los últimos años, a lo que debe agregarse ciclones, tornados y otros fenómenos climáticos de gran intensidad con efectos devastantes para diversos lugares del mundo. Es por ello, que las emisiones globales de carbono continúan aumentando, lo que indica la necesidad de un conjunto integral de medidas políticas para lograr la reducción sustancial de las emisiones de carbono.

La inversión privada junto con políticas públicas internacionales con el objetivo de fortalecer el desarrollo de las energías renovables ha tenido un impacto positivo en la mejora de la eficiencia de los equipos y en los costos de fabricación de estos. Según el informe anual de REN21, el consumo mundial de energía renovable tuvo un crecimiento del 21,5% entre el 2013 y el 2018, superando en casi 16 puntos el crecimiento de la participación de fuentes de energía convencionales, alcanzando el 11% del consumo final de energía (TFEC).

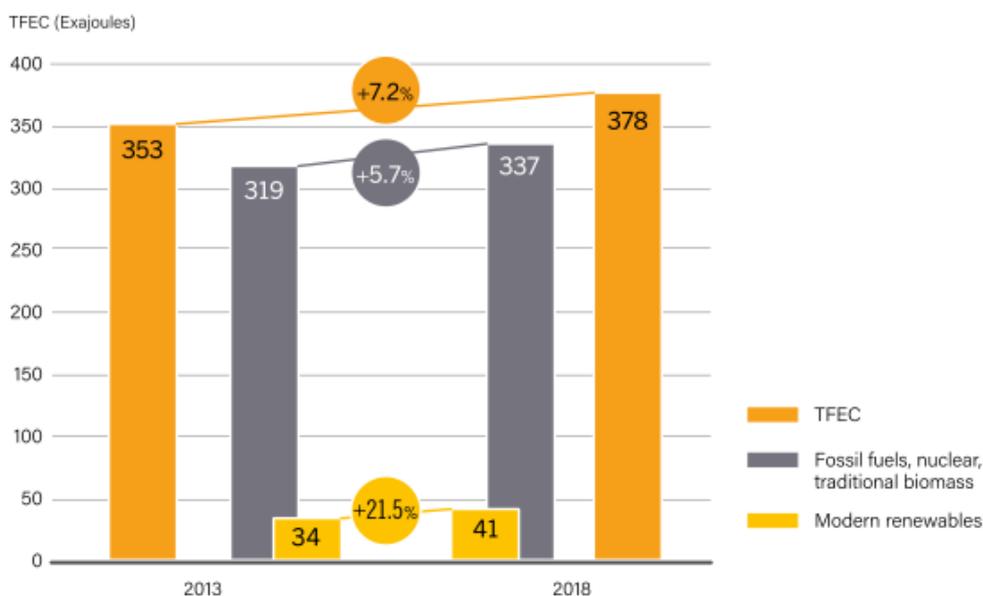


Figura 25. Evolución del consumo final de energía mundial (2018, REN 21)

En la siguiente figura, puede observarse para el año 2018 la participación de las distintas fuentes de energía en el consumo final de energía:

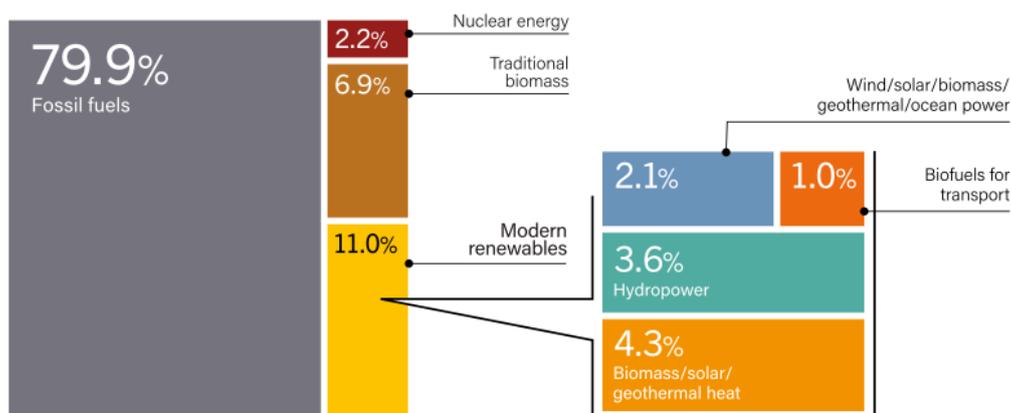


Figura 26. Estimated Renewable Share of Total Final Energy Consumption (2018, REN 21)

Si bien en la figura anterior puede observarse el aporte de cada una de las distintas fuentes de energía renovable, es importante analizar en que fuentes de energía renovable, se concentran las mayores inversiones y por ende el mayor crecimiento relativo. En la siguiente tabla, se observa que las inversiones en energías renovables alcanzaron 301,7 billones de USD de nuevas inversiones durante el año 2019, superando las inversiones del 2018 en unos 5,7 billones de USD, siendo las principales fuentes de inversión las plantas fotovoltaicas y eólicas, sin contar con las hidroléctricas que son de CAPEX muy alto y con características muy particulares.

		2018	2019
<b>INVESTMENT</b>			
New investment (annual) in renewable power and fuels <sup>1</sup>	billion USD	296.0	<b>301.7</b>
<b>POWER</b>			
Renewable power capacity (including hydropower)	GW	2,387	<b>2,588</b>
Renewable power capacity (not including hydropower)	GW	1,252	<b>1,437</b>
 Hydropower capacity <sup>2</sup>	GW	1,135	<b>1,150</b>
 Wind power capacity	GW	591	<b>651</b>
 Solar PV capacity <sup>3</sup>	GW	512	<b>627</b>
 Bio-power capacity	GW	131	<b>139</b>
 Geothermal power capacity	GW	13.2	<b>13.9</b>
 Concentrating solar thermal power (CSP) capacity	GW	5.6	<b>6.2</b>
 Ocean power capacity	GW	0.5	<b>0.5</b>

Figura 27. *Estimated Renewable Share of Total Final Energy Consumption (2018; REN 21)*

Se observa una tendencia mundial a conformar una matriz energética sustentable diversificando a fuentes de energía de renovable a partir de la necesidad de cubrir el crecimiento de la demanda, sin depender exclusivamente de un tipo de fuente de energía. La promoción de generación eléctrica a partir de energías renovables se enmarca en objetivos internacionales por mejorar la calidad de vida sin afectar la sustentabilidad ambiental del planeta. De hecho, en la agenda internacional el 7° Objetivo de Desarrollo Sostenible promovido por las Naciones Unidas se propone garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.

La producción energética es un factor indispensable para el crecimiento y desarrollo mundial, y el acceso universal a la misma es uno de los principales desafíos mundiales. Las Naciones Unidas prestan apoyo a todos los proyectos que amplíen el acceso, mejoren el rendimiento energético y aumenten el uso de fuentes renovables. Por esta razón, y frente a preocupaciones tales como el cambio climático, la seguridad ambiental, la producción de alimentos o la distribución del ingreso, todos los países están trabajando en el desarrollo de fuentes renovables para la producción energética.

### ***La energía solar fotovoltaica y su desarrollo***

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 mencionó en el punto anterior, existen dos maneras principales de capturar esta energía solar: la fotovoltaica y la térmica, ambas comparten la virtud que pueden ser producidas y consumidas en cualquier lugar, tanto en áreas remotas o grandes ciudades.

En las economías emergentes, como la Argentina, donde existe déficit de infraestructura en generación, transporte y distribución, esta energía permite soluciones de generación a los individuos o poblaciones aisladas.

Esta tecnología se caracteriza por estar compuesta por los siguientes componentes:

- Módulo fotovoltaico
- Inversor
- Sistema de soporte/seguimiento

Se denomina módulo fotovoltaico a los paneles fotovoltaicos contruidos de células semiconductoras llamadas células fotoeléctricas las cuales captan la luz solar para convertirla en electricidad.

Un inversor es un convertidor estático de potencia con potencia de entrada en corriente continua (DC, Direct Current) y potencia de salida en corriente alterna (AC, Alternative Current) con una tensión y frecuencia determinada. Salvo en casos puntuales donde el consumo sea en Corriente Continua, como puede ser una bomba de agua a DC; el sistema eléctrico en Argentina funciona en Corriente Alterna a una frecuencia de 50 Hz, por lo que se debe instalar un inversor para consumir la energía generada.

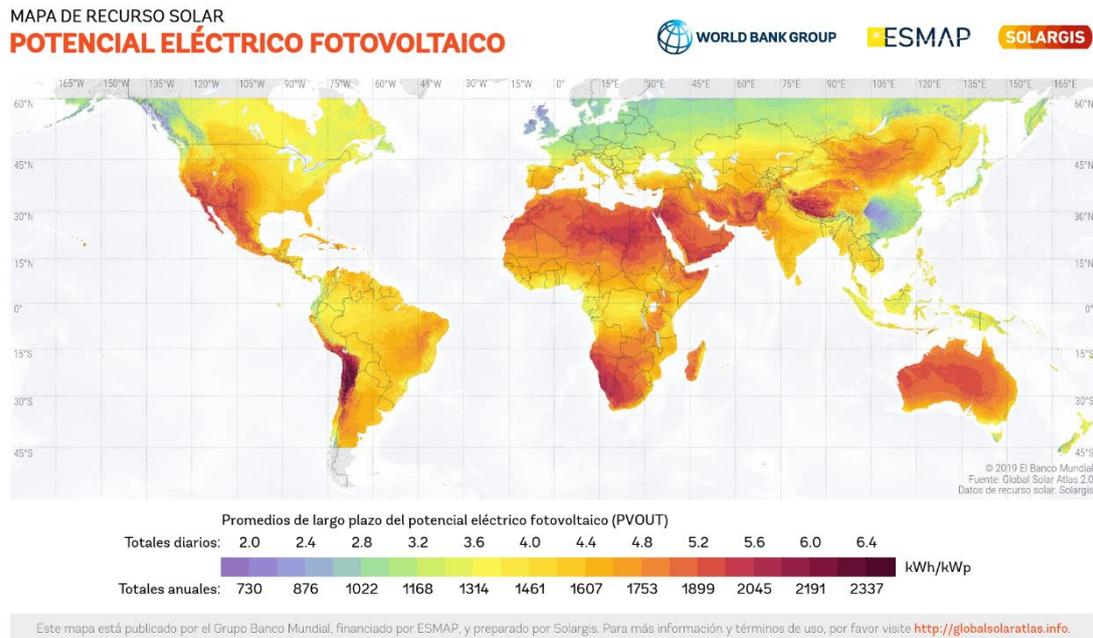
El sistema de soporte de los paneles fotovoltaicos puede ser fijo o tener un sistema de seguimiento. El primero consiste principalmente en una estructura metálica que funciona como soporte del módulo fotovoltaico y lo mantiene en una posición fija de cara al sol, con el fin de mantener el mismo ángulo de incidencia solar los 365 días del año. Por otro lado, el seguidor solar consiste es una estructura metálica cuya función es aumentar la producción de energía utilizando paneles fotovoltaicos y otros dispositivos de concentración por medio de sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que siguen la trayectoria del Sol, capturando de esta manera la máxima radiación solar durante el mayor tiempo posible. Una instalación de módulos solares con seguimiento en un eje puede lograr aumentos del rendimiento de entre el 25% y el 35%, dependiendo estrictamente del lugar en donde se encuentre instalado.

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 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.

#### *Los sistemas fotovoltaicos a nivel mundial*

El informe del Banco Mundial "Potencial de energía solar fotovoltaica por país" (por su traducción del inglés) revela que alrededor del 20 % de la población mundial vive en 70 países que cuentan con excelentes condiciones para la energía solar fotovoltaica. Entre los países americanos mencionados están Argentina, Chile, México y Perú.

Durante la última década, el sector de la energía solar ha visto caer drásticamente los costos de instalación y la capacidad instalada aumenta enormemente. La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) ha informado que los precios de los módulos solares fotovoltaicos han caído un 80% en la última década, mientras que la capacidad instalada ha crecido de 40 GW a más de 600 GW en el mismo período. Se prevé que estas tendencias continúen con nuevas instalaciones solares de más de 140 GW previstas en el año calendario 2020.



*Figura 28. Potencial del recurso Solar Mundial, Solar Gis, Grupo Banco Mundial*

La demanda de la tecnología solar fotovoltaica se está desplegando y expandiendo alrededor de todo el mundo, convirtiéndose en la opción de generación de energía más competitiva en una gran cantidad de mercados. Según el Global Status Report 2020 de REN21, el mercado solar fotovoltaico mundial creció un 23% durante el 2019, logrando un récord de 627 GW (REN21, 2020). Como puede apreciarse en el siguiente gráfico, la capacidad instalada mundial de solar fotovoltaica a finales del 2015 era de 228 GW y creció en casi 3 veces su capacidad instalada en 4 años, alcanzando los 627 GW en 2019.

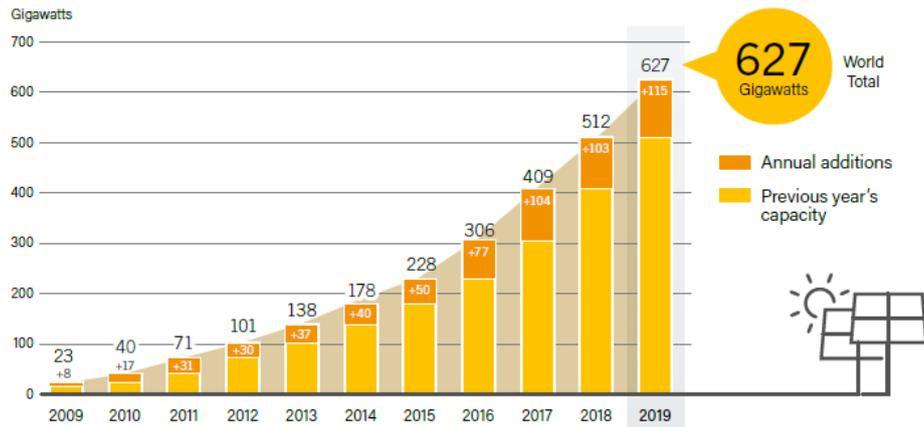


Figura 29. Solar PV Global Capacity and Annual Additions, 2009-2019 (2020, REN 21)

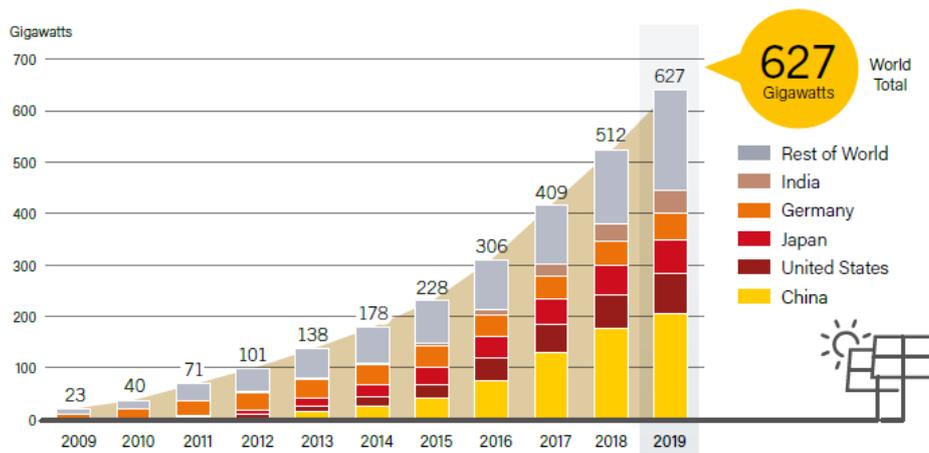


Figura 30. Solar PV Global Capacity, by Country and Region, 2009-2019 (2020, REN 21)

Las incorporaciones anuales que tuvo esta tecnología denotan un crecimiento exponencial que separadas por región según el gráfico anterior, se observa que el mayor crecimiento se da en China, Estados Unidos, Japón, Alemania e India., englobando hoy más de la mitad de la capacidad instalada de esta tecnología. Estos datos son consecuentes con lo indicado por el World Economic Forum, en donde estos países se encuentran entre los 10 países más industrializados del mundo según datos oficiales de las Naciones Unidas.



Figura 31. Top 10 countries by share of global manufacturing (2018, UN)

Sin embargo, según en la Figura 30, se observa que la misma tendencia crecimiento se está dando en el resto del mundo, por lo que este crecimiento no es exclusivo de las potencias industriales, sino más bien acompaña las nuevas demandas de energía en la industrialización del sector productivo. Con lo cual, este crecimiento no sólo surge de la necesidad de los países de mantener la independencia energética, es decir no depender de la importación de combustibles que se encarecen permanentemente, sino que, además, el aumento constante de la competitividad de las renovables, sumado a su modularidad, a su rápida escalabilidad y a su potencial de creación de empleo, hacen que también resulten muy atractivas cuando los países y las comunidades evalúan sus opciones de estímulo económico. Esto último viene acompañado de que los costos de la electricidad renovable se han reducido drásticamente en la última década debido a la mejora de las tecnologías, las economías de escala, unas cadenas de suministro más competitivas y la creciente experiencia de los desarrolladores de proyectos.

Según datos de 17000 proyectos recopilados por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) en 2019, para la energía solar fotovoltaica, los costos han registrado un descenso del 82% desde 2010, siendo la tecnología que registró los menores costos en comparativa con la eólica.

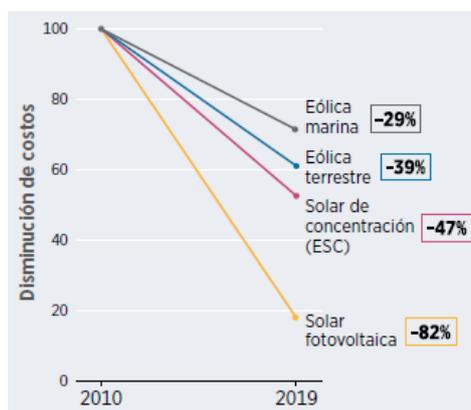


Figura 32. Reducción de costos en las tecnologías renovables (2019, IRENA)

Para comparar los costos de las diferentes fuentes energéticas, debido a que las diferentes tecnologías tienen distintos costos de construcción y operación, con un ciclo de vida útil propio y con condiciones financieras distintas, la Energy Information Administration (EIA), define al costo nivelado de la electricidad (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”

Es decir, el LCOE es el valor del coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil. De esta manera, mide los costes totales que esa instalación tendrá a lo largo de toda su vida y los divide por la producción de energía que realizará también durante todos sus años de operación.

En la comparativa de los LCOE de las distintas fuentes de energía, tanto la generación eólica como la solar fotovoltaica a gran escala, se encuentran prácticamente en paridad con los costos de un ciclo combinado de gas.

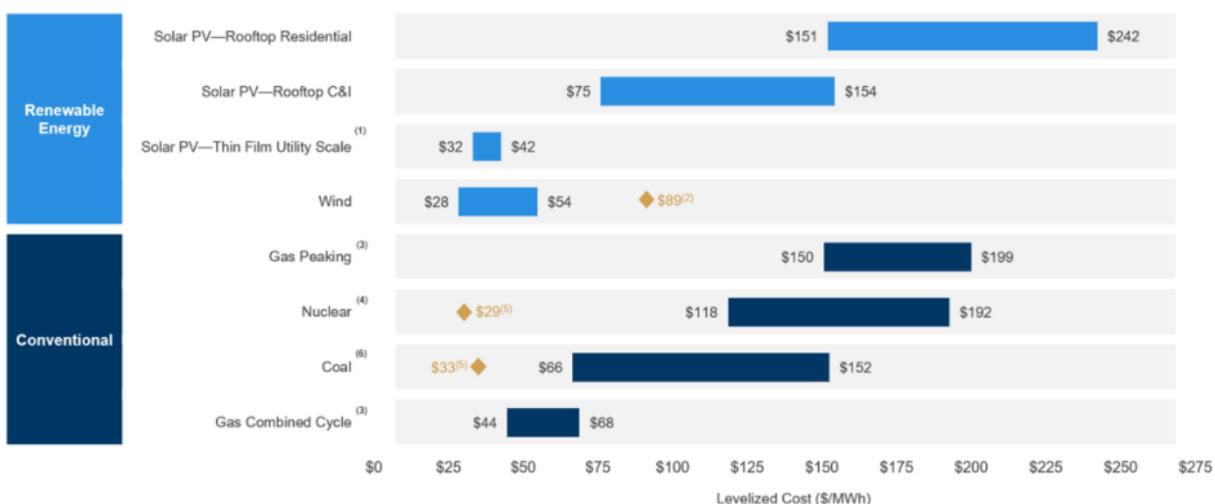


Figura 33. LCOE por tipo de tecnología (2019, Lazar)

Los costos de la electricidad procedente de energía solar fotovoltaica cayeron un 50% en los últimos 4 años, situándose entre 36 y 44 USD dólares estadounidenses por Megavatio-hora (MWh)., con una tasa de disminución de costos notablemente mayor que el alcanzado por la tecnología eólica, cuyo desarrollo de tecnología pareciese estar alcanzando su pico.

En los siguientes gráficos puede verse la evolución de los costos de la generación energía eólica y solar fotovoltaica:

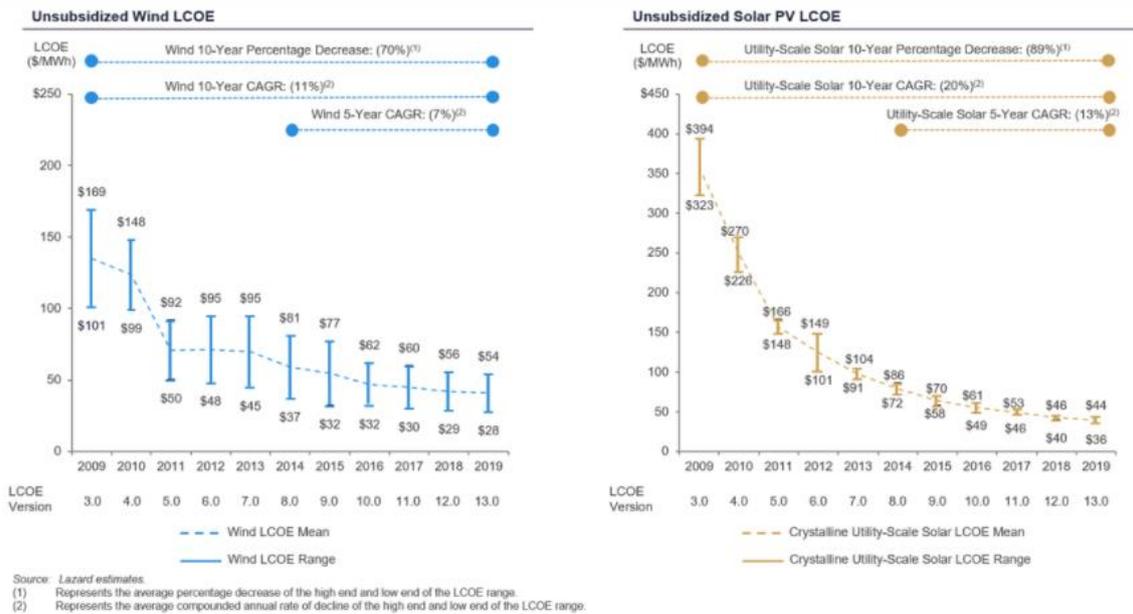


Figura 34. LCOE eólico y solar (2019, Lazard)

Como en la mayoría de las tecnologías, los costos de inversión (CAPEX, Capital Expenditures) en un proyecto de generación de energía eléctrica variarán dependiendo de su capacidad instalada, su factor de capacidad y la tecnología que se utilice. En el caso de la tecnología solar fotovoltaica, la caída de los costos de los módulos fotovoltaicos y el aumento de la eficiencia de los mismos es el principal causante de la reducción tan drástica del CAPEX en los proyectos.

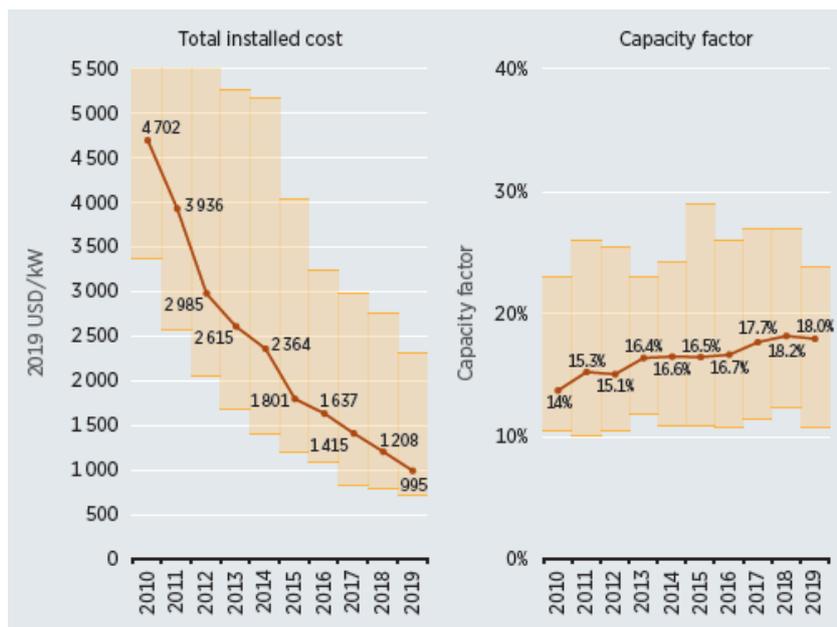


Figura 35. Global weighted average total installed costs, capacity factors and LCOE for PV, 2010–2019 (2019, IRENA)

## Las Condiciones jurídicas y regulatorias de las energías renovables en Argentina

La decisión de cambiar la matriz energética empujando hacia la introducción en el MEM de energías renovables ha sido muy impulsada en Argentina en los últimos años, a través de normativas específicas, beneficios fiscales y tarifas preferenciales o subsidiadas.

### Marco Jurídico

- **Ley 26.190** modificada por la **Ley 27.191**: Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.
- **Decreto 531/2016**: Reglamentación de la Ley 27.191
- **Resolución ex MEyM 72/2016** modificada por la **Resolución SGE 414/2019**: Certificado de Inclusión al Régimen de Fomento de las Energías Renovables
- **Decreto DNU 882/2016**: FODER
- **Resolución ex MEyM 136/2016**: Programa RenovAr – Ronda 1
- **Resolución ex MEyM 213/2016**: Adjudicación Programa RenovAr – Ronda 1
- **Resolución ex MEyM 252/2016**: Programa RenovAr – Ronda 1.5
- **Resolución ex MEyM 281/2016**: Adjudicación Programa RenovAr – Ronda 1.5
- **Resolución ex MEyM 275/2017**: Programa RenovAr – Ronda 2
- **Resolución ex MEyM 473/2017**: Adjudicación Programa RenovAr – Ronda 2
- **Resolución ex MEyM 488/2017**: Adjudicación Programa RenovAr – Ronda 2 Fase 2
- **Resolución ex MEyM 281/2017**: Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER)

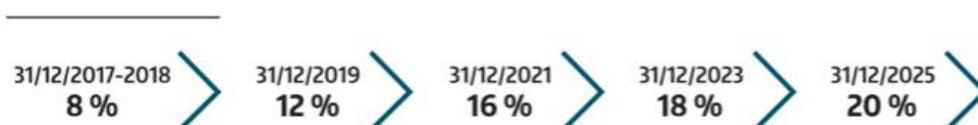
- **Disposición ex SSER 1/2018:** Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER)
- **Resolución SGE 90/2019:** Programa RenovAr – Ronda 3 (MiniRen)

Durante la gestión de gobierno 2015-2019, en el año 2015 con la Ley 27.191, aprobada en septiembre, se modificó a la ley 26.190 y se creó un marco legal que permitiera planificar el mercado de energías renovables a largo plazo, fomentando inversiones de capital privado.

En particular se sancionaron:

- 1) Metas a cumplir más amplias y con horizontes temporales definidos, en donde se establece un compromiso del crecimiento de la participación de consumo de energías renovables del total del consumo de energía eléctrica ajustando su objetivo cada 2 años, así como lo indicado en la siguiente tabla:

**METAS EN ENERGÍAS RENOVABLES (LEY 27191/2015)**



*Figura 36. metas en energías renovables de la Ley 27.191*

- 2) En termino de fuentes, se incluyeron también en el listado de las fuentes de energía renovable, la energía mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas y para las centrales hidroeléctrica la potencia fue subida a 50 MW.
- 3) Se previeron beneficios fiscales para los proyectos que cumplieran con los requisitos indicados en la ley misma, como devolución anticipada del IVA, amortización acelerada en el Imp. a las Ganancias, régimen de importación (Artículo 14 de la Ley 27.191), certificado fiscal;
- 4) Se creó el FODER con el **Decreto DNU 882/2016**, Fondo para el Desarrollo de las Energías Renovables, cuyas características principales, se enumeran a seguir.

Conformado como un fideicomiso de administración y financiero, rige en todo el territorio de la República Argentina. El Estado Nacional a través del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, actúa como fiduciante y fideicomisario del Fondo y el Banco de Inversión y Comercio Exterior como fiduciario. Beneficiarios del fondo son las personas físicas domiciliadas en la República Argentina y las personas jurídicas constituidas en la República Argentina que sean titulares de un proyecto de inversión con los alcances definidos en el artículo 8° de la ley 26.190 que haya sido aprobado por la Autoridad de Aplicación.

El fondo deberá aplicar los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, a la realización de aportes de capital, a la adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de los proyectos elegibles de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

- 5) Finalmente, se sancionó la obligación para todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina de contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados. En particular para los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW) la obligación de cumplir efectiva e individualmente con los objetivos arriba indicados, al anterior punto 1).

A tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación a fin de cumplir con lo prescripto en este artículo. La compra podrá efectuarse al propio generador, a través de una distribuidora que la adquiera en su nombre a un generador, de un comercializador o comprarla directamente a CAMMESA bajo las estipulaciones que, para ello, establezca la Autoridad de Aplicación.

La norma establece, de hecho, dos mecanismos de contratación:

- las compras conjuntas a través de licitaciones públicas,
- la contratación libre y directa entre generadores y Grandes Usuarios Habilitados (GUH), definidos como aquellos cuya demanda de potencia media anual es de 300kW o más.

Conforme al **Decreto 531/16**, el Gobierno Nacional estableció los lineamientos y principios generales para el desarrollo de proyectos de energía, delegando los procedimientos para el cumplimiento de las metas, licitaciones o subastas de energía para la implementación del FODER, en la Subsecretaría de Energías Renovables. Los aspectos más importantes de la reglamentación son los siguientes:

- La autoridad de aplicación tenía que ser el ex Ministerio de Energía y Minería (MEyM)
- Beneficiarios: los titulares de proyectos, incluidos los autogeneradores y cogeneradores (no fósil).
- En relación con los GUs:

El 8% de la demanda de 2018 debe ser renovable, con valores crecientes en los siguientes años y la fiscalización se realiza en forma anual (1/1/2018 al 31/12/2018).

Alcanzados por el cumplimiento de esta meta, aquellos usuarios que cuenten con uno o múltiples puntos de demanda de energía eléctrica con medidores independientes, todos registrados con el

mismo CUIT en el MEM o ante las distribuidoras, si en la sumatoria de todos los puntos de demanda alcanzan o superan los 300 kW de potencia media contratada en el año calendario, aún en el caso de que, en todos o algunos de los puntos de demanda considerados individualmente, no alcancen este valor. La obligación rige como porcentaje (%) de la suma total de sus consumos.

El ex MEyM establece el mecanismo por el cual los usuarios cumplen los objetivos en relación con la demanda base y excedente según la **RES SE 1281/06**.

Al precio pactado de la energía renovable sólo se le trasladarán cargos de seguridad y calidad del sistema, no se traslada Sobrecosto Transitorio de Despacho (STD), ad STD, SC, etc.

En resumen, se puede cumplir lo anterior mediante:

- a) Contratación individual
- b) Autogeneración o cogeneración de fuentes renovables
- c) Participación en el mecanismo de compras conjuntas (licitaciones) realizadas por CAMMESA.

Los Usuarios que opten por el cumplimiento según las opciones a) o b) deberán manifestarlo ante el MEyM para quedar excluidos de las licitaciones de CAMMESA.

El decreto sancionó que, con anterioridad al 31 de diciembre de 2017, los usuarios debían acreditar la suscripción de los contratos o proyectos de auto/cogeneración.

Al momento de la fiscalización del cumplimiento de los objetivos de la Ley, se indica que se penalizaran aquellos que resultaran incumplidores por la energía faltante, pero no se establecen mayores detalles. Lo único que se detalla es que se prevé una tolerancia del 10% de la generación con energía renovable por año, faltante que se suma a la obligación del año siguiente.

De no manifestar expresamente la decisión de contratar o auto/cogenerar la energía renovable, quedarán automáticamente incluidos en las licitaciones de CAMMESA. Estas licitaciones podrán ser independientes o conjuntas con las licitaciones que realice CAMMESA para adquirir energía renovable para los usuarios menores a 300 KW. Los precios, plazos de los contratos, tecnología, localización, etc. serán determinados por el MEyM.

La incorporación en este mecanismo de compra conjunta y el pago del costo de esta energía es suficiente para tener por cumplida la obligación establecida en la Ley.

La energía autogenerada o comprada tuvo, hasta el 30 de marzo de 2018, un precio definido por CAMMESA que no podía superar el límite 113 USD/MWh. De allí en adelante, se compra o autogenera al precio que determine el Ministerio de Energía y Minería

## ***Programas de fomento de generación renovable***

### ***LEY 26.190, GENREN y RESOLUCIÓN SE 108/2011***

El 27 de diciembre del año 2006 se sancionó en el Congreso de la Nación la **Ley 26.190**, Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica cuyo objetivo final era el de poder lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de diez (10) años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen.

La Licitación Pública Nacional e Internacional EE N° 001/2009 se llevó a cabo por medio de Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), cuyo objetivo era adjudicar proyectos de energías renovables con contratos a 15 años con posibilidad de extenderlos 18 meses. Esta licitación es más conocida como Programa de Generación de Energía de Fuentes Renovables (GENREN).

El GENREN licitó 10 MW para la tecnología solar fotovoltaica a instalarse en regiones con irradiación mayor o igual a 5 MWh/m<sup>2</sup>. Los resultados fueron la presentación de 6 proyectos por 20 MW donde se adjudicaron 3 por un total de 8 MW.

Tabla 1. GENREN: Proyectos solares fotovoltaicos

PROYECTO	PROVINCIA	POTENCIA	PRECIO	HABILITACIÓN COMERCIAL
Cañada Honda I	San Juan	2 MW	USD 596,55	01/06/2012
Cañada Honda II	San Juan	3 MW	USD 576,15	01/06/2012
Cañada Honda III	San Juan	5 MW	USD 558,50	NO
Chimbera I	San Juan	2 MW	USD 597,84	06/03/2013
Chimbera II	San Juan	3 MW	USD 570,36	NO
Chimbera III	San Juan	5 MW	USD 546,68	NO

Teniendo presente el cumplimiento de la meta establecida por la **Ley 26.190**, el 29 de marzo de 2011 la Secretaría de Energía decide emitir la **Resolución SE 108/2011**. Como resultado de esta resolución, se logra evitar los procesos licitatorios ya que de ahora en más sería posible que un privado pudiese presentar un proyecto de generación de energías renovables en el momento que lo considerase oportuno.

Estos nuevos contratos serían a 15 años con posibilidad de extenderlos 18 meses (igual que los realizados en GENREN), se considerarían todas aquellas tecnologías incluidas en la ley 26.190 y la remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora se determinaría en base a los costos e ingresos aceptados por la Secretaría de Energía.

Los proyectos no ofertarían un precio ni competirían entre sí, sino que los mismos deberían de presentar junto con la descripción técnica del proyecto, la suma de los costos de instalación, fijos y variables para que la Secretaría de Energía realice el flujo de fondos correspondiente y pudiese determinar el precio por unidad de energía entregada al sistema. Una vez calculado, si el proyecto se encontraba en condiciones de firmar el contrato, se le informaría el precio calculado y de manifestarse de acuerdo se procedía a firmar el contrato, de lo contrario, el proyecto podría dar de baja su oferta.

Los proyectos de la tecnología solar fotovoltaica presentados bajo el esquema de la **Resolución SE 108/2011** fueron los siguientes:

Tabla 2. Resolución SE 108/2011: Proyectos solares fotovoltaicos

PROYECTO	PROVINCIA	POTENCIA	FIRMA CONTRATO	HABILITACIÓN COMERCIAL
San Juan I	San Juan	1,2 MW	25/10/2011	13/05/2011
Catamarca I	Catamarca	25 MW	26/01/2015	NO
Cerros del Sol	San Luis	5,2 MW	03/11/2014	NO
Solares de la Punta	San Luis	5,2 MW	15/12/2014	NO
Caleta Olivia	Santa Cruz	1,3 MW	09/06/2014	NO
Valle Solar I	Mendoza	20 MW	26/01/2015	NO
Ullum	San Juan	20 MW	05/08/2015	NO
Villa Unión	La Rioja	10 MW	06/05/2015	NO
Las Lomitas	San Juan	2,5 MW	08/05/2015	NO
San Juan I – Ampliación	San Juan	0,48	-	29/05/2018

A continuación, se muestra la producción de energía de los parques solares fotovoltaicos con habilitación comercial que participaron tanto en el GENREN como en el proceso de la **Resolución SE 108/2011**. En la siguiente tabla se detallan las cinco plantas solar fotovoltaicas con su potencia y la generación anual:

Tabla 3. Producción de energía proyectos solares fotovoltaicos GEN REN y RES 108/2011

AÑO	San Juan I 1,2 MW	San Juan I - Amp. 0,48 MW	Cañada Honda I 2 MW	Cañada Honda II 3 MW	Chimbera I 2 MW
2011	1.174				
2012	1.599		540	404	
2013	1.589		998	676	658
2014	1.611		991	654	894
2015	1.496		930	607	832
2016	1.467		908	590	803
2017	1.697		1.034	652	1.004
2018	1.850	2.157	1.226	744	1.212
2019	938	2.577	769	472	743
TOTAL	13.421	4.734	7.397	4.801	6.146

 Años incompletos

## **RENOVAR**

El desarrollo de la energía solar fotovoltaica de gran escala en Argentina no ha sufrido de grandes avances hasta la llegada del Programa RenovAr en 2016. Según lo indicado en el punto anterior, hasta ese momento sólo cinco plantas solar fotovoltaicas se encontraban operando comercialmente, sumando un total de 8,68 MW.

Luego de la sanción de la **Ley 27.191** del 15 de octubre 2015 y su reglamentación por medio del **Decreto 531** del 30 de marzo de 2016, se lanzó el Programa RenovAr, con el objetivo de atraer inversiones para el desarrollo de proyectos de energías renovables que permitieran cumplir con los objetivos marcados, el cual provocó la adjudicación de proyectos solar fotovoltaicos por más de 1.700 MW en sus cuatro rondas. Además, por medio del Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER) se añadieron aproximadamente otros 300 MW más a la matriz energética argentina.

RenovAr es un plan de incorporación de fuentes renovables a la matriz energética, a través de un proceso de convocatoria abierta para la contratación, en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de energía eléctrica de fuentes renovables, basadas en el uso del sol, el viento, el agua y la biomasa. 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 energía renovable. El objeto será la Construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de una central de generación para el abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable.

Los proyectos presentados debieron contar con una SPV y el precio se determina según la oferta en USD/MWh, con ajuste anual predefinido y ajuste por “Factor Incentivo” por año calendario.

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.

Hasta el momento, el programa ha tenido 4 convocatorias: Ronda 1, Ronda 1.5 y Ronda 2, Ronda 3 en las que se han adjudicado 185 proyectos en 21 Provincias (147 en las rondas 1, 1.5, 2 y 38 en la ronda 3).

El mecanismo RenovAr ha tratado de abordar y superar algunos de los problemas que habían surgido en el Programa GENREN, de 2009, que tuvo un buen porcentaje de ejecución de proyectos adjudicados. El cambio principal apuntó a garantizar mejores condiciones financieras para los ganadores de las subastas a través del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables

(FODER) y de las garantías del Banco Mundial puestas a disposición de los potenciales oferentes.

Con este esquema de garantías se ha buscado ofrecer un marco transparente y de fomento del financiamiento de estos proyectos, que persigue un doble objetivo: respaldar los pagos del comprador (CMMESA) y mitigar cualquier riesgo sistémico que pudiera surgir a lo largo de los 20 años de duración del contrato, ofreciendo también garantías de rescisión.

### Rondas 1, 1.5 y 2

En los siguientes esquemas pueden verse el impacto de las primeras rondas del RenovAr y su participación en la matriz energética.

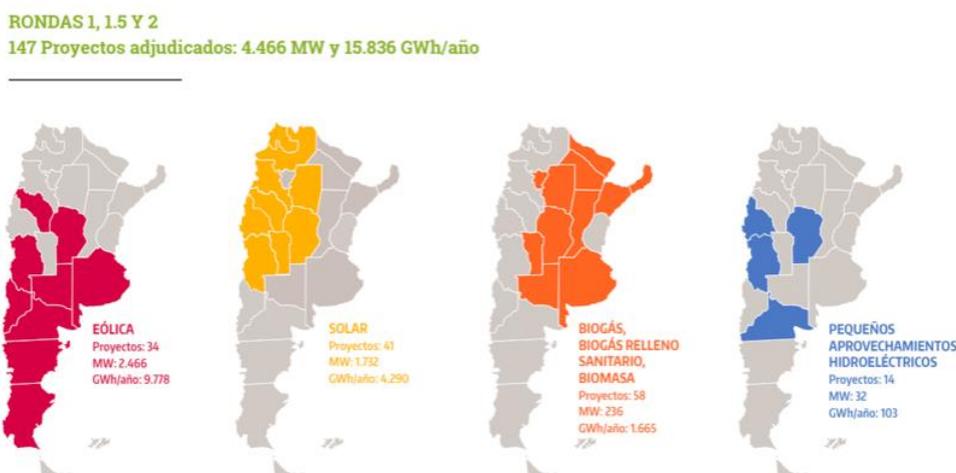


Figura 37. Ubicación proyectos RenovAr rondas 1, 1.5 y 2

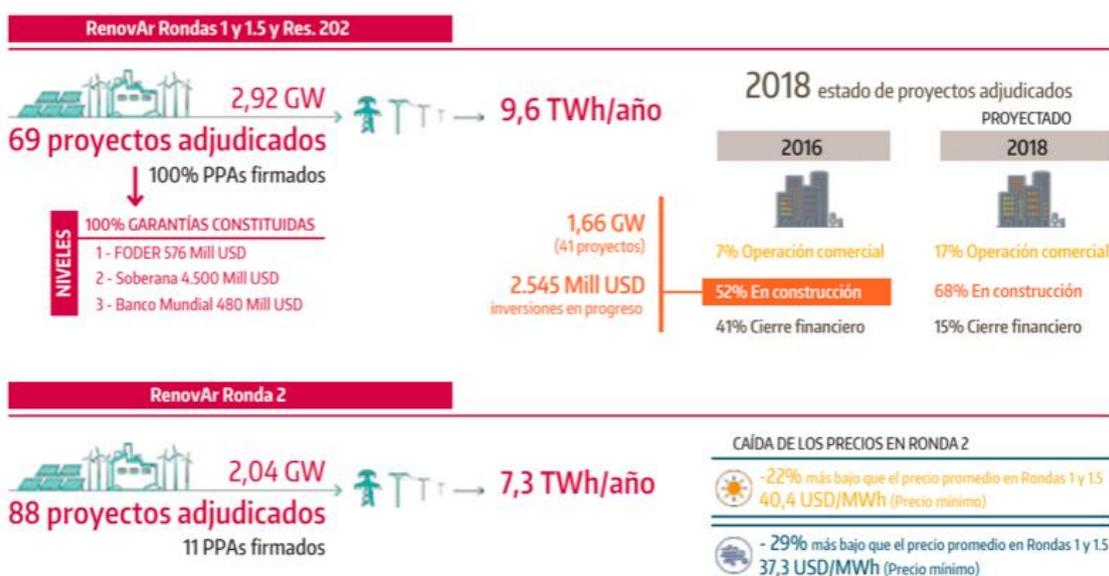


Figura 38. Estado de los proyectos RenovAr en el 2018

En la ronda 2 se ha asistido a una fuerte caída de los precios.

Partiendo de un techo de 90 USD/MWh en la Ronda 1, los precios ofertados cerraron en un rango de 55 a 57 USD/MWh en eólica y en solar, respectivamente.

Un año después, en la Ronda 2, el tope de precio fue de 57 USD/MWh, mientras que los precios ofertados rondaron entre 40 y 42 USD/MWh.

Tal caída se puede explicar con el hecho de que las empresas ganaron conocimiento de las condiciones de mercado y desde el punto de vista de la tecnología, se conjugaron factores de reducción marginal en los costos de componentes principales, fundamentalmente en la industria eólica y solar, con mayor presión sobre las contrataciones de servicios y, fundamentalmente, ganancias en términos de economías de escala que empresas con proyectos adjudicados en las Rondas 1 y 1.5 supieron aprovechar al momento de cotizar en la Ronda 2.

**PROGRAMA RENOVAR. Potencias adjudicadas según región y tecnología.**

Región	Proyectos RenovAr	Potencia por tecnología (MW)						Potencia total (MW)
		Biogás	Biogás RS	Biomasa	Eólica	PAH	Solar	
Bs. As.	24	10	10	14	1.011	-	-	1045
Centro	32	24	-	13	48	2	161	248
Comahue	7	2	-	-	322	7	-	331
Cuyo	29	-	-	-	50	24	715	788
Litoral	12	20	4	7	-	-	-	31
NEA	10	-	-	103	-	-	-	103
NOA	25	6	-	66	295	-	8	375
Patagonia	18	-	-	-	1.186	-	-	1186
<b>Total</b>	<b>157</b>	<b>62</b>	<b>14</b>	<b>203</b>	<b>2.912</b>	<b>33</b>	<b>884</b>	<b>4108</b>

Fuente: elaboración propia en base a los datos del programa RenovAr y Resolución N° 202/16.

*Figura 39. RenovAr ronda 2: Potencias adjudicadas por región y tecnología*

Entre el Programa RenovAr y la Resolución 202, desde 2016 fueron adjudicados 157 proyectos de generación. En total, representan 4.931,488 MW de potencia a instalar: 41 proyectos solares fotovoltaicos, 41 eólicos, 14 pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, 3 de biogás de relleno sanitario, 19 de biomasa y 37 de biogás.

A los proyectos mencionados, se suman otros 41 con prioridad de despacho asignada en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER). Así, alcanzan 197 las propuestas de inversión, y representan 5.941,068 MW de potencia.

### Ronda 3 RenovAr

En octubre 2018, se lanzó la ronda 3 del RenovAR donde se anunció la licitación de 400 MW divididos de la siguiente manera: 350 MW para las tecnologías solar fotovoltaica y eólica; 10 MW para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, 25 MW para biomasa, 10 MW para biogás y 5 MW para biogás de relleno sanitario. Salvo en este último caso, se previó la regionalización para asignar cupos. La conexión será a redes de 13,2 kV, 33 kV o 66 kV. Los límites permitidos de capacidad tuvieron un rango entre los 500 kW y los 10 MW.

Entre otras características, se previeron menores exigencias a las que tuvieron las anteriores rondas licitatorias de RenovAr: no se requiso socio estratégico, ni declaración de energía comprometida, ni reporte de mediciones, ni terrenos libres de gravámenes, ni aprobación ambiental a la fecha de oferta. Asimismo, siguiendo este esquema más flexible, se admitió la participación de uniones transitorias de empresas (UTES) y de fideicomisos.



Figura 40. RenovAr ronda 3: potencia adjudicada

La adjudicación se realizó por precio, sin competencia por plazo de habilitación comercial. El precio adjudicado no llevará factor de ajuste ni incentivo. Tampoco se otorgará prioridad de despacho ni se ofrecerá garantía del Banco Mundial.

A la fecha se han adjudicado 38 proyectos, por 259,08 MW totales.

Se trata de 10 proyectos de tecnología eólica por 128,7 MW de potencia, 13 proyectos de tecnología solar fotovoltaica por 96,75 MW de potencia, 2 proyectos de biomasa por 8,5 MW, 6 proyectos de biogás por 12,75 MW, 1 proyecto de Biogás de Relleno Sanitario por 5 MW y 6 proyectos de Pequeños Aprovechamiento Hidroeléctricos por 7,38 MW.

#### ***Ronda 4 RenovAr y la situación actual***

A principios del año 2019, la Subsecretaría de Energías Renovables de la Nación anunció lanzaría el pliego de la licitación de RenovAR "Ronda 4", la cual era exclusivamente para grandes proyectos, a priori, enfocada en las tecnologías eólica y solar. La particularidad de esta ronda de licitación era que, a raíz de las restricciones que presenta el sistema de transporte en cuanto a capacidad de despacho, el oferente debería incluir en la oferta otra propuesta para ampliar las líneas de transmisión definidas previamente por el Estado. Sin embargo, aún no se ha lanzado al mercado.

En función de lo establecido por la Resolución del MEyM N° 281 del 2017, los contratos que forman parte del mecanismo de Compras Conjuntas son aquellos contratos con generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables celebrados por CAMMESA en el marco de los distintos procedimientos establecidos por el MEyM con el objetivo de alcanzar los porcentajes de participación de energías de fuentes renovables en la demanda del MEM, según lo establecido por la Ley N° 27191.

Según datos del informe de mensual de renovables publicado por CAMMESA, para septiembre del 2020 el porcentaje de compras conjuntas vigentes logró el 6,16% de la demanda del MEM, alcanzando la mitad del objetivo que era del 12% para ese año.

Tabla 4. Contratos en compras conjuntas CAMMESA

#### **Septiembre 2020:**

<b>Contratos en Compras Conjuntas Vigentes</b>	<b># Contratos Vigentes</b>	<b>Energía Entregada [MWh]</b>	<b>Costo MEM [u\$s/MWh]</b>
<b>Contratos R202</b>	<b>5</b>	<b>104 006</b>	<b>89.5</b>
<b>Contratos Renovar 1.0</b>	<b>17</b>	<b>155 945</b>	<b>77.2</b>
<b>Contratos Renovar 1.5</b>	<b>19</b>	<b>214 771</b>	<b>64.9</b>
<b>Contratos Renovar 2 - Fase 1</b>	<b>16</b>	<b>51 853</b>	<b>96.5</b>
<b>Contratos Renovar 2 - Fase 2</b>	<b>6</b>	<b>92 167</b>	<b>50.4</b>
<b>Contratos Totales</b>	<b>63</b>	<b>618 741</b>	<b>72.6</b>
<b>% Compras Conjuntas En Demanda MEM</b>		<b>6.16%</b>	

En la siguiente tabla, se observa la proyección de participación de las Compras Conjuntas en el cubrimiento de la demanda del MEM, teniendo en cuenta los contratos firmados hasta la fecha:

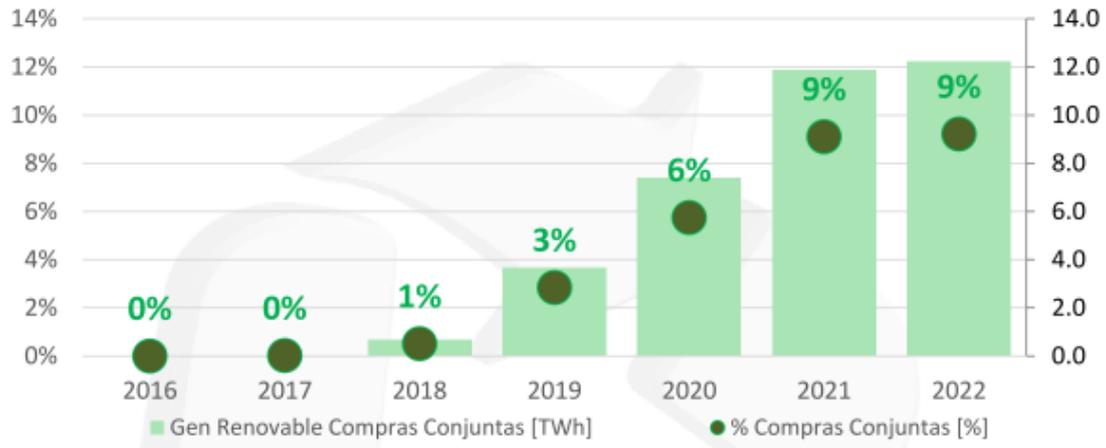


Figura 41. Proyección de participación de las Compras Conjuntas hasta 2022

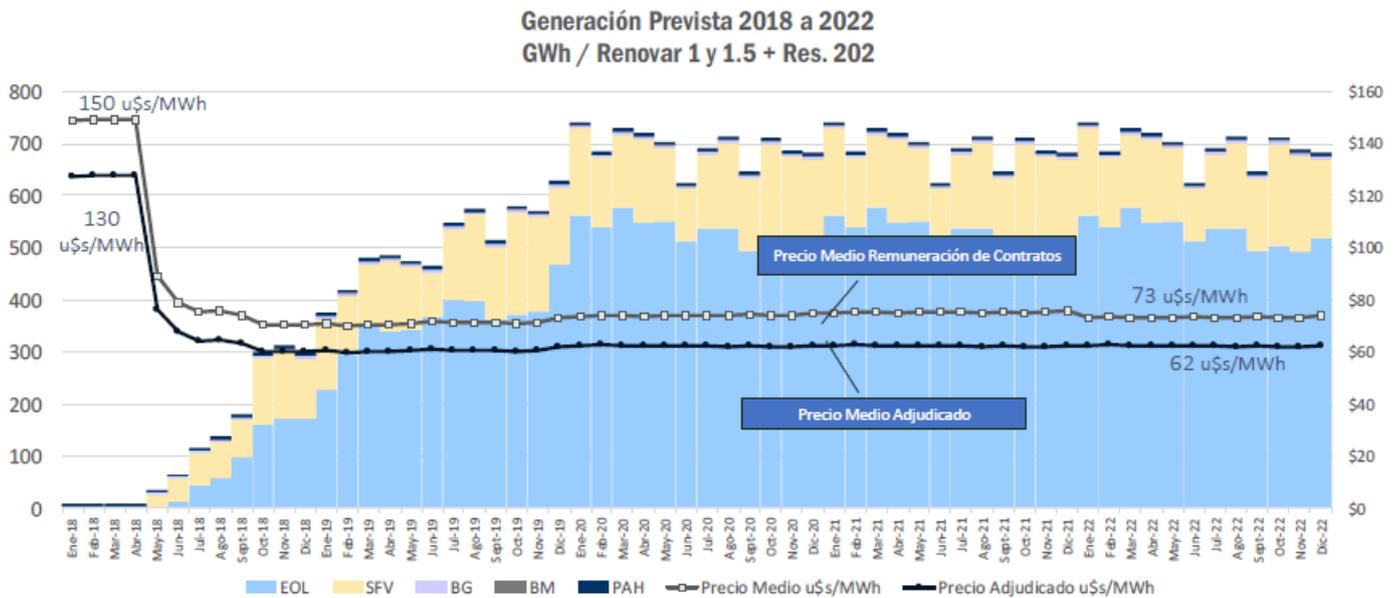


Figura 42. Precio Proyectado de la compra conjunta

## **Capítulo 3: Análisis del negocio y evaluación económico-financiera del desarrollo de un parque fotovoltaico en Argentina**

El objetivo del presente capítulo final es analizar el negocio de la generación eléctrica solar fotovoltaica en Argentina y evaluar desde el punto de vista económico-financiero un proyecto (“Project finance”) de generación eléctrica solar fotovoltaica de gran escala en Argentina.

Para ello, primero se estudiará la factibilidad y la disponibilidad del recurso solar en la Argentina y su capacidad de desarrollo. Luego, a partir de la información presentada a lo largo de los capítulos anteriores, se realizará un análisis FODA para evaluar el contexto en el cual se enmarcaría un proyecto solar fotovoltaico en Argentina con el fin de evidenciar las variables que afectan negativa y positivamente estos proyectos.

Finalmente, se analizará la factibilidad económico-financiera de un proyecto de generación eléctrica solar fotovoltaica de 20 MW de potencia en un horizonte de 20 años de generación. Para ello, se utilizará un modelo financiero en Microsoft Excel® de desarrollo propio, en el cual se van a sensibilizar variables técnicas como energía generada y deterioro de equipos, y parámetros económico-financieros como beneficios fiscales y precio de venta de la energía, para generar distintos cashflows y analizar la rentabilidad del negocio.

### **Análisis del negocio fotovoltaico en Argentina**

#### *Análisis del potencial solar en Argentina*

El reconocido ranking “Renewable Energy Country Attractiveness Index” de la consultora Ernst & Young publicado en mayo 2020, posicionó a Argentina en el puesto número 18 en el ranking mundial general, pero en el primer puesto de la región, en atractivo para el desarrollo de energía solar fotovoltaica (Warren, B., 2020). Esto puede entenderse debido a la extensa superficie con gran potencial de recurso con el que cuenta la Argentina en la mayor parte de su territorio y que dicha extensión superficial genera focos de demanda distribuidos a lo largo de la extensa superficie, los cuales son de gran atractivo para la generación solar distribuida.

Como puede observarse en las figuras a continuación, Argentina posee el mayor potencial del recurso solar al NE del país, lo que se conoce como región NOA, que comprende las provincias de Jujuy, Salta, La Rioja y Catamarca. Allí se alcanzan valores de irradiación global horizontal (GHI) que pueden llegar a 2.400 - 2.700 kW/m<sup>2</sup>. En tanto, la provincia de San Juan, perteneciente a la región Cuyo, cuenta con valores elevados de irradiación, similares a los del NOA, principalmente en la zona de la pre cordillera.

Más allá de esos extraordinarios niveles, el potencial también se extiende hacia otras zonas del

centro y noreste del país, donde la irradiación global horizontal ronda los 1.900 kWh/m<sup>2</sup>, niveles muy razonables si se comparan con los de países europeos líderes en capacidad solar fotovoltaica instalada, como España o Alemania.

### IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL (GHI) EN LA ARGENTINA



© 2017 Banco Mundial. Datos de recursos solares: Solargis.

### IRRADIACIÓN DIRECTA NORMAL EN LA ARGENTINA



© 2017 Banco Mundial. Datos de recursos solares: Solargis.

Figura 43. Mapa de irradiación global horizontal en Argentina  
Banco mundial. Datos de recursos solares: Solar Gis

### La participación de los proyectos de generación solar fotovoltaica en Argentina

En la siguiente tabla se muestra los valores actuales e históricos, a partir del el 2011, de la generación renovable en el en el MEM, medidos en GWh:

Tabla 5. Evolución del consumo de energía renovable 2011-2020, CAMMESA

FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020
BIODIESEL	32.5	170.2	2.2	1.6	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0
BIOMASA	97.6	127.0	133.9	113.7	154.7	193.0	242.6	241.4	299.2	81.5
EOLICO	16.0	348.4	446.9	613.3	593.0	546.8	615.8	1443.9	4995.8	3339.8
HIDRO <= 50MW	1255.4	1452.6	1274.0	1456.9	1623.8	1820	1695.9	1430.7	1462.1	553.4
<b>SOLAR</b>	<b>1.76</b>	<b>8.1</b>	<b>15.0</b>	<b>15.7</b>	<b>14.7</b>	<b>14.3</b>	<b>16.4</b>	<b>109.3</b>	<b>799.7</b>	<b>442.7</b>
BIOGAS	0.0	35.6	108.5	103.0	83.6	57.5	64.1	146.7	254.7	116.1
<b>Total GWh</b>	<b>1403.2</b>	<b>2141.9</b>	<b>1980.6</b>	<b>2304.3</b>	<b>2469.7</b>	<b>2632.5</b>	<b>2634.8</b>	<b>3372.0</b>	<b>7811.5</b>	<b>4533.6</b>

Según lo que puede observarse en Tabla 5, la cantidad de energía solar generada tuvo un

crecimiento de aproximadamente 690 GWh, entre los años 2018 y 2019, aumentando radicalmente su participación en el porcentaje de energía renovable consumida. Puede observarse que durante el año 2020 su participación disminuyó al igual que todas las demás fuentes renovables, sin embargo, estos valores están sesgados por la pandemia COVID-19 y el cese de ingreso de nuevos proyectos al MEM, si bien aún no se contabiliza el último trimestre del año. Si se observa la participación de las fuentes de energía renovable, el mercado ha mostrado un gran salto entre el año 2018 y el 2019 (4440 GWh).

La participación de las energías renovables en el consumo de energía ha aumentado paulatinamente a lo largo de los años, pero sustancialmente durante los últimos 3 años, en donde han entrado en régimen varios proyectos iniciados luego de los programas de desarrollo de energías renovables impulsados durante la gestión anterior. En las siguientes figuras puede observarse que la participación de la energía renovable entre el año 2018, 2019 y finales del 2020, ha incrementado en aproximadamente 9 puntos porcentuales respecto de la demanda total de energía eléctrica. La energía solar fotovoltaica ha sido de la que más ha incrementado su participación junto con la eólica.

### **ENERGÍA RENOVABLE GENERADA - Participación Respecto de Demanda Total Año 2011-2020**

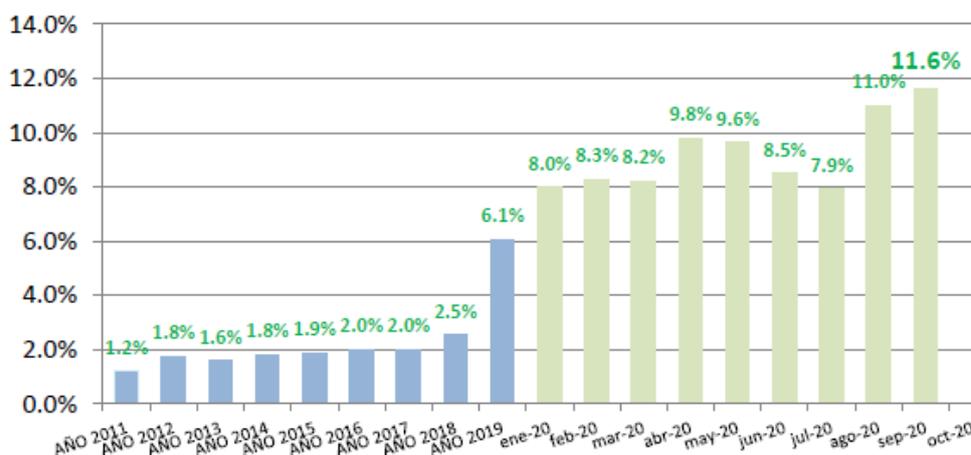


Figura 44. Evolución de la participación de la energía renovable generada en la demanda total, (2020, CAMMESA)

## ENERGÍA RENOVABLE GENERADA [GWh] - Por Tipo 2011 - 2020 (a sep-20)

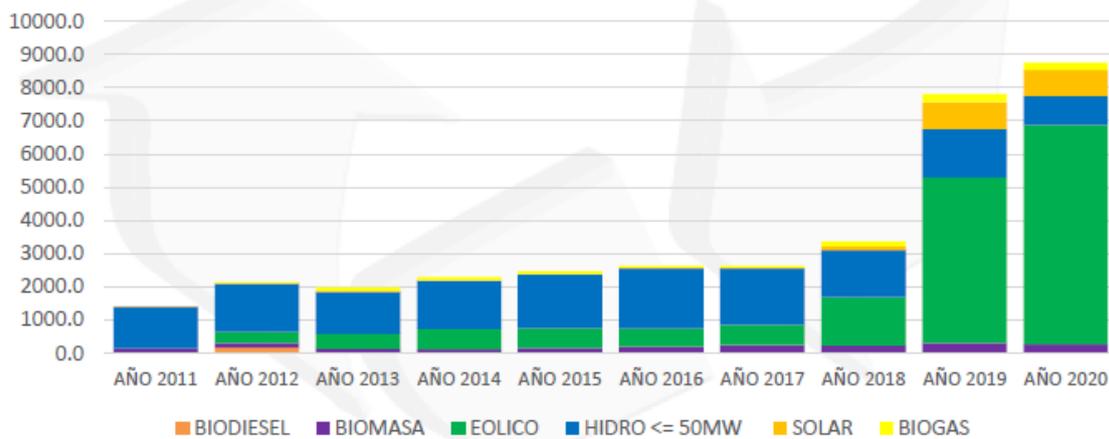


Figura 45. Evolución de la energía renovable generada por tipo (2020, CAMMESA)

### Análisis FODA

Debido a que la geografía y el recurso natural son un factor necesario, pero no suficiente para el desarrollo de un proyecto solar fotovoltaico, a continuación, a partir de los datos e informaciones expuestas a lo largo de este trabajo, se evalúa el contexto interno y externo en el cual se enmarcaría un proyecto solar fotovoltaico en Argentina con un análisis FODA (SWOT inglés) para identificar las Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades relacionadas con el mismo.

#### Debilidades

- Hasta fines del año 2020, se han desarrollado 759 MW de energía solar de 2000 MW firmados entre PPAs con CAMMESA y el Mater.
- El entorno económico, político y de negocios sin definiciones concretas a mediano y largo plazo:
  - Se redujo la Secretaría de Energías Renovables a Subsecretaría.
  - Caída constante del PBI desde el primer trimestre del 2018.
  - Inflación elevada con una proyección del 30% para el año que viene.
  - Desdoblamiento cambiario, riesgo país elevado, etc.
- Subsidios a la energía muy elevados, lo cual distorsiona el mercado de precios.
- Falta de inversión en obras de infraestructura eléctrica para el despacho de energía.

#### Fortalezas

- Marco jurídico favorable para el desarrollo de energías renovables:
  - Los objetivos de la Ley 27.191 establecen un objetivo de crecimiento del 16% (dieciséis por ciento) en 2021, y 20% (veinte por ciento) en 2025 del consumo

de energía eléctrica nacional.

- Obligatoriedad del consumo de energía renovable para las GU.
- Programas y esquemas de apoyo para la inversión en energías renovables: RenovAR, GENREN, PERMER, entre otros.
- Mayor conciencia en la necesidad de diversificar la matriz energética. Se crea YPF Luz con capital estatal para el desarrollo de proyectos renovables en Argentina.
- El Gobierno está retomando su agenda para las energías renovables. El 07 de octubre del 2020, el presidente Alberto Fernández durante una visita al Parque Eólico Arauco SAPEM dio señales a favor de una matriz energética limpia con menos hidrocarburos

#### *Amenazas*

- Negocios en Argentina:
  - Regulaciones con alto contenido impositivo respecto de los países vecinos.
  - Argentina pasó del lugar 85 en el ranking de 2018 al puesto 66 el último año, entre los 180 países analizados por el “Transparency international” para el Índice de Percepción de la Corrupción (IPC) 2019. (2020, transparency international)
  - Crecimiento económico negativo desde el 2018.
- Inestabilidad legislativa y gubernamental, pérdida de confiabilidad en la gestión de gobierno 2019-2023, por parte de los gobiernos del exterior.

#### *Oportunidades*

- Se espera que para el año 2021 se lance el RenovAr 4 para nuevos proyectos renovables.
- Disminución constante en los costos de equipos y materiales para la instalación de sistemas fotovoltaicos.
- Empresas internacionales financian equipos a bajos costos siendo factibles tomarlos como deuda comercial.
- Dos incentivos de impuestos para renovables: reembolso acelerado del IVA y amortización acelerada.
- Contratos de compraventa de energía (MATER) directamente con agentes del MEM.
- Contexto mundial a favor de la generación renovable con gran porcentaje de adhesión mundial. Se establecen penalizaciones por emisión de CO<sub>2</sub>, bonos verdes para el financiamiento de proyectos renovables, políticas de ESG (Environmental, Social & Governance), etc.

### ***Base Económica***

La economía argentina ha mostrado resultados fluctuantes durante la década pasada, con alternancias de crecimiento y decrecimiento industrial. Sin embargo, desde el 2018, la economía argentina ha tenido un decrecimiento constante hasta el día de la fecha.

El contexto marco macroeconómico internacional y nacional producto del COVID-19, está teniendo un impacto regresivo en el crecimiento de los países; en particular Argentina las reformas políticas y económicas, empezaron a mostrar distorsiones en el corto plazo en la economía. Por el momento, la economía aún está luchando para adaptarse completamente a algunas medidas tomadas, sin embargo, el DNU no renovará el congelamiento de las tarifas de electricidad y gas, por lo cual se hará un recorte a los subsidios de energía siendo que se estima que aumenten a la par de la inflación. Esta medida de eliminación de control fomentará un uso más racional de la energía y mejorará las condiciones actuales del mercado eléctrico.

### ***Perspectiva 2021***

A pesar del contexto económico actual, la Argentina permanece como un mercado atractivo para el desarrollo de energía renovable a partir del desarrollo de las RenovAr, cuyos proyectos, si bien atravesaron grandes vaivenes económicos, muchos de ellos se están transformando en potencia instalada. Actualmente, se tienen varios proyectos en construcción que no van a alcanzar la fecha de habilitación comercial propuesta, por lo cual la Secretaría de Energía deberá trabajar junto con CAMMESA para evaluar cuáles proyectos siguen siendo viables y cuáles no. Los proyectos actuales están arrojando valores de factores de capacidad superiores a los de Europa.

A través de PPA corporativas y de autogeneración, muchos desarrolladores e instaladores están apostando por el crecimiento en este campo, gracias al objetivo de energías renovables obligatorio para estos grandes usuarios de energía.

Por último, la reducción adicional de los subsidios a la energía (principalmente gas y electricidad) aumentará la competitividad de costos de la energía solar fotovoltaica y proporcionará más incentivos para el crecimiento de esta tecnología en Argentina en los próximos años.

## **Evaluación de un proyecto solar fotovoltaico en Argentina**

### ***Aspectos generales y criterios adoptados***

Para determinar la viabilidad técnico-económica para considerar la generación solar fotovoltaica como un negocio de inversión, se analizará la factibilidad de un proyecto de generación eléctrica solar fotovoltaica de 20 MW de potencia, con un plazo de construcción de 21 meses y un horizonte de 20 años de generación. Dicho proyecto, estará radicado en el departamento de Valle Viejo, provincia de Catamarca. La energía eléctrica generada será inyectada a la red de Transnoa, a 1,8 km del parque solar.

La planta se instalará en un terreno de 10 hectáreas, necesarios para la instalación de 50.000 paneles fotovoltaicos de 400 W cada uno.

El análisis económico financiero, se realiza desde la perspectiva del Gerente General de una empresa argentina que cotiza en el mercado de valores.

La unidad de cuenta será en dólares estadounidenses para facilitar los cálculos, pero se transacciona en pesos argentinos.

Para mitigar el riesgo crediticio, se tuvieron las siguientes consideraciones:

Se introdujo una inversión inicial de USD 300.000 para comprar el terreno y realizar los siguientes estudios de factibilidad:

1. Estudio del Recurso
2. Ingeniería básica de anteproyecto
3. Memoria Descriptiva
4. Estudios Eléctricos Etapa I
5. Estudio de Impacto Ambiental
6. Documentación legal y certificaciones

También se consideró una inversión inicial de USD 4.000 para la inscripción del proyecto en el RENPER de modo de solicitar la prioridad de despacho técnico en el nodo de conexión.

Asimismo, durante toda la construcción de la planta, se incluye los costos de una empresa consultora reconocida del sector para actuar como EPCM (Engineering, Procurement, Construction & Management) de la obra. Es necesario destacar que estas condiciones de borde implican que el gestor del proyecto posee el respaldo de una empresa reconocida dedicada a esta actividad que ofrece garantías y know-how técnico especializado. Este respaldo resulta primordial en la mitigación de los riesgos que identifican las entidades financieras privadas para esta industria en Argentina y mejoraría notablemente las condiciones de financiación.

Finalmente, la venta de energía se analizará teniendo en cuenta un contrato PPA con un precio de venta base de 55 USD/MWh por el 100% de la energía generada durante los 20 años, con empresas industriales que necesitan alcanzar el porcentaje de su consumo proveniente de energías renovables para cumplir con la Ley 27.191. Sin embargo, es importante destacar que, si bien los contratos PPA son en dólares, los mismos se abonan en pesos argentinos a cotización oficial A3500, y que en los PPA firmados en los programas como el RenovAr, se incorpora un factor de ajuste y de incentivo los cuales elevan el precio de venta de la energía durante los primeros años, y luego va a disminuyendo hasta la finalización del contrato. Por lo cual, se incorpora al modelo un factor de ajuste e incentivo, que resultará en un precio promedio de venta de energía de 67,82 USD/MWh.

Como el contrato PPA será entre privados, el precio de venta de la energía competirá directamente con el precio de compras conjuntas que calcula CAMMESA en sus informes mensuales. Según lo indicado en la Tabla 4. Contratos en compras conjuntas CAMMESA, dicho precio actualmente ronda los 72,6 USD/MWh, siendo el mismo por encima de los 67,82 USD/MWh promedio del contrato PPA.

Luego de evaluar el proyecto en el modelo, se realiza un análisis de sensibilidad indicando VAN y TIR para el flujo de fondos del activo (FDFA) y para el flujo de fondos de los accionistas (FDFAcc) obtenidos para:

- 3 escenarios de Precio del PPA.
- Variación en más/menos un 30% en el CAPEX.
- Variación de la tasa de rendimiento mínima aceptada.

Debido a que se cuenta con un contrato PPA firmado, no se incorpora el riesgo de incobrabilidad en el análisis de sensibilidad.

Finalmente se analizan los Ratios Deuda/EBITDA, EBITDA/INTERESES y DSCR (Debt service coverage ratio) con el objetivo de analizar el impacto que tienen la estructura de financiamiento en la rentabilidad del proyecto.

### ***Modelo económico-financiero***

Para el análisis del proyecto, se utilizará un modelo económico-financiero desarrollado en Microsoft Excel®, cuyo objetivo determinar su viabilidad y sensibilizar las distintas variables mencionadas en el apartado anterior.

Para lograr dicho objetivo, se diseñó un modelo capaz de evaluar muchas alternativas de manera simple y rápida, con el agregado de ser visible por el usuario, pudiendo así ser revisado y corregido con gran facilidad para quien posea un conocimiento intermedio del Excel.

Para valorar el proyecto, 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. Se utiliza este método de valuación, debido a que al contar un contrato PPA por el total de la energía generada, con precio de venta definido y con costos proyectables, los flujos de caja futuros pueden ser proyectables con mayor grado de certidumbre. Al final del proyecto, se considera un valor nulo de recuperado, ya que la vida útil de los paneles es de 25 años aproximadamente y con los cambios de tecnología futuros se prevé que no tendrán valor al cabo del fin del proyecto.

Para el proyecto, se evalúan dos tipos de flujos de caja distintos: el flujo de fondos del activo y el flujo de fondos del accionista.

El flujo de fondos del activo refleja las entradas y salidas de caja del negocio antes de considerar como el negocio se financia, o sea, sin considerar los gastos generados por el costo del financiamiento, ya sea capital propio como capital externo. Este flujo de fondos da información directa y pura sobre la capacidad de los activos de generar flujos de fondos, sin mezclar como estos se financian. Debido a que el trabajo del Gerente General está íntimamente ligado con las operaciones cotidianas de la empresa., el flujo de fondos del activo es una herramienta de gestión que permite después decidir cómo se financian los activos y como se destinan los flujos de fondos que estos generan para poder pagar ese costo de financiamiento, ya sea con financiamiento propio o externo, es decir, cómo se repaga la deuda y cómo se redistribuye a los accionistas.

El flujo de caja esperado para el capital accionario (FDFAcc), consiste en los flujos netos de caja luego de afrontar todos los gastos, necesidades de reinversión, obligaciones impositivas y pagos netos de deuda (intereses, amortizaciones de capital y emisión de deuda nueva).

En nuestro caso, para del VAN, asumimos una tasa requerida mínima para el capital accionario del 12%, que es una tasa promedio del mercado.

### ***Caracterización del Sitio***

#### ***Generación Solar***

Como se mencionó en el apartado *Aspectos generales y criterios adoptados*, el parque solar fotovoltaico de 20 MW de potencia instalada está compuesto principalmente por 50.000 paneles distribuidos en un área total de 10 ha. A estos datos obtenidos, se los ajustó considerando pérdidas técnicas y un factor de degradación de la planta y por la incertidumbre de generación durante la vida útil de la planta del 0,5% anual.

Tabla 6. Características principales de la instalación solar

<b>Potencia Instalada</b>	20000	kW
<b>Potencia Panel</b>	400	W
<b>Cantidad de Paneles</b>	50.000	
<b>Área del panel</b>	2,01	m <sup>2</sup>
<b>Área Total</b>	100500	m <sup>2</sup>
<b>Grados de Inclinación</b>	-25	
<b>Pérdidas Técnicas</b>	14,3%	
Conversión Fotovoltaica	9,1%	
Eléctricas	3,8%	
Operacionales	1,4%	

Para analizar la producción del parque solar fotovoltaico se utilizó información de la base de datos de la NASA, utilizando su herramienta de “POWER DATA ACCESS VIEWER”.

El resultado obtenido puede verse en las siguientes tablas:

Tabla 7. Irradiación Solar Valle Viejo

Mes	Días	Día Representativo	Mes Completo
		(Wh/m <sup>2</sup> /día)	(Wh/m <sup>2</sup> /mes)
Enero	31	5704	176837
Febrero	28	5747	160912
Marzo	31	5524	171259
Abril	30	5114	153416
Mayo	31	4431	137364
Junio	30	4602	138050
Julio	31	4790	148476
Agosto	31	5741	177982
Septiembre	30	5822	174659
Octubre	31	5919	183502
Noviembre	30	5794	173806
Diciembre	31	5538	171670
Prom. Anual		5394	163994

Tabla 8. Energía P50

Mes	Wh/m2/mes	Generación Paneles (kWh/mes)	Generación Eléctrica (kWh/mes)
Enero	176.837	6.220.256	5.330.759
Febrero	160.912	5.660.092	4.850.699
Marzo	171.259	6.024.041	5.162.603
Abril	153.416	5.396.422	4.624.733
Mayo	137.364	4.831.782	4.140.837
Junio	138.050	4.855.912	4.161.517
Julio	148.476	5.222.635	4.475.798
Agosto	177.982	6.260.506	5.365.253
Septiembre	174.659	6.143.627	5.265.089
Octubre	183.502	6.454.670	5.531.652
Noviembre	173.806	6.113.614	5.239.367
Diciembre	171.670	6.038.480	5.174.977
Total	1.967.933	69.222.037	59.323.285

Tabla 9. Generación Solar

Año	Degradación Planta	Degradación Paneles e Incertidumbre Anual	MWh					FC (P50)
			P50	P75	P90	P95	P99	
1	0,00%	5,00%	59323,3	57321,12	55520,66	54444,83	52423,99	0,34
2	0,50%	5,00%	59026,7	57034,52	55243,06	54172,61	52161,87	0,34
3	0,50%	5,00%	58731,5	56749,35	54966,84	53901,75	51901,06	0,34
4	0,50%	5,00%	58437,9	56465,60	54692,01	53632,24	51641,55	0,33
5	0,50%	5,00%	58145,7	56183,27	54418,55	53364,08	51383,34	0,33
6	0,50%	5,00%	57855,0	55902,36	54146,46	53097,26	51126,43	0,33
7	0,50%	5,00%	57565,7	55622,84	53875,72	52831,77	50870,80	0,33
8	0,50%	5,00%	57277,9	55344,73	53606,35	52567,61	50616,44	0,33
9	0,50%	5,00%	56991,5	55068,01	53338,31	52304,77	50363,36	0,33
10	0,50%	5,00%	56706,5	54792,67	53071,62	52043,25	50111,54	0,32
11	0,50%	5,00%	56423,0	54518,70	52806,26	51783,03	49860,99	0,32
12	0,50%	5,00%	56140,9	54246,11	52542,23	51524,12	49611,68	0,32
13	0,50%	5,00%	55860,2	53974,88	52279,52	51266,50	49363,62	0,32
14	0,50%	5,00%	55580,9	53705,00	52018,12	51010,17	49116,80	0,32
15	0,50%	5,00%	55303,0	53436,48	51758,03	50755,11	48871,22	0,32
16	0,50%	5,00%	55026,4	53169,30	51499,24	50501,34	48626,86	0,31
17	0,50%	5,00%	54751,3	52903,45	51241,75	50248,83	48383,73	0,31
18	0,50%	5,00%	54477,5	52638,93	50985,54	49997,59	48141,81	0,31

Año	Degradación Planta	Degradación Paneles e Incertidumbre Anual	MWh					FC (P50)
			P50	P75	P90	P95	P99	
19	0,50%	5,00%	54205,2	52375,74	50730,61	49747,60	47901,10	0,31
20	0,50%	5,00%	53934,1	52113,86	50476,96	49498,86	47661,60	0,31
Prom.o Anual	0,48%	5,00%	56588,20	54678,35	52960,89	51934,67	50006,99	0,32

Según lo observado en la Tabla 9, el resultado de generación solar es una distribución probabilística de la producción anual de energía que se puede aproximar a una distribución gaussiana definida por la producción media de energía estimada (denominada en también como P50) y la desviación estándar.

Para cuantificar el riesgo de energía generada por un proyecto, existe el concepto de nivel de confianza en que la producción real de energía de un proyecto sea alcanzada, basado en la incertidumbre la producción de energía. La estimación de la confianza del 50%, conocido como el P50, representa la mejor estimación de la producción de energía esperada de la planta fotovoltaica. Teóricamente, existe una probabilidad igual de que la producción generada sea mayor o menor que el P50. Utilizando el P50 como base, se calculan otros escenarios probabilísticos más conservadoras (P75, P90, P99, etc.) que tienen una mayor probabilidad de ser generado (o superado) durante cualquier año dado de operación de la planta. Por ejemplo, el valor de la energía que se puede esperar con confianza del 90% se llama la P90. (2018, Comisión de Regulación de Energía y Gas)

Si bien se calcularon distintas probabilidades de generación solar con mayor nivel de confianza, debido a que se consideró una importante inversión inicial para el estudio del recurso según lo indicado anteriormente, se utiliza el P50 como base de generación anual.

## Costos del proyecto solar fotovoltaico

Los costos de un proyecto de inversión pueden clasificarse principalmente en costos de inversión y/o instalación (CAPEX) y costos de operación y mantenimiento (OPEX). A continuación, se describen estos costos y se cuantifica los costos de capital para el proyecto.

### Costos de inversión (CAPEX)

Son los costos que corresponden por la compra e instalación de equipos electromecánicos, obras civiles, instalación y conexión a la red de despacho, ingeniería y estudios a presentar a las entidades de aplicación local como estudios Eléctricos de Etapa a CAMMESA o estudios ambientales al OPDS u al organismo ambiental autorizado.

Para determinar el costo del sistema fotovoltaico que se evalúa en este trabajo, se utilizaron costos reales de una planta fotovoltaica con datos de proveedores locales y anteproyectos de plantas fotovoltaicas desarrolladas en forma privada en nuestro país.

En la siguiente tabla se muestran los costos estimados para una instalación fotovoltaica de 20 MW y el costo total del proyecto por MW que alcanza:

Tabla 10. CAPEX

	Item	Monto	% de Total	Tasa de IVA	Monto IVA	Monto total IVA Inc.
	<b>Costos Contrataciones</b>					
	<b>Estudios e Inscripción en el RENPER</b>					
1	Estudios de factibilidad	USD 300.000	2,1%	21%	63.000	363.000
	Estudio del Recurso	USD				
	Ingeniería básica de anteproyecto	USD				
	Memoria Descriptiva	USD				
	Estudios Eléctricos Etapa I	USD				
	Estudio de Impacto Ambiental	USD				
	Documentación legal y certificaciones	USD				
2	Inscripción en el RENPER	USD 4.000	0,0%	21%	840	4.840
	<b>Construcción Planta de Generación Eléctrica FV</b>					
	Capacidad Instalada	20 MW				
	Costo de Planta Fotovoltaica Solar por MW	USD 689.551				
	Planta Fotovoltaica Solar	USD 13.791.026	97,8%	21%	2.896.115	16.687.141
3	Movimiento de Tierras, preparación de terreno	USD 128.820	0,9%	21%	27.052	155.872
4	Infraestructura	USD 1.120.508	7,9%	21%	235.307	1.355.815
5	Estructuras de Soporte de módulos	USD 1.920.146	13,6%	21%	403.231	2.323.377
6	Montaje de módulos	USD 6.464.589	45,9%	21%	1.357.564	7.822.152
7	Instalación de Inverters	USD 107.225	0,8%	21%	22.517	129.742
8	Instalación Eléctrica	USD 1.783.432	12,7%	21%	374.521	2.157.952
9	Conexión a Red	USD 127.320	0,9%	21%	26.737	154.057
10	Sistema de Seguridad y Vigilancia	USD 25.000	0,2%	21%	5.250	30.250
11	Sistemas de Monitorización	USD 430.284	3,1%	21%	90.360	520.644
12	Pruebas y puesta en marcha	USD 62.551	0,4%	21%	13.136	75.686
13	Ingeniería, gestión y coordinación de obra	USD 1.200.000	8,5%	21%	252.000	1.452.000
14	Supervisión de Obra	USD 421.151	3,0%	21%	88.442	509.593
	Fondo de cobertura frente a incidentes					
	<b>Total Costos Construcción Planta</b>	USD 13.791.026	97,8%	n.a.	2.896.115	16.687.141
	<b>Presupuesto Total Desarrollo</b>	USD 14.095.026	100,0%	n.a.	2.959.955	17.054.981
	<b>Costo por MW instalado</b>	USD 704.751			147.998	852.749

### ***Costos de operación y mantenimiento (OPEX)***

Los costos de operación y mantenimiento, tal y como indica su nombre, con los costos que se incurren durante la vida útil del proyecto para mantener operativa la planta inyectando la energía comprometida.

<b>Operativos</b>	
MW contratados	<b>20</b>
O&M Costos (USD/MWh)	<b>6,5</b>

Se considera un valor estándar de la industria de 6,5 USD/MWh que es aproximadamente el 10% de las ventas anuales de energía. En las plantas fotovoltaicas, el costo de operación y mantenimiento es mínimo, ya que los paneles fotovoltaicos están diseñados para trabajar a la intemperie. Se debe monitorear la generación y realizar actividades de limpieza de paneles y reposición en caso de fallas técnicas.

### ***Cronograma de Obra***

Para analizar el plazo de obra y el desembolso de pagos necesarios durante la construcción de la planta, se realizó un cronograma de actividades y un cronograma de pagos. Dichos cronogramas están vinculados con los estados financieros del proyecto y pueden ajustarse según las fechas requeridas por el analista. Los mismos pueden observarse en el Anexo Modelo financiero.

### ***Estructura de Financiamiento***

En general, los proyectos de energías renovables en las rondas RenovAr 2 y 3, pudieron financiarse por un máximo aproximado del 70% del valor de la inversión total, si optaba por un financiamiento de un banco multilateral y por un máximo del 80% si decidía ir por acreedor privado. La deuda privada se podía tomar con un plazo entre 5 y 8 años incluyendo un período de gracia, durante la etapa de construcción, con una tasa entre el 10% y el 12% en función del plazo. En cambio, con un banco multilateral de crédito (BID, BID Invest, CAF, BM, etc.) se podía tomar deuda con un plazo entre 7 y 8 años, a una tasa de entre el 8% y el 10%.

La mayor parte del financiamiento de estos proyectos, consistían en préstamos de acreedores extranjeros y proveedores internacionales de equipos que requerían la devolución de los préstamos en moneda dólar. Sin embargo, el sector de las energías renovables viene creciendo sostenidamente durante los últimos 4 años y actualmente existen importadores locales de los equipos principales de una planta solar, los cuales pueden abonarse en pesos al tipo de cambio oficial. Además, ha madurado notablemente la curva de aprendizaje de la tecnología, con lo que actualmente hay mano de obra calificada, tanto civil, como para las tareas de operación y mantenimiento de la planta.

Para la estructura de financiamiento, se prevé que un 30% de la inversión total del proyecto sea aportado por los accionistas de la empresa y el 70% restante, será estructurado a partir de distintas alternativas de financiamiento.

#### *Alternativas de financiamiento*

El lineamiento general para la estructuración de pasivos que optimicen el rendimiento del uso del capital y a la vez desestresen a la sociedad de descalces innecesarios indica que éstos deben ser elegidos e instrumentados buscando calzar monedas y plazos.

En resumen, el capital de trabajo se financia con pasivos de corto plazo (créditos bancarios para capital de trabajo, leasings, cheques propios vía bolsa, pagarés bursátiles, caución bursátil, y series cortas de letras/notas u otras obligaciones negociables de corto plazo). En cambio, los pasivos contraídos para financiar inversiones de capital, mayormente CAPEX, deben ser de mediano y largo plazo, en función de la disponibilidad de instrumento en el mercado financiero y mercado de capitales. Las herramientas clásicas con las que contamos para estructurar financiamientos de mediano y largo plazo son créditos bancarios para inversión, algunos leasings para maquinarias y obligaciones negociables.

#### *Financiamiento de Capital de trabajo*

Como se mencionó en el apartado anterior, el capital de trabajo se financia con pasivos de corto plazo. Para el proyecto, a fin de contar con liquidez para los gastos corrientes durante el período de construcción, se utiliza un préstamo del BICE.

A modo de ejemplo, en el BICE se pueden implementar créditos a tasas moderadas como el siguiente:

#### **CAPITAL DE TRABAJO:**

**Destino:** a) Compra de insumos, materia prima, combustible, etc.

b) Se excluye el pago de impuestos o cancelación de pasivos.

**Monto:** hasta \$30 millones (micro y pequeñas empresas); hasta \$50 millones (medianas); hasta \$80 millones (grandes empresas)

**Tasa:** Baldar Privada + 6% (Pymes); Badlar Privada +8% (Grandes Empresas).

**Moneda:** Pesos.

**Plazo:** Hasta 36 meses.

**Beneficiarios:** Pymes y No Pymes.

*Fuente: Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE)*

En nuestro caso, a partir de la información del BICE, se implementa un crédito a 36 meses a tasas de 30% promedio fija, sistema alemán con amortización mensual, por un crédito de USD 200.000.

### *Financiamiento bancario de largo plazo para inversiones de capital.*

Aprovechando las condiciones actuales, las políticas económico-financieras de la gestión de gobierno, y la coyuntura macro-financiera del país; vemos que las mejores herramientas se presentan en instrumentos de crédito bancario de largo plazo en pesos.

### *Financiamiento a través del mercado de capitales de mediano y largo plazo vía para inversiones de capital.*

Cuando la empresa necesita financiar proyectos de mayor escala, y busca construir historial crediticio pensando en crecimiento futuro más barato, puede recurrir al mercado de capitales y obtener fondos a corto, mediano o largo plazo mediante la emisión de obligaciones negociables.

Las obligaciones negociables son instrumentos de renta fija, ya que tienen un cronograma de pagos predefinido, de acuerdo con el esquema establecido por el estructurador en concordancia con los requerimientos y generación de flujos de la compañía, y en la moneda pactada. Llegado el vencimiento de la obligación, la empresa cumple sus compromisos y el obligacionista deja de ser su acreedor.

Existen diversas modalidades de emisión de obligaciones negociables que se adaptan a las circunstancias y necesidades particulares de cada empresa, así como también a las exigencias del mercado. Por ello, cuando se emiten obligaciones negociables la empresa debe tener en cuenta no sólo sus necesidades de fondos sino también los requerimientos de los inversores, según la proporción de riesgo e interés que se demanda en cada momento.

Una vez que los papeles fueron colocados por primera vez en el mercado, los tenedores de los mismos, pueden encontrar una contraparte para venderlos de acuerdo al precio que surge de la oferta y demanda del papel en lo que se conoce como el mercado secundario, lo que le da a la misma empresa la posibilidad de rescatar su deuda por mercado, incluso si el contrato original no lo establecía.

Según datos del informe de noviembre 2020 del Instituto Argentino de Mercado de Capitales ( ver Tabla 11), el sector de generación de energía emitió ON entre enero 2020 y noviembre 2020 de USD 380.000.000 de dólares, de los cuales aproximadamente el 70% fueron emitidos por grandes empresas locales, lo cual se representa un volumen de USD 266.000.000 en ON que, dividido proporcionalmente entre las 13 grandes empresas cotizantes del mercado (ver Tabla 12), da un promedio aproximado de USD 20.000.000 por empresa.

En el caso del proyecto analizado, se requieren aproximadamente USD 13.644.487 como monto de deuda, de los cuales USD 6.500.000 se financian con ON, el cual es un monto que entra dentro de los parámetros analizados.

Tabla 11. Montos de ON y VCP emitidos por sector, en M. de USD (excluye canjes)

Sector	Periodo	
	Ene - Nov 2020	Ene - Nov 2019
Industria de Petróleo y Gas	899.133.095	411.747.653
Generación de Energía	549.460.347	380.000.000
Agricultura y Ganadería	294.559.157	62.033.141
Actividades Financieras y Seguros	242.147.736	179.089.238
Telecomunicaciones	209.131.320	401.955.399
Bancos	185.616.482	415.828.351
Actividades Inmobiliarias	129.454.928	237.700.024
Alimentos y Bebidas	77.142.634	6.392.242
Industria metalúrgica y siderúrgica	60.000.000	150.000.000
Industria Farmacéutica	51.179.506	
Grupos concesionarios	40.000.000	
Manufacturas de origen industrial	36.998.454	930.410
Otras Actividades Empresariales	31.592.282	1.015.631
Holdings	20.955.574	
Transporte de Gas	20.533.881	
Comercio	15.000.000	
Editoriales e Imprentas	10.806.043	
Industria Química y petroquímica	4.422.018	3.172.183
Papel y Celulosa	3.117.250	3.521.129
Calzado e indumentaria	1.648.352	
Construcción	184.797	1.364.268
<b>Total</b>	<b>2.883.083.857</b>	<b>2.254.749.669</b>

Tabla 12. Evolución de cantidades y montos colocados de ON y VCP

	Nov-19	Dic-19	Ene-20	Feb-20	Mar-20	Abr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Ago-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20
<b>Empresas Grandes (M. USD)</b>	217	308	548	426	115	27	797	267	498	630	401	199	303
<b>Cantidad</b>	5	16	11	22	9	2	11	11	16	16	15	5	13
<b>PyME (M. USD)</b>		5		1	5			4	1	17	6	1	6
<b>Cantidad</b>		4		1	2			2	1	6	1	1	6

En el proyecto analizado, se considera una empresa grande cotizante en bolsa, para lo cual se toma como referencia las mismas condiciones que las ON emitidas por IRSA (ver Tabla 13), las cuales son a dólar linked, tomados de las publicaciones del Instituto Argentino de Mercado de Capitales. Por lo tanto, se emiten ON con amortizaciones en dos cuotas, a 6 años con una TNA 7% (pago de interés trimestral), por un monto total de USD 6.500.000.

Tabla 13. Análisis de Obligaciones Negociables (IAMC)



www.iamc.com.ar

ANÁLISIS DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES (\*)

01-Feb-21

Emisor	Código	Vencimiento	Amortización	Cupón de Renta	Próximo Vencimiento	VR (en %)	Cotización c/100 v.r. (a)	Fecha Última cotización	Cupón Corriente			Valor Técnico c/100 v.n.	Paridad (en %)	TIR anual	DM	PPV (en años)	
									Renta Anual (en %)	Intereses Corridos c/100 v.n.	Yield Anual (en %)						
<b>Obligaciones Negociables Ley Argentina</b>																	
<b>I - Denominadas y pagaderas en dólares</b>																	
ON CRESUD 9% VTO 2021 EN US\$	CSFG0	11-Jul-21	Al Vto.	Sem.	11-Jul-21	A+R	100.00	15060.000	1-Feb-21	Fija=9	0.55	8.92	100.55	100.90	7.07%	0.42	0.44
Vista Oil 7.88% Vto 2021 (b)	VSC10	31-Jul-21	Al Vto.	Sem.	2-May-21	R	100.00	15100.000	1-Feb-21	Var=7.88	0.06	7.75	100.06	101.86	4.46%	0.47	0.48
ON VISTA OIL 8.50% VTO 2022 EN US\$	VSC20	7-Ago-22	Al Vto.	Trm.	8-Feb-21	R	100.00	15400.000	1-Feb-21	Fija=8.5	1.98	8.35	101.98	101.73	10.29%	1.34	1.42
Tepepetrol 4.875% Vto. 2022 (c)	TTO10	12-Dic-22	Al Vto.	Sem.	12-Jun-21	R	100.00	15000.000	1-Feb-21	Var=4.875	0.69	4.86	100.69	100.38	4.73%	1.75	1.79
ON CRESUD 8.50% VTO 2023 EN US\$	CSD00	16-Feb-23	Al Vto.	Sem.	16-Feb-21	R	100.00	14000.000	1-Feb-21	Fija=8.5	3.02	7.12	103.02	91.55	11.74%	1.79	1.90
Arzor 8% Vto. 2023 (c)	RCC90	8-Jul-23	Al Vto.	Sem.	6-Jul-21	R	100.00	14900.000	1-Feb-21	Var=8	0.45	6.13	100.45	97.92	7.09%	2.20	2.29
Vista Oil 3.5% Vto. 2024 (b)	VSC30	21-Feb-24	Al Vto.	Sem.	21-Feb-21	R	100.00	13680.000	1-Feb-21	Var=3.5	1.59	3.86	101.59	90.71	7.11%	2.73	2.85
<b>II - Denominadas en dólares que pagan en pesos</b>																	
ON IRSA 7% VTO 2021 DOLLAR LINKED	IRC40	21-May-21	Al Vto.	Trm.	21-Feb-21	R	100.00	9100.000	1-Feb-21	Fija=7	1.40	6.83	101.40	102.44	-	0.29	0.29
ON IRSA 4% VTO 2022 DOLLAR LINKED	IRC70	21-Ene-22	Al Vto.	Trm.	21-Abr-21	R	100.00	8970.000	1-Feb-21	Fija=4	0.13	3.81	100.13	102.28	1.65%	0.64	0.65
<b>Obligaciones Negociables Ley extranjera</b>																	
<b>I - Denominadas y pagaderas en dólares</b>																	
PAE Clase I 2021 (d)	OPNY1	7-May-21	3 - Anual	Sem.	7-May-21	A+R	33.33	5187.000	27-Ene-21	Fija=7.875	0.63	7.65	33.96	102.89	-	0.27	0.26
EDENOR Clase IX 2022 (d)	ODNY9	25-Oct-22	Al vto.	Sem.	25-Abr-21	R	100.00	4903.068EX	22-Oct-20	Fija=9.75	2.65	32.10	102.65	32.18	132.02%	0.87	1.61
YPF Clase XXVIII 2024	YPCU0	4-Abr-24	3 Anual	Sem.	4-Abr-21	R	100.00	12000.000	1-Feb-21	Var=8.75	2.89	11.23	102.89	78.57	23.15%	1.74	2.10
YPF Clase XXXIX 2025	YCA80	28-Jul-25	Al Vto.	Sem.	28-Jul-21	R	100.00	10399.000	1-Feb-21	Fija=8.5	0.12	12.15	100.12	69.97	19.58%	3.33	3.88
															Tipo de Cambio Peso-Dólar(*)		
															\$148.4398		

Financiamiento de mediano y largo plazo a través de créditos de organismos multilaterales de crédito para inversiones de capital.

En general los Bancos Multilaterales han sido creados para promover el desarrollo de una región priorizando ciertos objetivos fundamentales. Por ejemplo, el BID fue creado en 1959 y busca mejorar la salud, la educación y la infraestructura a través del apoyo financiero y técnico a los países que trabajan para reducir la pobreza y la desigualdad, de una manera sostenible y respetuosa con el clima. En el 2019 se aprobaron 41 proyectos por aprox. USD 4,7 mil millones relacionados con infraestructura y medio ambiente, y 18 proyectos relacionados con temas sociales y salud por aprox. USD 1,9 mil millones.

Los dueños son los países prestatarios a quien sirve el banco y no prestatarios que se han unido para aportar capital y participan de la gobernanza del mismo. Como ejemplo, en el BID existen 26 países prestatarios de Latino América y Caribe, quienes detentan en su conjunto aprox. el 50% del capital, y 22 no regionales, como ser EEUU, Canadá, Japón, Corea del Sur, China, Israel y gran parte de Europa occidental, quienes comprenden el resto del total accionario.

Desde el punto de vista financiero son muy sólidos, y tienen rating públicos con calificaciones “AA” o “AAA” que les permiten tomar fondos a una tasa de interés muy baja y plazos muy largos.

Los Bancos Multilaterales han sido muy relevantes para la Argentina. Por ejemplo, a fines del 2019 CAF tenía una cartera de más de USD 3.700 millones, el BID aprox. US\$ 12.600 millones, que incluye aprobaciones soberanas por USD 2.000 millones, y en el caso del Banco Mundial USD 1391 millones.

En general suelen tener un brazo que atiende prestamos soberanos o a países, y otra rama que se dedica a prestar al sector no soberano o privado.

Esta forma de organización se da por ejemplo en el BID y BID Invest, Banco Mundial y Corporación Financiera Internacional, mientras que, en el caso de la CAF Banco de Desarrollo de América Latina, el banco público y privado conviven bajo una misma organización.

Como se mencionó anteriormente, los proyectos de energías renovables en las rondas RenovAr 2 y 3, pudieron financiar parte hasta el 70% del valor de inversión, con un banco multilateral (BID, CAF, BM, etc.), en donde se podía tomar deuda con un plazo entre 7 y 8 años, a una tasa de entre el 8% y el 10%. En el caso de nuestro proyecto, faltan cubrir aproximadamente USD 6.944.487 como monto de deuda, por lo cual se considera un crédito de un banco multilateral a 8 años, incluyendo un período de gracia por el plazo de construcción, a una TNA 10%.

Por lo tanto, finalmente la estructura de financiamiento adoptada para el proyecto es la siguiente:

Tabla 14. Estructura de financiamiento adoptado

<b>Estructura de Capital</b>	
Equity/Inversión Total	<b>30%</b>
Deuda/Inversión Total	<b>70%</b>
Monto Equity (USD)	<b>5.847.637</b>
Monto Deuda BM (USD)	<b>6.944.487</b>
Monto Deuda BICE (USD)	<b>200.000</b>
Monto Deuda ON (USD)	<b>6.500.000</b>
Estimado IDC	<b>1.734.685</b>
Deuda BM: Plazo (años - incluye período de gracia)	<b>8</b>
Deuda BM: Plazo de Construcción (trimestres)	<b>7</b>
Deuda BM: TNA (capitalización trimestral)	<b>10%</b>
Deuda BICE: Plazo (meses)	<b>36</b>
Deuda BICE: TNA (capitalización mensual)	<b>30%</b>
Deuda ON: Plazo de devolución (años)	<b>6</b>
Deuda ON: TNA (pago de intereses trimestral)	<b>7%</b>

### ***Estados Financieros***

Los estados financieros se desarrollaron en el modelo considerando las siguientes secciones:

#### ***Producción de Energía***

Para el cálculo del precio de venta final de la energía, se propuso un precio de 55 USD/MWh el cual considera la venta de energía a través de contratos PPA con clientes industriales. Dicho precio es superior al promedio de los precios licitados en las Rondas RenovAr para la energía

solar, que es de aproximadamente 45 USD/MWh sin considerar el factor de ajuste que se dispuso en la licitación.

Debido a que en la legislación argentina no permite utilizar índices de precios en moneda extranjera en los contratos locales, con el objeto de reducir la pérdida de valor en términos nominales, se incorporaron los Factores de Ajuste y los Factores de incentivo de precio utilizados en las Rondas RenovAr, permitiendo obtener un ajuste de precio anual sobre el precio ofertado nominal. Es importante destacar, que dichos factores incrementan el precio de venta, sin embargo, siempre quedan por debajo del precio de compras conjuntas de CAMMESA, según se explicó en el apartado *Aspectos generales y criterios adoptados*.

#### *Estados de Resultados*

En dicha sección se calcula la utilidad neta del proyecto a partir de las ventas de la energía indicadas en la Tabla 9. Generación Solar. Tabla 9

Para el cálculo de las amortizaciones del CAPEX, se consideró un 5% anual sobre el valor de activos, hasta finalizar la vida útil a los 20 años.

#### *Impuesto al Valor Agregado*

Se consideró un IVA del 21% tanto para las ventas de energía, como para los costos de inversión. Sin embargo, si se hiciese un estudio más pormenorizado de los pagos de Iva de los equipos, ya que existen facilidades impositivas para equipos para energías renovables, por lo que se podría considerar bajar el porcentaje aplicado en las erogaciones de CAPEX, lo cual mejoraría el flujo actual.

#### *Estado de origen y aplicación de fondos*

En esta sección del modelo, se calcula el flujo de caja resultante del proyecto a partir del flujo operativo, el flujo de inversión en CAPEX y el flujo financiero. El objetivo es evidenciar las variaciones en el flujo de caja del proyecto para cerciorarse que el mismo sea siempre positivo, en caso negativo, se debería solicitar un préstamo adicional para hacer frente a los pagos requeridos durante esos períodos.

Generalmente, resulta conveniente apalancarse nuevamente en un préstamo a una tasa más baja que la obtenida inicialmente, lo cual mejoraría la rentabilidad del proyecto. Esto sería viable, ya que, al tener un proyecto en ejecución, ya habiendo sorteado las necesidades iniciales de capital, el riesgo disminuye para los inversionistas y se vuelve más atractivo, por ende, se podrían obtener mejores tasas.

## *Balance*

Finalmente se obtiene el Balance general, con el estado de situación patrimonial financiero contable, que refleja la situación económica y financiera del proyecto durante todo su desarrollo.

El estado de situación financiera se estructura a través de los tres conceptos patrimoniales, el activo, el pasivo y el patrimonio neto.

## *Indicadores*

- *Deuda/EBITDA*: Este indicador mide la capacidad que tiene el proyecto de pagar su deuda. De otro modo, mide el tiempo en cantidad de años que necesita el proyecto para pagar su deuda a base de EBITDA, es decir, sin tener en cuenta los intereses, impuestos, amortizaciones y depreciaciones. A mayor ratio, el proyecto tendrá complicaciones para pagar su deuda.
- *EBITDA/intereses*: El EBITDA con relación a los intereses mide la capacidad del proyecto de cumplir con los pagos de intereses con flujos de caja provenientes de la venta de energía. A mayor ratio, el proyecto podrá cumplir con los intereses de deuda.
- *DSCR (Debt Service Coverage Ratio)*: Es un indicador que refleja una medida del flujo de efectivo disponible para pagar las obligaciones de deuda actuales. La proporción indica el ingreso operativo neto como un múltiplo de las obligaciones de deuda con vencimiento en el plazo de un año, incluidos los intereses, el capital, los fondos de amortización y los pagos de arrendamiento. Un DSCR superior a 1 significa que (en teoría, calculado según los estándares y supuestos bancarios) la entidad genera suficiente flujo de efectivo para pagar sus obligaciones de deuda. Un DSCR por debajo de 1, indica que no hay suficiente flujo de efectivo para cubrir los pagos del préstamo Ratio de cobertura de servicio de la deuda.

A continuación, se muestra el resultado de los indicadores a partir de la puesta en marcha:

Tabla 15. Indicadores

Indicador	2023	2024	2025	2026	2027
Deuda/EBITDA	0,8	0,6	0,5	0,2	0,1
EBITDA/Intereses	3,3	3,6	5,5	6,7	18,7
DSCR	2,0	1,1	2,6	1,2	3,1

## *Flujo de Fondos*

Como se mencionó anteriormente, para valuar el proyecto se utilizó el método de “descuentos de flujos de caja” en donde se calculó el valor actual neto (VAN) de los flujos de fondos futuros

descontados a una tasa del 12% según lo requerido por el capital aportado. Se evaluaron dos tipos de flujos de caja distintos: el flujo de fondos del activo (FDFA) y el flujo de fondos del accionista (FDFAcc).

Por otro lado, también se calcularon para ambos flujos, la tasa interna de retorno (TIR) de cada una. La TIR, nos da una medida relativa de la rentabilidad, es decir, va a venir expresada en tanto por ciento. Entonces, si la TIR obtenida, es mayor a la tasa de descuento aplicada, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión. Caso contrario, el proyecto no se aceptaría.

A continuación, se grafican los flujos de fondos FDFA y FDFAcc y se muestran los resultados obtenidos:

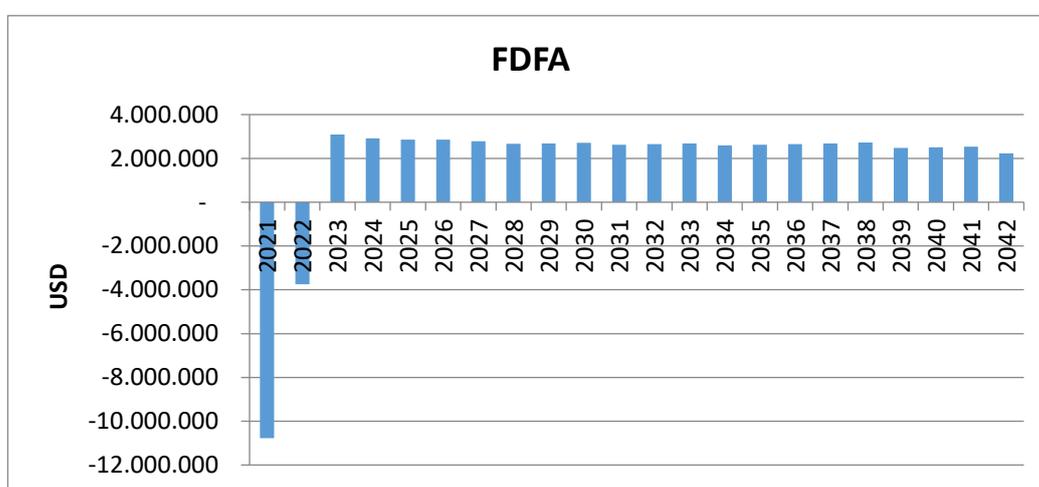


Figura 46. Flujo de fondos del activo

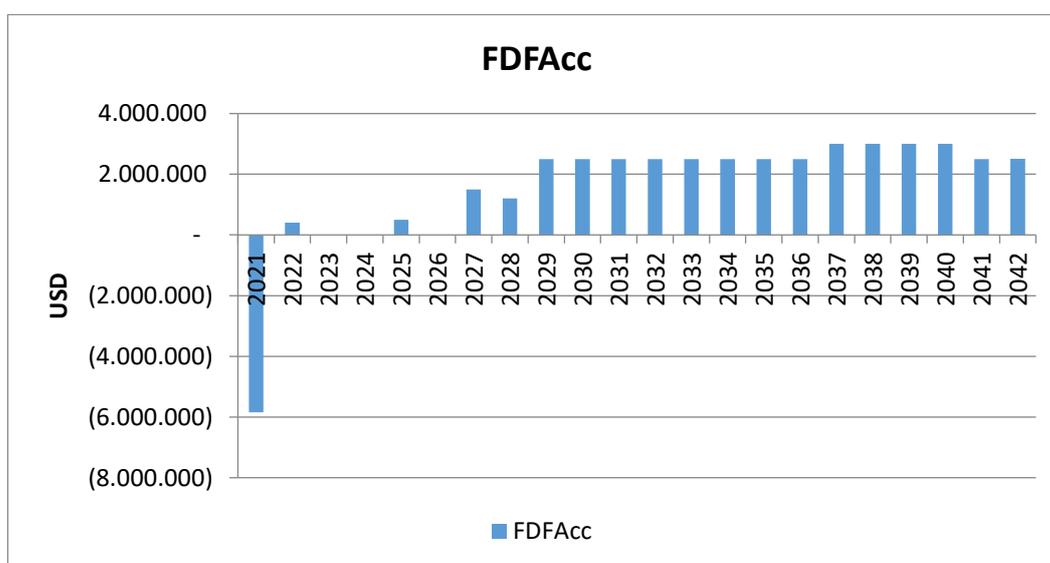


Figura 47. Flujo de fondos de los accionistas

Tabla 16. Resultados

VAN FDFA	\$ 3.887.766
VAN FDFAcc	\$ 3.485.827
TIR FDFA	16,3%
TIR FDFAcc	17,4%
PR Activo	6,5
PR Acc	7,1
IR Acc	60%

Como se puede observar en la Tabla 16. Resultados, bajo estas condiciones económico-financieras y técnicas, el proyecto es rentable y por lo tanto atractivo, ya que posee un VAN>0 y obtiene una tasa interna de retorno superior al 12% requerido por los aportantes de capital.

Esto significa, que el proyecto tiene una rentabilidad positiva, luego de cumplir con todos los compromisos de deuda.

### ***Análisis Sensibilidad***

Luego de evaluar el proyecto en el modelo se realizó un análisis de sensibilidad de las principales variables del proyecto, de forma de verificar los cambios en los VAN y TIR calculados para el flujo de fondos del activo (FDFA) y para el flujo de fondos del accionista (FDFAcc) obtenidos.

#### *Sensibilidad de precios del PPA*

Como se puede observar en la Tabla 17. Sensibilidad de Precios, el incremento del precio en los contratos PPA aumentan notablemente el rendimiento del proyecto, siendo que, si el proyecto se ubica por debajo de los 50 USD/MWh de precio nominal, se quiebra el saldo de caja, por lo que sería inviable sin ajustar la estructura de financiamiento.

Es necesario destacar que la rentabilidad del proyecto mejora notablemente, al considerar la venta a un precio mayor al de las Rondas del RenovAr cuyas últimas adjudicaciones promediaban entre 40 y 42 USD/MWh. Las industrias que son grandes consumidoras (GU) y que deben también cumplir con el 8% de energía renovable estipulado por la ley 27.191 y si no han celebrado un contrato PPA con un generador, pagarán el valor de compras conjuntas que ronda los 72 USD/MWh según lo indicado en Tabla 4. Contratos en compras conjuntas CAMMESA. Por lo tanto, es esperable generar contratos PPA con distintos actores de la industria por valores entre los 50/65 USD/MWh.

Como se puede verificar, el hecho de monetizar la producción solar a un precio mayor, como es el caso de 70 USD/ MWh, mejora significativamente la rentabilidad con una TIR del proyecto del 21% y el VAN que genera el proyecto alcanzaría los USD 8.490.533.

Tabla 17. Sensibilidad de Precios

Precios USD/MWh	VAN FDFA	VAN FDFACC	TIR FDFA	TIR FDFACC	Var. % VAN FDFA	Var. % VAN FDFACC	Var. % TIR FDFA	Var. % TIR FDFACC
52	2.967.213	2.628.523	15,4%	16,1%	-23,7%	-24,6%	-6,1%	-7,9%
55	3.887.766	3.485.827	16,3%	17,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
62	6.035.724	5.329.627	18,6%	20,0%	55,2%	52,9%	13,8%	14,8%
70	8.490.533	7.766.283	21,1%	23,6%	118,4%	122,8%	29,1%	35,3%

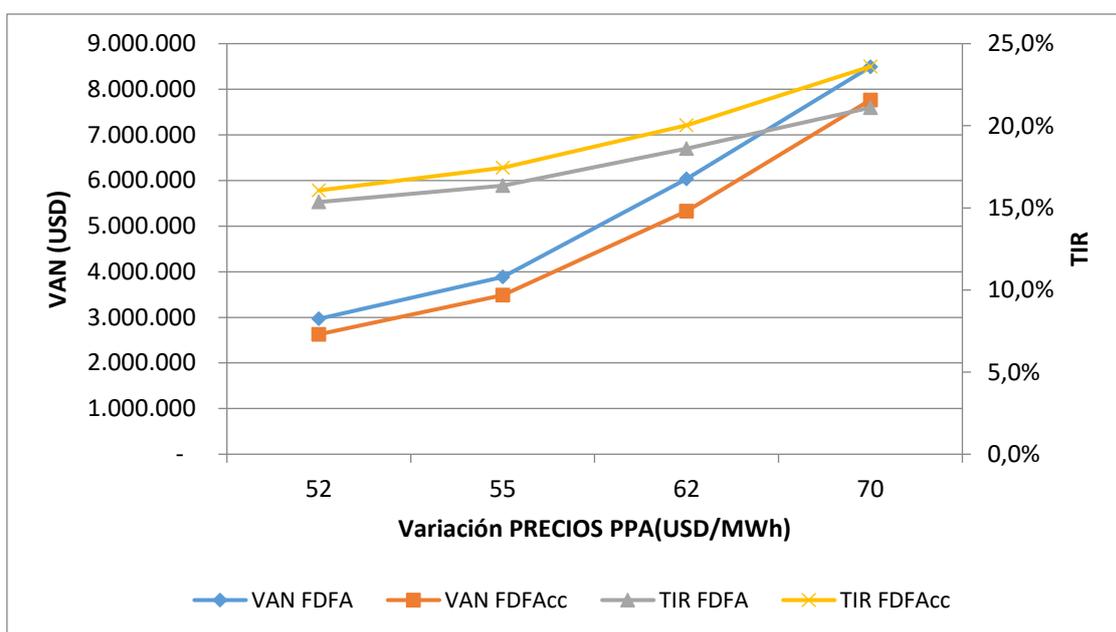


Figura 48. Variación de Precios PPA

#### Sensibilidad del CAPEX

De igual forma que las variaciones en los precios del PPA, la rentabilidad del proyecto es más sensible a aumentos o disminuciones en el CAPEX. Para evaluar la sensibilidad al mismo, se variaron los costos de CAPEX entre un  $\pm 30\%$ , se ajustaron los préstamos solicitados y se calcularon nuevamente los VAN y TIR del proyecto.

La TIR es muy sensible a las variaciones en los CAPEX ya que estos tienen lugar en los primeros años de la vida del proyecto, lo cual tiene un impacto importante en el flujo de fondos descontado.

Tabla 18. Sensibilidad del CAPEX

Var. Costos	VAN FDFA	VAN FDFACC	TIR FDFA	TIR FDFACC	Var. % VAN FDFA	Var. % VAN FDFACC	Var. % TIR FDFA	Var. % TIR FDFACC
-30,0%	7.293.539	4.849.525	23,0%	21,1%	87,6%	39,1%	40,6%	20,9%
-20,0%	6.157.804	4.392.695	20,3%	19,7%	58,4%	26,0%	24,2%	12,9%
-10,0%	5.022.068	3.935.865	18,1%	18,5%	29,2%	12,9%	10,9%	6,0%
<b>0,0%</b>	<b>3.887.766</b>	<b>3.485.827</b>	<b>16,3%</b>	<b>17,4%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
10,0%	2.750.989	2.329.076	14,8%	15,3%	-29,2%	-33,2%	-9,2%	-12,3%
20,0%	1.615.254	1.432.150	13,6%	13,9%	-58,5%	-58,9%	-17,1%	-20,2%
30,0%	479.518	500.056	12,4%	12,6%	-87,7%	-85,7%	-24,0%	-27,5%

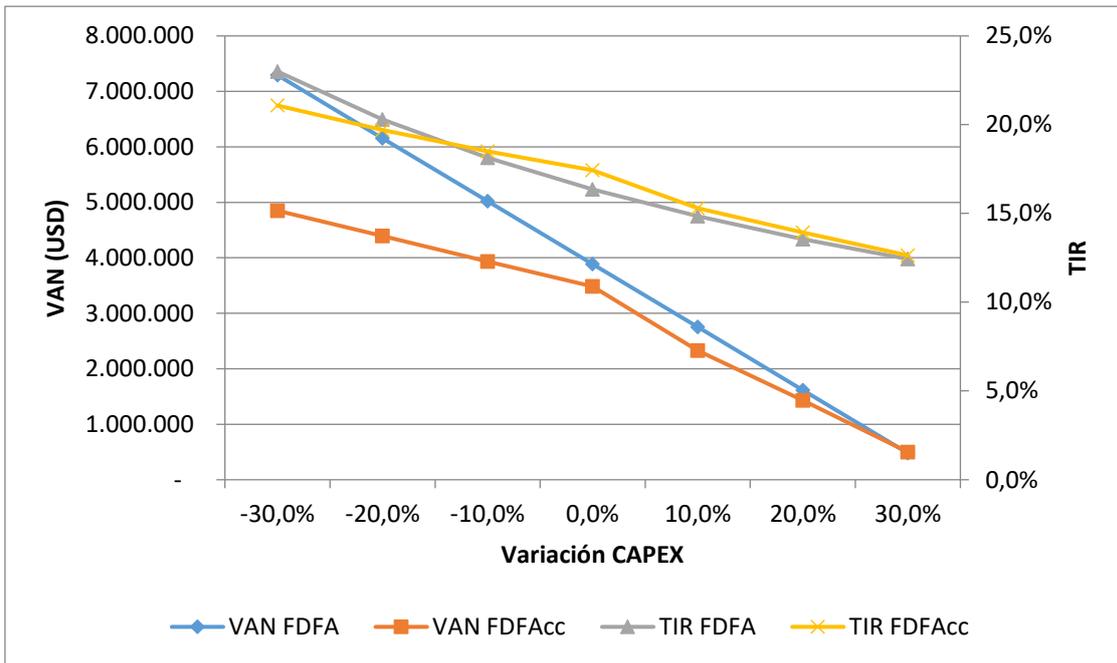


Figura 49. Variación de costos del CAPEX

*Sensibilidad de la tasa de descuento*

Según lo que se puede observar en la Tabla 19, por cada punto porcentual de la tasa de financiación el VAN varía entre un 20% y 30%. Este análisis de sensibilidad nos permite verificar que hasta una tasa de descuento del 16% con un precio de 55 USD/MWh, el proyecto es rentable luego de afrontar las obligaciones ante los acreedores y cuando el costo de financiación supera este nivel, el proyecto deja de ser rentable. A menor tasa de financiación, el proyecto se vuelve notablemente más rentable.

Tabla 19. Sensibilidad de la tasa de descuento

Tasa de Descuento	VAN FDFA	VAN FDFACC	Var. % VAN FDFA	Var. % VAN FDFACC
8,0%	9.887.845	8.412.990	154,3%	141,3%
9,0%	8.082.455	6.898.293	107,9%	97,9%
10,0%	6.500.974	5.592.371	67,2%	60,4%
11,0%	5.111.647	4.463.669	31,5%	28,1%
<b>12,0%</b>	<b>3.887.766</b>	<b>3.485.827</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
13,0%	2.805.756	2.636.686	-27,8%	-24,4%
14,0%	1.849.656	1.897.947	-52,4%	-45,6%
15,0%	1.000.152	1.253.743	-74,3%	-64,0%
16,0%	244.485	690.963	-93,7%	-80,2%
17,0%	-429.130	198.432	-111,0%	-94,3%
18,0%	-1.030.794	-233.338	-126,5%	-106,7%
19,0%	-1.569.185	-612.425	-140,4%	-117,6%

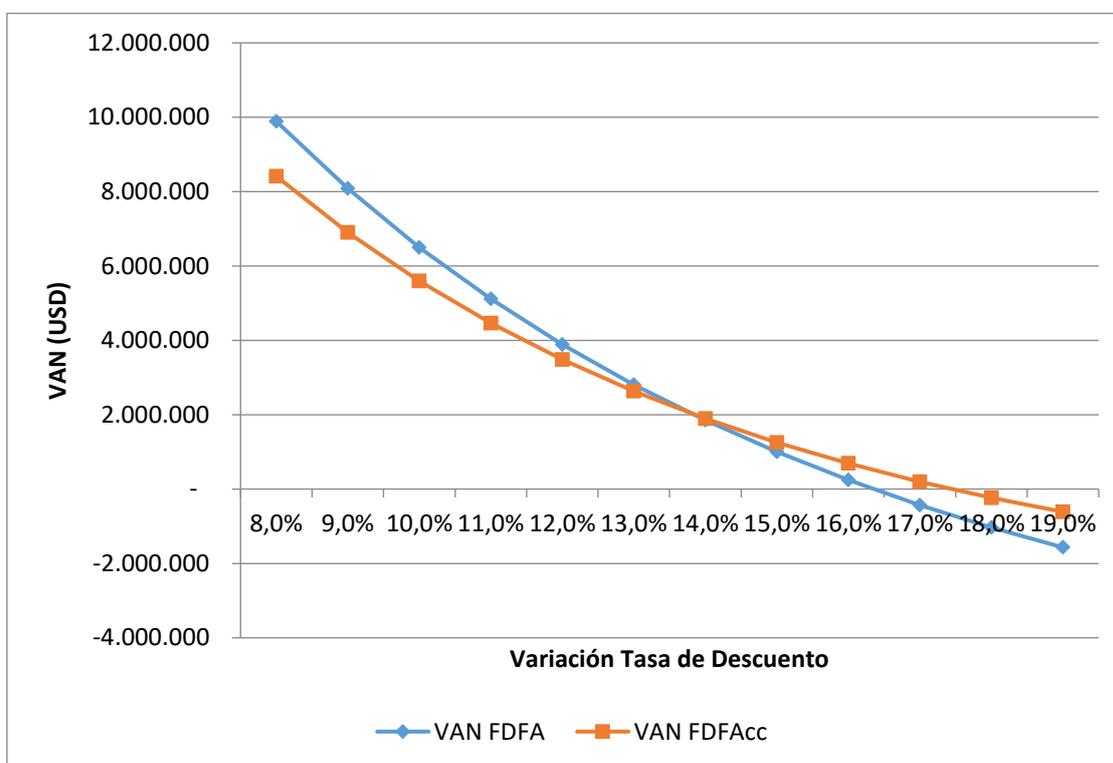


Figura 50. Sensibilidad de la tasa de descuento

## Conclusiones y comentarios finales

El salto hacia una matriz más limpia y sostenible no es un mero cambio tecnológico. Implica, en definitiva, pensar una estrategia amplia y profunda que apunte a acercar la generación de energía al consumo. En el Capítulo 1 se analizó el sistema interconectado nacional, que, dada la gran extensión de nuestro país, genera una situación que origina costos elevados por las obras de infraestructura para el despacho de la energía, lo cual tiene consecuencias directas en diversos sectores productivos, debido que el mayor costo se traslada a los precios de los productos y les hacen perder competitividad internacional. La generación con energías renovables no convencionales, tienden en forma creciente a desafiar al patrón de generación centralizada. Adicionalmente, se analizó que existe una marcada correlación entre el PBI y la demanda eléctrica, indicando que claramente, el crecimiento económico y el bienestar material de los países han estado asociados a un mayor consumo de energía eléctrica. En Argentina, existe una necesidad de abaratar la matriz eléctrica, donde actualmente, el precio que paga la demanda cubre sólo el 63% del costo de producción, siendo que la diferencia debe ser subsidiada por el Estado Nacional. Asimismo, existe la necesidad de incorporar entre 5000 MW y 7000 MW en los próximos 4/5 años en función del crecimiento real del PBI y la sustitución del parque térmico obsoleto. Se requiere de mayor potencia disponible y de generar mayor número de trabajos locales en el sector, además de reducir la salida de divisas como resultado de importaciones energéticas. Por otro lado, existe una necesidad mundial de sustituir fuentes de energía fósiles y diversificar la matriz energética, en un mundo con mayor electrificación de los consumos finales de energía, como es el caso de los autos eléctricos.

En el Capítulo 2, se analizaron las energías renovables, en donde se manifiesta que las inversiones del sector privado junto con políticas públicas internacionales con el objetivo de fortalecer el desarrollo de las mismas han tenido un impacto positivo en la mejora de la eficiencia de los equipos y en los costos de fabricación de estos. En los últimos 4 años, los costos de la electricidad procedente de energía solar fotovoltaica cayeron un 50%, situándose entre 36 y 44 USD dólares estadounidenses por Megavatio-hora (MWh), con una tasa de disminución de costos notablemente mayor que el alcanzado por la tecnología eólica. Las plantas de generación solar fotovoltaica resultan económicamente competitivas en el mundo y la investigación en estas tecnologías y la producción en masa de equipos permite pensar que las instalaciones cada vez tengan costos aún más competitivos.

La geografía argentina en cuanto a potencial de explotación de recurso solar, ofrece condiciones óptimas para el desarrollo de proyectos solares fotovoltaicos. Sin embargo, esto es condición necesaria pero no suficiente. Bajo este contexto, se analizó el marco jurídico de las energías renovables, en donde a través de la Ley 27.191, se puso en marcha un proceso de inserción de

generación eléctrica a partir de fuentes renovables. La Ley 27.191 y el éxito del programa RenovAr, fueron señales alentadoras para el capital privado internacional, en donde fue fundamental el esquema de garantías, sumado a los incentivos fiscales, para que este programa tuviera éxito.

Finalmente, en el Capítulo 3 se realizó una valoración económica de un proyecto de generación fotovoltaica desde la perspectiva del Gerente General de una empresa que cotiza en el mercado de valores, en donde buscó optimizar el rendimiento del uso del capital utilizando una estructuración de pasivos que minimice descalces innecesarios. Para ello se utilizaron 3 fuentes de financiamiento distintas: un préstamo de un banco multilateral de crédito para financiar a largo plazo, un préstamo del BICE para financiar gastos de corto plazo y la emisión de Obligaciones Negociables para financiar a mediano y largo plazo.

Debido a que el proyecto requiere una gran inversión inicial, al principio se optó que el financiamiento se encuentre disponible en su totalidad al comienzo del proyecto, dando como resultado una TIR para el accionista del 16% con un índice de rentabilidad del 45%. Sin embargo, este esquema adoptado no resultaba óptimo para las reales necesidades del proyecto, ya que generaba la necesidad de aumentar el monto de financiamiento inicial para cubrir los intereses de deuda durante la fase de construcción. A fin de optimizar los recursos, se optó por diferir el lanzamiento de las Obligaciones Negociables que inicialmente estaban contempladas al inicio del proyecto con un único pago de capital al vencimiento en el 2027, para cuando se requerían los fondos (a mitad de la fase de construcción), considerando la devolución del capital en dos cuotas iguales para los años 2024 y 2026. Adicionalmente, se modificó la distribución de dividendos de manera de mejorar el VAN de los accionistas, resultando finalmente en una TIR para el accionista de un 17,4% y un índice de rentabilidad de un 60%. Como análisis complementario, sobre para el financiamiento adoptado, se realizó un análisis de sensibilidad en la tasa de financiamiento, elevándola un 1% para el total de la deuda contraída, lo cual generó la necesidad de aumentar el monto de deuda inicial para cubrir la suba de intereses durante la fase de construcción y provocó la necesidad de modificar la distribución de dividendos generando finalmente una disminución de la TIR para el accionista en un 16,4% y una baja en el índice de rentabilidad en aproximadamente un 11%.

Por otra parte, se analizó el impacto de las variaciones en parámetros sensibles del proyecto como el CAPEX, el precio de venta y la tasa de descuento adoptada. Es importante destacar, que la rentabilidad del proyecto aumenta notablemente si se prevén precios superiores a los licitados en las rondas RenovAr, una hipótesis que tiene sentido si tenemos en cuenta los costos actuales de compras conjuntas de energía y, por ende, los precios a los cuales los grandes compradores de energía (grandes usuarios) estarían dispuestos a comprar el insumo debido a la

normativa impuesta por la Ley 27.191, que les exige que el 8% de su consumo provenga de fuentes renovables. El análisis realizado evidencia que la rentabilidad del proyecto es muy sensible a la tasa de financiación y a los plazos, con lo que se concluye que el costo financiero es uno de los condicionantes más importantes a la rentabilidad de los proyectos de generación renovable fotovoltaica en Argentina.

El marco regulatorio, político y económico es un factor decisivo. En un sector en el que los activos en los que debe invertirse son de un monto cuantioso, tienen larga vida útil, requieren tiempos de desarrollo prolongados de sus proyectos, y son totalmente específicos del sector, los riesgos para las empresas que invierten son muy grandes y es una tarea compleja obtener financiamiento para esos proyectos. Por lo tanto, debe ser un punto central de la regulación y de la política energética, generar los instrumentos para limitar los riesgos y reducir los costos de modo que se hagan posible las inversiones. Se deben incorporar mayores incentivos a las empresas para que estas alcancen los objetivos establecidos, asegurando inversiones en infraestructura, expansión y mejora de calidad del sistema.

Como posibles líneas de investigación futuras, creo importante que debería analizarse la capacidad de transporte del sistema eléctrico y el plan de inversiones futuras de líneas de alta tensión para el despacho de energía, de forma de analizar el impacto y la necesidad de inversión a fin de que el crecimiento de la infraestructura eléctrica acompañe el crecimiento de la oferta y demanda del sistema. Asimismo, debido al grado de sensibilidad del precio de venta de energía y teniendo en consideración las políticas económicas actuales, donde hay control de precios y cepo cambiario, se debería analizar cuál sería el impacto en una eventual pesificación de las tarifas de energía eléctrica ajustadas por alguna otra variable, como la inflación.

Por último, es imprescindible diseñar tarifas que permitan que la demanda participe más activamente del mercado y de fomentar el ahorro en el consumo eléctrico a partir de tarifas que den las señales adecuadas. El potencial es muy grande, ya se dieron los primeros pasos del proceso con la Ley 27.191 y los programas de fomento como el RenovAr, sin embargo, el desafío continúa. Debemos desarrollar los grandes recursos energéticos que poseemos promoviendo la inversión privada nacional e internacional bajo condiciones de transparencia y competencia.

## Lista de Referencias Bibliográficas

- Bernal, F. (2016). Alto consumo energético per cápita: ¿Malo o bueno?. Recuperado de <http://www.oetec.org/nota.php?id=%201922&area=%201>.
- Cappiello, H. (2018). Odebrecht y los cuadernos, un mismo sistema de coimas Sep 2018. La Nación. Recuperado de <https://www.lanacion.com.ar/politica/odebrecht-cuadernos-mismo-sistema-coimas-nid2168213>.
- Carrino, I. (2018). Diferencias y similitudes entre la inflación M y la inflación K Abr 2018. El Cronista. Recuperado de <https://www.cronista.com/columnistas/Diferencias-y-similitudes-entre-la-inflacion-M-y-la-inflacion-K-20180416-0106.html>.
- IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Recuperado de <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>
- Santamaría, G. (2019). Energías renovables 2020: perspectivas para los proyectos adjudicados bajo el Programa RenovAr Dic 2019. Abogados.com.ar. Recuperado de <https://abogados.com.ar/energias-renovables-2020-perspectivas-para-los-proyectos-adjudicados-bajo-el-programa-renovar/24852>.
- Warren, B. (2020). Renewable Energy Country Attractiveness Index May 2020. EY, pp-3. Recuperado de [https://www.ey.com/es\\_ar/recai](https://www.ey.com/es_ar/recai).

## Bibliografía general

- Brealey, R. A., & Myers, S. C. (1996). *Fundamentos de Financiación Empresarial*, McGraw-Hill.
- CAMMESA (2020) - Informes mensuales - Portal Renovables. Obtenido de <https://portalweb.cammesa.com/Pages/Mater.aspx>
- Countries manufacturing trade exports economics World Economic Forum. Obtenido de <https://www.weforum.org/agenda/2020/02/countries-manufacturing-trade-exports-economics/>
- Desarrollo Sostenible promovido por las Naciones Unidas. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- Dornbusch, Rudiger.; Fischer, Stanley & Startz Richard (2016). Macroeconomía, 10°

- edición, Mc. Graw Hill, Madrid, España, Cap. 7, pp. 151-189.
- Dr. Jimeno, M. (2017). Enabling PV & Wind in Argentina. Federal German Office. Obtenido de <http://www.wind-energie.de>
- Fahey, L. y Narayanan, V. K. (1968). *Macroenvironmental Analysis for Strategic Management (The West Series in Strategic Management)*. St. Paul, Minnesota: West Publishing Company.
- Frank, R.H. (2005). Microeconomía y conducta, McGraw-Hill, 5ta Ed., Cap. 1 a 4, pp 89 - 105
- Gayo, R. (2009). Sistema Interconectado Nacional (SIN) 500 kV. Petrotecnia, Agosto 2009, pp-76-82
- Gonzalez, M. (2019). Subsecretaría de Energías Renovables. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/energia-electrica/renovables/estudios-y-publicaciones>
- Housing Industry Association Limited (HIA) (2011). An Introduction to PESTLE Analysis. Obtenido de [http://hia.com.au/upload/hia/documents/business%20information%20services/sbis\\_guides/pestle\\_analysis.pdf](http://hia.com.au/upload/hia/documents/business%20information%20services/sbis_guides/pestle_analysis.pdf)
- Humphrey, A. S. (2005). SWOT analysis for management consulting. SRI Alumni Newsletter (SRI International).
- Ley N° 27.191 (2015). Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.
- Marinozzi, E. (2020). Informes mensuales CAMMESA. Gerencia Análisis y Control Global. Obtenido de <https://portalweb.cammesa.com/>
- Mochón, F., & Beker, V. A. (2008). Economía: Principios y aplicaciones. Madrid, Cap. 15, pp. 299-324; Cap. 18, pp. 381-403; Cap. 21, p. 461-465 y Cap. 22, pp. 495-517.
- NASA, Datos de irradiancia Solar, <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Normas Apa. (30 de 5 de 2019). *Normas APA a Chegg Service*. Obtenido de <http://normasapa.com/>
- Rifat, Lelic (2008). *Lecciones De Ingeniería Económica Y Finanzas*. Buenos Aires: Editorial Nueva Librería.

## **Anexo Modelo Económico Financiero**

## Modelo Financiero para Proyectos Solares Fotovoltaicos

### Estructura del Préstamo

Inversión	
MWs Instalados	20
Inversión Equipos - Precio por MW instalado (USD)	704.751
IVA Inversión Equipos	21%
Inversión Total (Sin IVA)	14.095.026
Inversión Total (Con IVA)	17.054.981
Intereses Durante la Construcción (IDC)	1.740.000
Cuenta de Reserva (2 periodos de interés)	497.143
WK	200.000
<b>Inversión Total</b>	<b>19.492.124</b>

Estructura de Capital	
Equity/Inversión Total	30%
Deuda/Inversión Total	70%
Monto Equity (USD)	5.847.637
Monto Deuda BM (USD)	6.944.487
Monto Deuda BICE (USD)	200.000
Monto Deuda ON (USD)	6.500.000
Estimado IDC	1.734.685
Deuda BM: Plazo (Años - incluye gracia)	8
Deuda BM: Plazo de Construcción (trimestres)	7
Deuda BM: TNA (Capitalización Trimestral)	10%
Deuda BICE: Plazo (meses)	36
Deuda BICE: TNA (Capitalización Mensual)	30%
Deuda ON: Plazo de devolución (Años)	6
Deuda ON: TNA (Pago de intereses trimestral)	7%

Operativos	
MW contratados	20
O&M Costos (USD/MWh)	6,5
Precio Ofertado Energía (USD/MWh)	55
Disponibilidad	99%
Factor de Capacidad	35%
MW Generados (MW Año)	60.707
D&A (% Anual sobre valor Activos)	5%

Energía Generada **P50**

Factor Incentivo **1**

Impuestos IIGG **30%**

TIR Activo	16,3%
TIR Equity	17,4%
TREMA	12%
Componente Nacional	38%
VAN FDFFA	\$ 3.887.766
VAN FDFAcc	\$ 3.485.827

P50/P75/P90

1=Con FI / 0=Sin FI

## Modelo Financiero para Proyectos Solares Fotovoltaicos Site Characterization

### 1) Características principales de la instalación Solar

Potencia Instalada	20000	kW
Potencia Panel	400	W
Cantidad de Paneles	50.000	
Eficiencia Panel	35%	
Area del panel	2,01	m2
Area Total	100500	m2
Grados de Inclinación	-25	
Pérdidas Técnicas	14,3%	
Conversión Fotovoltaica	9,1%	
Eléctricas	3,8%	
Operacionales	1,4%	

### 2) Irradiación Solar

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Prom. Anual
Días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Día Representativo (Wh/m2/día)	5704	5747	5524	5114	4431	4602	4790	5741	5822	5919	5794	5538	5394
Mes Completo (Wh/m2/mes)	176837	160912	171259	153416	137364	138050	148476	177982	174659	183502	173806	171670	163994
Promedio Mensual	91271	83330	88392	79265	70898	71326	76633	91862	90240	94711	89800	88604	84694

### 3) Energía P50

Mes	Wh/m2/mes	Generación Paneles (kWh/mes)	Generación Eléctrica (kWh/mes)
Enero	176.837	6.220.256	5.330.759
Febrero	160.912	5.660.092	4.850.699
Marzo	171.259	6.024.041	5.162.603
Abril	153.416	5.396.422	4.624.733
Mayo	137.364	4.831.782	4.140.837
Junio	138.050	4.855.912	4.161.517
Julio	148.476	5.222.635	4.475.798
Agosto	177.982	6.260.506	5.365.253
Septiembre	174.659	6.143.627	5.265.089
Octubre	183.502	6.454.670	5.531.652
Noviembre	173.806	6.113.614	5.239.367
Diciembre	171.670	6.038.480	5.174.977
Total	1.967.933	69.222.037	59.323.285

### 4) Generación Solar

Año	Degradación Planta	Degradación Paneles e Incertidumbre Anual	MWh					
			P50	P75	P90	P95	P99	FC (P50)
1	0,00%	5,00%	59323,3	57321,12	55520,66	54444,83	52423,99	0,34
2	0,50%	5,00%	59026,7	57034,52	55243,06	54172,61	52161,87	0,34
3	0,50%	5,00%	58731,5	56749,35	54966,84	53901,75	51901,06	0,34
4	0,50%	5,00%	58437,9	56465,60	54692,01	53632,24	51641,55	0,33
5	0,50%	5,00%	58145,7	56183,27	54418,55	53364,08	51383,34	0,33
6	0,50%	5,00%	57855,0	55902,36	54146,46	53097,26	51126,43	0,33
7	0,50%	5,00%	57565,7	55622,84	53875,72	52831,77	50870,80	0,33
8	0,50%	5,00%	57277,9	55344,73	53606,35	52567,61	50616,44	0,33
9	0,50%	5,00%	56991,5	55068,01	53338,31	52304,77	50363,36	0,33
10	0,50%	5,00%	56706,5	54792,67	53071,62	52043,25	50111,54	0,32
11	0,50%	5,00%	56423,0	54518,70	52806,26	51783,03	49860,99	0,32
12	0,50%	5,00%	56140,9	54246,11	52542,23	51524,12	49611,68	0,32
13	0,50%	5,00%	55860,2	53974,88	52279,52	51266,50	49363,62	0,32
14	0,50%	5,00%	55580,9	53705,00	52018,12	51010,17	49116,80	0,32
15	0,50%	5,00%	55303,0	53436,48	51758,03	50755,11	48871,22	0,32
16	0,50%	5,00%	55026,4	53169,30	51499,24	50501,34	48626,86	0,31
17	0,50%	5,00%	54751,3	52903,45	51241,75	50248,83	48383,73	0,31
18	0,50%	5,00%	54477,5	52638,93	50985,54	49997,59	48141,81	0,31
19	0,50%	5,00%	54205,2	52375,74	50730,61	49747,60	47901,10	0,31
20	0,50%	5,00%	53934,1	52113,86	50476,96	49498,86	47661,60	0,31
Promedio Anual	0,48%	5,00%	56588,20	54678,35	52960,89	51934,67	50006,99	0,32

## Modelo Financiero para Proyectos Solares Fotovoltaicos CAPEX

### 1) Inversión en CAPEX

	Item	Moneda	Monto	% de Total	Tasa de IVA	Monto IVA	Monto total IVA Inc.
	<b>Costos Contrataciones</b>						
	<b>Estudios e Inscripción en el RENPER</b>						
1	Terreno y Estudios de factibilidad	USD	300.000	2,1%	21%	63.000	363.000
	Terreno						
	Estudio del Recurso	USD					
	Ingeniería básica de anteproyecto	USD					
	Memoria Descriptiva	USD					
	Estudios Eléctricos Etapa I	USD					
	Estudio de Impacto Ambiental	USD					
	Documentación legal y certificaciones	USD					
2	Inscripción en el RENPER	USD	4.000	0,0%	21%	840	4.840
	<b>Construcción Planta de Generación Eléctrica FV</b>						
	Capacidad Instalada		<b>20 MW</b>				
	Costo de Planta Fotovoltaica Solar por MW	USD	689.551				
	Planta Fotovoltaica Solar	USD	13.791.026	97,8%	21%	2.896.115	16.687.141
3	Movimiento de Tierras, preparación de terreno	USD	128.820	0,9%	21%	27.052	155.872
4	Infraestructura	USD	1.120.508	7,9%	21%	235.307	1.355.815
5	Estructuras de Soporte de módulos	USD	1.920.146	13,6%	21%	403.231	2.323.377
6	Montaje de módulos	USD	6.464.589	45,9%	21%	1.357.564	7.822.152
7	Instalación de Inverters	USD	107.225	0,8%	21%	22.517	129.742
8	Instalación Eléctrica	USD	1.783.432	12,7%	21%	374.521	2.157.952
9	Conexión a Red	USD	127.320	0,9%	21%	26.737	154.057
10	Sistema de Seguridad y Vigilancia	USD	25.000	0,2%	21%	5.250	30.250
11	Sistemas de Monitorización	USD	430.284	3,1%	21%	90.360	520.644
12	Pruebas y puesta en marcha	USD	62.551	0,4%	21%	13.136	75.686
13	Ingeniería, gestión y coordinación de obra	USD	1.200.000	8,5%	21%	252.000	1.452.000
14	Supervisión de Obra	USD	421.151	3,0%	21%	88.442	509.593
	Fondo de cobertura frente a incidentes						
	<b>Total Costos Construcción Planta</b>	USD	<b>13.791.026</b>	<b>97,8%</b>	<b>n.a.</b>	<b>2.896.115</b>	<b>16.687.141</b>
	<b>Presupuesto Total Desarrollo</b>	USD	<b>14.095.026</b>	<b>100,0%</b>	<b>n.a.</b>	<b>2.959.955</b>	<b>17.054.981</b>
	<b>Costo por MW instalado</b>	USD	<b>704.751</b>			<b>147.998</b>	<b>852.749</b>

### 2) Componente Nacional Declarado

	Item	Moneda	Monto	Monto aplica	CND (%)
1	Estudios de factibilidad	USD	300.000	-	0%
2	Inscripción en el RENPER	USD	4.000	-	0%
3	Movimiento de Tierras, preparación de terreno	USD	128.820	-	0%
4	Infraestructura	USD	1.120.508	1.120.508	20%
5	Estructuras de Soporte de módulos	USD	1.920.146	1.920.146	50%
6	Montaje de módulos	USD	6.464.589	-	0%
7	Instalación de Inverters	USD	107.225	-	0%
8	Instalación Eléctrica	USD	1.783.432	-	0%
9	Conexión a Red	USD	127.320	127.320	80%
10	Sistema de Seguridad y Vigilancia	USD	25.000	25.000	20%
11	Sistemas de Monitorización	USD	430.284	430.284	20%
12	Pruebas y puesta en marcha	USD	62.551	-	0%
13	Ingeniería, gestión y coordinación de obra	USD	1.200.000	-	0%
14	Supervisión de Obra	USD	421.151	-	0%
	<b>Total</b>			<b>3.623.259</b>	<b>38%</b>

## Modelo Financiero para Proyectos Solares Fotovoltaicos

### Cronograma del Proyecto

#### 1) Cronograma de actividades

Item	Inicio	Fin	Duración (meses)	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21				
<b>Estudios e Inscripción en el RENPER</b>																				
1	Terreno y Estudios de factibilidad	sep-20	ene-21	5																
2	Inscripción en el RENPER	ene-21	ene-21	1																
<b>Construcción</b>																				
<b>Planta de Generación Eléctrica</b>																				
3	Movimiento de Tierras, preparación de terreno	ene-21	ene-21	1																
4	Infraestructura	feb-21	may-21	4																
5	Estructuras de Soporte de módulos	jun-21	ago-21	3																
6	Montaje de módulos	ago-21	feb-22	7																
7	Instalación de Inverters	feb-22	mar-22	2																
8	Instalación Eléctrica	ago-21	mar-22	8																
9	Conexión a Red	ene-22	jun-22	6																
10	Sistema de Seguridad y Vigilancia	jun-22	jul-22	2																
11	Sistemas de Monitorización	may-22	jul-22	3																
12	Pruebas y puesta en marcha	jul-22	sep-22	3																
13	Ingeniería, gestión y coordinación de obra	ene-21	sep-22	21																
14	Supervisión de Obra	ene-21	sep-22	21																
<b>Duración total desarrollo y construcción</b>		sep-20	sep-22	25																
<b>Producción</b>		oct-22	dic-42	241																

#### 2) Cronograma de pagos

Item	Inicio	Fin	% de Pago	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21				
<b>Estudios e Inscripción en el RENPER</b>																				
1	Terreno y Estudios de factibilidad	sep-20	ene-21	100%								100%								
2	Inscripción en el RENPER	ene-21	ene-21	100%																
<b>Construcción</b>																				
<b>Planta de Generación Eléctrica</b>																				
3	Movimiento de Tierras, preparación de terreno	ene-21	ene-21	100%								100%								
4	Infraestructura	feb-21	may-21	100%																
5	Estructuras de Soporte de módulos	jun-21	ago-21	100%																
6	Montaje de módulos	ago-21	feb-22	100%																
7	Instalación de Inverters	feb-22	mar-22	100%																
8	Instalación Eléctrica	ago-21	mar-22	100%																
9	Conexión a Red	ene-22	jun-22	100%																
10	Sistema de Seguridad y Vigilancia	jun-22	jul-22	100%																
11	Sistemas de Monitorización	may-22	jul-22	100%																
12	Pruebas y puesta en marcha	jul-22	sep-22	100%																
13	Ingeniería, gestión y coordinación de obra	ene-21	sep-22	100%																
14	Supervisión de Obra	ene-21	sep-22	100%																
<b>Total</b>					0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	510.018	357.325	357.325	357.325	357.325	717.246	717.246	1.863.688	1.223.639			
								3,62%	2,54%	2,54%	2,54%	2,54%	5,09%	5,09%	13,22%	8,68%				

## Modelo Financiero para Proyectos Solares Fotovoltaicos

### Cronograma del Proyecto

7

#### 1) Cronograma de actividades

Item	Inicio	Fin	Duración (meses)	Cronograma de actividades														
				oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22					
<b>Estudios e Inscripción en el RENPER</b>																		
1	Terreno y Estudios de factibilidad	sep-20	ene-21	5														
2	Inscripción en el RENPER	ene-21	ene-21	1														
<b>Construcción</b>																		
<b>Planta de Generación Eléctrica</b>																		
3	Movimiento de Tierras, preparación de terreno	ene-21	ene-21	1														
4	Infraestructura	feb-21	may-21	4														
5	Estructuras de Soporte de módulos	jun-21	ago-21	3														
6	Montaje de módulos	ago-21	feb-22	7														
7	Instalación de Inverters	feb-22	mar-22	2														
8	Instalación Eléctrica	ago-21	mar-22	8														
9	Conexión a Red	ene-22	jun-22	6														
10	Sistema de Seguridad y Vigilancia	jun-22	jul-22	2														
11	Sistemas de Monitorización	may-22	jul-22	3														
12	Pruebas y puesta en marcha	jul-22	sep-22	3														
13	Ingeniería, gestión y coordinación de obra	ene-21	sep-22	21														
14	Supervisión de Obra	ene-21	sep-22	21														
<b>Duración total desarrollo y construcción</b>				sep-20	sep-22	25												
<b>Producción</b>				oct-22	dic-42	241												

#### 2) Cronograma de pagos

Item	Inicio	Fin	% de Pago	Cronograma de pagos												
				oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22			
<b>Estudios e Inscripción en el RENPER</b>																
1	Terreno y Estudios de factibilidad	sep-20	ene-21	100%												
2	Inscripción en el RENPER	ene-21	ene-21	100%												
<b>Construcción</b>																
<b>Planta de Generación Eléctrica</b>																
3	Movimiento de Tierras, preparación de terreno	ene-21	ene-21	100%												
4	Infraestructura	feb-21	may-21	100%												
5	Estructuras de Soporte de módulos	jun-21	ago-21	100%												
6	Montaje de módulos	ago-21	feb-22	100%	14%	14%	14%	14%	14%							
7	Instalación de Inverters	feb-22	mar-22	100%			50%	50%								
8	Instalación Eléctrica	ago-21	mar-22	100%	13%	13%	13%	13%	13%	13%						
9	Conexión a Red	ene-22	jun-22	100%			17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%			
10	Sistema de Seguridad y Vigilancia	jun-22	jul-22	100%												
11	Sistemas de Monitorización	may-22	jul-22	100%												
12	Pruebas y puesta en marcha	jul-22	sep-22	100%												
13	Ingeniería, gestión y coordinación de obra	ene-21	sep-22	100%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%			
14	Supervisión de Obra	ene-21	sep-22	100%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%			
<b>Total</b>				1.223.639	1.223.639	1.223.639	1.244.859	1.298.472	374.959	98.418	241.846	254.346	253.976			
				8,68%	8,68%	8,68%	8,83%	9,21%	2,66%	0,70%	1,72%	1,80%	1,80%			



## Modelo Financiero para Proyectos Solares Fotovoltaicos

### Cronograma del Proyecto

#### 1) Cronograma de actividades

Item	Inicio	Fin	Duración (meses)	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
<b>Estudios e Inscripción en el RENPER</b>																
1	Terreno y Estudios de factibilidad	sep-20	ene-21	5												
2	Inscripción en el RENPER	ene-21	ene-21	1												
<b>Construcción</b>																
<b>Planta de Generación Eléctrica</b>																
3	Movimiento de Tierras, preparación de terreno	ene-21	ene-21	1												
4	Infraestructura	feb-21	may-21	4												
5	Estructuras de Soporte de módulos	jun-21	ago-21	3												
6	Montaje de módulos	ago-21	feb-22	7												
7	Instalación de Inverters	feb-22	mar-22	2												
8	Instalación Eléctrica	ago-21	mar-22	8												
9	Conexión a Red	ene-22	jun-22	6												
10	Sistema de Seguridad y Vigilancia	jun-22	jul-22	2												
11	Sistemas de Monitorización	may-22	jul-22	3												
12	Pruebas y puesta en marcha	jul-22	sep-22	3												
13	Ingeniería, gestión y coordinación de obra	ene-21	sep-22	21												
14	Supervisión de Obra	ene-21	sep-22	21												
<b>Duración total desarrollo y construcción</b>		sep-20	sep-22	25												
<b>Producción</b>		oct-22	dic-42	241												

#### 2) Cronograma de pagos

Item	Inicio	Fin	% de Pago	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
<b>Estudios e Inscripción en el RENPER</b>																
1	Terreno y Estudios de factibilidad	sep-20	ene-21	100%												
2	Inscripción en el RENPER	ene-21	ene-21	100%												
<b>Construcción</b>																
<b>Planta de Generación Eléctrica</b>																
3	Movimiento de Tierras, preparación de terreno	ene-21	ene-21	100%												
4	Infraestructura	feb-21	may-21	100%												
5	Estructuras de Soporte de módulos	jun-21	ago-21	100%												
6	Montaje de módulos	ago-21	feb-22	100%												
7	Instalación de Inverters	feb-22	mar-22	100%												
8	Instalación Eléctrica	ago-21	mar-22	100%												
9	Conexión a Red	ene-22	jun-22	100%												
10	Sistema de Seguridad y Vigilancia	jun-22	jul-22	100%												
11	Sistemas de Monitorización	may-22	jul-22	100%												
12	Pruebas y puesta en marcha	jul-22	sep-22	100%												
13	Ingeniería, gestión y coordinación de obra	ene-21	sep-22	100%												
14	Supervisión de Obra	ene-21	sep-22	100%												
<b>Total</b>																

**Modelo Financiero Proyectos Solar Fotovoltaico**  
**Estados Financieros**

Año	2021	2021	2021	2021	2022	2022	2022	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Producción	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q																				
<b>Precio de la Energía</b>																												
Precio de venta									55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00
Factor incentivo									1,20	1,20	1,15	1,15	1,15	1,10	1,10	1,10	1,05	1,05	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90	0,90	0,90	0,80
Factor de ajuste									1,02	1,02	1,03	1,05	1,07	1,09	1,11	1,13	1,15	1,16	1,18	1,20	1,23	1,25	1,27	1,29	1,31	1,33	1,36	1,38
Precio de venta final (USD/MWh)									67,13	67,13	65,43	66,55	67,68	68,83	66,97	68,11	69,27	67,26	68,40	69,57	67,39	68,54	69,71	70,90	72,11	66,01	67,14	68,28
<b>Energía generada (MWh)</b>																												
									15.946	59.323	59.027	58.732	58.438	58.146	57.855	57.566	57.278	56.991	56.707	56.423	56.141	55.860	55.581	55.303	55.026	54.751	54.478	54.205
<b>EERR</b>																												
Ventas									1.070.432	3.982.289	3.861.867	3.908.309	3.955.299	4.002.457	3.874.399	3.920.851	3.967.780	3.832.998	3.879.002	3.925.427	3.783.417	3.828.711	3.874.681	3.921.007	3.967.984	3.614.038	3.657.451	3.701.145
O&M									103.649	385.601	383.673	381.755	379.846	377.947	376.057	374.177	372.306	370.445	368.592	366.749	364.916	363.091	361.276	359.469	357.672	355.883	354.104	352.334
Imp DDCC	14.696	17.183	45.655	44.051	35.019	7.135	5.401	12.845	47.787	46.342	46.900	47.464	48.029	46.493	47.050	47.613	45.996	46.548	47.105	45.401	45.945	46.496	47.052	47.616	43.368	43.889	44.414	
EBITDA	-14.696	-17.183	-45.655	-44.051	-35.019	-7.135	-5.401	953.938	3.548.900	3.431.851	3.479.654	3.527.989	3.576.481	3.451.849	3.499.623	3.547.861	3.416.558	3.463.861	3.511.572	3.373.100	3.419.676	3.466.909	3.514.486	3.562.696	3.214.786	3.259.458	3.304.397	
D&A								189.209	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835
EBIT	-14.696	-17.183	-45.655	-44.051	-35.019	-7.135	-5.401	764.730	2.792.065	2.675.016	2.722.819	2.771.154	2.819.646	2.695.014	2.742.789	2.791.026	2.659.723	2.707.026	2.754.738	2.616.265	2.662.841	2.710.074	2.757.651	2.805.861	2.457.951	2.502.623	2.547.562	
Intereses	14.406	12.350	10.479	122.582	121.121	119.817	118.645	291.199	1.069.178	958.475	626.808	522.641	190.973	69.445	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBT	-29.102	-29.533	-56.134	-166.633	-156.141	-126.952	-124.046	473.530	1.722.887	1.716.541	2.096.011	2.248.514	2.628.672	2.625.569	2.742.789	2.791.026	2.659.723	2.707.026	2.754.738	2.616.265	2.662.841	2.710.074	2.757.651	2.805.861	2.457.951	2.502.623	2.547.562	
IIGG	-	-	-	-	-	-	-	-	452.777	514.962	628.803	674.554	788.602	787.671	822.837	837.308	797.917	812.108	826.421	784.880	798.852	813.022	827.295	841.758	737.385	750.787	764.269	
%Tax Efectivo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	
Net Income	-29.102	-29.533	-56.134	-166.633	-156.141	-126.952	-124.046	473.530	1.270.110	1.201.579	1.467.208	1.573.960	1.840.071	1.837.899	1.919.952	1.953.718	1.861.806	1.894.919	1.928.316	1.831.386	1.863.988	1.897.052	1.930.356	1.964.103	1.720.566	1.751.836	1.783.294	
<b>Deuda BM</b>																												
Préstamo	6.944.487																											
Saldo Inicial Deuda	6.944.487	6.944.487	6.944.487	6.944.487	6.944.487	6.944.487	6.944.487	6.944.487	6.597.263	5.555.590	4.513.916	3.472.243	2.430.570	1.388.897	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pago Capital	-	-	-	-	-	-	-	347.224	1.041.673	1.041.673	1.041.673	1.041.673	1.041.673	1.388.897	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% Pago Capital	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	15%	15%	15%	15%	15%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Saldo Final de Deuda	6.944.487	6.944.487	6.944.487	6.944.487	6.944.487	6.944.487	6.944.487	6.597.263	5.555.590	4.513.916	3.472.243	2.430.570	1.388.897	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interés		173.612	173.612	173.612	173.612	173.612	173.612	173.612	607.643	503.475	399.308	295.141	190.973	69.445	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Deuda BICE</b>																												
Préstamo	200.000																											
Saldo Inicial Deuda	200.000	173.616	147.556	124.682	104.444	86.410	70.240	55.658	42.442	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pago Capital	16.872	17.759	15.566	13.756	12.245	10.969	9.883	8.951	42.442	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencia por TC	-	9.512	8.301	7.307	6.482	5.789	5.201	4.699	4.266	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% Pago Capital	8%	14%	12%	11%	9%	8%	8%	7%	23%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Saldo Final de Deuda	183.128	155.857	131.990	110.926	92.199	75.441	60.357	46.708	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interés	14.406	12.350	10.479	8.832	7.371	6.067	4.895	3.837	6.535	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Deuda ON</b>																												
Préstamo				6.500.000	-																							
Saldo Inicial Deuda	-	-	-	6.500.000	6.500.000	6.500.000	6.500.000	6.500.000	6.500.000	6.500.000	6.500.000	3.250.000	3.250.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pago Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.250.000	3.250.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% Pago Capital	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50%	0%	50%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Saldo Final de Deuda	-	-	-	6.500.000	6.500.000	6.500.000	6.500.000	6.500.000	6.500.000	6.500.000	3.250.000	3.250.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interés	-	-	-	113.750	113.750	113.750	113.750	113.750	113.750	455.000	455.000	227.500	227.500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ratios</b>																												
Deuda/EBITDA									3,4	0,8	0,6	0,5	0,2	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA/Intereses									3,3	3,3	3,6	5,6	6,8	18,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DSCR									10	2,0	1,1	2,6	1,2	3,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>IVA</b>																												
IVA Crédito Construcción	-257.180	-300.698	-798.960	-770.893	-612.841	-124.868	-94.515	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IVA Débito Operativo									-224.791	-836.281	-810.992	-820.745	-830.613	-840.516	-813.624	-823.379	-833.234	-804.930	-814.590	-824.340	-794.518	-804.029	-813.683	-823.411	-833.277	-758.948	-768.065	
Saldo IVA	257.180	557.878	1.356.839	2.127.731	2.740.572	2.865.440	2.959.955	2.735.165	1.898.884	1.087.892	267.147	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo IVA	-257.180	-300.698	-798.960	-770.893	-612.841	-124.868	-94.515	224.791	836.281	810.992	820.745	267.147	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EOAF</b>																												
EBITDA	-14.696	-17.183	-45.655	-44.051	-35.019	-7.135	-5.401	953.938	3.548.900	3.431.851	3.479.654	3.527.989	3.576.481	3.451.849	3.499.623	3.547.861	3.416.558	3.463.861	3.511.572	3.373.100	3.419.676	3.466.909	3.514.486	3.562.696	3.214.786	3.259.458	3.304.397	
Intereses Pagados	-14.406	-12.350	-10.479	-122.582	-121.121	-119.817	-118.645	-291.199	-1.069.178	-958.475	-626.808	-522.641	-190.973	-69.445	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IVA	-257.180	-300.698	-798.960	-770.893	-612.841	-124.868	-94.515	224.791	836.281	810.992	820.745	267.147	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IIGG	-	-	-	-	-	-	-	-	-452.777	-514.962	-628.803	-674.554	-788.602	-787.671	-822.837	-837.308	-797.917	-812.108	-826.421	-784.880	-798.852	-813.022	-827.295	-841.758	-737.385	-750.787	-764.269	
Flujo de fondos antes de CAPEX	-286.282	-330.231	-855.094	-937.526	-768.982	-251.820	-218.561	887.530	2.863.226	2.769.406	3.044.788	2.597.941	2.596.905	2.594.733	2.676.787	2.710.553	2.618.641	2.651.753	2.685.151	2.588.221	2.620.823	2.653.887	2.687.191	2.720.938	2.477.401	2.		

## Modelo Financiero Proyectos Solar Fotovoltaico

### Flujo de Fondos

Año	2021	2022	2023	2024	2025
<b>FDFA</b>					
Net income	-281.401	66.391	1.270.110	1.201.579	1.467.208
D&A	-	189.209	756.835	756.835	756.835
Intereses	-159.817	-650.783	-1.069.178	-958.475	-626.808
<b>Subtotal</b>	<b>-121.585</b>	<b>906.383</b>	<b>3.096.123</b>	<b>2.916.889</b>	<b>2.850.851</b>
<b>Flujo de Inversión al CAPEX</b>	<b>-10.652.891</b>	<b>-4.657.420</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>FDFA</b>	<b>-10.774.476</b>	<b>-3.751.037</b>	<b>3.096.123</b>	<b>2.916.889</b>	<b>2.850.851</b>

<b>FDFAcc</b>					
<b>Aportes de Capital</b>	<b>5.847.637</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Saldo de Caja Estados financieros</b>	<b>5.843.883</b>	<b>423.188</b>	<b>2.198.033</b>	<b>675.765</b>	<b>2.678.880</b>
Saldo de Caja antes de dividendos	5.843.883	423.188	1.798.033	275.765	2.278.880
Dividendos teóricos		400.000			500.000
<b>Saldo de Caja después de dividendos</b>		<b>23.188</b>	<b>1.798.033</b>	<b>275.765</b>	<b>1.778.880</b>
<b>FDFAcc</b>	<b>-5.847.637</b>	<b>400.000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>500.000</b>

TIR Activo	16,3%
TIR Accionista	17,4%

PR Activo	6,49
PR Acc	7,16

VAN FDFA	\$ 3.887.766
VAN FDFAcc	\$ 3.485.827

IR Acc	60%
--------	-----

## Modelo Financiero Proyectos Solar Fotovoltaico

### Flujo de Fondos

<b>Año</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>FDFA</b>					
Net income	1.573.960	1.840.071	1.837.899	1.919.952	1.953.718
D&A	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835
Intereses	-522.641	-190.973	-69.445	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>2.853.435</b>	<b>2.787.879</b>	<b>2.664.178</b>	<b>2.676.787</b>	<b>2.710.553</b>
<b>Flujo de Inversión al CAPEX</b>	-	-	-	-	-
<b>FDFA</b>	<b>2.853.435</b>	<b>2.787.879</b>	<b>2.664.178</b>	<b>2.676.787</b>	<b>2.710.553</b>
<b>FDFAcc</b>					
<b>Aportes de Capital</b>	-	-	-	-	-
<b>Saldo de Caja Estados financieros</b>	<b>985.149</b>	<b>2.540.381</b>	<b>3.746.217</b>	<b>6.920.147</b>	<b>9.630.700</b>
Saldo de Caja antes de dividendos	85.149	1.640.381	1.346.217	3.320.147	3.530.700
Dividendos teóricos	-	1.500.000	1.200.000	2.500.000	2.500.000
<b>Saldo de Caja después de dividendos</b>	<b>85.149</b>	<b>140.381</b>	<b>146.217</b>	<b>820.147</b>	<b>1.030.700</b>
<b>FDFAcc</b>	-	1.500.000	1.200.000	2.500.000	2.500.000
<b>TIR Activo</b>	<b>16,3%</b>				
<b>TIR Accionista</b>	<b>17,4%</b>				
<b>VAN FDFA</b>	<b>\$ 3.887.766</b>				
<b>VAN FDFAcc</b>	<b>\$ 3.485.827</b>				

## Modelo Financiero Proyectos Solar Fotovoltaico

### Flujo de Fondos

<b>Año</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>
<b>FDFA</b>					
Net income	1.861.806	1.894.919	1.928.316	1.831.386	1.863.988
D&A	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835
Intereses	-	-	-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>2.618.641</b>	<b>2.651.753</b>	<b>2.685.151</b>	<b>2.588.221</b>	<b>2.620.823</b>
<b>Flujo de Inversión al CAPEX</b>	-	-	-	-	-
<b>FDFA</b>	<b>2.618.641</b>	<b>2.651.753</b>	<b>2.685.151</b>	<b>2.588.221</b>	<b>2.620.823</b>
<b>FDFAcc</b>					
<b>Aportes de Capital</b>	-	-	-	-	-
<b>Saldo de Caja Estados financieros</b>	<b>12.249.341</b>	<b>14.901.094</b>	<b>17.586.246</b>	<b>20.174.466</b>	<b>22.795.290</b>
Saldo de Caja antes de dividendos	3.649.341	3.801.094	3.986.246	4.074.466	4.195.290
Dividendos teóricos	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000
<b>Saldo de Caja después de dividendos</b>	<b>1.149.341</b>	<b>1.301.094</b>	<b>1.486.246</b>	<b>1.574.466</b>	<b>1.695.290</b>
<b>FDFAcc</b>	<b>2.500.000</b>	<b>2.500.000</b>	<b>2.500.000</b>	<b>2.500.000</b>	<b>2.500.000</b>
<b>TIR Activo</b>	<b>16,3%</b>				
<b>TIR Accionista</b>	<b>17,4%</b>				
<b>VAN FDFA</b>	<b>\$ 3.887.766</b>				
<b>VAN FDFAcc</b>	<b>\$ 3.485.827</b>				

## Modelo Financiero Proyectos Solar Fotovoltaico

### Flujo de Fondos

Año	2036	2037	2038	2039	2040
<b>FDFA</b>					
Net income	1.897.052	1.930.356	1.964.103	1.720.566	1.751.836
D&A	756.835	756.835	756.835	756.835	756.835
Intereses	-	-	-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>2.653.887</b>	<b>2.687.191</b>	<b>2.720.938</b>	<b>2.477.401</b>	<b>2.508.671</b>
<b>Flujo de Inversión al CAPEX</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>FDFA</b>	<b>2.653.887</b>	<b>2.687.191</b>	<b>2.720.938</b>	<b>2.477.401</b>	<b>2.508.671</b>

<b>FDFAcc</b>					
<b>Aportes de Capital</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Saldo de Caja Estados financieros</b>	<b>25.449.176</b>	<b>28.136.367</b>	<b>30.857.305</b>	<b>33.334.705</b>	<b>35.843.376</b>
Saldo de Caja antes de dividendos	4.349.176	4.536.367	4.257.305	3.734.705	3.243.376
Dividendos teóricos	2.500.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000
<b>Saldo de Caja después de dividendos</b>	<b>1.849.176</b>	<b>1.536.367</b>	<b>1.257.305</b>	<b>734.705</b>	<b>243.376</b>
<b>FDFAcc</b>	<b>2.500.000</b>	<b>3.000.000</b>	<b>3.000.000</b>	<b>3.000.000</b>	<b>3.000.000</b>

TIR Activo	16,3%
TIR Accionista	17,4%

VAN FDFA	\$ 3.887.766
VAN FDFAcc	\$ 3.485.827

## Modelo Financiero Proyectos Solar Fotovoltaico

### Flujo de Fondos

<b>Año</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>
<b>FDFA</b>		
Net income	1.783.294	1.659.917
D&A	756.835	567.626
Intereses	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>2.540.129</b>	<b>2.227.544</b>
<b>Flujo de Inversión al CAPEX</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>FDFA</b>	<b>2.540.129</b>	<b>2.227.544</b>

<b>FDFAcc</b>		
<b>Aportes de Capital</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Saldo de Caja Estados financieros</b>	<b>38.383.505</b>	<b>40.611.048</b>
Saldo de Caja antes de dividendos	2.783.505	2.511.048
Dividendos teóricos	2.500.000	2.511.048
<b>Saldo de Caja después de dividendos</b>	<b>283.505</b>	<b>-</b>
<b>FDFAcc</b>	<b>2.500.000</b>	<b>2.511.048</b>

TIR Activo	16,3%
TIR Accionista	17,4%

VAN FDFA	\$ 3.887.766
VAN FDFAcc	\$ 3.485.827

# Modelo Financiero Proyectos Solar Fotovoltaico

## Factores de Ajuste

### FACTOR DE AJUSTE

<u>Año de Producción</u>	<u>Precio Anual</u>
1	1,0171
2	1,0344
3	1,0521
4	1,0701
5	1,0883
6	1,1069
7	1,1258
8	1,145
9	1,1646
10	1,1845
11	1,2047
12	1,2253
13	1,2462
14	1,2675
15	1,2891
16	1,3111
17	1,3335
18	1,3563
19	1,3794
20	1,403

### FACTOR DE INCENTIVO

<u>Año</u>	<u>Factor de Incentivo</u>
2022	1,20
2023	1,20
2024	1,15
2025	1,15
2026	1,15
2027	1,15
2028	1,10
2029	1,10
2030	1,10
2031	1,05
2032	1,05
2033	1,05
2034	1,00
2035	1,00
2036	1,00
2037	1,00
2038	1,00
2039	0,90
2040	0,90
2041	0,90
2042	0,80