



UNCUYO
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE CUYO



FACULTAD DE
**CIENCIAS
ECONÓMICAS**

Licenciatura en economía

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LA CONSTRUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DE UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO EN MENDOZA

TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

POR:

Federico Gomez Martín

Tomás Orlando

PROFESOR TUTOR:

Gustavo Germán Maradona

MENDOZA - 2025



RESUMEN

El presente trabajo se enmarca en un contexto nacional e internacional de desarrollo sostenido de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

El proyecto tiene como objetivo principal evaluar la rentabilidad de la construcción y explotación de un parque solar fotovoltaico en Mendoza, Argentina, en el año 2025, desde la perspectiva privada de un potencial generador de energía renovable. La investigación se propone determinar si este proyecto resulta rentable, a partir de objetivos específicos: por un lado, identificar y cuantificar los costos y beneficios atribuibles al proyecto y a partir de ellos determinar la viabilidad económica siguiendo criterios de distintos indicadores económicos, como VAN, TIR, y financieros; como así también, identificar variables críticas y con ello evaluar distintos escenarios y variaciones que el proyecto podría enfrentar.

La metodología empleada es fundamentalmente cuantitativa. Para alcanzar los objetivos planteados, se elaboró un flujo estimado de costos y beneficios, los cuales fueron previamente valuados y cuantificados. A partir de estos datos, se calcularon los principales indicadores de rentabilidad, del mismo modo que los financieros. Los resultados muestran que el VAN es positivo y la TIR supera ampliamente el costo de oportunidad, lo que sugiere que el proyecto es conveniente.

El análisis también contempla el riesgo, incorporando herramientas como la identificación de variables críticas –aquellas con mayor impacto sobre la rentabilidad y sostenibilidad de la deuda–, análisis de sensibilidad y el estudio de distintos escenarios. Particularmente, este último permite explorar combinaciones alternativas de variables relevantes como la inversión inicial, la generación de energía, el precio convenido y la tasa de la deuda, evaluando así la solidez del proyecto.

Palabras clave: Parque Solar Fotovoltaico, Evaluación de Proyectos, Rentabilidad, Análisis de Riesgo, Financiamiento, Mendoza.



Índice

RESUMEN.....	2
Introducción.....	6
Capítulo 1: Mercado Eléctrico Argentino	9
Organismos clave del mercado eléctrico argentino	9
Secretaría de Energía.....	9
Ente Nacional Regulador de la Electricidad	10
Ente Provincial Regulador Eléctrico	11
CAMMESA.....	11
Agentes económicos del MEM.....	12
Generadores	13
Remuneración	14
Transportistas	15
Remuneración	15
Sistema Argentino de Interconexión	16
Distribuidoras	17
Remuneración	17
Grandes Usuarios.....	17
Tipos de Mercado	18
Mercado Spot.....	18
Mercado estacional.....	19
Mercado a Término	20
Capítulo 2: Las Condiciones jurídicas y regulatorias de las energías renovables en Argentina.....	21
Programas de fomento de generación renovable	23
Capítulo 3: Situación actual de la matriz energética	24
Matriz energética actual, potencia instalada (oferta)	24
Participación de energías renovables en la generación	25
Demanda de energía	26
Demanda de energía y PBI	26
Demanda por tipo de consumo	28
Demanda por agentes económicos	30
Cobertura de la demanda por parte de energías renovables	31
Precios energía renovable	32



Precios compras conjuntas	33
Precios contratos MATER	34
Capítulo 4: Características del estudio	37
Caso de estudio	37
Objetivos del proyecto	37
Objetivo general	37
Objetivos específicos	37
Metodología	38
Tiempo de ejecución del proyecto	38
Detalle del flujo de fondos	38
Construcción y Análisis del Flujo de Fondos	38
Criterios de rentabilidad generales	39
Criterios financieros específicos	40
Capítulo 5: Aspectos técnicos y criterios generales adoptados	42
Decisiones preliminares	42
Construcción y puesta a punto	42
Generación eléctrica del parque	44
Determinación de la tecnología óptima	47
Modelo económico financiero	49
Flujo de fondos	49
Estado de resultados	51
Determinación WACC	51
Costo del capital propio (K_e)	52
Relación deuda/equity (ponderadores)	52
Costo de la deuda o capital ajeno (K_d)	53
Impuesto a las ganancias	53
Capítulo 6: Evaluación del proyecto	55
Identificación de costos y beneficios	55
Costos identificados	55
CAPEX	55
OPEX	56
Impuestos	58
Beneficios identificados	60
Ingresos por venta de energía	60
Valor residual o valor de recupero	63



Consideraciones adicionales.....	63
Análisis de rentabilidad y solvencia	66
Valor Actual Neto	67
Tasa Interna de Retorno	68
Período de Recupero de la Inversión	68
Ratio Deuda/EBITDA.....	69
Índice de Cobertura del Servicio de Deuda (DSCR)	69
Resumen de los indicadores	70
Riesgos e incertidumbre.....	70
Determinación de las variables críticas.....	71
Tasa de inflación de EE. UU.	71
OPEX.....	72
CAPEX.....	72
Precio PPA.....	72
Generación anual	73
Deuda	73
Análisis de sensibilidad.....	75
Análisis de escenarios	77
Conclusiones	79
ANEXO I. Marco Jurídico argentino desagregado.....	80
ANEXO II. Programas de fomento de las energías renovables en Argentina	87
LEY 26.190, GENREN y RESOLUCIÓN SE 108/2011	87
RENOVAR	88
Rondas 1, 1.5 y 2.....	89
Ronda 3 RenovAr	91
ANEXO III. Flujo de fondos del activo y del proyecto.....	93
Referencias Bibliográficas	97



Introducción

Las energías renovables han experimentado un desarrollo significativo a nivel mundial en las últimas décadas. Su relevancia ha aumentado paralelamente a la creciente conciencia sobre los efectos negativos de los combustibles fósiles en el planeta. Motivadas tanto por razones económicas como ecológicas, estas formas de energía han ganado importancia, acompañadas por un incremento en los estudios científicos relacionados sobre ellas. Este escenario ha resultado en un crecimiento sostenido, que se ha acelerado aún más con el advenimiento de tecnologías cada vez más eficientes y la reducción de costos en los últimos años.

El interés por las energías renovables se ha materializado en políticas de apoyo implementadas por instituciones internacionales, supranacionales y estatales para fomentar su adopción. La crisis del petróleo de 1973 despertó la conciencia sobre la necesidad de contar con fuentes de energía alternativas y renovables, lo que llevó a los países a invertir en investigación y desarrollo para reducir su dependencia del petróleo.

En este contexto, en 1978, el Congreso de los Estados Unidos aprobó la Ley de Energía Renovable (National Energy Act), promovida por la administración Carter, que proporcionó incentivos fiscales para las inversiones en este campo. Posteriormente, la Ley de Seguridad Energética (Energy Security Act) de 1980 otorgó préstamos a la industria privada para fomentar enfoques innovadores en materia de energía renovable.

Durante la década de 1980, el avance de la energía renovable se dio al volverse comunes los parques eólicos en todo el mundo, gracias al desarrollo de turbinas eólicas modernas que permitieron disminuir los costos de la energía generada, haciéndola más competitiva frente a los combustibles fósiles.

A nivel internacional e institucional, las organizaciones de cooperación nucleadas por la Conferencia de las Partes de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP) han realizado avances significativos para extender el uso de las energías renovables. El Protocolo de Kioto de 1997 (COP3) marcó uno de los hitos más importantes en la lucha contra el cambio climático. En esta reunión se establecieron objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, se instauraron mecanismos de comercio internacional de emisiones y se estipuló que los países debían presentar informes periódicos sobre sus emisiones. Aunque el Protocolo de Kioto no entró en vigor hasta 2005, sentó las bases para los futuros acuerdos internacionales sobre el cambio climático.

En 2015, durante la COP21 en París, los países participantes firmaron el Acuerdo de París. Tras la finalización del período de vigencia de la COP3, los países renovaron sus compromisos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, buscando mantener el aumento de la temperatura global promedio por debajo de los 2°C respecto a los niveles preindustriales. A pesar de haber encontrado obstáculos en su aplicación, como la retirada temporal de Estados Unidos bajo el mandato de Donald Trump, el acuerdo sigue siendo un marco de referencia importante (Naciones Unidas, 2015).



Argentina, como país firmante y uno de los estados más comprometidos entre las naciones en vías de desarrollo, sancionó y promulgó consecuentemente en 2015 la Ley 27.191, que modifica la Ley 26.190 de diciembre de 2006 del Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables destinada a la producción de energía eléctrica. Y estableció condiciones favorables para el desarrollo de nuevos proyectos de energías renovables en el país.

Tomando de base este marco legal, el cual se fue materializando en programas nacionales y regionales, Argentina llegó en 2022 a tener una potencia instalada de un 37.1% del total de la capacidad del SADI (Sistema Argentino de Interconexión) de energías renovables (Ministerio de Economía - Secretaría de Energía, 2023). Este valor se ha incrementado año tras año desde 2018 gracias a una mayor participación de las energías eólica y solar en el total de las energías renovables, puesto que en ellas se incluye también las hidroeléctricas cuya participación en valores absolutos se ha mantenido constante desde 2010. En valores relativos, es decir valores si no tenemos en cuenta las hidroeléctricas, la energía eólica significó en 2012 un 8% del total de las energías renovables, mientras que en el año 2023 representó un 72%. Por su parte, la energía solar representaba un 3% en 2018 y en 2023 representó un 16% del total según lo registrado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA, 2023).

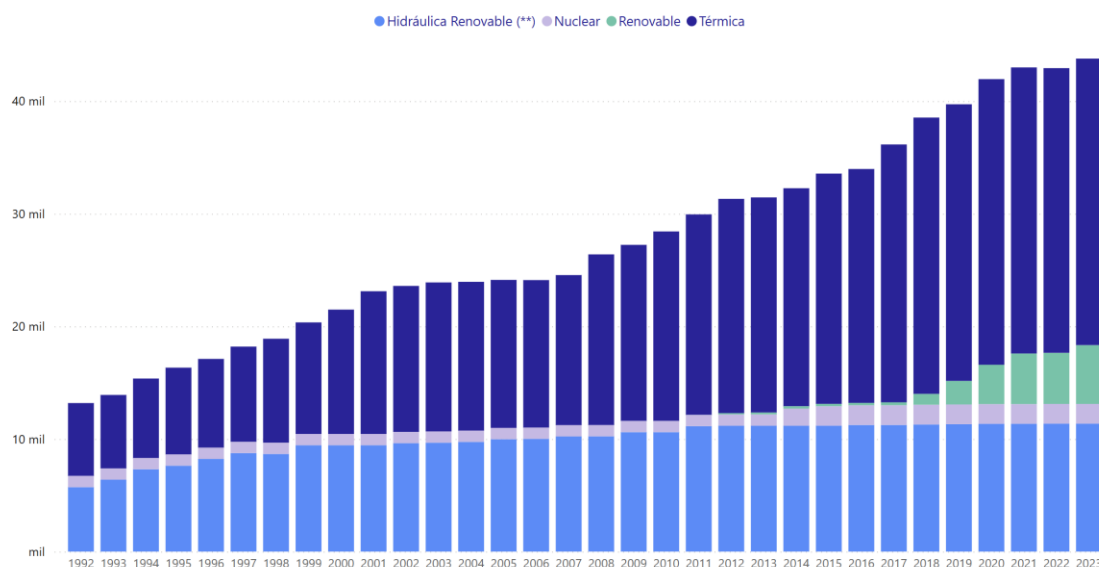


Figura 1. Composición de la potencia instalada argentina en MW. Fuente: Informe anual de CAMMESA.

Por el lado de la demanda, en los últimos años, Argentina ha experimentado un notable aumento en la proporción de la demanda total de energía eléctrica abastecida por fuentes renovables. Mientras que en 2017 estas fuentes representaban apenas el 2% del sistema eléctrico, para el año 2021 habían alcanzado un 13%. Esta tendencia continúa en ascenso, con un 13,9% en 2022 y un 14,8% en abril de 2023.



Es en este escenario donde se enmarca la posibilidad de desarrollar el potencial energético de la provincia de Mendoza dadas sus ventajas geográficas en lo referente a la irradiación, con el objeto de suplir las necesidades de los grandes consumidores locales. El presente proyecto tiene como objetivo determinar la rentabilidad de construir y operar un parque solar fotovoltaico en la provincia. Se realizará un análisis económico desde la perspectiva privada de un potencial generador de energía renovable. Si bien este tipo de proyectos deben responder a objetivos ambientales o regulatorios como los presentados anteriormente, deben ser, en particular, económicamente viables y rentables para los inversionistas para así garantizar su efectiva ejecución.

Además, los proyectos de energía renovable se caracterizan por requerir una elevada inversión inicial debido al alto costo de la tecnología involucrada. En consecuencia, el financiamiento adquiere una relevancia fundamental para lograr la viabilidad de estos proyectos. Un adecuado esquema de financiamiento resulta crucial para solventar la etapa de construcción, cubriendo los respectivos costos financieros asociados, y asegurando la disponibilidad de fondos suficientes para cancelar los compromisos de deuda en tiempo y forma, una vez que el proyecto entre en operación.



Capítulo 1: Mercado Eléctrico Argentino

El mercado eléctrico argentino, conocido como Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), opera bajo un marco regulatorio que involucra a varios organismos clave. La Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía, actúa como el principal organismo regulador y autoridad de aplicación. El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) se encarga de la regulación y fiscalización del sector eléctrico. Por su parte, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) es responsable de la operación técnica y la administración del MEM.

Estos tres organismos trabajan en conjunto para asegurar el correcto funcionamiento del mercado eléctrico argentino, cada uno con funciones específicas que contribuyen a la regulación, operación y supervisión del sector. A continuación, se describirán brevemente las funciones de cada uno.

Organismos clave del mercado eléctrico argentino

Secretaría de Energía

En el decreto 804/2020, se determinaron los objetivos de diversas secretarías de función pública en la administración Fernández. Con respecto a la Secretaría de Energía, la cual depende del Ministerio de Economía de la Nación, se establecieron 19 objetivos los cuales justifican las atribuciones y funciones que esta tiene, los cuales se confirmaron mediante el decreto 70/2025.

La Secretaría de Energía desempeña un papel crucial en la regulación, desarrollo y supervisión del sector eléctrico argentino, con objetivos y funciones que abarcan todas las facetas de la industria. En cuanto a sus objetivos principales, la Secretaría busca garantizar un suministro eléctrico confiable, eficiente y accesible para todo el país, promover la diversificación de la matriz energética con énfasis en fuentes renovables, fomentar la inversión en infraestructura eléctrica, y asegurar la sostenibilidad a largo plazo del sector.

En el ámbito de la generación eléctrica, la Secretaría interviene activamente en el desarrollo de nuevas capacidades, incluyendo tanto fuentes convencionales como renovables. Esto implica la elaboración de políticas y normativas para incentivar la inversión en nuevas plantas generadoras, la promoción de tecnologías eficientes y limpias, y la supervisión de la implementación de regímenes de fomento como el establecido por las leyes 26.190 y 27.191 para energías renovables. Además, tiene la responsabilidad de monitorear y planificar el aprovechamiento de recursos hídricos y nucleares para la generación eléctrica.

En cuanto al transporte y distribución de energía eléctrica, la Secretaría asiste en la elaboración de regulaciones para estas actividades, definiendo los criterios para la expansión de la red de transmisión y los procedimientos para su financiamiento. También participa en la formulación de políticas tarifarias para estos servicios públicos, buscando



equilibrar la sostenibilidad económica del sistema con la accesibilidad para los consumidores.

Un aspecto fundamental de su labor es la supervisión y regulación del MEM. Esto incluye el monitoreo del comportamiento del mercado, la elaboración de normas para su funcionamiento, la autorización de nuevos participantes, y la definición de modalidades de operación y contratación. La Secretaría también interviene en los procedimientos para la autorización de importación y exportación de energía eléctrica, contribuyendo así a la integración energética regional.

En el ámbito de la eficiencia energética y la transición hacia un sistema eléctrico más sostenible, la Secretaría promueve, desarrolla e implementa programas de ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica. Esto abarca desde la oferta de fuentes primarias hasta las etapas de transformación, transporte, distribución y consumo final. Además, participa en la elaboración de propuestas normativas para evaluar y mitigar el impacto ambiental de la industria eléctrica.

La Secretaría también juega un papel importante en la coordinación interjurisdiccional del sector eléctrico. Preside el Consejo Federal de Energía Eléctrica, facilitando la articulación de políticas y acciones entre el gobierno nacional y las provincias. Asimismo, coordina las relaciones con entes reguladores como el ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad) y la UESTEE (Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica).

Ente Nacional Regulador de la Electricidad

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) es un organismo autárquico creado con la responsabilidad de regular y fiscalizar el sector eléctrico en Argentina. Este ente tiene dos funciones principales, diferenciadas pero complementarias:

1. Controlador del MEM.

Como controlador, el ENRE tiene la responsabilidad de:

- Asegurar el cumplimiento de la Ley 24.065, que establece el marco regulatorio del sector eléctrico.
- Controlar los contratos de concesión, garantizando que las obligaciones asumidas por las partes sean respetadas.
- Prevenir prácticas anticompetitivas, monopólicas y/o discriminatorias que puedan afectar el normal desarrollo del mercado.
- Actuar como instancia de arbitraje en conflictos surgidos dentro de su ámbito de jurisdicción, resolviendo disputas entre los distintos actores del mercado.

2. Controlador de las Distribuidoras de Energía bajo jurisdicción nacional.

En su función de supervisión de las principales empresas distribuidoras de energía (EDENOR, EDESUR, y EDELAP), el ENRE se encarga de:

- Controlar la calidad del servicio de las concesionarias, asegurando que cumplan con los estándares establecidos para la distribución de energía.



- La autoridad reguladora tiene la responsabilidad de dictar reglamentos en áreas fundamentales del sector eléctrico. En materia de seguridad, se encarga de velar por la operación y mantenimiento seguros de las redes eléctricas, estableciendo protocolos y medidas preventivas. Asimismo, define normas y procedimientos técnicos que establecen los estándares que las empresas deben cumplir en la operación y gestión de la infraestructura eléctrica, asegurando la calidad y confiabilidad del servicio. En cuanto a la medición y facturación, la autoridad regula los procedimientos para medir el consumo eléctrico y facturar a los usuarios, con el objetivo de garantizar la transparencia y equidad en el proceso, protegiendo los derechos de los consumidores y asegurando prácticas justas por parte de las empresas proveedoras.

Ente Provincial Regulador Eléctrico

En la provincia de Mendoza, el EPRE es el organismo autárquico y descentralizado encargado de regular y controlar la actividad eléctrica en todo el territorio provincial. Articula los derechos y obligaciones de los agentes que participan en el sistema eléctrico dentro del territorio provincial.

CAMMESA

Con el objetivo de asegurar la transparencia y equidad en las decisiones técnicas del sector eléctrico argentino, se estableció un organismo encargado del despacho de energía eléctrica. Este organismo se constituyó sobre la base del Despacho Nacional de Cargas, adoptando la forma de una sociedad anónima sin fines de lucro denominada CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.).

CAMMESA es una entidad de gestión privada con propósito público, cuyas principales funciones incluyen:

- Coordinar las operaciones de despacho de las unidades de generación de energía eléctrica.
- Establecer los precios mayoristas de la energía.
- Coordinar la operación centralizada del sistema eléctrico nacional, garantizando su seguridad y calidad.
- Administrar las transacciones económicas en el sistema eléctrico argentino, asegurando la transparencia mediante la participación de todos los agentes involucrados y el cumplimiento de las normativas correspondientes.

La gestión racional del despacho de generación busca que los precios mayoristas en el mercado spot¹ se determinen en base al costo marginal de producción y transporte del sistema, maximizando simultáneamente la seguridad y calidad del suministro. Adicionalmente, CAMMESA supervisa el funcionamiento del mercado a término², planifica las necesidades de potencia y optimiza su aplicación conforme a las reglas establecidas por la Secretaría de Energía.

¹ Mercado eléctrico de compra y venta de energía continuo e inmediato a precios vigentes, según el costo marginal de la última fuente de energía utilizada (ordenadas de menor a mayor costo).

² Mercado donde se pactan precios libres para la compra y venta de energía liquidar en una fecha futura.



La estructura accionaria de CAMMESA se distribuye de la siguiente manera: el 80% pertenece a los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico, dividido equitativamente entre Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios (20% cada uno); el 20% restante está en manos del Estado Nacional, lo cual representa el interés general y los usuarios cautivos.

El directorio de CAMMESA está compuesto por dos representantes de cada una de las asociaciones que agrupan a los agentes del mercado eléctrico:

ADEERA (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina)

ATEERA (Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina)

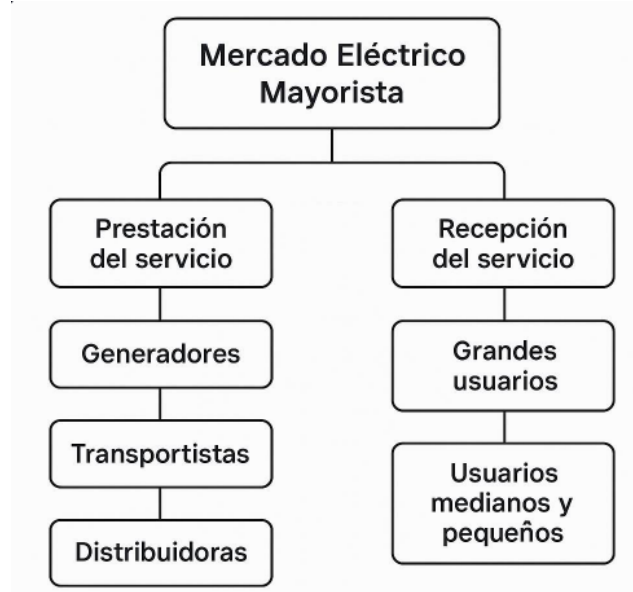
AGUEERA (Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina)

AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina)

La presidencia del directorio la ejerce el Secretario de Energía de la Nación, en representación del Estado Nacional, quien posee poder de veto sobre las decisiones del Directorio.

Agentes económicos del MEM

El Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina constituye el espacio donde confluyen la oferta y la demanda de energía eléctrica, estructurándose en torno a dos aspectos fundamentales: la prestación y la recepción del servicio. En cuanto a la prestación, esta involucra a los generadores, responsables de la producción energética; los transportistas, encargados de su traslado a través de las redes de alta tensión; y las distribuidoras, que asumen la tarea final de entregar la electricidad a los consumidores. Por otro lado, la recepción del servicio abarca dos categorías principales de usuarios: los grandes usuarios, que poseen la capacidad de adquirir energía directamente en el MEM, y los clientes medianos y pequeños, quienes obtienen tanto la energía como la potencia necesaria a



*Figura 2. Agentes económicos participantes del MEM.
Fuente: elaboración propia.*



través de las empresas distribuidoras locales, actuando estas últimas como intermediarias en el proceso de suministro eléctrico.

Generadores

La Ley 24.065 de “Régimen de la energía eléctrica” reconoce la actividad de generación de energía eléctrica como de interés general y la define como una actividad productiva de iniciativa privada, en la que participan múltiples operadores en competencia. La generación de energía, a diferencia de un servicio público, es considerada una actividad de riesgo. Los generadores pueden colocar su producción, total o parcial, en el sistema de transporte y/o distribución, y tienen la libertad de negociar contratos con distribuidores y grandes usuarios. En este marco normativo, existe una competencia abierta entre productores, dado que los precios no son regulados.

El acceso al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es libre para los generadores térmicos y requiere concesión para los generadores hidroeléctricos. Estos dos tipos de generadores constituyen la base histórica del sistema argentino, como se verá en apartados posteriores. Las primeras funcionan principalmente con gas natural, gasoil, carbón o el uranio enriquecido como combustible y las segundas, se valen del potencial hídrico del país.

Por otro lado, se encuentran los generadores renovables, los cuales han experimentado un crecimiento exponencial en Argentina. Las tecnologías de estos generadores utilizan las energías eólica, solar fotovoltaica, o hidroeléctrica en pequeña escala, entre otras. Estos generadores operan bajo un esquema con prioridad de despacho, lo que significa que su energía es tomada por el sistema preferentemente cuando está disponible. Esto obedece tanto a consideraciones ambientales como económicas, dado que el costo marginal de estas tecnologías es prácticamente nulo una vez instaladas. Además, muchos de estos proyectos se han desarrollado bajo contratos de largo plazo que brindan estabilidad y previsibilidad tanto a inversores como al sistema eléctrico.

A su vez, existen distintos tipos de generadores:

Los cogeneradores, que son instalaciones que producen al mismo tiempo dos cosas: electricidad y calor (en forma de vapor). Este calor se utiliza, por ejemplo, en fábricas que necesitan vapor para sus procesos. Lo que hace especial a los cogeneradores es que aprovechan el calor que normalmente se desperdiciaría al generar electricidad, usándolo en esos procesos industriales. Además, si generan más electricidad de la que necesitan, pueden vender ese excedente al mercado de energía, obteniendo así ingresos adicionales.

Los autogeneradores, que son establecimientos cuya actividad principal no es la generación de electricidad, sino que producen energía eléctrica como un subproducto de su proceso industrial. Por ejemplo, una fábrica que utiliza un proceso que genera calor puede instalar una planta para generar electricidad a partir de ese calor. Estos autogeneradores tienen la capacidad de operar en el MEM, lo que les permite comprar electricidad cuando es más rentable que generarla ellos mismos, y vender su exceso de producción al mercado cuando tienen energía sobrante.



Las estaciones de bombeo son un tipo especial de generador que opera en función de la demanda del mercado eléctrico. Durante los periodos de baja demanda (cuando la electricidad es más barata), las estaciones utilizan electricidad para bombear agua desde un nivel inferior a un embalse en un nivel superior. Luego, durante los periodos de alta demanda (cuando la electricidad es más cara), turbinan el agua almacenada en el embalse para generar electricidad y venderla al mercado. Este proceso es un ejemplo de almacenamiento de energía hidroeléctrica y permite a las estaciones de bombeo operar como consumidores de electricidad en momentos de baja demanda y como generadores en momentos de alta demanda, aprovechando las diferencias de precios.

Remuneración

Los generadores pueden ser remunerados a través del mercado spot o pueden por su cuenta establecer contratos privados de abastecimiento con Grandes Usuarios. Un ejemplo de esto son los contratos PPA (del inglés, Power Purchase Agreement) que son contratos a largo plazo de venta de energía como el que se aplica en este proyecto.

En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), particularmente en el mercado spot, los generadores son remunerados por diversos servicios esenciales para la estabilidad del sistema.

Existen tres servicios principales remunerados, uno es la energía eléctrica entregada, la cual refiere a la cantidad real de electricidad que el generador produce y suministra al sistema, medida en megavatios-hora (MWh). Por ejemplo, si una central térmica tiene capacidad para generar 100 MW durante una hora pero solo produce 80 MW durante esa hora, la energía entregada será de 80 MWh.

La potencia disponible es otro servicio principal y hace referencia a la capacidad máxima que puede ofrecer un generador en un momento determinado, expresada en megavatios (MW). Una central de generación que declara 200 MW de potencia disponible debe poder entregar esa cantidad si el operador del sistema se lo solicita.

Por último, está la capacidad en reserva. La cual es la porción de la capacidad del generador que se mantiene lista para entrar en funcionamiento inmediatamente ante aumentos súbitos de la demanda o fallas de otros equipos. Si una central tiene 300 MW de capacidad total y está generando 250 MW, puede ofrecer 50 MW en reserva para responder a contingencias del sistema.

Luego existen otros servicios adicionales y secundarios como la regulación de frecuencia tanto en su control primario como secundario, la reserva de potencia rodante y operativa, y la regulación de tensión y factor de potencia. Además, se les paga por su capacidad de arranque en frío (capacidad de una central para iniciar su operación desde cero sin necesidad de energía externa, algo sumamente importante en blackouts), el transporte de energía reactiva y su contribución al mantenimiento de la estabilidad del sistema mediante la inercia. Todos estos servicios son fundamentales para garantizar un sistema confiable, eficiente y seguro, y la remuneración a los generadores se basa en su capacidad para ofrecer estos servicios al mercado eléctrico.



Transportistas

El servicio público de transporte de energía eléctrica se define como la actividad que conecta físicamente a los generadores en sus puntos de inyección (nodo de generación) con los distribuidores o grandes usuarios en sus puntos de retiro (nodo de distribución). A las empresas transportistas les está prohibido participar en la compra o venta de energía.

Según lo establece la Ley 24.065, esta actividad es considerada un Servicio Público. Dado que el transporte de energía es un monopolio natural, tanto los precios como la calidad del servicio están regulados por el Estado a través del ENRE. Los transportistas tienen la obligación de permitir el acceso libre de terceros a sus redes, y su responsabilidad se limita a la operación y mantenimiento de las líneas bajo su concesión. La expansión de estas redes no es responsabilidad directa de las empresas transportistas y está sujeta a reglas de mercado. Para cualquier ampliación, es necesario obtener un certificado de conveniencia y necesidad pública.

La regulación también establece que ningún generador, distribuidor, gran usuario, ni ninguna empresa controlada por ellos o que los controle, puede ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante, ni tampoco una empresa transportista ser accionista mayoritario, o controlante de una empresa o sociedad cuyo fin económico sea la generación. Sin embargo, el Poder Ejecutivo tiene la facultad de autorizar a un generador, distribuidor y/o gran usuario a construir, a su propio costo y para satisfacer sus propias necesidades, una red de transporte.

Remuneración

La remuneración de los transportistas, hay igual que la de otros agentes del sistema, se vincula con la prestación de ciertos servicios que les son inherentes. Para ilustrar nuestro caso, la remuneración al transportista de energía eléctrica por distribución troncal en la región Cuyo está compuesta por tres conceptos clave:

- **Conexión:** Son los ingresos que el transportista percibe por operar y mantener el equipamiento de conexión y transformación que vincula a los usuarios directos o a otros transportistas con el sistema troncal. Esto incluye elementos como las subestaciones transformadoras, los equipos de seccionamiento, los sistemas de medición y protección que permiten que un generador, un distribuidor o un gran usuario se "conecte" físicamente al sistema de transmisión. Por ejemplo, cuando una nueva central solar necesita conectarse al sistema troncal, debe pagar por el uso de la subestación y equipos asociados que hacen posible esa conexión, sin importar cuánta energía transporte posteriormente. Incluye un seguro de contingencias del 1% del valor de reposición del equipamiento.
- **Capacidad de Transporte:** El transportista también percibe ingresos por operar y mantener el equipamiento que interconecta los distintos nodos del sistema troncal. Incluye el mantenimiento de las líneas de alta tensión, las torres de transmisión, los conductores, los sistemas de protección y todos los elementos que conforman la red de transporte. Por ejemplo, una línea de 500 kV que conecta dos provincias debe mantenerse operativa las 24 horas del día, los 365 días del año, aunque en ciertos momentos transporte poca energía y en otros esté al límite de su



capacidad. Este rubro también incluye un seguro de contingencias del 1% del valor de reposición del equipamiento.

- **Energía Eléctrica Transportada:** Son los ingresos generados por la diferencia en el valor de la energía entre el nodo receptor y el nodo de entrega, reflejando las pérdidas en el transporte de energía. Este concepto reconoce que durante el transporte de electricidad por las líneas se producen pérdidas técnicas inevitables, principalmente por el efecto de la resistencia eléctrica de los conductores. Por ejemplo, si en el nodo de origen se inyectan 100 MWh de energía valorizada a U\$S 60/MWh, pero en el nodo de destino solo llegan 95 MWh debido a las pérdidas del 5%, el transportista recibe una compensación por esos 5 MWh "perdidos" que representan el costo físico del transporte. Esta diferencia de valor entre el punto de partida y el punto de llegada es lo que remunera al transportista por el servicio de transporte, reconociendo que mover la energía eléctrica tiene un costo inherente en términos de pérdidas técnicas.

Estos conceptos permiten al transportista cubrir los costos de operación y mantenimiento, garantizando la calidad del servicio en el transporte de energía eléctrica.

Sistema Argentino de Interconexión

En Argentina, la transmisión de electricidad en bloque se realiza a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Este sistema se compone principalmente de líneas aéreas y subestaciones, cubriendo aproximadamente el 90% del territorio nacional. Estas instalaciones permiten la conexión física entre compradores y vendedores de energía eléctrica a través del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Para entender la estructura del sistema de transmisión de energía en Argentina, es importante conocer a las compañías que lo operan. Casi la totalidad de las líneas de transmisión de 500 kV del SADI son operadas por la Compañía de Transmisión de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A. (TRANSENER). Por su parte, la Empresa de Transmisión por Distribución Troncal del Noroeste Argentino S.A. (TRANSNOA) y la Empresa de Transmisión por Distribución Troncal del Noreste Argentino S.A. (TRANSNEA) son propietarias de la mayoría de las líneas de 132 kV del SADI. En la región de Cuyo el transportista concesionado es Distrocuyo S.A mientras que en la Patagonia es Transpa S.A.

Todas las grandes plantas generadoras están conectadas al SADI. Los puntos de suministro enlazan el SADI con el sistema de distribución y con grandes usuarios. Además, existen interconexiones entre el sistema de transmisión argentino y los de países limítrofes, lo que permite la importación y exportación de electricidad entre sistemas.

Para comprender la dinámica del transporte de energía eléctrica en Argentina, es necesario conocer los costos asociados y las responsabilidades de las empresas de transmisión. El costo de transmisión, que se aplica a generadores, distribuidores y grandes usuarios, se cubre mediante un cargo por transmisión de energía a través del SADI, un cargo por conexión al SADI y un cargo por entrada y salida del SADI. Las empresas de transmisión operan como transportadoras generales y deben garantizar el acceso abierto a todas las empresas generadoras.

La electricidad se transfiere desde los puntos de suministro del SADI a los consumidores a través del sistema de distribución, que consiste en una extensa red de líneas aéreas, cables



subterráneos y subestaciones, con voltajes progresivamente menores (220 kV y menos). Aparecen ahí otros agentes económicos: las distribuidoras.

Distribuidoras

Su actividad, al igual que la de los transportistas, es reconocida por la Ley N° 24.065 como un Servicio Público y un monopolio natural. Deben satisfacer completamente la demanda, incluidos los incrementos de esta, para aquellos usuarios que carecen de la capacidad de contratar su suministro de manera independiente. Deben formalizar los contratos de compra-venta en bloque que sean necesarios para cubrir toda la demanda bajo su responsabilidad. Los distribuidores deben permitir el libre acceso de terceros a sus redes. Además, están obligados a satisfacer toda la demanda existente en sus mercados, en tanto y en cuanto haya capacidad de distribución disponible, y tiene la obligación de permitir que aquellos grandes usuarios que han comprado electricidad de una fuente diferente transmitan esa electricidad a través de su red de distribución, cobrándoles un canon de peaje. El canon es determinado por acuerdo con el gran usuario o, a falta de acuerdo, por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) a precios de mercado. Son las únicas que compran y venden electricidad. Los distribuidores compran energía en el mercado spot o a término, pero el spot es para ellos un precio estacional que se mantiene constante durante 6 meses.

El distribuidor es responsable de realizar las ampliaciones de las instalaciones necesarias para cubrir cualquier incremento de la demanda dentro de su zona de concesión. Dado su carácter de monopolio natural, tanto los precios como la calidad del servicio que ofrecen deben ser regulados por el Estado, al igual que en el caso de los transportistas.

Remuneración

Los distribuidores son responsables de abastecer a los usuarios finales que no tienen la facultad de contratar su suministro de forma independiente. Como tal, se consideran monopolios naturales regulados y tienen la obligación de abastecer a toda la demanda en su área de concesión bajo condiciones de calidad y precios establecidos.

Los distribuidores compran energía en el mercado spot o en el mercado a término, pero el precio spot se convierte en un precio estacional estabilizado que se mantiene constante durante 6 meses. Este precio se ajusta cada tres meses en función de los precios marginales del mercado y es calculado por CAMMESA a partir de un sistema de predicción basado en estadísticas.

Grandes Usuarios

Los usuarios o consumidores de energía eléctrica se dividen en tres categorías según su potencia contratada y su consumo de energía anual. Estos usuarios pueden firmar contratos según la cantidad de energía o potencia que precisen. Existen:

- **Grandes Usuarios Mayores (GUMA):** son aquellos usuarios que demandan una potencia igual o superior a 1MW y que contratan como mínimo el 50% de la potencia continua, esto significa 4380 MWh/año. Pueden comprar en el mercado spot estacionario (igual que las distribuidoras), solo que la energía contratada es para uso propio. Estos usuarios deben contratar al menos el 50 % de la electricidad



que usan con uno o más generadores reconocidos del MEM, la duración del contrato no debe ser inferior a 4 trimestres. Sus operaciones en el mercado de contado son facturadas por la CAMMESA, deben instalar un sistema de medición de carácter comercial (SMEC) de acceso remoto y contar con relés de alivio de carga.

- **Grandes Usuarios Menores (GUME):** son aquellos que demandan una potencia entre 100 KW y 2000 KW y que contratan toda la energía y potencia con un generador. No es necesario que tengan un consumo mínimo de energía por año. Al igual que los GUMA, la energía contratada es para uso propio. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda con un generador reconocido del MEM, la duración del contrato no debe ser inferior a 4 trimestres y no efectúan operaciones en el mercado de contado, por lo que no tienen relación con CAMMESA. Como se desprende de lo anterior, para capacidades máximas comprendidas entre 1 y 2 MW se puede optar entre ser GUMA o ser GUME.
- **Grandes Usuarios Particulares (GUPA):** son aquellos que demandan una potencia entre 50 KW y 100 KW. Tampoco es necesario que tengan un consumo mínimo de energía por año. Contratan en forma independiente con un generador o comercializador del MEM, y sólo en el mercado a término, la totalidad de su demanda de potencia y energía eléctrica por una duración de 4 o más períodos trimestrales. También, la energía contratada es para uso propio, y no efectúan operaciones en el mercado de contado, por lo que no tienen relación con CAMMESA.

Tipos de Mercado

La comercialización de energía en el contexto del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en Argentina es un proceso fundamental para garantizar el equilibrio entre oferta y demanda, promover la eficiencia y asegurar el acceso a energía eléctrica de manera sostenible. Este sistema fue diseñado con el objetivo de ofrecer soluciones adaptadas a las diversas necesidades de los actores del sector eléctrico, teniendo en cuenta factores económicos, operativos y técnicos.

La comercialización de energía dentro del MEM se efectúa a través de tres formas diferentes: el Mercado Spot, el Mercado Estacional y el Mercado a Término. Cada modalidad responde a requerimientos específicos y regula la relación entre generadores, distribuidores y grandes usuarios, proporcionando un marco para su interacción. A continuación, se explica brevemente cada uno.

Mercado Spot

En Argentina, el Mercado Spot es el espacio donde los precios de la energía eléctrica se determinan por hora, basándose en el costo marginal de producción a corto plazo en el Centro de Carga del Sistema (CCS). Este costo se calcula a partir del consumo medio bruto de combustible para las centrales térmicas y del Valor del Agua (VA) o costo de llenado de los embalses para las centrales hidroeléctricas. Todos los agentes reconocidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) pueden participar en este mercado, excepto los



Grandes Usuarios Menores (GUME) y los Grandes Usuarios Particulares (GUPA) que no tengan asegurado su suministro a través del mercado a término o estacional.

CAMMESA remunera a los generadores por la energía producida según el plan de despacho. La remuneración incluye la energía generada y entregada, así como la energía disponible para mantener las reservas. El precio por hora se compone del precio de mercado basado en el costo marginal de la última máquina puesta en marcha, el pago por capacidad disponible del sistema, incluyendo reserva (stand-by), y el pago adicional por capacidad en stand-by en caso de riesgo de falla.

Mercado estacional

Las distribuidoras adquieren la energía en el mercado spot, no al precio horario, sino a un precio estabilizado estacionalmente. Este precio estacional se determina mediante la programación estacional, y su fijación está directamente relacionada con los promedios semestrales proyectados del mercado spot. A medida que el precio spot se ajusta hora por hora, las diferencias con el precio estacional se trasladan al período siguiente. CAMMESA gestiona estas diferencias a través de un fondo compensador, asegurando la remuneración adecuada a los generadores.

El precio estacional se calcula utilizando modelos de simulación que toman en cuenta períodos estacionales de seis meses. El período de mayo a octubre asume una mayor contribución de la generación hidroeléctrica, debido a que abarca la estación de mayores lluvias, nieve y deshielo. Por otro lado, el período de noviembre a abril supone una mayor participación de la generación térmica.

- Los precios estacionales, determinados por CAMMESA, consideran varios factores clave:
- Demanda anticipada de los distribuidores y grandes consumidores de electricidad.
- Suministro disponible de agua, gas y fuel oil utilizados en la generación.
- Capacidad de generación disponible en el sistema.
- Disponibilidad de suministro de electricidad desde otros países.
- Pico de energía acordado por el distribuidor con el MEM, donde cualquier exceso requiere el pago de una penalización.
- Pago por capacidad adicional puesta a disposición como stand-by, en caso de riesgo de falla del sistema.

Estos precios estacionales se establecen como un valor mensual fijo y se mantienen estables durante los primeros tres meses de cada período semestral. Si, después del trimestre inicial, hay diferencias significativas entre las hipótesis utilizadas para su determinación y las condiciones operativas reales, se realiza un ajuste para el resto del período.

En condiciones normales, el precio estacional de la electricidad en el MEM debería ser igual al promedio esperado del precio spot. Sin embargo, ha habido períodos en los cuales el precio spot promedio ha diferido del precio estacional debido a demandas imprevistas u otros eventos que afectaron a los generadores. Para gestionar estos desajustes, CAMMESA ha establecido un Fondo de Estabilización, que se utiliza para compensar cualquier monto adeudado a los generadores del MEM cuando el precio estacional es menor que el precio



spot. Cualquier superávit o déficit acumulado se toma en cuenta al establecer la tarifa para compras y ventas de energía del MEM en el siguiente período trimestral.

Mercado a Término

Este mercado permite a los generadores y a los distribuidores o grandes usuarios negociar directamente contratos de compra-venta de energía y potencia, estableciendo precios de manera libre.

En la práctica, los precios en el Mercado a Término están estrechamente relacionados con el mercado spot, específicamente con el precio estacional. El precio estacional es una versión estabilizada del precio spot y representa el costo al que las distribuidoras adquieren la electricidad de CAMMESA para su posterior venta a los usuarios finales. Este precio es determinado por el Ministerio de Energía o sus dependencias, y sirve como punto de referencia para la fijación de precios en los contratos del Mercado a Término.

Dado que, es en este mercado, particularmente en el Mercado a término de Energías Renovables (MATER) donde se encuentran los generadores renovables se explicará con mayor detalle en un capítulo aparte.

Para comprender plenamente su funcionamiento y peculiaridades, es esencial abordar primero el marco jurídico que lo rige y afecta. Este marco jurídico establece las reglas y condiciones bajo las cuales operan los generadores renovables, así como los acuerdos que estos pueden establecer con distribuidores y grandes usuarios.

En los siguientes capítulos, se detallará este marco legal de manera resumida, permitiendo una visión clara y comprensible de las normativas y promociones actuales. Este conocimiento es fundamental para cualquier análisis o participación en el MATER, ya que influye directamente en las decisiones de inversión y en la operativa diaria de los actores involucrados.

A continuación, se presentará un resumen de las condiciones jurídicas y regulatorias de las energías renovables en Argentina.



Capítulo 2: Las Condiciones jurídicas y regulatorias de las energías renovables en Argentina

Con el objetivo de diversificar la matriz energética y manteniendo el compromiso con los objetivos trazados por las instituciones internacionales, Argentina dio un fuerte impulso a las energías renovables. Retomando un camino que había iniciado en el 2006 con la sanción de la ley 26.190 del Régimen de Fomento para el uso de Fuentes Renovables, bajo la administración Macri en el 2015 se dicta la ley 27.191 que es modificatoria de aquella y es la que brinda los lineamientos de las condiciones jurídicas que se mantienen hasta la actualidad. En dicha ley se proponen objetivos más ambiciosos con respecto a la participación de las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica, al mismo tiempo que se ofrecen facilidades y promociones con el fin de canalizar la inversión privada.

Esta ley introduce modificaciones significativas, entre las que se busca:

"lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017."³

En su capítulo segundo, la ley aborda la 2da Etapa del Régimen de Fomento Nacional, que abarca el período entre 2018 y 2025. Es en esta etapa en la que se enmarca el presente proyecto. El objetivo propuesto por la ley para esta etapa es:

"lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025."

La ley establece una serie de beneficios promocionales, principalmente relacionados con el IVA y el Impuesto a las Ganancias, para aquellos proyectos de inversión que tengan "principio efectivo de ejecución entre el 1º de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2025". Los beneficios son de devolución anticipada del IVA para las inversiones realizadas y de amortización acelerada en el impuesto a las ganancias para bienes muebles amortizables y obras de infraestructura.

El capítulo tres trata la creación del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), cuyo objeto es el "otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos (...) en el marco de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables".

³ Para este objetivo la ley considera como fuentes renovables la eólica, solar fotovoltaica, geotérmica, biomasa, biogás, pequeñas hidroeléctricas (hasta 50 MW) y undimotriz.



El capítulo cuatro resulta particularmente relevante para este trabajo de investigación, ya que aborda la contribución de los usuarios de energía eléctrica al cumplimiento de los objetivos del régimen de fomento. En este capítulo se establece que:

"todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos". "(...) cada sujeto obligado deberá alcanzar la incorporación mínima del ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables, al 31 de diciembre de 2017, y del veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025."

Particularmente, el artículo 9 del capítulo 4 especifica para los grandes usuarios:

"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) deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados en el artículo precedente."

Estos usuarios pueden optar por autogenerar o contratar la compra de energía de fuentes renovables para cumplir con lo dispuesto. La ley establece que:

"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."

Además, se fija un precio máximo para estos contratos:

"Los contratos suscriptos por los sujetos indicados en el párrafo anterior no podrán fijar un precio promedio mayor a ciento trece dólares estadounidenses o su equivalente en moneda nacional, por cada megavatio-hora comercializado entre las partes (US\$ 113/MWh)"

En caso de incumplimiento por parte de los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (GUMAS), la penalidad establecida es:

"deberán abonar sus faltantes a un precio equivalente al Costo Variable de Producción de Energía Eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los doce (12) meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento."

Para los usuarios con demandas individuales menores a 300 kW, la autoridad de aplicación dispondrá medidas tendientes a la incorporación de nueva oferta de energías de fuentes renovables para alcanzar los objetivos fijados.

Sin embargo, si bien esta ley dio origen inicialmente a programas con significativa participación estatal, como el Programa RenovAR, su relevancia en la actualidad reside en dos aspectos fundamentales: el establecimiento de objetivos para los próximos años y la definición del marco regulatorio y de promoción que establece las reglas de juego para los agentes involucrados. Estos elementos continúan orientando tanto las políticas públicas como la inversión privada, aunque ya no mediante la implementación de nuevos



programas o la extensión de aquellos originalmente ejecutados a partir de la legislación sino que a través de los beneficios fiscales y el marco jurídico apropiado.

Programas de fomento de generación renovable

En Argentina, con base en la normativa jurídica y con los objetivos delineados se proyectaron y ejecutaron una serie de programas de fomento a la generación de energía de fuente renovable. Entre ellos se destacan el GENREN de 2009, en base a la ley 26.190, la resolución de la Secretaría de Energía 108/2011 y las 3 rondas del programa RenovAR basados en la ley 27.191 y el decreto 531/2016. (Ver anexo II).

Capítulo 3: Situación actual de la matriz energética

Matriz energética actual, potencia instalada (oferta)

La potencia instalada se refiere a la capacidad total de generación de energía del país, la cual está disponible para satisfacer la demanda eléctrica nacional. Esta capacidad representa la oferta potencial de energía eléctrica y está compuesta por diversas tecnologías, que se diferencian según su fuente de origen: térmica, hidroeléctrica, renovable y nuclear.

La tendencia de la potencia instalada ha sido positiva a través de los años, salvo en el período 2002-2006 donde se mantuvo constante. En los últimos 18 años se ha mantenido un crecimiento sostenido año a año.

A partir del año 2018 el aumento de potencia instalada total se justifica en las energías renovables (solar, eólica e hidráulica). Habiendo experimentado un fuerte crecimiento en los últimos años, la potencia renovable pasó de 1755 MW en 2017 a 5223 MW en 2023, es decir, en dicho período se triplicó la oferta potencial basada en energías renovables.

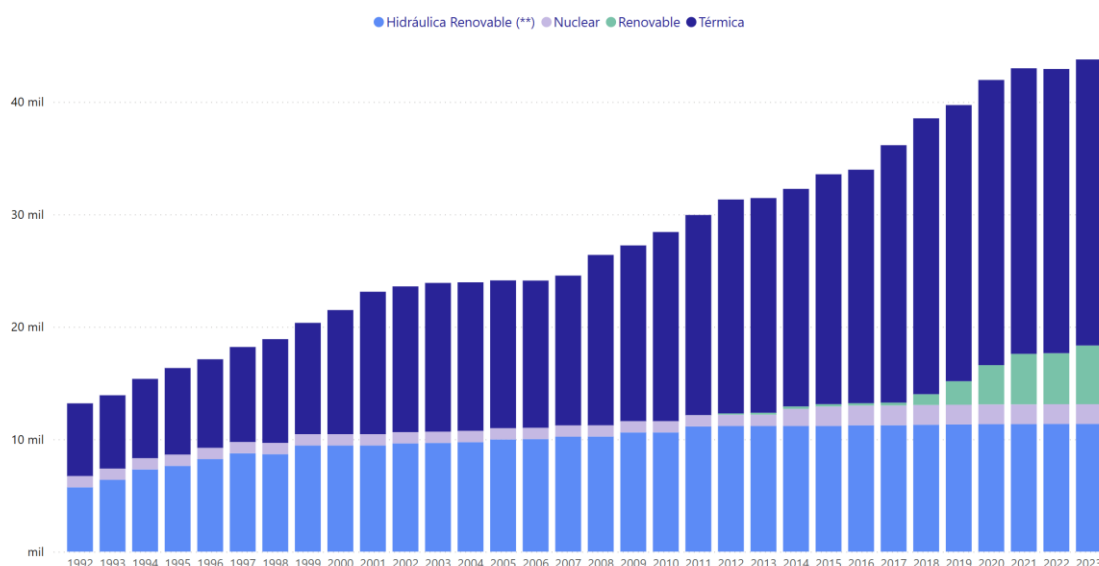


Figura 3. Potencia instalada en argentina desde 1992 hasta 2023 medida en MW. Fuente: Informe Anual CAMMESA 2023.

A diciembre de 2024, la composición de la potencia instalada en Argentina se distribuye de la siguiente manera: un 58,3% proviene de fuentes térmicas (gas natural, carbón, fuel oil, etc.), un 22,2% de hidroeléctrica, un 15,4% de energías renovables (eólica, solar, biomasa), y un 4% de nuclear. Esto indica que el país sigue dependiendo en gran medida de las

fuentes térmicas, aunque se ha observado un crecimiento significativo en las energías renovables en los últimos años.

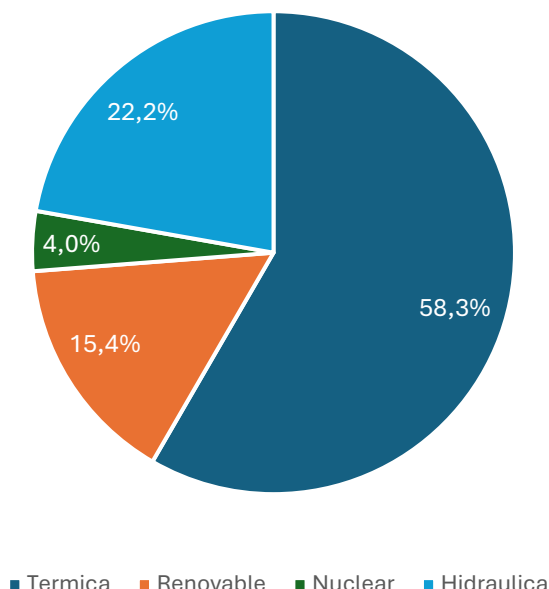


Figura 4. Composición porcentual de la potencia instalada en Argentina a diciembre de 2024.

En cuanto a la evolución de la potencia instalada, según el Informe Anual de CAMMESA, entre 2002 y 2024, las fuentes térmicas han mostrado un crecimiento constante, pasando de 12.959 MW en 2002 a 25.284 MW en 2024, lo que evidencia una creciente dependencia de estas fuentes. En el caso de la energía hidroeléctrica, la capacidad ha pasado de 10.536 MW en 2002 a 9.639 MW en 2024, reflejando un decrecimiento de un 8,5% en el período antes mencionado. Por otro lado, la capacidad nuclear ha aumentado moderadamente, de 1.002 MW en 2002 a 1.755 MW en 2024, evidenciando una inversión más conservadora en esta fuente. Finalmente, las energías renovables han experimentado un crecimiento notable: en 2002 no había una capacidad significativa instalada (381 MW), pero para 2023 esta cifra ha ascendido a 6.672 MW, lo que subraya el fuerte impulso hacia las energías limpias, evidenciando un crecimiento de 16,5 veces en poco más de dos décadas.

Si nos concentramos en oferta por tipo de generador, en el Informe Anual del MEM CAMMESA señala que el 94% de la energía generada corresponde a generadores mientras que el resto se reparte 3,4% en autogeneradores y 2,6% en cogeneradores.

Participación de energías renovables en la generación

En el último informe definitivo de CAMMESA se explicita que para el año 2023, las energías renovables incluyendo a las hidroeléctricas, participaron en el 42% del total de energía generada a lo largo del año. Si discriminamos las renovables según ley 26.190 (biogás, biomasa, hidroeléctrica < 50MW, solar y eólica) tuvieron una participación del 14.2%.



Energía Mensual – sin importación – Por Fuente - Año 2023

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	% Part.
Térmica	8 454	6 911	8 053	5 107	6 492	7 278	6 424	5 424	4 709	4 062	4 896	5 210	73 020	51.6%
Renovable	4 278	4 176	4 868	3 774	3 550	3 815	5 161	6 051	5 859	6 056	5 827	6 003	59 418	42.0%
Renovable HIDRO > 50 MW (*)	2 635	2 652	3 314	2 285	2 057	2 247	3 712	4 142	4 172	4 159	3 784	4 171	39 332	27.8%
Renovable Según Ley 26 190	1 642	1 524	1 554	1 488	1 494	1 568	1 449	1 909	1 686	1 897	2 043	1 832	20 086	14.2%
Nuclear	633	622	634	670	680	681	702	723	809	859	870	1 081	8 963	6.3%
Generación Local [GWh]	13 364	11 709	13 556	9 551	10 722	11 773	12 287	12 198	11 376	10 977	11 593	12 294	141 401	100%

Tabla 1. Energía mensual generada mes a mes por fuente durante 2023. Fuente: Informe Anual CAMMESA 2023.

Dentro de las energías renovables establecidas por la Ley 26.190, la energía eólica es la fuente con mayor participación, alcanzando un total de 14.475 GWh, lo que representa un 72% del total generado por renovables en ese año.

En segundo lugar, se encuentra la energía solar, que produjo 3.259 GWh y representó el 16% de la generación total renovable. Le sigue la hidroelectricidad de baja potencia (HI<50 MW), con una generación de 1.183 GWh, lo que constituye el 6% del total renovable. La biomasa generó 732 GWh, representando el 4%, mientras que la energía de biogás fue la de menor participación con 436 GWh, que suma un 2% del total.

Este análisis muestra que la energía eólica es la dominante dentro del sector renovable, seguida por la solar y con menor contribución de fuentes como la hidroeléctrica de pequeña escala, la biomasa y el biogás. Este reparto refleja cómo se ha distribuido la producción de energías limpias en Argentina durante 2023, con una clara apuesta por la eólica y la solar.

Evolución mensual de la Generación Renovable – Año 2023

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	% Part.
BIOM	60	51	53	55	59	57	72	77	70	59	59	61	732	4%
EOL	1 146	1 082	1 100	1 068	1 163	1 246	1 080	1 442	1 146	1 317	1 460	1 226	14 475	72%
SOL	306	273	269	238	181	178	199	254	294	344	351	374	3 259	16%
BIOG	32	28	31	32	35	36	40	43	41	40	39	39	436	2%
HI<50	99	90	102	96	56	50	58	93	136	138	135	132	1 183	6%
Total RENOVABLE [GWh]	1 642	1 524	1 554	1 488	1 494	1 568	1 449	1 909	1 686	1 897	2 043	1 832	20 086	100%

Tabla 2. Energía generada por fuentes renovables incluidas en ley 26.190 mes a mes durante 2023. Fuente: Informe Anual CAMMESA 2023.

Demanda de energía

A continuación, se analizarán tres aspectos clave de la demanda de energía eléctrica. En primer lugar, se examinará su comportamiento en relación con el PBI; luego, se revisará su evolución histórica y su distribución por tipo de usuario; y, finalmente, se evaluará cómo se distribuye la demanda según el tipo de consumo, es decir, en función de la cantidad de energía consumida.

Una vez completado este análisis de la demanda, se procederá a evaluar cómo los generadores de energías renovables cubren dicha demanda, proporcionando una visión integral de la cobertura energética en el país.

Demanda de energía y PBI

La energía eléctrica es esencial para la mayoría de las actividades productivas y constituye una necesidad básica de la sociedad. Su disponibilidad y accesibilidad afectan

directamente el desarrollo económico de una nación, permitiendo el funcionamiento de industrias y empresas, y mejorando la calidad de vida de la población.

Existe una correlación entre el crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) y el aumento en la demanda eléctrica, lo que indica que el desarrollo económico y el bienestar material de los países han estado relacionados con un mayor consumo de energía eléctrica.

Los países con menor desarrollo económico tienen un consumo eléctrico per cápita más bajo, mientras que los países más desarrollados e industrializados presentan los mayores consumos de electricidad por habitante.

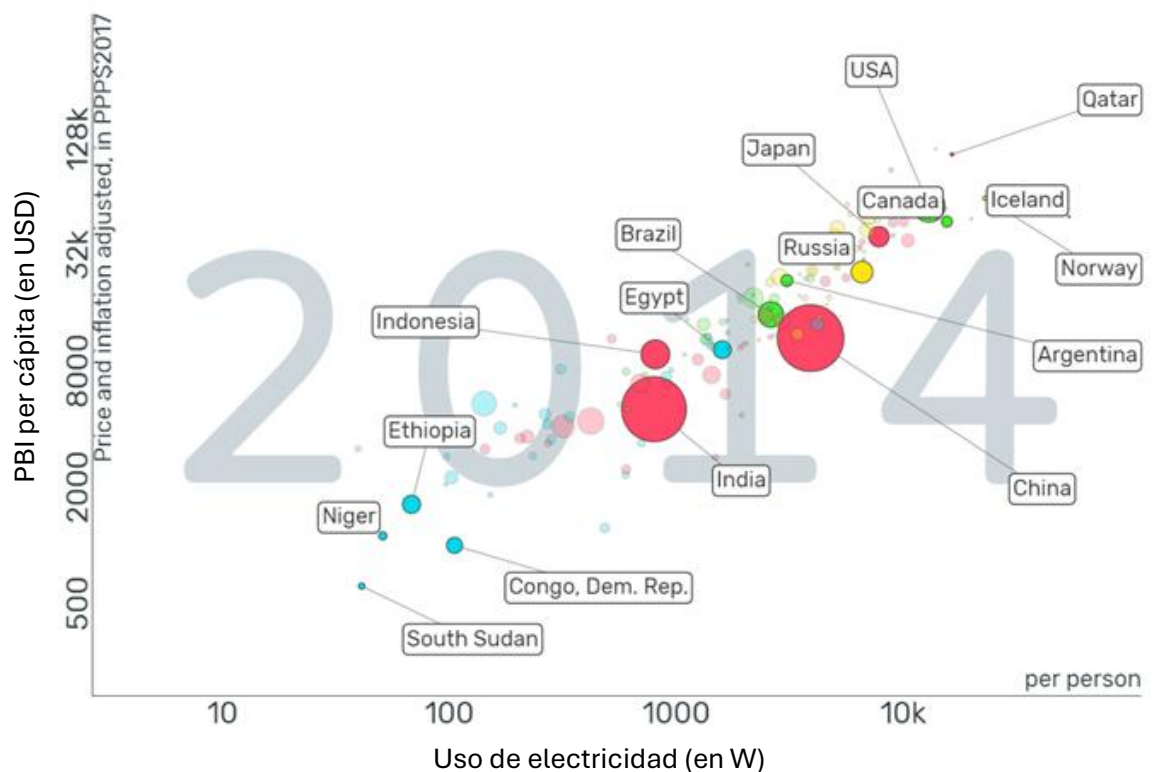


Figura 5. Relación entre uso de electricidad por persona y PBI per cápita. Fuente: Gapminder según datos del Banco Mundial.

En la Figura 3 se puede observar una evidente correlación positiva entre el uso de energía eléctrica per cápita y el PBI per cápita. Resulta lógico suponer que en la medida que hay crecimiento económico también hay crecimiento en la industria energética orgánicamente (generación, transporte y distribución).

Del mismo modo que para el PBI per cápita, podemos interesarnos en descubrir la relación entre la actividad económica a través del tiempo y la demanda de energía. En la Figura 4 se observa el comportamiento similar de ambas variables para el período 2006-2023.

La considerable correlación entre la evolución de la demanda eléctrica y el desempeño macroeconómico del país, medido a través de las variaciones del PBI, sugiere una estrecha vinculación entre el sector energético y el crecimiento económico. Las variaciones en la

actividad productiva y el desarrollo del país tienden a reflejarse de manera proporcional en los requerimientos del sistema eléctrico nacional.

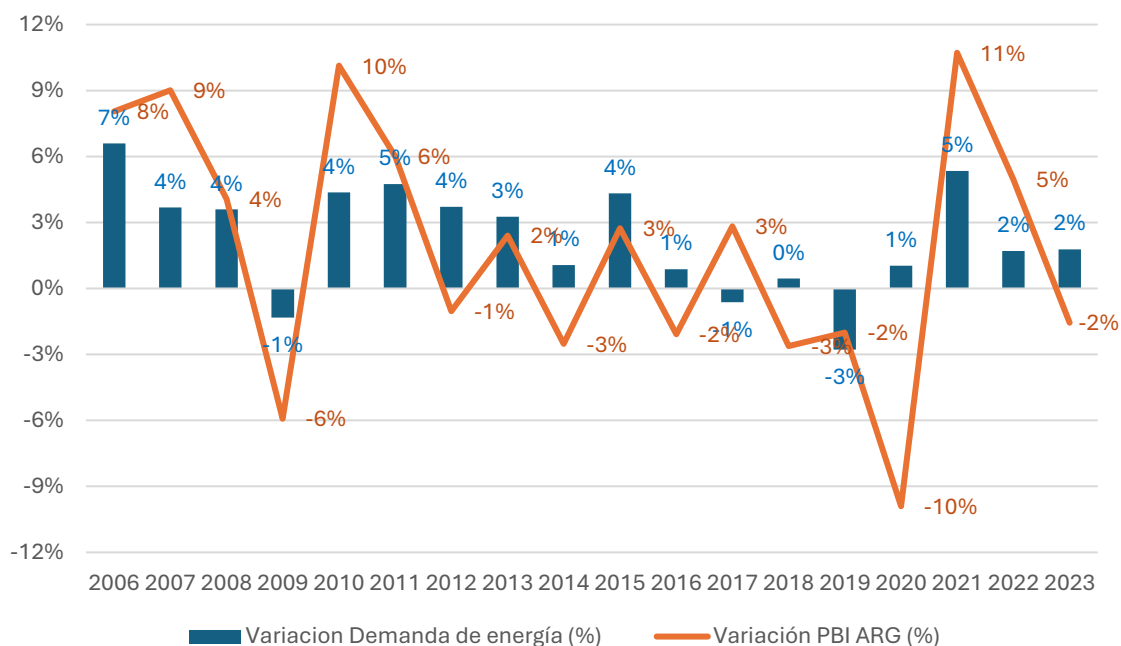


Figura 6. Demanda de energía en porcentaje y variación porcentual del PBI en Argentina. Años 2006-2023.
Fuente: Elaboración propia según datos de CAMMESA e INDEC.

Demanda por tipo de consumo

A continuación, procederemos a examinar tanto la evolución histórica como la composición actual de la demanda eléctrica, desglosada según los distintos tipos de usuarios y el uso específico que cada uno de ellos hace de la energía eléctrica. Este análisis permitirá comprender mejor cómo se distribuye el consumo energético entre los diferentes sectores de la sociedad.

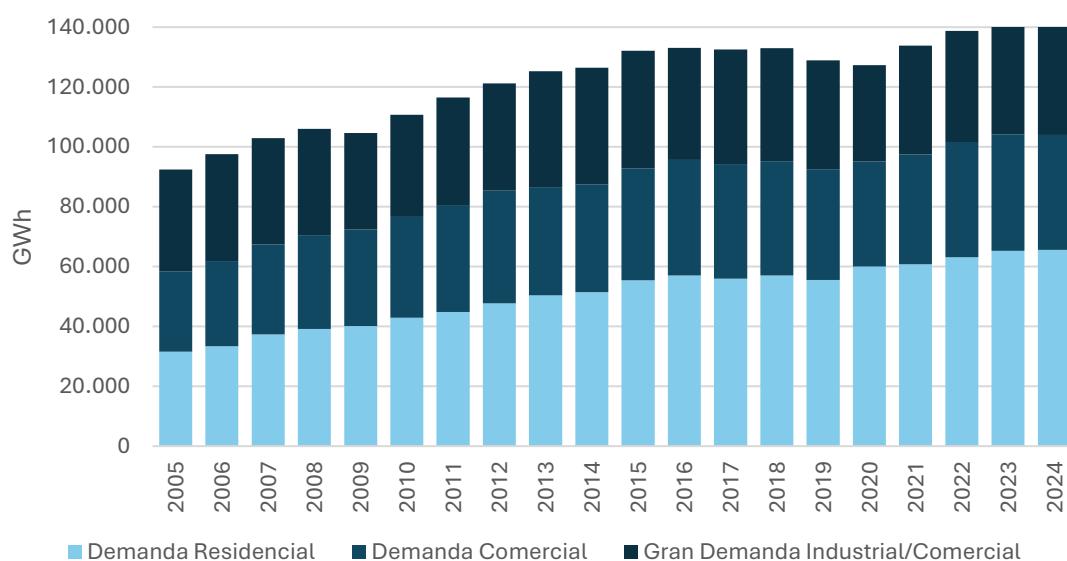


Figura 7. Demanda por tipo de usuario en GWh. Años 2005-2024. Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

La Figura 5 muestra la demanda de energía eléctrica en Argentina desde 2005 hasta 2024, segmentada en demanda residencial, comercial y gran demanda industrial/comercial. A lo largo del período, se observa una tendencia general ascendente, impulsada principalmente por el crecimiento sostenido de la demanda residencial. Aunque la demanda total ha crecido, hay fluctuaciones en algunos años, como entre 2019-2020.

Si nos concentramos en los últimos 5 años, la demanda total de energía eléctrica en 2024 alcanzó los 140.227 GWh, lo que representa un incremento del 8,75% comparado con 2019, cuando la demanda fue de 128.946 GWh. Este crecimiento fue impulsado principalmente por el sector residencial, que aumentó su consumo en un 18,1%, pasando de 55.529 GWh en 2019 a 65.579 GWh en 2024. El sector comercial también experimentó un ligero aumento, con un 3,8% más en comparación con el lustro anterior, alcanzando los 38.445 GWh en 2024. Por otro lado, el sector industrial y comercial grande mostró una leve caída en su consumo, disminuyendo un 0,5% y registrando 36.203 GWh en 2024, frente a los 36.690 GWh del 2019.

En cuanto a la distribución de la demanda por sectores en 2023, el consumo residencial representó el 47% del total, consolidándose como el mayor demandante de energía eléctrica en el país. Le siguió el sector comercial, que abarcó el 27% de la demanda total, mientras que el sector industrial y comercial grande representó el 26%. Estos datos muestran una mayor participación del consumo residencial, lo que podría estar relacionado con el crecimiento poblacional, el uso de electrodomésticos y sistemas de calefacción o refrigeración en los hogares. A lo largo del tiempo, la demanda residencial le ha ido ganando terreno a los otros dos sectores, dado que su porcentaje ha aumentado continuamente desde 2005. (Figura 7)

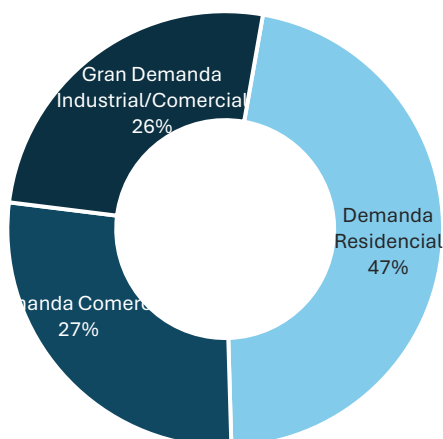


Figura 8. Distribución de la demanda por tipo de usuario en %. Año 2024. Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

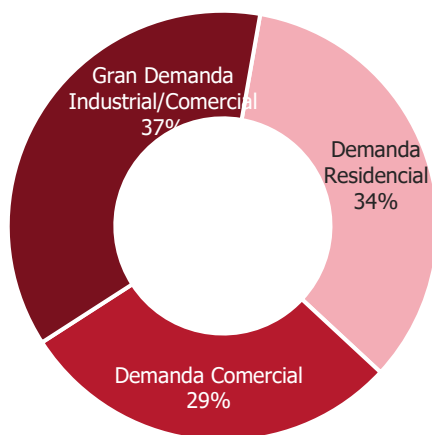


Figura 9. Distribución de la demanda por tipo de usuario en %. Año 2005. Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Demanda por agentes económicos

La energía eléctrica es demandada por los distintos actores del mercado eléctrico, siendo los principales actores consumidores los distribuidores, quienes se encargan de proveer a las pequeñas empresas y hogares en sus esferas de acción. Su consumo en el mercado en 2023 representa el 83,4%, seguido por los Grandes Usuarios Mayores quienes consumieron el 10,6% del total demandado. En menor medida completan la demanda Grandes Usuarios Menores y Autogeneradores con una participación del 3,5% y 2,5% respectivamente.

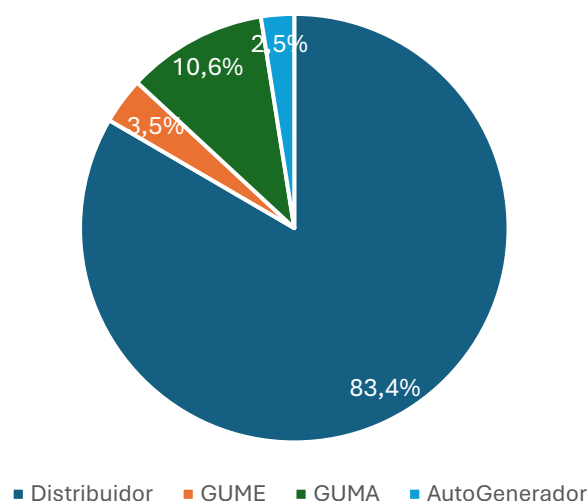


Figura 10. Distribución de la demanda por agente económico. Año 2023. Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Cobertura de la demanda por parte de energías renovables

Según los objetivos planteados por la ley 27.191 para el año 2025 el 20% de la energía demandada por la totalidad del Mercado Eléctrico Mayorista debía ser de fuente renovable. Si bien se ha avanzado mucho en la consecución de dicho objetivo, todavía queda un camino por recorrer, donde las energías eólica y solar deberán ser protagonistas.

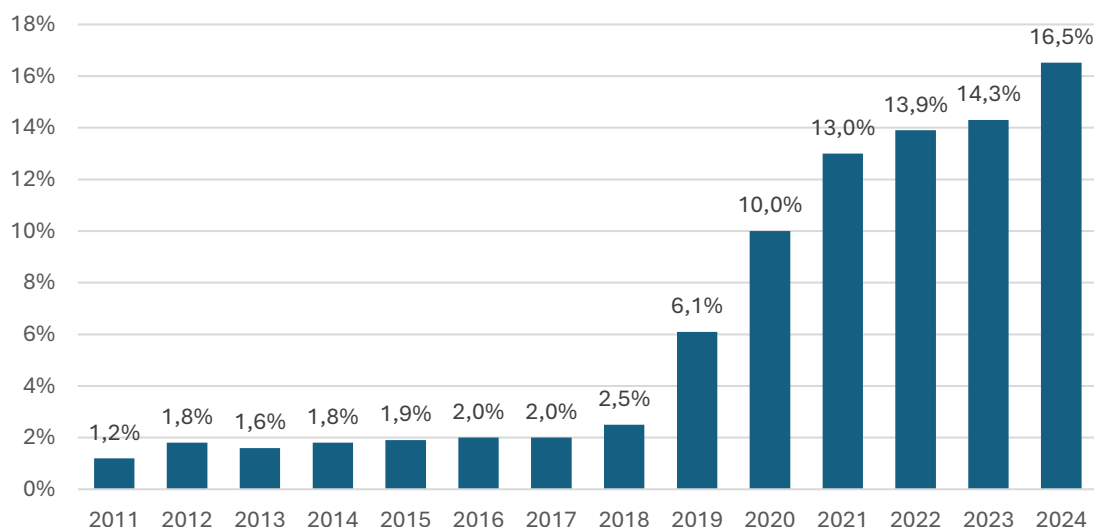


Figura 11. Porcentaje de generación renovable sobre la demanda total del MEM (según ley 26.190). Años 2011-2024. Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Ahora bien, si observamos el desempeño del último año el cubrimiento medio fue del 16,5%. Sin embargo, hubo 5 meses en 2024 para los cuales se cumplió con la meta establecida por la ley para el 2023 (18% del total) y 2 meses donde se cumplió con la meta para el 2025 y definitiva de la ley (20% del total).

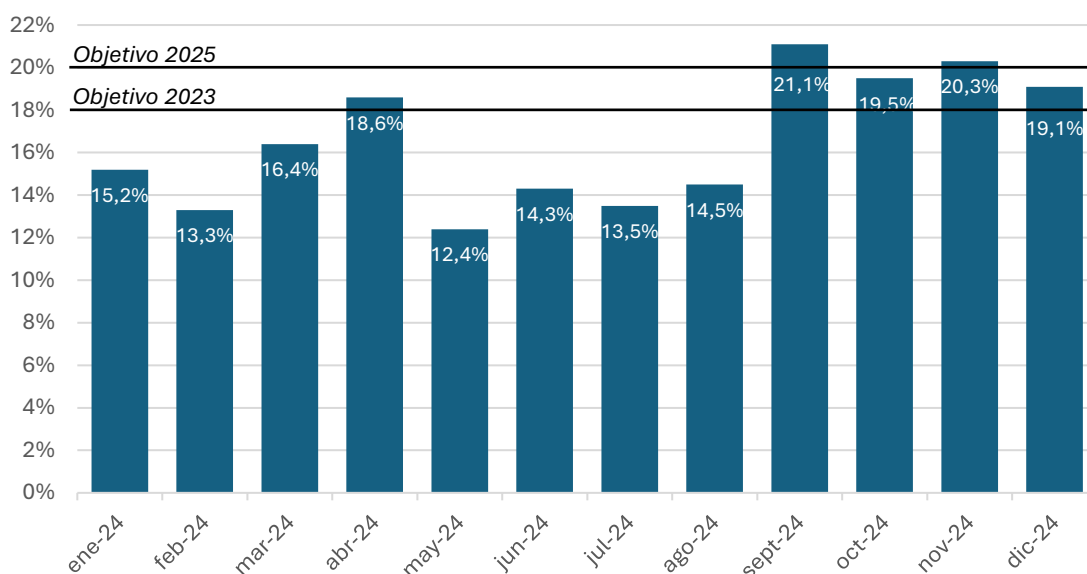


Figura 12. Porcentaje de generación renovable sobre la demanda total del MEM (según ley 26.190). Comparación con objetivos establecidos en ley 27.191. Año 2024. Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Precios energía renovable

Tal como se mencionó, según lo establecido en la Ley de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica (27.191) los Grandes Usuarios Habilitados (GUH) tienen tres vías principales para cumplir con los objetivos. A continuación, se explica brevemente cada una de las alternativas.

1. Contratación individual:

Los Grandes Usuarios Habilitados (GUH) pueden cumplir con los requisitos de consumo de energías renovables mediante la firma de contratos bilaterales con generadores de energías renovables. Esta modalidad les permite negociar directamente con el proveedor las condiciones de suministro, como el precio, la cantidad de energía y la duración del contrato, ofreciendo flexibilidad para ajustarse a sus necesidades específicas mientras cumplen con los objetivos establecidos por la ley.

2. Autogeneración o cogeneración de fuentes renovables:

Los Grandes Usuarios Habilitados (GUH) pueden optar por generar su propia energía renovable mediante instalaciones de autogeneración o cogeneración. En el caso de la autogeneración, el usuario instala sistemas de generación de energía renovable, como paneles solares o aerogeneradores, dentro de sus instalaciones para producir parte o la totalidad de la energía que consume. Por otro lado, la cogeneración implica la producción simultánea de energía eléctrica y calor aprovechable, lo que mejora la eficiencia energética

del proceso. Si esta energía proviene de fuentes renovables, el GUH puede cumplir con los requisitos establecidos por normativa vigente.

3. Participación en el mecanismo de compras conjuntas (licitaciones) realizadas por CAMMESA:

En función de lo establecido por la Resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 281/2017, 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 27.191.

Precios compras conjuntas

Del mecanismo explicado se desprenden dos precios, los precios ofertados inicialmente por los contratos vigentes licitados en las rondas del programa Renovar, y como dicho programa considera factores de incentivos en los cuales el precio ofertado se actualiza periódicamente, del precio anterior deriva el costo medio de los contratos o costo MEM.

El costo MEM refleja el costo final de la energía de los contratos, incluyendo factores de incentivo y actualización, así como el reconocimiento de los costos de mercado.

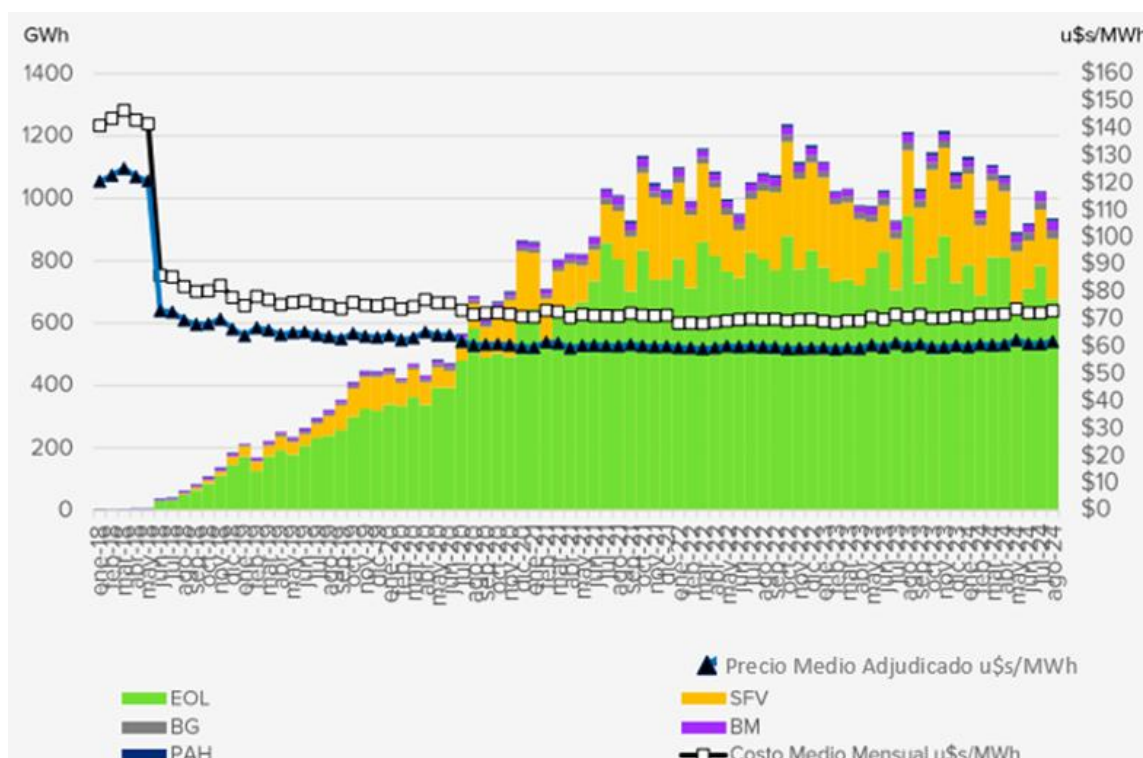


Figura 13. Costo y precio adjudicado medios mensuales u\$s por MWh. Años 2018-2024. Fuente: Informe Anual 2024 CAMMESA.



El costo medio mensual por MWh, representado por la línea con cuadrados blancos en la Figura 10, muestra una tendencia estable con pequeñas fluctuaciones, se observa también un comportamiento alineado con los precios adjudicados en las licitaciones. Su diferencia corresponde a los factores de incentivo, actualización y reconocimiento del costo de contrato. El precio medio adjudicado de los contratos vigentes a agosto del año 2024 se encuentra en el orden de los u\$s 60 por Mwh mientras que el Costo Medio Mensual (Costo MEM) en u\$s 73 como se observa en la Tabla 3. El costo depende del momento en que se hayan firmado los contratos y los costos de la tecnología en ese entonces, aunque la tendencia global es que el costo por MWh es menor conforme se desarrolla tecnología más

Contratos en Compras Conjuntas Vigentes	Contratos Vigentes	Energía Entregada (MWh)	Costo MEM u\$s/MWh
Contratos R202	8	133.227	90,6
Contratos Renovar 1.0	25	273.648	77,8
Contratos Renovar 1.5	21	234.610	66,0
Contratos Renovar 2 - Fase 1	34	189.706	70,8
Contratos Renovar 2 - Fase 2	11	104.183	59,3
Contratos Renovar 3	11	12.191	113,6
Contratos Decreto 476/2019	1	12.678	81,2
Contratos Totales	111	960.244	73,8
% Compras Conjuntas en Demanda MEM		7,9%	

Tabla 3. Contratos en Compras Conjuntas. Año 2024. Fuente: Informe Anual 2024 CAMMESA.

eficiente. Es importante resaltar que las compras conjuntas representaron el 7,9% de la demanda abastecida en el MEM.

Precios contratos MATER

A los precios explicados anteriormente se suman como referencia, para dar sustento al análisis de este proyecto, los precios pactados por los contratos entre privados, que, si bien no son publicados explícitamente, se terminan pactando con base a los precios de los contratos de compras conjuntas y el costo de medio de generación de cada tecnología.

En la Figura 11, se observa, según lo elaborado por Fix SCR, afiliada de la aseguradora internacional de riesgo Fitch Ratings, la relación entre los costos y precios a los cuales se realizan las transacciones en el MEM mes a mes.

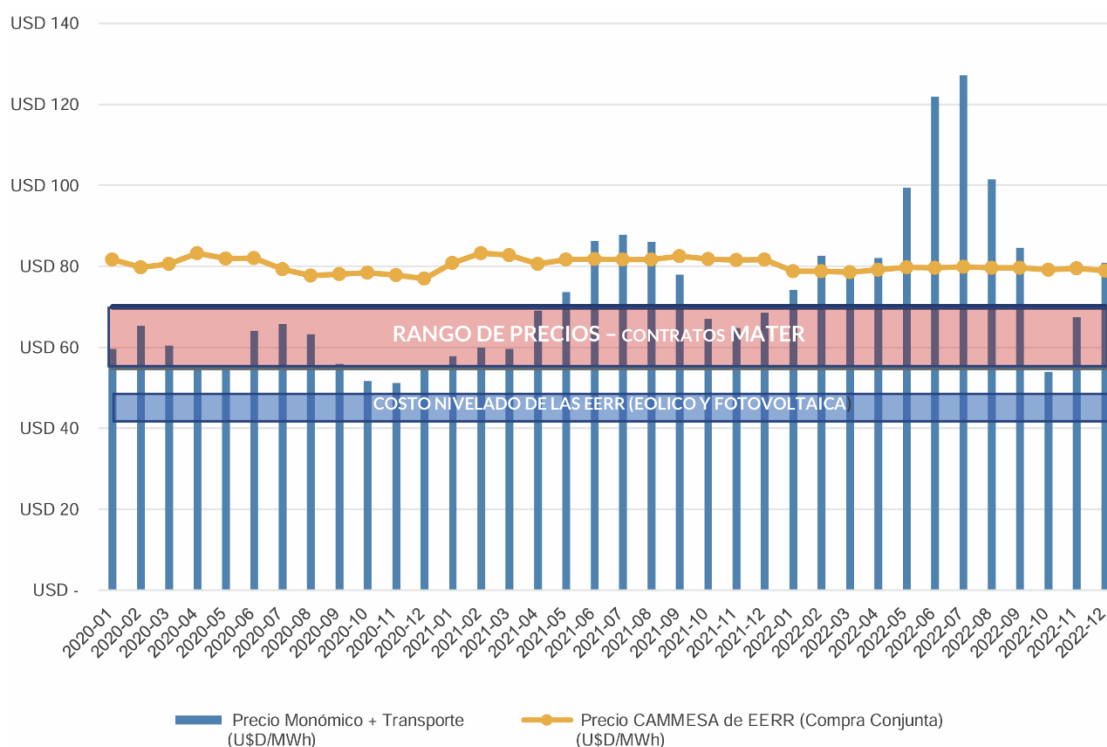


Figura 14. Valores de la energía eléctrica para grandes usuarios (USD/MWh). Fuente: FixScr “Marco de oportunidades en el MATER” sobre datos de CAMMESA. Año de publicación: 2023.

El precio monómico (USD/MWh) es el precio que pagan los Grandes Usuarios del MEM por la energía consumida. Se calcula sumando los costos representativos de la producción de energía eléctrica en el MEM y dividiéndolos por la demanda abastecida total en un período, en este caso mensual. Este precio no está relacionado a la EERR y por momentos es más caro que el MWh generado y despachado por una fuente convencional.

El precio referenciado como “Precio CAMMESA de EERR (Compra Conjunta)” es el precio (USD/MWh) que pagan los GUH a CAMMESA por la energía de fuentes renovables comprada mediante el mecanismo de Compras Conjuntas. Este precio incluye los costos de los contratos y los cargos asociados a la comercialización y administración determinados por la regulación vigente.

Según lo estimado por FixScr, la banda roja representa el rango de precios que pagan los GUH en contratos bilaterales en el MATER. Estos precios varían según la duración del contrato, oscilando entre 55 y 70 USD/MWh. Para contratos con plazos superiores a 15 años, los precios se sitúan entre 55 y 65 USD/MWh, mientras que, para periodos más cortos, suelen estar entre 60 y 70 USD/MWh según el informe publicado.

Por otro lado, el Costo Nivelado de Energía Renovable (LCOE – USD/MWh) no representa un precio en sí, sino un indicador clave que será usado y explicado en el análisis del presente proyecto. En términos generales, el LCOE se refiere al costo de generar energía eléctrica renovable, calculado como el cociente entre el costo total de construcción y operación de una planta, y la cantidad total de energía generada durante su vida útil. Según lo publicado por Fix, en base a Bloomberg, para tecnologías eólicas y fotovoltaicas, los costos nivelados



UNCUYO
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE CUYO



FACULTAD DE
**CIENCIAS
ECONÓMICAS**

globales en 2022, en el caso de utility scale, rondaron los 45 USD/MWh. Este valor representa el precio mínimo al que el generador estaría dispuesto a vender la energía, lo que lo convierte en una referencia importante que establece un piso para el valor de la energía renovable.



Capítulo 4: Características del estudio

Caso de estudio

Objetivos del proyecto

El proyecto por evaluar consiste en la construcción y explotación de un parque solar fotovoltaico ubicado en la provincia de Mendoza. El análisis se realizará desde la perspectiva de un agente privado, al que denominaremos "generador".

El parque solar tendrá una potencia instalada de 50 MW, la justificación técnica de este punto se encuentra en el siguiente apartado. La energía eléctrica generada será comercializada a través de contratos de compra a plazo (PPA) en el Mercado Eléctrico Mayorista Argentino (MEM). Dada la estructura y características del mercado eléctrico, se considera que la totalidad de la producción del parque será vendida bajo este esquema de contratos PPA.

Este modelo de negocio, basado en la suscripción de acuerdos PPA a largo plazo, permite al generador privado asegurar la colocación de la energía producida y obtener una mayor estabilidad en los flujos de ingresos. Esto resulta crucial en un contexto como el argentino, donde las condiciones macroeconómicas que impactan sobre la comercialización pueden presentar cierta volatilidad.

Al enfocar el análisis desde la óptica del generador privado, se buscará determinar la conveniencia y viabilidad económico-financiera de este proyecto de inversión en energía solar fotovoltaica, considerando los riesgos y oportunidades inherentes a este tipo de proyectos en el mercado eléctrico local.

Objetivo general

El objetivo general perseguido por este trabajo de investigación consiste en evaluar la conveniencia económica de construir y explotar un parque de energía solar fotovoltaica en Mendoza por parte de un agente generador.

Objetivos específicos

Para la realización de este trabajo se plantearon cuatro objetivos específicos:

- Identificar, valorar y cuantificar beneficios y costos atribuibles al proyecto.
- Determinar si el proyecto es conveniente o no para el inversor. Identificar y aplicar a este caso específico los indicadores económicos más adecuados para valorar y estimar el impacto económico.
- Identificar y evaluar las variables críticas en el proyecto.
- Desarrollar y evaluar escenarios alternativos que el proyecto podría enfrentar, teniendo en cuenta variables que puedan influir en su rentabilidad.



Metodología

Para evaluar la rentabilidad económica de la construcción y explotación del parque solar se analizará el flujo de fondos correspondientes a los principales componentes, a saber:

- Inversión inicial o Capital Expenditure (CAPEX), que dadas las características particulares de este tipo de proyecto será uno de los componentes más importantes;
- Gastos operativos o Operating Expenditure (OPEX), con los que el parque se mantiene funcionando y entregando la energía estipulada;
- Ingresos, los cuales se derivarán del contrato convenido o de la venta de la energía del parque, en dólares por megavatio entregado (MWh);
- Valor residual o de liquidación del parque.
- Financiamiento bajo el supuesto que el inversor no posee la totalidad de los fondos.

Asimismo, se hará una estimación del Estado de Resultados, con el objeto de calcular el impacto impositivo en el proyecto.

Tiempo de ejecución del proyecto

Teniendo en cuenta los atributos de la tecnología, el horizonte temporal fijado para el proyecto es de 25 años. El flujo de fondos se hará con periodicidad mensual, pero se reexpresan en una periodicidad anual para calcular los indicadores en los formatos más utilizados.

Detalle del flujo de fondos

Construcción y Análisis del Flujo de Fondos

La evaluación de la viabilidad del proyecto se realizará a partir de un flujo de fondos construido por los autores. Dicho flujo de fondos se expresará en dólares estadounidenses, con el objetivo de evitar las posibles distorsiones que podrían generarse por las variaciones en la cotización de la divisa en moneda local.

Al utilizar el dólar como moneda de referencia, se busca preservar la integridad de los cálculos financieros del proyecto. Esto se fundamenta en las características de los contratos típicos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), así como de las transacciones relacionadas con la adquisición de la tecnología necesaria. Al expresar todos los flujos en una misma divisa, se mitiga el efecto de las fluctuaciones cambiarias que podrían distorsionar los precios relativos y, en consecuencia, los resultados del análisis.

Para la determinación de la tasa de descuento apropiada, se calculará el Costo Promedio Ponderado del Capital o Weighted Average Cost of Capital (WACC, por sus siglas en inglés), utilizando el Modelo de Valoración de Activos de Capital o Capital Asset Pricing Model (CAPM). Este enfoque permite incorporar las condiciones económicas actuales, así como los datos financieros de empresas comparables que operan en el mismo sector de negocio. De esta forma, se logrará un análisis ajustado a los valores de mercado.



Criterios de rentabilidad generales

A fin de analizar la conveniencia y viabilidad del proyecto, se emplearán indicadores de rentabilidad para evaluar su rendimiento económico. Para ello se utilizarán los siguientes indicadores:

Valor Actual Neto (VAN): este indicador de rentabilidad mide el valor presente de los flujos de efectivo proyectados, descontados a una tasa apropiada. Permite determinar si el proyecto generará valor agregado para el inversor, considerando el valor del dinero en el tiempo y los flujos de efectivo esperados.

- Si el VAN es mayor a cero, el proyecto es rentable y se recomienda ejecutarlo.
- Si el VAN es menor a cero, el proyecto no es rentable y no se recomienda su ejecución.
- Si el VAN es igual a cero, el proyecto se considera indiferente, y la decisión dependerá de otros factores.

El cálculo del VAN se realiza de la siguiente manera:

$$VAN = \sum_{t=1}^T \frac{FN_t}{(1+r)^t}$$

Donde FN_t es el flujo neto de fondos para el período t , “ r ” es la tasa de descuento periódica a aplicar y T la cantidad total de períodos del proyecto a aplicar.

Valor Anual Equivalente (VAE): El VAE transforma el VAN en una anualidad constante durante la vida del proyecto, permitiendo comparar proyectos con diferente duración. Se calcula a partir del VAN mediante la siguiente fórmula:

$$VAE = VAN * \frac{r * (1+r)^t}{(1+r)^t - 1}$$

El Valor Anual Equivalente (VAE) ofrece ventajas al facilitar la comparación entre proyectos con plazos de duración distintos, aunque presenta limitaciones al depender directamente del Valor Actual Neto (VAN) y, por ende, de la tasa de descuento utilizada. La regla de decisión es similar a la del VAN: un VAE positivo indica la conveniencia económica de llevar a cabo el proyecto.

Tasa Interna de Retorno (TIR): este indicador refleja la tasa de descuento que hace que el VAN de los flujos de beneficios netos sea igual a cero. Representa el rendimiento promedio implícito sobre los fondos invertidos.

- Si la TIR es mayor que la tasa de descuento, el proyecto es rentable y se recomienda ejecutarlo.
- Si la TIR es menor que la tasa de descuento, el proyecto no es rentable y no se recomienda su ejecución.
- Si la TIR es igual a la tasa de descuento, el proyecto se considera financieramente indiferente.



Período de Recuperación de la Inversión (PRI): este indicador señala el tiempo estimado necesario para recuperar la inversión inicial realizada en el proyecto. Se determina sumando los flujos netos hasta igualar la inversión inicial. En este tipo de proyectos, dada la gran inversión inicial, resulta preponderante.

El Período de Recuperación de la Inversión (PRI) ofrece una referencia rápida sobre la liquidez del proyecto y el riesgo asociado al recupero del capital invertido, aunque también tiene limitaciones, ya que no considera los flujos posteriores al recupero ni el valor temporal del dinero en caso de no ser descontado. Como regla de decisión, se prefiere el proyecto con menor período de recupero, siempre que este sea inferior al horizonte máximo aceptado por el inversor.

Coria y Tascheret (2014) calculan y sensibilizan la Tasa Interna de Retorno (TIR) para evaluar la rentabilidad de un proyecto solar fotovoltaico conectado a la red de distribución. Por otro lado, Bassani (2021) incorpora en su tesis de grado tanto el Valor Actual Neto (VAN) como la TIR de los flujos del activo y del accionista, además de analizar el Período de Recupero de la Inversión (PRI) del activo. Moyano (2020) también utiliza el VAN y la TIR para evaluar la rentabilidad económica de cuatro proyectos renovables bajo estructuras tipo project finance.

Criterios financieros específicos

Para proyectos de energía renovable se utilizan algunos indicadores que resultan más apropiados o cuentan con mayor difusión en la evaluación de proyectos de energía renovable.

Bassani (2021) y Moyano (2020) complementan su análisis económico con indicadores financieros orientados a evaluar la solvencia y capacidad de repago del proyecto, específicamente el ratio Deuda/EBITDA y el Índice de Cobertura del Servicio de Deuda (DSCR). Ambos indicadores resultan fundamentales en proyectos cuya ejecución depende del financiamiento externo, ya que permiten evaluar de manera clara la capacidad del activo para responder oportunamente a sus compromisos financieros.

En nuestro proyecto, además de los indicadores usuales calcularemos estos dos indicadores financieros.

Ratio Deuda/EBITDA: este indicador mide la relación entre la deuda total del proyecto y la generación anual de ingresos operativos antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA).

Este indicador refleja la relación entre la deuda total del proyecto y la generación anual de ingresos operativos antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA), lo que permite evaluar rápidamente el nivel de apalancamiento. Aunque es útil para medir la magnitud de la deuda respecto a la capacidad operativa, tiene limitaciones, ya que no considera la liquidez real disponible para el pago de la deuda al excluir gastos financieros e impuestos. En general, se interpreta que un valor menor indica una mejor capacidad de repago y menor riesgo financiero, y suele situarse entre 1,5 y 5.



Índice de Cobertura del Servicio de Deuda (DSCR) en inglés, Debt Service Coverage Ratio, mide la capacidad del flujo operativo del proyecto para cubrir el servicio de deuda (intereses más amortización de capital) en un periodo dado. Matemáticamente:

$$\text{DSCR} = \frac{\text{Flujo de fondos disponible para el servicio de la deuda (CFADS)}}{\text{Pago programado de intereses + amortización de capital}}$$

El Índice de Cobertura del Servicio de Deuda (DSCR) es un indicador clave para instituciones financieras y proveedores de deuda, ya que evalúa la capacidad del proyecto para cubrir sus obligaciones financieras. Un DSCR mayor o igual a 1 demuestra que el flujo operativo cubre el servicio de deuda, aunque las instituciones suelen exigir un mínimo de entre 1,20 y 1,30 para proyectos renovables, brindando un margen de seguridad ante fluctuaciones de ingresos o aumento de costos. Si bien ofrece claras ventajas al medir directamente la capacidad de pago, también presenta limitaciones al depender de proyecciones de ingresos y costos sensibles a los escenarios proyectados.



Capítulo 5: Aspectos técnicos y criterios generales adoptados

Antes de evaluar la conveniencia económica de construir y explotar un parque de energía solar en la provincia de Mendoza de 50 MW, fue necesario establecer ciertos criterios técnicos y económicos generales que enmarquen el análisis.

Decisiones preliminares

La ubicación del parque será en el departamento de San Martín, a 43 km. de la capital provincial. Dicho departamento se encuentra en una llanura con leve inclinación, con clima semiárido. La elección del emplazamiento responde a factores técnicos, de irradiación, económicos y logísticos. La zona presenta niveles de irradiación global horizontal (GHI) superiores a los 2.100 kWh/m²/año lo que asegura un buen rendimiento energético. Este valor es superior si lo comparamos con otras regiones de Mendoza como San Rafael (1.950 kWh/m²/año) donde se han instalado recientemente proyectos de generación eléctrica en base a energía solar. Paralelamente, la cercanía de la localización a la Estación Transformadora Montecaseros es crucial, la cual siendo operada por Distrocuyo S.A. permitiría una conexión eficiente al SADI por más de que se requieran realizar las respectivas adecuaciones. Asimismo, la disponibilidad de terrenos planos, no urbanizados y de bajo valor agrícola reduce costos de construcción y operación y viabiliza aún más el proyecto.

Además, existe mano de obra ya capacitada y proveedores locales con experiencia en obras solares, lo que facilita la ejecución del proyecto.

El tamaño elegido de 50 MW para el parque responde a una combinación de factores que optimizan la escala del proyecto en términos de eficiencia económica, factibilidad técnica y viabilidad comercial. Se trata de una potencia que permite aprovechar economías de escala relevantes, especialmente en los costos de construcción y operación, sin incurrir en complejidades logísticas o técnicas asociadas a proyectos de mayor escala o megaproyectos. Desde el punto de vista eléctrico, este tamaño resulta adecuado para ser conectado a la Estación Transformadora Montecaseros, realizando como se mencionó, obras adicionales. Además, con este tamaño se cumple con el umbral mínimo requerido para participar activamente del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), al tiempo que se mantiene dentro del rango de potencia de escala media, equilibrando rendimiento, financiamiento y posibilidades de conexión a red.

Para el emplazamiento del parque se consideró un terreno de 123 hectáreas considerando el tamaño elegido.

Construcción y puesta a punto

Para la construcción del parque en la localización seleccionada se considera un período de 12 meses, establecido con un contrato del tipo “llave en mano” o EPC (Engineering, Procurement and Construction). Este es el tipo de contrato comúnmente utilizado en proyectos de infraestructura energética como el presente, ya que permite delegar en un



único contratista la responsabilidad total del proyecto a desarrollar, desde su diseño hasta su puesta en funcionamiento.

En el caso de un parque solar un contrato EPC incluye las siguientes fases:

- Ingeniería
- Adquisición (procurement)
- Construcción
- Puesta en marcha
- Mantenimiento básico inicial

Bajo este esquema, el contratista EPC (o “epecista”) se compromete a entregar la instalación completamente operativa, en el plazo y por el precio acordados, asumiendo los riesgos técnicos, de coordinación y de ejecución. El generador, punto de vista desde el que se analiza este proyecto, debe cumplir con los pagos al epecista y recibir la planta terminada, lista para operar y conectar a la red.

Las obras que se realizarán durante este proceso incluyen la evaluación del emplazamiento y análisis de prefactibilidad técnica, estudio de impacto ambiental y relevamiento de condiciones del sitio, diseño eléctrico, civil y estructural del parque, suministro e instalación de paneles, inversores⁴, estructuras y transformadores, transporte y logística de materiales y equipos, ejecución de obras civiles (movimiento de suelos, caminos internos, drenajes, fundaciones), construcción de obras eléctricas (red colectora, estación transformadora, conexión al SADI), tramitación de permisos técnicos y ambientales, coordinación con los organismos reguladores y con el operador de red (Distrocuyo/CAMMESA), y la realización de pruebas, ensayos y puesta en marcha final del sistema.

La realización de este contrato le brinda al generador y al proyecto una mayor previsibilidad financiera y operativa, ya que al concentrar la ejecución en un único actor minimiza los riesgos asociados a la fragmentación de tareas, facilitando el cumplimiento de los hitos necesarios para la concreción del parque.

El pago del contrato se realizará en base a un esquema de avances tentativos propuesto por el epecista. Como se observa en la Tabla 4, se deja establecido en el contrato el comienzo y final de cada hito certificable, a partir de los cuales se realizarán los pagos correspondientes.

Hito / Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Diseño, permisos aprobados y movilización	X											
Pedido de equipos	X	X										
Avance de obras civiles		X	X									

⁴ El término inversor aquí utilizado (también conocido como inversor fotovoltaico) se refiere a un dispositivo eléctrico esencial que convierte la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA).

Entrega de equipos (50%)				X								
Montaje mecánico				X	X	X						
Finalización del montaje						X						
Instalación eléctrica						X	X	X				
Pruebas iniciales								X	X			
Conexión a la red									X	X		
Pruebas finales											X	
Documentación y cierre												X
Aceptación final												X

Tabla 4. Diagrama temporal de los hitos de construcción establecidos en contrato EPC.

Generación eléctrica del parque

Para la estimación de la generación eléctrica del parque solar fotovoltaico se usa el software PVSyst, el cual es una herramienta de simulación ampliamente utilizada en la industria para modelar el comportamiento energético de los sistemas solares. Su uso permite predecir, con un alto grado de precisión, la energía que el sistema puede generar a lo largo del tiempo, considerando las condiciones climáticas locales, las características técnicas del proyecto y las pérdidas típicas del sistema a implementar.

PVSyst realiza su simulación en una serie de datos de entrada (inputs) que se clasifican en tres grandes bloques:

1. Datos climáticos y del emplazamiento del proyecto:
 - Irradiación global horizontal (GHI)
 - Temperatura ambiente
 - Ubicación geográfica (latitud, longitud, altitud)

Estos datos pueden provenir de distintas bases como Meteonorm, SolarGIS, NASA o de estaciones meteorológicas locales. En el caso del presente proyecto se utilizó la base de Meteonorm que es la que usa por defecto el software, en la cual a través de las coordenadas donde se emplaza el proyecto se accede a todas las características del sitio.

2. Configuración del sistema fotovoltaico, que incluye:
 - Tipo y potencia de los módulos solares
 - Número de módulos y configuración en serie/paralelo
 - Eficiencia y modelo de inversores
 - Relación DC/AC (sobredimensionamiento del generador)
 - Ángulo de inclinación y orientación de los paneles
 - Sistema de montaje (fijo o con seguimiento solar)

En esta configuración se debe seleccionar el modelo exacto y la cantidad de cada elemento a utilizar en el parque. Para ello el epecista, quien es el encargado del diseño eléctrico envía



4 posibles conformaciones que se diferencian en cantidad de inversores, potencia de los mismos, modelos y cantidad de módulos solares, trackers, etc.

A partir de estos cuatro diseños, se consiguen distintos valores de generación solar. En un apartado posterior, se indicará el proyecto definitivo con sus características y los aspectos que justificaron su elección.

3. Parámetros de pérdidas:

PVSyst permite definir una serie de pérdidas técnicas y operativas que afectan el rendimiento final del sistema. Estas incluyen:

- Pérdidas por temperatura (derating térmico del módulo)
- Pérdidas por suciedad o polvo (soiling)
- Pérdidas por desajustes eléctricos entre módulos (mismatch)
- Pérdidas por sombras parciales
- Pérdidas por cableado y conversión (AC/DC)
- Eficiencia del inversor
- Tiempo fuera de servicio por mantenimiento

A todas estas pérdidas se suma la degradación anual de los módulos, que representa la pérdida progresiva de eficiencia de los paneles a lo largo del tiempo. Con respecto a este ítem, según lo señalado por el fabricante, se ha considerado una degradación del 0,4% anual, lo que significa una reducción acumulada de la generación año tras año. El modelo de proyecto se aplica una tasa mensual equivalente para considerar la pérdida sobre la generación mensual proyectada.

Una vez establecidos todos estos parámetros, PVSyst simula el comportamiento horario del sistema durante un año típico, y estima la energía neta anual y mensual que el parque solar inyectaría a la red, expresada en MWh/año. Además, permite generar estimaciones probabilísticas de la producción, considerando las incertidumbres asociadas al recurso solar y al modelado técnico. Estos escenarios se limitan a 3, según su probabilidad de ocurrencia:

- P50: representa la generación anual esperada con un 50% de probabilidad de ser alcanzada o superada. Es el valor central, y suele utilizarse en evaluaciones financieras como escenario base.
- P90: corresponde a un escenario conservador, donde existe un 90% de probabilidad de que la generación real sea igual o superior. Se utiliza en análisis de riesgo y por financiadores para evaluar la capacidad del proyecto de repagar deuda bajo condiciones desfavorables.

- P95: es aún más conservador, con un 95% de probabilidad de alcanzar o superar esa generación, y se emplea en estudios que requieren márgenes de seguridad más exigentes.

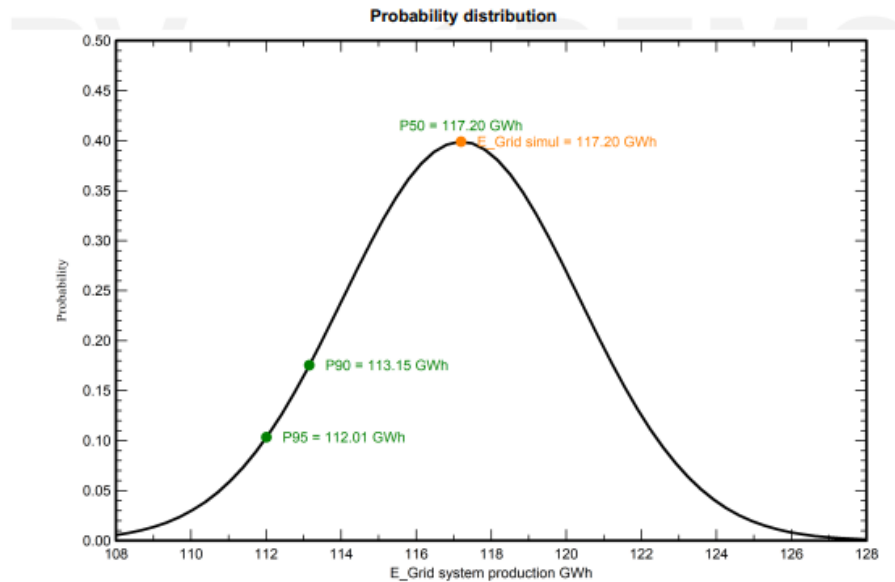


Figura 15. Distribución de probabilidad de la producción anual de energía. Fuente: elaboración propia en PVsyst.

En la figura se destacan tres puntos clave:

- **P50 (117.20 GWh):** Es el valor de producción más probable, representado por un punto verde en el centro de la curva. Indica que hay un 50% de probabilidad de que la producción esté por encima o por debajo de este valor. Este valor se utiliza para proyecciones base y planificación financiera, ya que es el valor esperado bajo condiciones normales, útil para la estimación de ingresos y el rendimiento esperado a largo plazo.
- **P90 (113.15 GWh):** Este punto verde más bajo muestra que en el 90% de los casos la generación es superior a 113.15 GWh, lo que representa un valor conservador. Se usa por inversionistas y financiadores para calcular escenarios más prudentes o pesimistas, ayudando a garantizar ingresos mínimos y a mitigar riesgos en caso de baja producción.
- **P95 (112.01 GWh):** El punto verde más bajo indica que hay un 95% de probabilidad de que la producción sea mayor a 112.01 GWh, el cual es aún más conservador. Este valor se utiliza para garantizar seguridad financiera, como en la garantía de pago de deuda o en acuerdos contractuales que requieren un alto nivel de certeza en la producción mínima del parque solar.

La estimación base del proyecto se ha realizado utilizando el valor P90, esto debido a que el proyecto posee un alto grado de apalancamiento. El pago de las obligaciones en tiempo y forma es determinante en la obtención del financiamiento, es por eso, que para darle solidez al proyecto y disminuir el riesgo a ojos de los inversores se utilizan valores conservadores de generación. Posteriormente, para el análisis de escenarios se utilizarán los demás valores.



En la estimación de la generación de energía de un parque solar fotovoltaico existe un indicador clave a tener en cuenta, que es el factor de capacidad. Este indicador permite comparar la eficiencia de distintos proyectos, e incluso tecnologías. Es un indicador técnico que explicita la eficiencia con la que una planta utiliza su capacidad instalada a lo largo del tiempo. En el caso de la generación solar fotovoltaica, este se define como la relación entre la energía eléctrica efectivamente generada durante un período de tiempo y la energía que habría sido generada si el sistema hubiese operado a su potencia nominal (máxima) durante todo ese período.

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Energía generada (MWh)}}{\text{Potencia nominal AC (MW)} \times 8.760 \text{ h}}$$

El cálculo de este indicador permite dimensionar la productividad real del sistema respecto de su capacidad teórica máxima.

Para la región de Cuyo, los proyectos ya establecidos tienen un promedio un 31,1% de factor de capacidad. En el caso del Proyecto Solar Anchoris, este tiene un factor de carga del 27%, siendo el proyecto ya implementado más cercano a la ubicación seleccionada por los autores.

Determinación de la tecnología óptima

Para cada una de las cuatro opciones de proyectos propuestos, se estima mediante PVSyst el factor de capacidad. Estos varían como consecuencia de la distinta potencia intrínseca de cada uno por contar con tecnologías de distintas características como diferente potencia de los módulos solares, la cantidad total de paneles, inversores, etc.

Proyecto	Potencia pico (MW)	Potencia nominal (MW)	Panel(Potencia /Tipo)	Cantidad de paneles	Generación P90 (MWh/Año)	Factor de capacidad
Proyecto 1	58,19	46,6	580w/monofacial	100332	113043	27,72%
Proyecto 2	61,39	49,1	590w/bifacial	104048	127302	29,59%
Proyecto 3	62,50	50,0	440w/monofacial	142046	89647	20,47%
Proyecto 4	62,50	50,0	455w/monofacial	137363	104277	23,81%

Tabla 5. Comparación del factor de capacidad de los 4 diseños propuestos para el proyecto. Fuente: elaboración propia.

Se puede observar, en la Tabla 5 que el proyecto 3 es muy ineficiente, y que el promedio de los otros proyectos es de 26,79%. Con este paso se validan los restantes proyectos por tener factores de capacidad y por lo tanto, eficiencia técnica similares al de un proyecto cercano ya instalado y similar también a otros proyectos de la región cuyana.

Para la determinación de la tecnología óptima y la selección de la alternativa más conveniente entre las propuestas por el epecista, se empleará un criterio ampliamente utilizado en proyectos de generación: la comparación del Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés).

El LCOE es una medida que representa el costo medio por unidad de energía generada a lo largo de toda la vida útil de un proyecto de generación. En términos simples, indica el costo actual equivalente de producir cada megavatio-hora (MWh) de electricidad considerando todos los gastos del proyecto como costo de la inversión, costos de operación y mantenimiento, tanto fijos como variables, costos de financiación, impuestos e incluso costos de desmantelamiento.

Formalmente, el LCOE se define como la relación entre el valor presente neto de todos los costos del ciclo de vida del proyecto y el valor presente neto de toda la energía eléctrica generada en ese periodo. Se utiliza ampliamente en la planificación de inversiones energéticas para comparar de forma consistente distintas tecnologías de generación de electricidad.

Desde el punto de vista económico, el LCOE equivale al precio constante por unidad de energía al cual los ingresos por venta de electricidad igualarían (en valor presente) todos los costes incurridos por el proyecto a lo largo de su vida útil. Es decir, es el precio de equilibrio de la energía generada: el ingreso por MWh que se requeriría para obtener un Valor Actual Neto (VAN) igual a cero, cubriendo exactamente los costos totales de inversión y operación del proyecto.

Matemáticamente podríamos definir al LCOE de la siguiente manera:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}},$$

Donde C_t es el costo neto en el año t (incluye la inversión inicial, gastos de operación y mantenimiento, impuestos, etc.) y E_t es la energía generada en el año t . En la práctica, los se incluyen todos los costos relevantes y la electricidad realmente producida por la planta a lo largo de su vida útil.

Un LCOE más alto implica que la energía generada es más costosa, mientras que un LCOE más bajo indica una generación más económica. Este indicador permite evaluar la competitividad relativa de un proyecto: cuanto menor sea su LCOE, más competitivo y rentable será frente a otras alternativas bajo los mismos supuestos económicos.

Teniendo en cuenta esta última interpretación y bajo el supuesto de que independientemente del proyecto que se utilice el precio de venta del MWh es el mismo podemos inferir que el proyecto más eficiente y por lo tanto el óptimo de las alternativas en cuestión será aquel que menor LCOE posea.

En la tabla a continuación se exponen las características técnicas de cada diseño, con su respectiva generación y CAPEX.

Proyecto	Potencia pico (MW)	Potencia nominal (MW)	Relación (CC/AC)	Modelo de panel	Potencia (w)/Tipo	Cantidad de paneles	Cantidad de inversores	CAPEX Total	USD/MW	Generación P90 (MWh/Año)	Factor de capacidad
Proyecto 1	58,19	46,6	1,25	JKM580N-72HL4-V Tiger Neo N-type 72HL4-BDV	580w/monofacial	100332	193	USD 34.106.888	USD 732.630	113043	27,72%
Proyecto 2	61,39	49,1	1,25		590w/bifacial	104048	197	USD 36.873.791	USD 750.831	127302	29,59%
Proyecto 3	62,50	50,0	1,25	TSM-NEG9RC. 27 410-440W	440w/monofacial	142046	152	USD 38.856.883	USD 777.135	89647	20,47%
Proyecto 4	62,50	50,0	1,25	JAM54D40	455w/monofacial	137363	152	USD 36.940.744	USD 738.813	104277	23,81%

Tabla 6. Características técnicas y de generación de cada diseño de proyecto. Fuente: elaboración propia.



Para el proyecto existen 4 alternativas propuestas por el epecista con diferentes características en cuanto a potencia de los paneles, tecnología y costos. El ratio CC/CA (corriente continua/corriente alterna) se establece en 1,25 e indica que la potencia de los paneles (CC) es un 25% mayor que la potencia entregada a la red (CA) por los inversores instalados, lo que es común en proyectos solares. Los paneles varían en potencia de 440W a 580W, y los diseños utilizan tanto paneles monofaciales como bifaciales, estos últimos aprovechan la luz reflejada para generar más energía. En lo referido a los costos, se muestra una amplia variabilidad: el nro. 1 tiene el menor CAPEX con un total de USD 34,1 millones, mientras que el nro. 3 es de mayor CAPEX. Si focalizamos en la generación vemos que el proyecto 3 es el de menor generación total, y el 2 el de mayor generación, según la estimación P90.

Para la decisión final, se calcula entonces el LCOE de los diseños considerados con el valor actual de CAPEX, OPEX, impuestos, financiamiento y generación.⁵ Hemos decidido no considerar el valor residual, debido a que tiene detrás una perpetuidad, y se quiere saber cual es el costo medio para el período de análisis.

En Microsoft Excel®, se busca que el precio de la venta de la energía que hace el valor actual neto del proyecto sea igual a 0, obteniendo los valores que se observan en la tabla 7.

Diseño proyecto	Potencia nominal (MW)	Panel (Potencia/Tipo)	LCOE (USD/MWh)
Proyecto 1	46,55	580w/monofacial	35,29
Proyecto 2	49,11	590w/bifacial	33,21
Proyecto 3	50,00	440w/monofacial	49,07
Proyecto 4	50,00	455w/monofacial	40,62

Tabla 7. Resultados de LCOE para cada uno de los diseños propuestos. Fuente: elaboración propia.

Según lo calculado, el proyecto con el menor LCOE es el Proyecto N°2, con un valor de USD 33,21/MWh. Por lo tanto, a partir de este apartado, se considerarán las características de este diseño de proyecto, ya que es el elegido de acuerdo con el criterio del menor LCOE siendo el más eficiente de los analizados.

Modelo económico financiero

Flujo de fondos

Para el análisis de nuestro proyecto, se empleará un modelo económico-financiero desarrollado en Microsoft Excel®, cuyo propósito es evaluar la viabilidad económica y analizar la sensibilidad de las principales variables que lo componen.

La valoración del proyecto se llevará a cabo mediante el método de descuento de flujos de caja, el cual consiste en calcular el valor presente de los flujos de fondos futuros, aplicando una tasa de descuento que refleja el costo de oportunidad del capital del generador en este proyecto. Esta tasa de descuento será determinada para el actor en base al modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model, o en español, modelo de valoración de activos financieros). Este enfoque resulta particularmente adecuado en el contexto del estudio, dado que la

⁵ Para cada uno de estos componentes se utiliza el valor actual.



existencia de un contrato PPA por la totalidad de la energía generada, con un precio de venta preestablecido y costos proyectables, permite estimar los flujos de caja futuros con un alto grado de certidumbre.

En cuanto a la forma de estructuración del flujo de fondos se utiliza el método de Cash Waterfall. Esta es una estructura de flujo de fondos utilizada en el análisis de proyectos bajo esquemas de financiamiento estructurado (project finance). Con este enfoque se determina el orden jerárquico en el que se distribuyen los flujos de efectivo de un proyecto, asegurando que los ingresos cubran el cumplimiento de las obligaciones contractuales y financieras de manera ordenada y disciplinada. El orden jerárquico en el cual se distribuyen los ingresos del presente proyecto es el siguiente:

1. Se parte de los ingresos generados por el parque solar.
2. Se deducen los costos operativos (OPEX).
3. Luego se realiza el pago de impuestos.
4. A continuación, se atiende el servicio de deuda (intereses y amortización).
5. Finalmente, el flujo restante se destina a la distribución de los beneficios.

A partir de esta metodología se estructura el flujo de fondos:

(+) ***Ingresos por ventas de energía***

(-) ***Costos***

(-) ***CAPEX***

(-) ***OPEX***

(+/-) ***Impuestos***

FLUJO DEL ACTIVO

(+/-) ***Financiamiento***

FLUJO DEL PROYECTO

La distinción entre el flujo del activo y el flujo del activo y financiamiento (proyecto) responde a la necesidad de separar el análisis operativo del proyecto de sus decisiones financieras. El flujo del activo refleja exclusivamente la capacidad del proyecto para generar valor a partir de su operación, considerando los ingresos por ventas de energía, los costos (CAPEX y OPEX) y los impuestos. Esta estructura permite evaluar el rendimiento intrínseco del activo sin que intervengan distorsiones asociadas al financiamiento, como el efecto de la deducción de intereses en el cálculo del impuesto a las ganancias o el costo de la deuda. Este enfoque metodológico permite evaluar la rentabilidad económica del proyecto en términos absolutos, verificando si la inversión es capaz de generar valor por sí misma, independientemente de la forma en que se financie o de la estructura de capital utilizada.

A partir de esta forma de estructuración, se plantea un flujo de fondos con periodicidad mensual, el cual posteriormente se anualiza y finalmente se efectúa el análisis sobre este fondo anualizado.



Estado de resultados

En el presente trabajo se proyecta un estado de resultados principalmente para estimar el impuesto a las ganancias y, además, para calcular la utilidad neta del proyecto a partir de las ventas de energía bajo PPA. La estructura utilizada para ejecutar lo mencionado, es la siguiente, de acuerdo con ley de impuestos a las ganancias:

(+) **VENTAS**

(-) **COSTO DE VENTAS**

(-) *Servicios*

(-) *OyM*

UTILIDAD BRUTA

(-) *GASTOS OPERATIVOS*

(-) *Seguros*

(-) *Administración*

(-) *Tasas y contribuciones*

EBITDA

(-) *Depreciaciones*

UTILIDAD OPERATIVA (EBIT)

(+/-) *Ingresos (o gastos) no operativos*

(-) *Financiamiento*

(+/-) *Impuesto a las ganancias (35%)*

RESULTADO NETO

Es adecuado aclarar que se calcula el impuesto a las ganancias con y sin apalancamiento con la intención de aislar completamente el efecto que este tiene sobre el proyecto. En consecuencia, se obtienen dos resultados netos.

Determinación WACC

Como se mencionó, la tasa de descuento a aplicar en el proyecto será calculada con base al modelo CAPM y es aquí donde entra el concepto fundamental del WACC (Weighted Average Cost of Capital, o costo medio ponderado del capital). Este concepto desempeña un papel clave para la toma de decisiones y en la evaluación de proyectos de inversión ya que pondera el costo de capital propio y el costo de la deuda en función de su participación en la estructura de financiamiento. Su determinación es crucial porque proporciona una tasa de referencia que se utiliza para evaluar la rentabilidad del proyecto de inversión.

$$WACC = K_e * \frac{E}{E + D} + K_d * (1 - t) * \frac{D}{E + D}$$

Ecuación 1. Fórmula de cálculo del WACC.

El cálculo del WACC se realiza utilizando la fórmula presentada en la Ecuación 1, donde se definen las siguientes variables: K_e representa el costo del capital propio, $E/(E+D)$ indica la proporción de fondos propios de la empresa, $D/(E+D)$ señala la proporción de deuda de la empresa, K_d es el costo de la deuda, y t corresponde a la tasa de impuesto a las ganancias.



Estas variables se integran para determinar la tasa adecuada de referencia que permite evaluar la rentabilidad del proyecto de inversión.

Costo del capital propio (K_e)

El costo del capital propio se calcula en nuestro proyecto del siguiente modo:

$$K_e = R_f + \beta(R_m - R_f) + RP$$

Ecuación 2. Fórmula de cálculo del K_e , según el modelo CAPM.

Siendo: R_f - Tasa libre de riesgo: representa el rendimiento que el inversor obtendría en una inversión sin riesgo, como los bonos del Tesoro de EE.UU. o títulos de alta calificación.

β - Beta de la empresa: es una medida de la volatilidad del activo en comparación con el mercado. Si $\beta > 1$ el activo es más riesgoso que el mercado; si $\beta < 1$, es menos riesgoso. Un aumento en β incrementa el K_e ya que la empresa se vuelve más sensible a los movimientos del mercado y, por lo tanto, más riesgosa para los inversionistas.

R_m - Tasa de retorno esperada del mercado: representa la rentabilidad promedio que se espera del mercado en su conjunto. La diferencia ($R_m - R_f$) se conoce como la prima de riesgo de mercado, que refleja la compensación adicional que los inversores exigen por asumir el riesgo de invertir en acciones en lugar de activos libres de riesgo. Un aumento en R_m también incrementa K_e , ya que los inversionistas demandan mayores retornos para justificar su exposición al riesgo.

RP - Riesgo País: para el caso de proyectos establecidos en Latinoamérica el modelo CAPM se amplía y considera el riesgo país en el cálculo del K_e .

En nuestro caso, para estas variables, se tomará como referencia el promedio del costo del capital propio de tres empresas argentinas con actividades económicas similares: YPF S.A, Central Puerto S.A. y Pampa Energía S.A. Estos costos serán calculados utilizando datos y valores de mercado específicos de cada empresa, con el objetivo de replicar el costo de oportunidad de invertir en proyectos con un nivel de riesgo comparable.

Empresa	R_f	β	R_m	R_p	K_e
CEPU	4,3%	0,89	11,88%	7,5%	18,55%
PAMPA	4,3%	0,28	11,88%	7,5%	13,92%
YPF	4,3%	1,23	11,88%	7,5%	21,12%

Tabla 8. Referencia de costos promedio del capital de empresas líderes del sector. Fuente: elaboración propia en base a datos públicos de Investing.com.

El K_e promedio, que será utilizado en el proyecto, resulta de 17,8%.

Relación deuda/equity (ponderadores)

La estructura óptima de capital para proyectos de energía renovable se basa en un alto apalancamiento financiero, con una proporción típica de 70% deuda y 30% equity. Esta configuración es ideal debido a la naturaleza capital-intensiva de estos proyectos, donde la mayor parte de la inversión se realiza al inicio y los flujos de ingresos son estables y predecibles a lo largo del tiempo, generalmente respaldados por contratos a largo plazo como los PPA. Además, el uso de deuda permite aprovechar beneficios fiscales, como la deducción de intereses, mejorando la rentabilidad del proyecto. La combinación de estas



características hace que los financistas perciban un menor riesgo, facilitando el acceso a financiamiento en condiciones competitivas y optimizando el retorno para los inversores.

Teniendo en cuenta esto, la relación de deuda/equity será de 70/30 por lo que la inversión inicial se abordará un 70% con deuda y el restante 30% será aportado por el dueño del proyecto.

Si bien este valor puede parecer a priori alto, es un valor normal similar a los que generalmente poseen las empresas y proyectos de este tipo, con altos montos de CAPEX a ser erogados en los momentos iniciales, por lo que se requiere de una gran cantidad de fondos para iniciar la actividad.

Costo de la deuda o capital ajeno (K_d)

Para la determinación del costo de la deuda utilizaremos como referencia las tasas de interés de los bonos verdes emitidos por Genneia S.A, empresa líder argentina en generación de energía con fuentes renovables. Los bonos verdes son instrumentos financieros emitidos por empresas, gobiernos o entidades para financiar proyectos que generen beneficios ambientales y contribuyan a la mitigación del cambio climático. Funcionan de manera similar a los bonos tradicionales, pero con el compromiso de que los fondos obtenidos sean destinados exclusivamente a iniciativas sustentables.

ISIN	Instrumento	Moneda	Tasa Pactada	Monto Emitido (US\$)	Fecha de Emisión	Vencimiento	Duración (años)	Tipo de Amortización
AREMGA560004	ON Clase XXXIV	US\$	6,00%	\$ 50.000.000	ago-21	dic-31	10	Bullet
AREMGA560099	ON Clase XXXI	US\$	8,75%	\$ 366.000.000	sep-21	feb-33	12	Amortizable
AR0341140462	ON Clase XLVII	US\$	6,00%	\$ 48.439.000	oct-24	oct-28	4	Bullet
AR0580434501	ON Clase XLVIII	US\$	6,50%	\$ 27.760.264	feb-25	feb-28	3	Bullet

Tabla 9. Condiciones de bonos verdes emitidos por Genneia S.A.

Como resultado, para el costo del capital ajeno en este proyecto, se tomará una tasa del 6% ya que esta es representativa de las condiciones del mercado para financiamiento de proyectos similares en cuanto a monto y plazo. Esta tasa refleja un costo realista de obtener el capital necesario y es coherente con la estructura financiera del proyecto.

Impuesto a las ganancias

En Argentina, la tasa del Impuesto a las Ganancias para las sociedades de capital, incluyendo aquellas dedicadas a proyectos de generación de energía es de 35%.

Una vez determinados y justificados todos los valores necesarios para cálculo del WACC según la ecuación 1, se procede a realizarlo:

$$WACC = 17,8\% * 30\% + 6\% * (1 - 35\%) * 70\% = 8,07\% \approx 8\%$$

Ecuación 3. WACC calculada.

Resulta interesante comparar este resultado con los valores estimados de WACC por expertos y publicados en Investing.com. En la tabla se observa que el resultado obtenido está en concordancia con valores para empresas que operan en el sector.

Empresa	WACC LOW	WACC HIGH	Promedio
Pampa Energía S.A	7,2%	8%	7,6%
YPF S.A.	7,2%	8,5%	7,85%



Central Puerto S.A.	7,5%	8,8%	8,15%
Promedio general			7,87%

Tabla 10. Valores de referencia de WACC publicados. Fuente: Investing.com

En conclusión, la tasa de descuento que se emplea para la valoración de los flujos de fondos del proyecto será del 8% anual asegurando así una representación adecuada del costo de financiamiento, costo de oportunidad y del riesgo asociado a la inversión para un proyecto como este.

Capítulo 6: Evaluación del proyecto

En este capítulo, una vez determinados los supuestos técnicos y económicos que rodean al presente proyecto, se procede a evaluar la conveniencia económica de ejecutarlo. Para ello, primero se procede con la identificación de los costos y beneficios para posteriormente calcular a partir de los costos y beneficios atribuibles los indicadores de rentabilidad y finalmente se evalúan escenarios a fin de captar los riesgos inherentes a este tipo de proyectos.

Identificación de costos y beneficios

Costos identificados

CAPEX

El primer costo relevante que surge es el CAPEX (Capital expenditures). Este representa el conjunto de costos de capital asociados a la construcción y puesta en marcha del proyecto, e incluye todos los costos necesarios para adquirir, instalar y habilitar los activos físicos que permitirán la generación de energía. Tanto en nuestro proyecto como en proyectos de energía renovable el CAPEX constituye la mayor parte de inversión inicial y forma parte integral del proceso de EPC. Dado que las tecnologías usadas para proyectos de generación fotovoltaica presentan una alta inversión inicial y bajos costos operativos, la estimación precisa del CAPEX tiene impacto directo en la viabilidad y rentabilidad. En este trabajo, el cálculo del CAPEX se ha realizado a partir de valores observados en proyectos reales desarrollados en Argentina y sobre la base de cotizaciones actualizadas de proveedores del sector, lo que permite obtener una estimación representativa y técnicamente consistente con las condiciones del mercado local y actual.

N°	Item	Unidad	Monto	%	IVA	Total
Costos Contrataciones Estudios e Inscripciones						
1	Estudios de factibilidad	USD	60.000	0,2%	12.600	72.600
	Estudio del Recurso	USD				
	Ingeniería básica	USD				
	Memoria Descriptiva	USD				
	Estudios Eléctricos	USD				
	Estudio de Impacto Ambiental	USD				
	Documentación legal y certificaciones	USD				
2	Inscripción en el RENPER E Inscripción en el MEM	USD	6.000	0,0%	1.260	7.260
3	Reserva punto de conexión	USD	150.000	0,5%	31.500	181.500
4	Compra de terreno	USD	479.292	1,6%	0	479.292
Construcción de planta (EPC)						
5	Movimiento de Tierras, preparación de terreno	USD	300.000	1,0%	63.000	363.000
6	Infraestructura (obra civil)	USD	2.800.000	9,2%	294.000	3.094.000
	Suministros principales	USD				
7	Modulos FV	USD	6.659.072	21,9%	699.203	7.358.275
8	Inversores	USD	1.229.280	4,0%	129.074	1.358.354
9	Trackers	USD	4.419.959	14,5%	464.096	4.884.055
0	Centros de transformación	USD	900.000	3,0%	94.500	994.500
10	Otros suministros	USD	429.718	1,4%	45.120	474.839
11	Obra electromecánica	USD	2.763.539	9,1%	290.172	3.053.711
12	Conexión al sistema	USD	6.400.000	21,0%	672.000	7.072.000
13	Sistema de Seguridad y Vigilancia	USD	50.000	0,2%	5.250	55.250
14	Sistemas de Monitorización	USD	890.000	2,9%	93.450	983.450
15	Pruebas y puesta en marcha	USD	70.000	0,2%	7.350	77.350
16	Ingeniería, gestión y coordinación de obra	USD	2.000.000	6,6%	210.000	2.210.000
17	Fondo de cobertura frente a incidentes	USD	867.347	2,8%	91.071	958.418
	Total Costos Construcción Planta	USD	29.778.915	97,7%	3.126.786	32.905.701
	Total desarrollo, compra terreno e Inscripciones	USD	695.292	2,3%	402.360	1.097.652
	Total	USD	30.474.207	100,0%	3.199.792	33.673.999
	Potencia nominal	MW	49,1			49,1
	Costo por MW instalado	USD/MW	620.521			685.676

Tabla 11. CAPEX desagregado en sus ítems. Fuente: elaboración propia.

En la Tabla 11 se pueden observar los distintos ítems que componen al CAPEX, cada uno con su monto, participación porcentual del total, y el impuesto al valor agregado correspondiente. En porcentaje de participación, se observa que los elementos que más participación tienen son, en orden: los paneles solares (módulos), la conexión al SADI, y los trackers. Es decir, la mayor parte del costo de capital es determinado por la tecnología instalada para la generación eléctrica. La construcción de la planta en si misma representa el 97,7% del CAPEX.

OPEX

Seguido a los costos de capital, aparecen en orden de relevancia los costos operativos, en inglés, Operational expenditures (OPEX), que en el caso de un parque solar fotovoltaico representan los gastos recurrentes necesarios para su correcto funcionamiento a lo largo de su vida útil. A diferencia de los costos de inversión inicial (CAPEX), que se realizan al comienzo del proyecto, los OPEX incluyen partidas como operación y mantenimiento, seguros, costos administrativos y tarifas. En relación con otras tecnologías de generación eléctrica, estos costos son relativamente bajos en los parques solares, ya que no requieren insumos como combustibles y presentan menores necesidades de mantenimiento en general. Sin embargo, son vitales para garantizar la eficiencia operativa, la disponibilidad y la maximización de la producción de la energía a lo largo del tiempo.

Los costos operativos en un parque solar fotovoltaico, en su mayoría, son costos fijos y están principalmente asociados a servicios, como mantenimiento preventivo y correctivo, seguros y gestión administrativa. Esto implica que, independientemente del nivel de producción de energía, estos costos se mantienen relativamente constantes. Como consecuencia, los parques solares pueden beneficiarse de economías de escala, ya que a medida que aumenta la capacidad instalada, el costo operativo por unidad de energía generada tiende a disminuir. Esto se debe a que muchos de los servicios contratados, como la vigilancia o el mantenimiento, no crecen proporcionalmente con el tamaño del parque, optimizando así la eficiencia económica del proyecto.

Teniendo en cuenta que un epecista diseñó y construyó el parque, resulta conveniente pactar un contrato de operación y mantenimiento (OyM) por lo menos para el mantenimiento preventivo, el mantenimiento correctivo y el monitoreo del parque. Otros servicios menores como la vigilancia también son subcontratados.

COSTOS OPERATIVOS	USD/MES	IVA	FINAL IVA	USD/AÑO
OYM	USD 26.327	USD 5.529	USD 31.856	USD 382.268
SERVICIOS (LUZ E INTERNET)	USD 400	USD 84	USD 484	USD 5.808
GASTOS OPERATIVOS	USD/MES	IVA	FINAL IVA	USD/AÑO
SEGUROS	USD 8.672	USD 1.821	USD 10.494	USD 125.924
ADMINISTRACIÓN	USD 6.000	USD 0	USD 6.000	USD 72.000
VIGILANCIA Y SEGURIDAD	USD 3.500	USD 735	USD 4.235	USD 61.492
OPEX TOTAL	USD 45.634			USD 647.492

Tabla 12. OPEX identificados en el proyecto. Fuente: elaboración propia.



Los costos operativos están directamente vinculados con la producción. A diferencia de los gastos operativos, que son necesarios para el funcionamiento general del proyecto o empresa y no pueden ser imputadas directamente al proceso productivo, los costos operativos están estrechamente relacionados con la generación de energía en un parque solar.

Uno de los principales componentes de los OPEX es el costo de operación y mantenimiento (OyM) del parque solar, el cual representa las tareas necesarias para asegurar el funcionamiento eficiente, seguro y continuo del sistema fotovoltaico a lo largo del tiempo. Estas tareas comprenden el mantenimiento preventivo, que incluye inspecciones periódicas, limpieza de paneles y revisión de componentes eléctricos y mecánicos para evitar fallas futuras; el mantenimiento correctivo, que se aplica cuando se detectan fallos o deterioros en los equipos y se requiere su reparación o reemplazo; y el mantenimiento predictivo, basado en la monitorización del estado de los equipos mediante sensores y sistemas de gestión remota para anticipar posibles fallos antes de que ocurran. Todas estas actividades permiten maximizar la vida útil de los componentes, reducir las pérdidas de generación y mantener la eficiencia del sistema en niveles óptimos. El costo estimado de OyM se calculó en USD 5146 por MWp instalado, tomando como referencia la tesis de Petrelli (2020), y actualizando dicho valor según la inflación acumulada en Estados Unidos entre 2020 y 2025. Considerando una potencia instalada de 61 MWp, el costo anual asciende a USD 382.268, lo que equivale a un costo mensual de USD 31.856.

En relación con los servicios esenciales necesarios para el funcionamiento del parque, se ha considerado tanto el suministro eléctrico como el acceso a internet. Para este último, se ha tomado como referencia el servicio satelital proporcionado por Starlink, mientras que para la energía eléctrica se han utilizado los valores suministrados por el distribuidor local Edeste. El costo mensual estimado por estos servicios asciende a USD 400 más IVA.

En cuanto a los seguros, se tomaron como referencia los valores indicados en el análisis realizado por Petrelli (2020), actualizados por inflación hasta 2025. El valor actualizado es de USD 10.424 por 61 MWp, lo cual representa un costo total anual de USD 125.924 para el parque.

Por otra parte, la gestión administrativa del parque, que incluye tareas de facturación, pagos, seguimiento contractual y soporte general, se estima en USD 6.000 mensuales, correspondiente al costo empresa de tres empleados administrativos.

Por último, se incluyó el costo de vigilancia y seguridad, tomando como base la tabla salarial vigente de UOCRA (marzo 2025) para dos serenos, lo que resulta en un costo estimado de USD 3.500 + IVA mensuales si el servicio es tercerizado a través de una empresa de seguridad.

En resumen, considerando todos los costos mencionados, el costo operativo total anual del proyecto asciende a USD 647.492 incluyendo IVA, lo que representa una carga operativa razonable para un parque solar de esta escala.

Inflación en los costos operativos

Si bien el flujo de fondos del proyecto está expresado en dólares estadounidenses, no resulta razonable suponer que el precio del contrato PPA se mantendrá constante en

términos reales a lo largo del tiempo. Nominalmente el contrato establece un precio fijo en USD y este valor no se encuentra indexado a la inflación, por lo que su valor en términos reales puede incrementar o disminuir, generando una diferencia real en relación con los costos del proyecto, los cuales sí tienden a ajustarse.

En contraste, para los costos operativos y de mantenimiento se considera que sí están

INFLACIÓN EEUU	
AÑO	Tasa efectiva anual
2025	2,50%
2026	2,10%
2027	2,10%
2028	2,00%
2029	2,00%
LP	2,00%

Tabla 14. Inflación en USD estimada. Fuente: inflation.eu

sujetos al efecto de la inflación en dólares, dado que reflejan precios de mercado actualizados. Para su proyección se utilizaron las estimaciones de inflación anual publicadas en el sitio Inflation.eu, que recopila proyecciones actualizadas de la inflación

COSTO	ACTUALIZACIÓN
OYM	SEMESTRAL
SERVICIOS (LUZ E INTERNET)	TRIMESTRAL
OTROS COSTOS	ANUAL
GASTOS OPERATIVOS (USD/MES)	ANUAL
SEGUROS	ANUAL
ADMINISTRACIÓN	TRIMESTRAL
VIGILANCIA Y SEGURIDAD	TRIMESTRAL

Tabla 13. Periodicidad en la actualización nominal de los OPEX. Fuente: elaboración propia.

en Estados Unidos. Asimismo, se tiene en cuenta que no todos los costos presentan la misma frecuencia ni flexibilidad de actualización.

Impuestos

Los impuestos inciden de manera directa en la rentabilidad, la liquidez y el flujo de caja de un proyecto, por lo que su correcta comprensión resulta esencial para optimizar la inversión. Dado que el proyecto se desarrolla sobre territorio argentino, se ve afectados por una serie de tributos de competencia nacional —como el Impuesto al Valor Agregado (IVA), el Impuesto a las Ganancias y los Derechos de Importación—, así como por impuestos de competencia provincial, entre los que destacan el Impuesto sobre los Ingresos Brutos y el Impuesto de Sellos.

Como se explicó oportunamente, la normativa vigente, en particular la Ley 27.191, introduce mecanismos de incentivos fiscales dirigidos a favorecer la inversión en fuentes renovables. Entre estos beneficios se encuentran la devolución anticipada del IVA y la aplicación de la amortización acelerada de los bienes de capital, instrumentos que permiten mitigar el impacto inicial de la carga tributaria y mejorar la recuperación de la inversión.



A continuación, se desagregan los impuestos según sean nacionales o provinciales.

Impuestos de competencia nacional:

Impuesto al Valor Agregado (IVA)

El Impuesto al Valor Agregado (IVA) grava la venta de bienes y la prestación de servicios, aplicando una alícuota general del 21%. En el caso de proyectos de generación de energía renovable, durante la fase de inversión se acumulan créditos fiscales resultantes de la adquisición de bienes y servicios, mientras que la generación de ingresos —y, por ende, el surgimiento de débitos fiscales— se inicia en etapas posteriores. Este mecanismo origina, en la fase de construcción, un saldo de crédito fiscal que, conforme a lo establecido en la Ley 27.191, permite que las inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2025 sean objeto de devolución anticipada, una vez transcurridos los plazos reglamentarios (tres períodos fiscales) y siempre que dicho crédito no haya sido completamente compensado con débitos fiscales derivados de la actividad operativa. La devolución anticipada del IVA establecida por la ley para este tipo de proyectos resulta un instrumento crucial para mejorar la liquidez y optimizar el flujo de caja de dichos proyectos.

En el caso particular del proyecto se observa que el pago del IVA genera un impacto negativo, ya que no solo hay efectos financieros, sino que también se eleva la inversión inicial, lo que afecta la rentabilidad del inversor. Sin embargo, los beneficios fiscales establecidos en la Ley 27.191 mitigan este efecto a través de la devolución anticipada. En consecuencia, el crédito fiscal generado mediante el contrato EPC se aplicará para compensar los débitos fiscales, evitando el pago efectivo del impuesto, hasta que dicho débito supere al crédito o, en la fecha de la solicitud, se proceda a la devolución correspondiente.

Impuesto a las Ganancias

De acuerdo con la Ley de Impuesto a las Ganancias (N° 20.628), las sociedades de capital tributan este impuesto aplicando una escala progresiva sobre su ganancia neta imponible acumulada. Para el período fiscal 2025, ARCA ha establecido la siguiente escala:

Ganancia neta imponible acumulada		Pagarán	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	Hasta \$			
0	101.679.575,26	0	25	0
101.679.575,26	1.016.795.752,62	25.419.893,82	30	101.679.575,26
1.016.795.752,62	En adelante	299.954.747,02	35	1.016.795.752,62

Tabla 15. Impuesto a las ganancias para personas jurídicas. Escala para el 2025. Fuente: Agencia de Recaudación y Control Aduanero.

Según lo anterior, la tasa correspondiente a la ganancia neta imponible resulta del 35%.

En el análisis del proyecto se realizarán dos estimaciones del Impuesto a las Ganancias a partir de estados de resultados simplificados: la primera considerando financiamiento mediante deuda y la segunda sin él. El objetivo es analizar el impacto del escudo fiscal generado por la deducción de los intereses de la deuda en la carga tributaria.

Para la determinación del impuesto en cada escenario, se deducirán de los ingresos brutos los costos operativos, gastos no operativos, amortizaciones conforme a la normativa vigente y, en el caso de la estimación con financiamiento, los intereses de las deudas



financieras. Estas deducciones permitirán estimar la base imponible y el correspondiente impuesto a pagar en cada caso.

En el caso de proyectos de generación de energía renovable, la Ley 27.191 contempla un régimen de amortización acelerada de bienes de capital, permitiendo depreciar estos activos en un plazo menor al habitual. Este beneficio fiscal tiene como finalidad incentivar la inversión en tecnologías limpias, al reducir la base imponible del impuesto en los primeros años de operación y, consecuentemente, mejorar el recupero del capital invertido.

En particular, para inversiones realizadas entre el 1º de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2025, inclusive, la normativa establece que las obras de infraestructura iniciadas en dicho período podrán amortizarse, como mínimo, en un número de cuotas anuales, iguales y consecutivas, resultante de considerar una vida útil reducida al ochenta por ciento (80%) de la estimada.

De acuerdo con las tablas de vida útil publicadas por la ex AFIP, donde los parques solares se clasifican bajo los rubros “Infraestructura y obras civiles” y “Equipos electromecánicos”, la vida útil convencional de estos activos es de 25 años. No obstante, aplicando el beneficio de amortización acelerada, la vida útil fiscal se reduce a 20 años, lo que implica que podrá deducirse, en concepto de amortización, el 5% anual del valor del activo, mediante cuotas anuales iguales y consecutivas.

Derechos de Importación

La Ley N° 27.191 establecía una exención de derechos de importación para bienes de capital y equipos destinados a proyectos de energías renovables, facilitando la incorporación de tecnología avanzada y reduciendo el costo total de inversión. Sin embargo, este beneficio tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, por lo que actualmente no es aplicable a nuevos proyectos.

Impuestos de competencia provincial:

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

El Impuesto sobre los Ingresos Brutos grava la actividad comercial, industrial y de servicios, y en el caso de la generación de energía eléctrica, la base imponible se constituye por el total de ingresos brutos obtenidos por la venta de energía. En Mendoza, la actividad de generación se encuentra gravada con una alícuota que se sitúa en el 1%. La liquidación de este tributo se efectúa de manera mensual mediante la presentación de una declaración jurada ante la autoridad tributaria provincial, en la cual se consignan los ingresos brutos y se aplica la alícuota correspondiente.

Si bien existen otros impuestos menores como el impuesto a los sellos, impuesto inmobiliario o impuestos a los bienes muebles, no serán tenidos en cuenta en el análisis por su bajo impacto.

Beneficios identificados

Ingresos por venta de energía

El principal beneficio del presente proyecto es la venta de la energía eléctrica generada por el sistema a través de contratos PPA GUMA del MEM. Para calcular este ingreso es

necesaria la estimación del programa PVsyst para la generación y el precio de venta acordado.

El precio considerado por los autores se deriva de lo descrito en el capítulo 3, más precisamente del apartado “Precios de energía renovable” y se establece en USD 60/MWh fijo durante los 25 años que dura el proyecto. Además, se considera que será vendida la totalidad de la energía generada.

Generación de energía

Como se mencionó en el apartado de aspectos generales y criterios adoptados, el parque solar fotovoltaico presentado en este estudio posee una potencia nominal de 50 MW y está conformado por un total de 104.048 módulos bifaciales de 590 Wp cada uno, distribuidos sobre una superficie de 123 hectáreas. Se obtuvieron valores de generación para esta configuración con PVsyst. A estos valores se les aplicaron ajustes considerando las pérdidas técnicas del sistema y un factor de degradación anual del 0,4%, correspondiente a la pérdida progresiva de rendimiento de los paneles durante la vida útil del proyecto.

GENERACION SOLAR [MWh/mes]													
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	Promedio
P50	13230	10149	10867	9980	8419	8989	9484	11594	11489	11922	12354	13399	10990
P90	12771	9797	10490	9634	8127	8677	9156	11192	11091	11508	11926	12934	10608
P95	12645	9701	10387	9539	8047	8592	9066	11082	10981	11395	11808	12807	10504
													131875
													127302
													126050

Tabla 16. Generación de energía según probabilidad de ocurrencia. Fuente: elaboración propia en base a PVsyst.

En la tabla se reflejan los valores de generación estimados por PVsyst con distinta probabilidad de ocurrencia, correspondiendo P50 con la mayor generación, con un promedio de 10.990 MWh/mes, mayor a P90 y P95. Para el análisis de los beneficios se usarán los correspondientes al escenario P90 ya que es habitual en este tipo de proyectos minimizar la incertidumbre con respecto al recurso solar con el fin de asegurar la generación y consecuentemente los ingresos esperados.

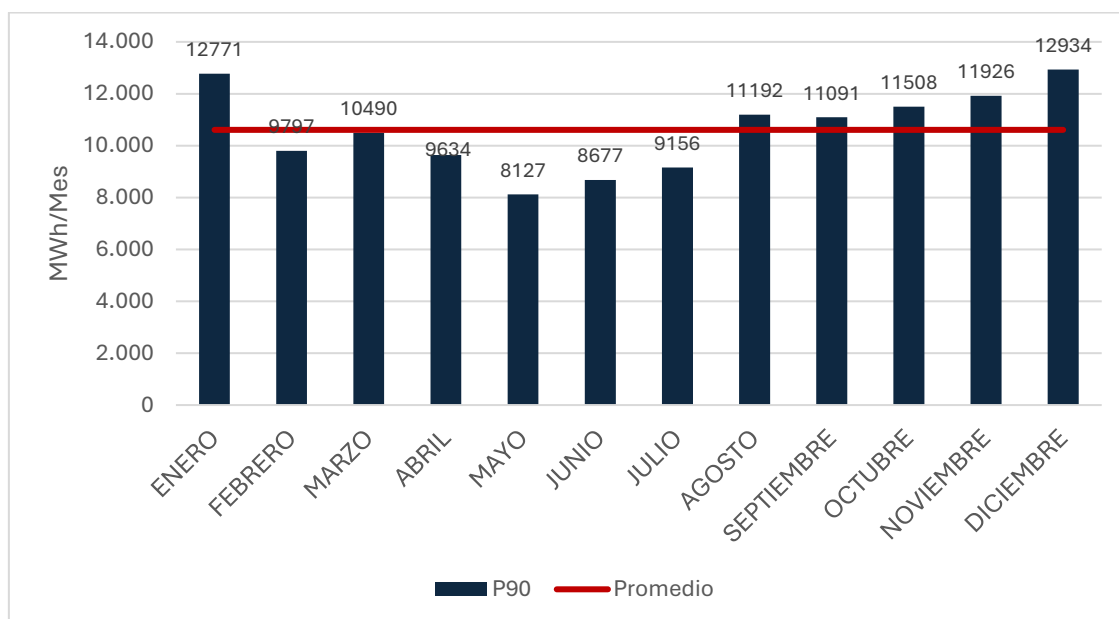


Figura 16. Generación mensual estimada bajo escenario P90 en el primer año de proyecto, en MWh/mes. Fuente: elaboración propia en base a PVsyst.

La figura muestra la generación mensual de energía eléctrica del parque solar fotovoltaico, expresada en MWh por mes, para el escenario P90 estimado mediante simulaciones realizadas en el software PVsyst para el primer año de funcionamiento del sistema generador. Se observa una variación estacional en la producción, correspondiente al régimen de radiación solar en la región de Mendoza, donde se emplaza el proyecto.

Los valores más bajos de generación se registran durante los meses de otoño e invierno (mayo, junio y julio), alcanzando un mínimo de 8.127 MWh/mes en mayo, mientras que los valores máximos se concentran en los meses de mayor irradiación, destacándose diciembre con 12.934 MWh y enero con 12.771 MWh. Este comportamiento es consistente con el patrón solar anual característico del hemisferio sur, donde la generación tiende a disminuir en invierno debido a menores horas de sol y mayor incidencia angular.

La línea roja incorporada al gráfico representa la generación promedio mensual, que equivale a 10.608 MWh/mes, calculada como el promedio aritmético de los doce meses. Este valor sirve como referencia para evaluar la distribución estacional y cuantificar las desviaciones mensuales respecto al comportamiento medio. La generación del parque supera este promedio en los meses de verano y primavera, y se encuentra por debajo durante el otoño e invierno.

Una vez obtenidos los valores de generación estimada y establecido el precio del contrato PPA se calculan los ingresos mensuales de la siguiente forma:

$$\text{Ingreso por venta de energía} = \text{Precio} * \text{Energía generada}_{t-1}$$

Ecuación 4. Fórmula de cálculo del ingreso por venta de energía.

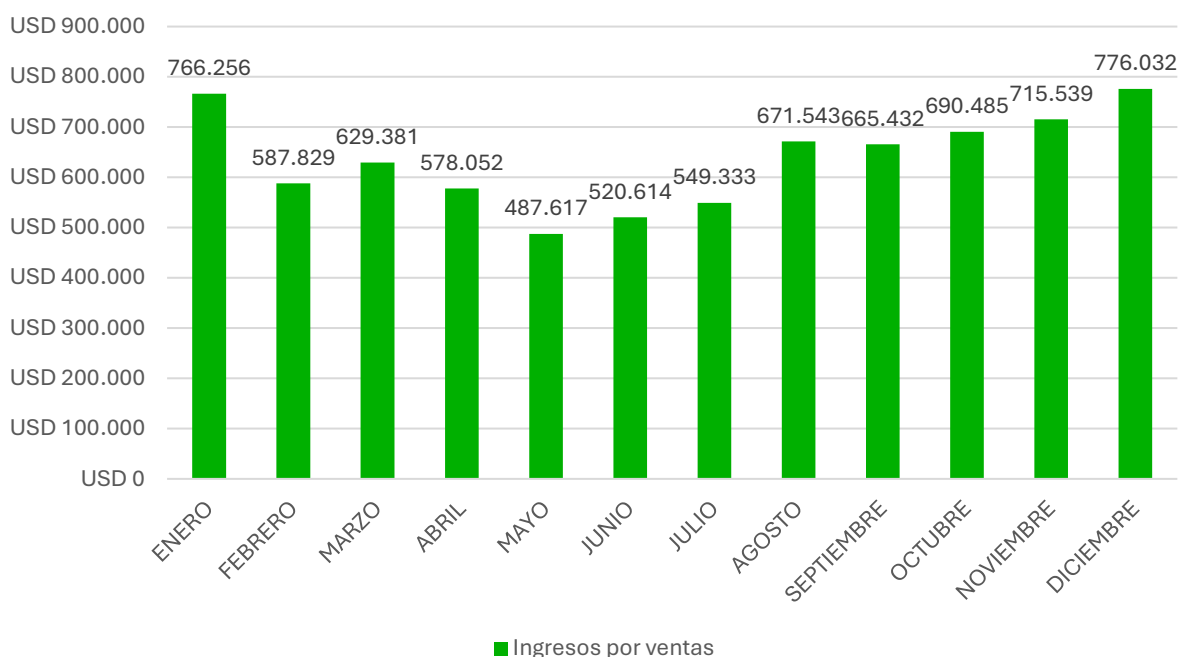


Figura 17. Ingresos por venta de energía para el primer año de generación, en dólares estadounidenses. Fuente: elaboración propia.



A modo de ejemplo, se muestran los ingresos esperados, en miles de dólares, bajo el escenario de ocurrencia del 90% de probabilidad para el primer año de generación, es decir, para el segundo año de vida del proyecto.

Valor residual o valor de recupero

Si bien el fabricante determina una vida útil de la tecnología de 25 años, esto no significa que al cabo de dicho período la tecnología quede totalmente obsoleta e inutilizable, de hecho, el fabricante especifica una pérdida del 0,4% anual, por lo que al final de la vida útil habría rendimiento remanente. Para nuestro proyecto, para la determinación del valor residual, hemos considerado el valor actual de la perpetuidad del último año del flujo de caja neto del proyecto descontado a una tasa calculada que resultó del 10,88%. Dicha tasa contempla la WACC calculada junto al factor de reducción anual de la tecnología y la tasa de inflación de largo plazo de Estados Unidos.

$$\text{Valor residual} = \frac{\text{Flujo de caja neto}_{t=T}}{WACC + FR + \pi_{LP\ USA}}$$

Donde FR es el factor de reducción de la tecnología especificado por el fabricante.

En nuestro caso,

$$\text{Valor residual} = \frac{\text{Flujo de caja neto}_{t=25}}{8\% + 0,4\% + 2\%}$$

El valor actual del valor residual del parque solar resulta en USD 4.886.243.

Consideraciones adicionales

De la identificación de los costos y beneficios que rodean a la instalación y posterior ejecución del parque solar fotovoltaico se determinan dos conceptos clave. Uno es la estructura de capital, expresado como la relación entre deuda/equity⁶. Y que una vez identificados los costos y beneficios resulta en lo colapsado en la figura 17.

⁶ La cual se estableció en 70/30 como se expresó en apartados anteriores en concordancia con proyectos del sector.

Estructura de capital

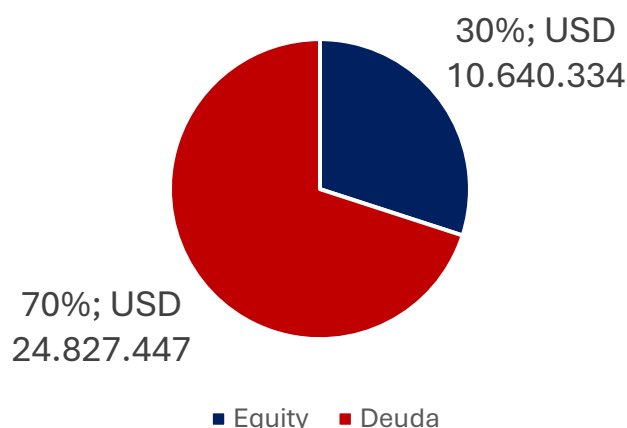


Figura 18. Estructura de capital en USD resultante. Fuente: elaboración propia.

Desde el punto de vista del análisis económico de proyectos, a la hora de decidir el financiamiento se deben considerar dos aspectos fundamentales: su necesidad y su conveniencia. Por un lado, corresponde evaluar si el financiamiento es indispensable para la ejecución del proyecto, es decir, si este podría desarrollarse o no prescindiendo de deuda. Por otro lado, resulta relevante analizar si la incorporación de financiamiento agrega valor económico al proyecto. En general, siempre que la tasa de interés del financiamiento sea inferior a la tasa de descuento aplicada en la evaluación económica-financiera, el endeudamiento resulta conveniente. Este efecto se potencia en contextos donde el proyecto se encuentra sujeto al pago del impuesto a las ganancias, dado que los intereses resultan deducibles y generan un beneficio fiscal adicional.

Para el caso de los proyectos de energía renovable, el financiamiento adquiere un rol central en su viabilidad, dado que se trata de inversiones intensivas en capital, con elevados requerimientos iniciales para la adquisición de tecnología e infraestructura necesaria. Por lo tanto, resulta crucial analizar las distintas alternativas de financiamiento disponibles y seleccionar aquella que mejor se adecúe a las características y necesidades del proyecto.

Dentro de las opciones disponibles para el proyecto se encuentran los préstamos bancarios y las emisiones de Obligaciones Negociables (ON). Los préstamos bancarios presentan limitaciones significativas, ya que son de corto plazo, habitualmente hasta 4 años; los montos disponibles son acotados y la estructura de amortización no está pensada para este tipo de inversión. Por consiguiente, estos instrumentos, por sus condiciones, no se alinean con las necesidades de financiamiento de un parque solar fotovoltaico, cuyo repago depende de flujos que recién se consolidan en etapas avanzadas de operación.

Por otro lado, existen ONs bajo el formato de bonos verdes que surgen como una herramienta financiera más adecuada para proyectos como los de energía renovable. Estos instrumentos permiten acceder a financiamiento de largo plazo, con condiciones acordes al ciclo de vida del proyecto, tasas de interés competitivas y estructuras de amortización



flexibles. Además, suelen captar el interés de inversores institucionales con objetivos de inversión sustentable.

A modo de referencia, se analizan a continuación las principales características de las emisiones de bonos verdes realizadas por Genneia S.A., uno de los principales actores del sector renovable en Argentina.

Instrumento	Moneda	Tasa Pactada	Monto Emitido	Monto Remanente en Circulación	Vencimiento	Tipo de Amortización
Bono Verde Garantizado Global - Clase XXXI	US\$	8.75%	366,000	205,690	Sep-27	Amortizable ¹
Bono Verde Local - Clase XXXVI	US\$-Linked	5.65%	50,000	50,000	Dic-31	Bullet
Bono Verde Local - Clase XXXVII	US\$-Linked	0.00%	29,917	29,917	Nov-26	Amortizable ²
Bono Verde Local - Clase XXXVIII	US\$-Linked	5.00%	73,432	73,432	Feb-33	Amortizable ³
Bono Verde Local - Clase XXXIX	US\$-Linked	2.00%	30,000	30,000	Jul-28	Bullet
Bono Verde Local - Clase XL	US\$	5.50% ⁴	10,868	10,868	Jul-25	Bullet
Bono Verde Local - Clase XLI	US\$-Linked	0.00%	30,000	30,000	Jul-26	Bullet
Bono Verde Local - Clase XLI	US\$-Linked	0.00%	30,000	30,000	Jul-26	Bullet
Bono Verde Local - Clase XLII	US\$-Linked	0.00%	15,197	15,197	May-27	Amortizable ⁵
Bono Verde Local - Clase XLIII	US\$	6.25% ⁶	20,698	20,698	Mar-27	Bullet
Bono Verde Local - Clase XLIV	US\$-Linked	5.00%	12,503	12,503	Mar-26	Bullet
Bono Verde Local - Clase XLVI	US\$-Linked	2.00%	60,000	60,000	Jun-26	Bullet
Bono Verde Local - Clase XLVII	US\$	6.00%	48,349	48,349	Oct-28	Bullet
Bono Verde Local - Clase XLVIII	US\$	6.50%	27,760	27,760	Feb-28	Bullet

Tabla 17. Emisión de Obligaciones Negociables por parte de Genneia S.A. Fuente: *investing.com*

Las emisiones de ONs de Genneia relevadas en la tabla 17 presentan montos que oscilan entre USD 10.868.000 y USD 366.000.000. Respecto a los plazos, los vencimientos se extienden hasta 2033, lo que permite financiar inversiones de largo plazo con flujos de caja previsibles. Se identifican bonos estructurados bajo la modalidad Bullet, en los que el capital se paga íntegramente al vencimiento y otros bajo el esquema Amortizable, con pagos parciales a lo largo del tiempo. La elección de estos sistemas de amortización es clave para la estrategia de financiamiento, y la administración del flujo de caja del proyecto.

Además, las emisiones se encuentran denominadas en dólares estadounidenses (USD) o en dólares vinculados al tipo de cambio oficial (USD Linked), constituyendo instrumentos adecuados para proyectos cuyos ingresos se encuentran dolarizados o ajustados por tipo de cambio.

En función de lo expuesto anteriormente, se concluye que el financiamiento mediante la emisión de bonos verdes constituye la alternativa más conveniente para el desarrollo del proyecto, ya que permite un adecuado calce financiero en términos de plazo, moneda, amortización y condiciones de tasa, garantizando la sostenibilidad económica y financiera del emprendimiento a lo largo de su vida útil.

Suponemos que el inversor o generador del proyecto pertenece a la Comisión Nacional de Valores y por lo tanto puede emitir deuda. A partir de esto, se replicará para la financiación del presente proyecto una Obligación Negociable con las siguientes características:

Bono Verde YYY					
Moneda	Tasa	Monto	Plazo (años)	Vencimiento	Amortización
US\$-Linked	5,65%	24.827.447 USD	10	Junio 2035	Amortizable

Tabla 18. Características de la emisión de la Obligación Negociable por parte del generador. Fuente: elaboración propia.

Es decir, para la financiación del proyecto se utilizará una ON, bajo la categorización de bonos verdes. Se emitirá en moneda extranjera pero será liquidado en pesos argentinos, de acuerdo al método dólar linked, donde los intereses y saldos correspondientes se pagan a la cotización vigente del BCRA.⁷ Esto resulta coherente ya que los flujos de ingresos y costos son en divisa norteamericana también. La tasa aplicada es de 5,65%, replicando la tasa del Bono Verde Local XXXVI, el cual establece el pago trimestral de intereses. El plazo del bono emitido es de 10 años. Si se supone una emisión el 30 de junio de 2025 resulta el vencimiento el 31 de julio de 2035. En líneas con el bono tomado de ejemplo se consideran 6 amortizaciones consecutivas e iguales de USD 4.137.908 a partir del 6 año y hasta el vencimiento del título.

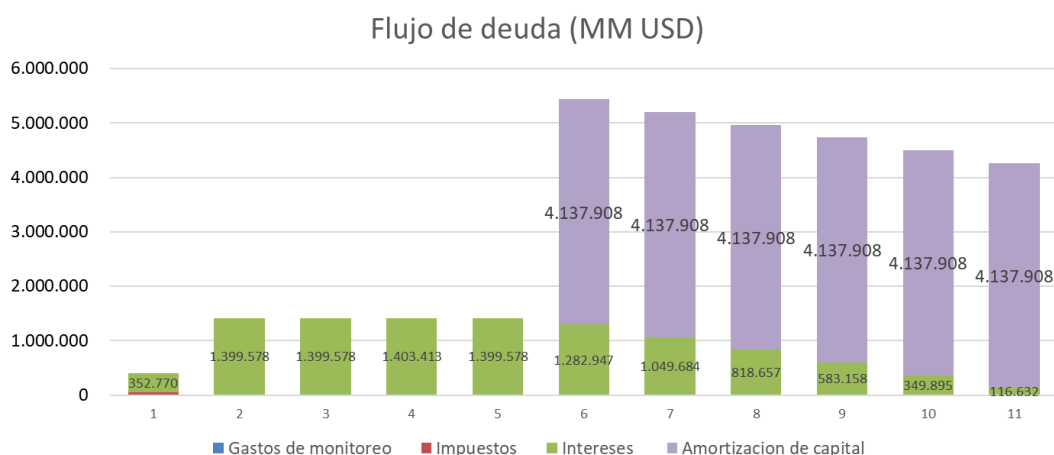


Figura 19. Flujo de deuda del proyecto. Fuente: elaboración propia.

Análisis de rentabilidad y solvencia

Si bien la identificación de costos y beneficios y posterior elaboración del flujo de fondos del proyecto es un paso fundamental en la evaluación económica del mismo, por sí sola no es suficiente para tomar decisiones concluyentes respecto a su ejecución. Por ello, es

⁷ BCRA COM 3500 A.

necesario procesar y analizar adecuadamente la información generada por dicho flujo. En esta sección se presentan los resultados para los indicadores de rentabilidad propuestos, los cuales constituyen herramientas clave para evaluar la viabilidad económica del proyecto, proporcionando así fundamentos técnicos sólidos para decidir, ya sea sobre la realización o no del proyecto como así también al momento de elegir entre alternativas posibles.

Valor Actual Neto

Al calcular el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto del parque solar fotovoltaico, se está llevando a cabo una evaluación de su capacidad para generar un cambio positivo en la riqueza del actor que ejecuta el proyecto, es decir, del generador. Para el cálculo de este valor se usó la tasa de descuento anual del 8,07% explicada en apartados anteriores. Con esta tasa se logran reexpresar a un valor presente los flujos de efectivo futuros, reflejando el costo de oportunidad de los fondos invertidos en otros proyectos.

Al construir un flujo de fondos para el activo y otro para el proyecto en su totalidad, teniendo en cuenta la deuda, se calculan dos VAN distintos, uno respectivo para cada flujo de fondos.

Indicador	Valor
VAN (Activo)	USD 24.534.965
VAN (Proyecto)	USD 29.096.593

Tabla 19. Resultado del Valor Actual Neto del proyecto. Fuente: elaboración propia.

El resultado de ambos VAN es positivo, con lo que, siguiendo las reglas de decisión oportunamente especificadas, se aconseja la realización del proyecto para el actor generador.

Flujo de caja del proyecto

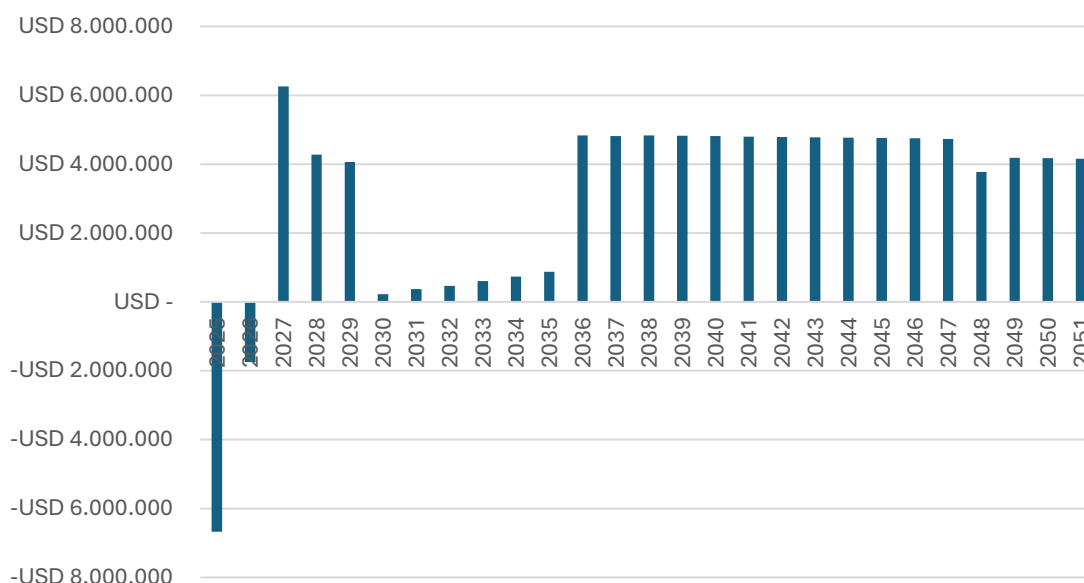


Figura 20. Flujo de caja del proyecto en dólares estadounidenses. Fuente: elaboración propia.



Asimismo, el resultado obtenido es alentador y da una pauta de lo importante que es la inclusión del financiamiento en el proyecto. Dado que el VAN del proyecto es un 18,6% mayor que el VAN del activo, esto demuestra la capacidad del modelo financiero para potenciar la viabilidad económica del parque solar fotovoltaico. Este margen positivo sugiere que, al incorporar la deuda, el apalancamiento financiero y el escudo fiscal, el proyecto no solo sigue siendo rentable, sino que maximiza el retorno esperado para el generador. Además, este resultado refuerza la importancia de analizar, en detalle, las fuentes de financiamiento y de estructurar los flujos de efectivo de manera estratégica, asegurando que el costo de oportunidad se mantenga competitivo frente a otras posibles inversiones.

Sin embargo, si solo se considerara el costo del capital propio para el cálculo de la tasa de descuento, bajo el supuesto de que el generador posee los fondos necesarios para hacer frente a la totalidad de la inversión sin necesidad de recurrir a financiamiento externo, el cual, como se explicó oportunamente, resultó de 17,8% el VAN del proyecto resulta:

Indicador	Valor
VAN (Activo)	USD -3.854.965

Tabla 20. VAN del proyecto considerando solo el costo del capital propio. Fuente: elaboración propia.

Es decir, el proyecto resulta no viable desde la perspectiva del VAN. Esto se debe, entre otros, a que el costo del capital propio en Argentina y Latinoamérica se calcula teniendo en cuenta el riesgo país, el cual encarece considerablemente dicho costo.

Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno es especialmente relevante porque nos dice cuál sería el rendimiento porcentual del proyecto en relación con la inversión inicial. Igual que para el VAN, se obtuvieron dos TIR, una correspondiente al flujo del activo y otro al flujo del proyecto completo.

Indicador	Valor
TIR (Activo)	15,47%
TIR (Proyecto)	32,47%

Tabla 21. Resultados obtenidos de la Tasa Interna de Retorno del proyecto. Fuente: elaboración propia.

La TIR calculada resulta mayor a la tasa de descuento tanto para el flujo del activo como así para el flujo del proyecto, por lo que, siguiendo los criterios de decisión correspondientes, le conviene al generador proceder a la ejecución del proyecto. Esto es así porque el proyecto tiene un retorno mayor al costo de oportunidad de los fondos invertidos (8,07%).

En la tabla, vemos como nuevamente en este indicador se evidencia el impacto positivo del apalancamiento financiero.

Período de Recupero de la Inversión

El Período de Recupero de la Inversión es el período de tiempo necesario para que el capital invertido en un proyecto sea recuperado mediante los flujos de caja generados por dicho proyecto.



En el caso del proyecto del parque solar fotovoltaico, se obtienen 66 períodos para el flujo mensual del activo y 41 para el flujo que contempla el financiamiento. Ahora, si tenemos en cuenta el flujo anual del activo, el PRI resulta de 6 periodos y de 4 para el flujo del proyecto en su totalidad.

Indicador	Valores
PRI (Activo)	66 períodos (mensual) 6 períodos (anual)
PRI (Proyecto)	41 períodos (mensual) y 4 períodos (anual)

Tabla 22. Resultados obtenidos del Período de Recupero de la Inversión en el flujo mensual y anual. Fuente: elaboración propia.

Nuevamente, el indicador dimensiona la importancia de la financiación en el proyecto, ya que el periodo de recupero se reduce considerable, en 25 meses, para ser más precisos.

Ratio Deuda/EBITDA

El ratio deuda/EBITDA proporciona una medida de la capacidad de pago del proyecto, la cual resulta fundamental para proyectos de este tipo, donde, como se ha demostrado con los indicadores tradicionales, el financiamiento es una parte preponderante del mismo.

Indicador/Año	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Deuda/EBITDA	11,05	4,52	4,34	4,16	3,97	3,24	2,53	1,85	1,21	0,59

Tabla 23. Resultados obtenidos para el ratio deuda/EBITDA. Fuente: elaboración propia.

El resultado del ratio deuda/EBITDA promedio resulta de 3,75x el cual es bajo, comparado con proyectos de energía renovables, los cuales tienen un apalancamiento de 4x-6x y da cuenta de un nivel aceptable para el pago de la deuda del proyecto y similar a los encontrados en otras investigaciones.

Índice de Cobertura del Servicio de Deuda (DSCR)

El valor promedio del índice de cobertura del servicio de la deuda para el proyecto es de 2,09. Este valor se evalúa según los estándares de la calificadora crediticia Moody's que se adjuntan a continuación.

Sub-factor	Sub-factor Weighting	Aaa	Aa	A	Baa	Ba	B	Caa	Ca
Amortizing Debt Profile									
DSCR	30%								
DSCR (Cost Recovery)		Score DSCR at the level of off-taker credit quality							
DSCR (Low) ⁷¹		≥ 5x	3.5x - 5x	2x - 3.5x	1.4x - 2x	1.15x - 1.4x	1.05x - 1.15x	1x - 1.05x	< 1x
DSCR (Medium) ⁷³		≥ 7x	5x - 7x	3.5x - 5x	2x - 3.5x	1.4x - 2x	1.2x - 1.4x	1.1x - 1.2x	< 1.1x
DSCR (High) ⁷⁴		≥ 10	7x - 10x	5x - 7x	3.5x - 5x	2 - 3.5x	1.4x - 2x	1.2x - 1.4x	< 1.2x
Non-amortizing Debt Profile									
DSCR	15%								
DSCR (Cost Recovery)		Score DSCR at the level of off-taker credit quality							
DSCR (Low)		≥ 5x	3.5x - 5x	2x - 3.5x	1.4x - 2x	1.15x - 1.4x	1.05x - 1.15x	1x - 1.05x	< 1x
DSCR (Medium)		≥ 7x	5x - 7x	3.5x - 5x	2x - 3.5x	1.4x - 2x	1.2x - 1.4x	1.1x - 1.2x	< 1.1x
DSCR (High)		≥ 10	7x - 10x	5x - 7x	3.5x - 5x	2 - 3.5x	1.4x - 2x	1.2x - 1.4x	< 1.2x

Tabla 24. Calificación de valores de DSCR para proyectos con Project finance. Fuente: Moody's (2022)

El análisis presentado en esta sección se centra en los resultados obtenidos para el DSCR (Debt Service Coverage Ratio), el cual es una métrica fundamental en la evaluación de proyectos bajo la modalidad de project finance. Este enfoque de financiación se



caracteriza por estructurar un proyecto como una entidad separada, cuyos flujos de caja futuros respaldan el reembolso de la deuda contraída, minimizando así la exposición del inversor al riesgo financiero.

En el contexto de los estándares establecidos por Moody's (2022) presentados en la tabla, el cálculo del DSCR se realiza considerando tanto flujos con amortización de capital como flujos sin dicha amortización. Cabe destacar que, aunque se distingue entre los diferentes tipos de amortización que el proyecto puede asumir, los valores objetivo para el DSCR permanecen consistentes en ambos casos.

Moody's clasifica el riesgo asociado a los ingresos del proyecto en tres categorías: alto, medio y bajo, basándose en la certidumbre de los flujos de ingresos. En este caso específico, dado que el 100 % de los ingresos están respaldados por contratos PPA a precio fijo, se considera que el riesgo de los ingresos es bajo. Por esta razón, y de acuerdo con las recomendaciones de Moody's, se toma como referencia el promedio anual del DSCR para proyectos con este perfil.⁸

Indicador/Año	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
DCSR	2,23	4,55	3,40	4,03	1,04	1,07	1,10	1,13	1,17	1,21

Tabla 25. Resultados obtenidos para DSCR. Fuente: elaboración propia.

La calificación resulta muy buena siguiendo a Moody's, la calificación obtenida es "A". Sin embargo, si considerásemos los años donde el pago de la deuda incluye amortización del principal además de los intereses (2030-2035), entonces, el DSCR (al cual denominaremos DSCR*) resulta de 1,12, lo que corresponde a una calificación menor, "B".

Resumen de los indicadores

INDICADORES	
VAN(Activo)	USD 24.534.965
TIR(Activo)	15,47%
PRI (Activo)	5,50
VAN(Proyecto)	USD 29.096.593
TIR(Proyecto)	32,47%
PRI (Proyecto)	3,42
DEUDA/EBITDA (Anual Promedio)	0,50
DSCR (Anual Promedio)	2,09
DSCR*	1,12

Tabla 26. Resumen del cálculo de los principales indicadores. Fuente: elaboración propia.

Riesgos e incertidumbre

La evaluación económica de un proyecto depende inevitablemente de supuestos sobre precios, cantidades, que afectan costos y beneficios que, en la práctica, pueden diferir de los valores estimados en el caso base. El análisis de riesgos que se realiza en esta sección

⁸ Para proyectos con un mayor nivel de riesgo, se utiliza el valor mínimo del DSCR como indicador de referencia.

tiene por objeto cuantificar las variaciones en los resultados del modelo cuando las principales variables se desvían de sus valores esperados. Con ello se manifiesta la exposición del proyecto a cambios los supuestos adoptados y se identifican las variables sobre los que conviene disminuir la incertidumbre.

El análisis de riesgos se inicia identificando las variables críticas, es decir, aquellas cuya variación ejerce el mayor impacto sobre el VAN del Proyecto. Una vez determinadas, se realizará un análisis de sensibilidad que mide cómo se modifican el VAN y la TIR del proyecto frente a cambios en dichas variables de mayor influencia. Finalmente, se construirán tres escenarios: uno base, correspondiente al análisis estático realizado previamente, uno pesimista y uno optimista combinando distintos valores para esas variables críticas. Esto con el fin de evaluar el comportamiento del VAN, la TIR y el PRI de la inversión bajo condiciones adversas, esperadas y favorables.

Determinación de las variables críticas

Para determinar las variables críticas se procedió, en primer lugar, a obtener la elasticidad de cada indicador de rentabilidad con respecto a cada variable relevante. En segundo término, se estableció un rango plausible de variación para cada una de ellas. A continuación, se detalla el criterio seguido para definir los rangos de variación en cada caso.

Tasa de inflación de EE. UU.

Al analizar la serie de los últimos 25 años de inflación en Estados Unidos, se observa que

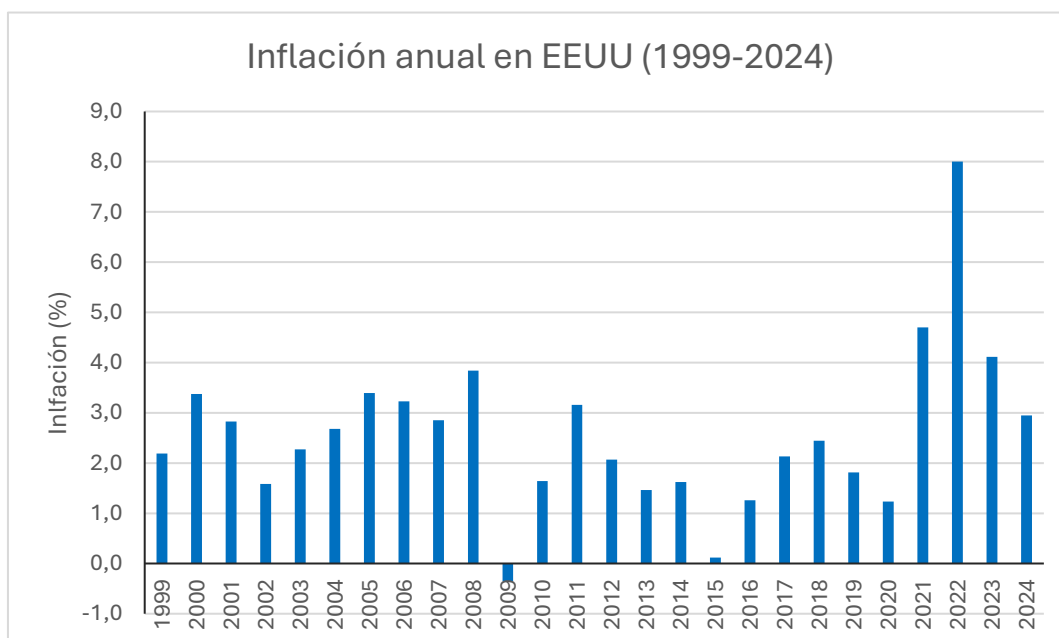


Figura 21. Inflación anual en EEUU. Período 1999-2024. Fuente: elaboración propia en base a datos del Banco Mundial.

la tasa promedio fue de 2,6% anual incluyendo los efectos de la pandemia, la cual afectó los valores de 2021 y 2022, como así los efectos de la crisis financiera los cuales impactaron en el valor de la inflación en 2009. Si para el análisis de largo plazo de este proyecto quisiésemos desestimar estos valores atípicos, encontramos que la inflación

media es de 2,33% anual, con un desvío estándar de 0,95%. Como se adoptó para la proyección de costos del proyecto una inflación de largo plazo del 2% anual, la dispersión relativa de la inflación, calculada como la relación entre el desvío estándar y el valor referenciado ($0,95/2$), resulta del 45% lo que consideramos el rango de variación para esta variable.

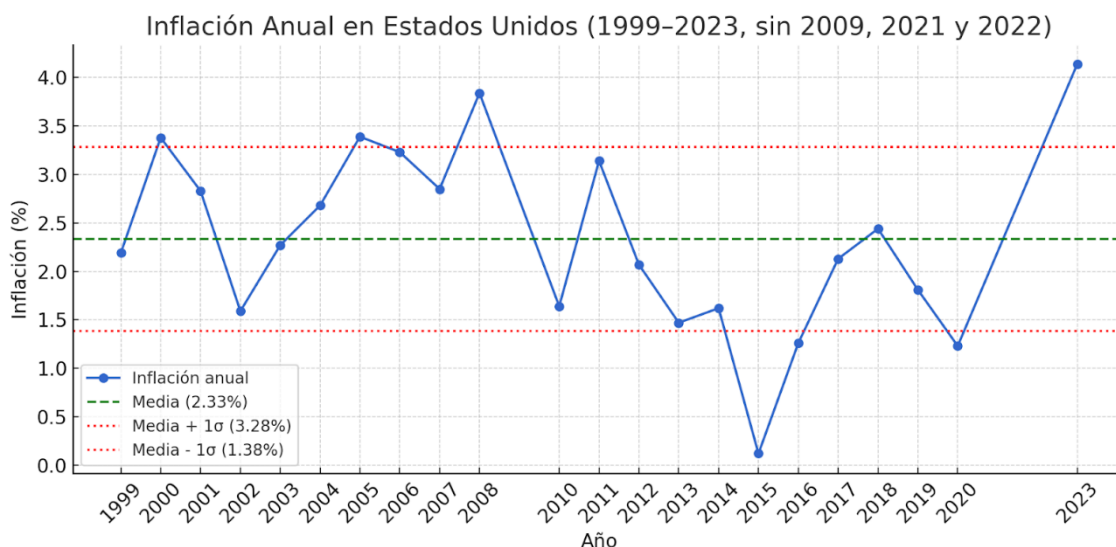


Figura 22. Inflación anual en EEUU, sin años atípicos. Fuente: elaboración propia en base a datos del Banco Mundial.

OPEX

Para los gastos operativos, tanto los costos de vigilancia como los de administración fueron calculados en base a tablas salariales vigentes, por lo que se espera que su rango de variación respecto al valor inicial no sea significativo. En cambio, los componentes más relevantes del OPEX corresponden a los seguros y a los servicios de operación y mantenimiento (O&M). Estos costos suelen presupuestarse a través de ofertas “budgetarias”⁹, que presentan habitualmente rangos de variación entre –10% y +30%. No obstante, según la experiencia de expertos del sector, es poco frecuente observar variaciones tan amplias en la práctica, especialmente considerando que se trata de un mercado competitivo. Por este motivo, para el análisis de sensibilidad se ha fijado un rango de variación del $\pm 20\%$ para estos componentes.

CAPEX

Las cotizaciones de contratos EPC, al igual que el OPEX se hacen bajo la forma de una oferta “budgetaria” permitiendo para la oferta formal un rango de variación también de –10% y +30%. Bajo el mismo criterio que el OPEX se fija el rango de variación de $\pm 20\%$.

Precio PPA

El precio estipulado en el contrato PPA es fijo, lo que constituye justamente una de sus principales características y otorga certeza al flujo de ingresos del proyecto. No obstante,

⁹ Una oferta budgetaria es una propuesta preliminar que proporciona una estimación aproximada del costo de un proyecto o servicio.



a los fines de sensibilizar el análisis, es posible considerar escenarios alternativos donde el precio varíe respecto de la situación base, evaluando valores de USD 65 y USD 55, de acuerdo con los rangos de precios relevados en el informe de Fix (2022). De esta manera, el rango de variación considerado para esta variable es del $\pm 8\%$.

Generación anual

La diferencia de generación entre los escenarios P50 y P90 es de 4% aproximadamente. Con el fin de dar robustez al análisis se considera como rango de variación máximo un $\pm 8\%$.

Deuda

En el período 2024–2025 se hicieron emisiones en el sector como la de Genneia S.A., con un cupón fijo del 6,50% anual a 4 años, y las de 360 Energy Solar S.A., que lograron tasas del 8,00% anual a 3 años y del 8,75% anual a 2,5 años, todas bajo la categoría de bonos verdes. Estos niveles de tasa evidencian una prima por riesgo país y por plazo, manteniéndose, sin embargo, en rangos competitivos para financiamiento corporativo en el contexto local. Asimismo, muestran la consolidación del mercado de bonos verdes en Argentina, donde los proyectos de energía renovable pueden acceder a financiamiento en dólares a plazos intermedios con tasas sustancialmente menores que las habituales para otros sectores de la economía.

Basándonos en los datos recopilados, observamos que la mayor tasa pactada fue de 8,75% anual lo que podría situar un “techo” conservador de máximo 9%. En cuanto al piso, acceder a financiaciones con tasas menores a 5,5% sería difícil para un mercado de capitales poco desarrollado y riesgoso como lo es el argentino, sobre todo teniendo en cuenta que los activos considerados libres de riesgo (Bonos soberanos del Tesoro estadounidense) consiguieron en este 2025 tasas entre 4,30% y 4,55%.

Teniendo en cuenta el techo superior se considera un rango de variación de 60%.

Empresa	Fecha de Emisión	Monto Emitido (USD)	Plazo	Tasa de Interés	Tipo de Bono	Legislación	Mercado
Genneia S.A.	Marzo 2024	28.000.000	4 años	6,50% anual	Verde	Argentina	BYMA
360 Energy Solar S.A.	Marzo 2025	15.000.000	2,5 años	8,75% anual	Verde	Argentina	BYMA
360 Energy Solar S.A.	Octubre 2024	22.300.000	3 años	8,00% anual	Verde	Argentina	BYMA



YPF Luz	Mayo 2025	No especificado	2 años	Hasta 6,75% anual	Tradicional	Argentina	BYMA
---------	-----------	-----------------	--------	-------------------	-------------	-----------	------

Tabla 27. Emisiones de deuda en el sector renovable durante 2024 y 2025. Fuente: elaboración propia sobre datos de investing.com.

Teniendo en cuenta las posibles variaciones en los valores de las variables antes destacadas, se construye la siguiente tabla, a fin de establecer un orden de criticidad para el proyecto. Se las ordena de mayor a menor, es decir, de las más críticas a las menos influyentes.

Variables Críticas	Elasticidad Van(Pr)	Rango de Variación (+/-%)	Indicador Variable Crítica
Px PPA	1,94	8%	16%
CAPEX	-0,71	20%	14%
Tasa de la deuda	-0,16	60%	10%
Generación	1,94	4%	8%
OPEX	-2,19	20%	5%
Inflación EEUU	-2,10	48%	3%

Tabla 28. Variables críticas del proyecto. Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con la tabla, el precio de venta de la energía es la variable que más influencia tiene sobre el VAN del proyecto. Esto indica que el valor establecido en el contrato de compraventa (PPA) es un factor clave para la rentabilidad del proyecto, por lo que resulta esencial mantenerse en línea con el precio propuesto y realizar las gestiones pertinentes para preservar este valor durante las negociaciones.

En segundo lugar, está el CAPEX, que implica la necesidad de reducir el riesgo de aumentos en el costo de inversión inicial. Este riesgo puede gestionarse incluyendo cláusulas contractuales específicas y seleccionando un contratista EPC con experiencia documentada.

La tercera variable relevante en cuanto a criticidad es la tasa de endeudamiento utilizada para financiar la inversión inicial. Aunque la sensibilidad del VAN respecto a esta variable no es la más alta, el rango de variación puede ser amplio, ya que está influido tanto por la situación macroeconómica del país como por la estabilidad financiera de la empresa inversora lo que puede afectar la rentabilidad del proyecto.

Por último, la generación de energía también representa una variable clave, con un grado de sensibilidad medido por la elasticidad sobre el VAN comparable al del precio de venta. Para reducir la incertidumbre asociada a esta variable, es fundamental realizar una evaluación técnica exhaustiva del recurso solar, utilizando en la modelización la mayor cantidad posible de datos específicos tanto del emplazamiento como de la tecnología seleccionada además de adoptar un escenario conservador.

Análisis de sensibilidad

Para evaluar el impacto de los principales factores de incertidumbre sobre la rentabilidad del proyecto, se realizó un análisis de sensibilidad mediante el uso de tablas de datos en Excel®. En este análisis se observa cómo varían el VAN y la TIR del proyecto ante distintos escenarios de las tres variables críticas identificadas: Precio de la energía, CAPEX y Tasa de la deuda. Esta metodología permite visualizar la magnitud del efecto de cada variable sobre los indicadores de rentabilidad señalados y determinar puntos de equilibrio.

Dado que el precio de venta por MWh, el CAPEX, la tasa de la deuda y la generación de energía son las variables más críticas del análisis, resulta fundamental identificar los valores máximos y mínimos que podrían adoptar y que serían determinantes para la decisión de ejecutar el proyecto. Asimismo, considerando que el acceso al financiamiento es esencial para la viabilidad del proyecto, es relevante conocer cuáles son los umbrales de estas variables que podrían comprometer la decisión de los financiadores de otorgar los fondos necesarios. En función de ello, se determina el valor de cada variable que lleva el VAN del proyecto a cero (punto de equilibrio), y aquel que hace que el DSCR promedio durante el período de repago del principal de la deuda sea igual a uno. Este último umbral es importante, ya que un DSCR inferior a uno indicaría una situación de potencial insolvencia, elevando el riesgo del proyecto y dificultando su acceso al financiamiento.

Variable	Valor para VAN(Pr)=0	Valor para DSCR Promedio =1
GENERACIÓN	-49%	-11,5%
CAPEX	\$ 73.699.958	USD 38.700.035
PRECIO	USD 29,04	USD 54,19
TASA DE LA DEUDA	39,92%	14,50%

Tabla 29. Valores de las variables críticas que comprometen la ejecución del proyecto. Fuente: elaboración propia.

El análisis de los datos contenidos en la tabla revela información fundamental sobre el comportamiento de las variables críticas identificadas en el proyecto. Desde la perspectiva del Valor Actual Neto (VAN), se puede observar que estas variables estratégicas mantienen un margen de maniobra considerablemente amplio antes de alcanzar el punto crítico que determinaría una reversión en la decisión de ejecutar el proyecto.

Esta robustez del VAN ante variaciones en los parámetros fundamentales del proyecto sugiere que, bajo este criterio de evaluación, el proyecto presenta una solidez que puede absorber fluctuaciones significativas en variables como costos operativos, precios de venta, generación, sin que esto comprometa la viabilidad económica fundamental del emprendimiento.

Sin embargo, cuando se hace el análisis teniendo en cuenta el ratio DSCR, el panorama se transforma de manera significativa.

El DSCR, que mide específicamente la capacidad del proyecto para generar flujos de efectivo suficientes para cubrir el servicio de la deuda (capital e intereses), demuestra una sensibilidad notablemente mayor ante las mismas variables que mostraban robustez bajo el análisis del VAN. Esta mayor sensibilidad se traduce en que las variables críticas disponen de un margen de variación considerablemente más restrictivo y limitado.

Las desviaciones relativamente menores respecto de los valores proyectados inicialmente en el modelo financiero podrían generar consecuencias sobre la capacidad del proyecto para cumplir de manera consistente y oportuna con sus obligaciones de deuda. Esta vulnerabilidad del DSCR no solo representa un riesgo para el pago de la deuda, sino que también podría desencadenar complicaciones en el proceso de obtención del financiamiento necesario sino se mitigan correctamente estas desviaciones.

Esta disparidad en la sensibilidad entre el VAN y el DSCR ante variaciones en las variables críticas subraya la importancia de implementar el análisis de solvencia para proyectos con gran apalancamiento como el presentado.

Considerando los rangos de variación previamente presentados, y los umbrales máximos de cambio de las variables críticas se construyen las siguientes tablas de sensibilización simultánea:

		USD/MWh					
Δ%CAPEX	\$ 29.096.593	30	35	40	45	50	60
	-30%	\$ 7.052.302	\$ 11.752.008	\$ 16.451.714	\$ 21.151.420	\$ 25.851.126	\$ 35.128.301
	-20%	\$ 5.000.986	\$ 9.700.693	\$ 14.400.399	\$ 19.100.105	\$ 23.799.811	\$ 33.199.223
	-10%	\$ 2.949.671	\$ 7.649.377	\$ 12.349.083	\$ 17.048.790	\$ 21.748.496	\$ 31.147.908
	0%	\$ 898.356	\$ 5.598.062	\$ 10.297.768	\$ 14.997.474	\$ 19.697.180	\$ 29.096.593
	10%	-\$ 1.152.960	\$ 3.546.746	\$ 8.246.453	\$ 12.946.159	\$ 17.645.865	\$ 27.045.277
	20%	-\$ 3.204.275	\$ 1.495.431	\$ 6.195.137	\$ 10.894.843	\$ 15.594.549	\$ 24.993.962
	30%	-\$ 5.255.591	-\$ 555.884	\$ 4.143.822	\$ 8.843.528	\$ 13.543.234	\$ 22.942.646

Tabla 30. Sensibilización simultánea del Precio PPA y el CAPEX. VAN obtenidos. Fuente: elaboración propia.

		Tasa de la deuda					
Δ%CAPEX	VAN(Pr)	5,56%	6,00%	7,00%	8,00%	9,00%	10,00%
	USD 29.096.593	21%	20%	18%	16%	14%	12%
	-30%	14%	13%	11%	8%	6%	4%
	-20%	7%	6%	3%	1%	-2%	-5%
	-10%	0%	-1%	-4%	-7%	-10%	-13%
	0%	-7%	-8%	-12%	-15%	-18%	-21%
	10%	-14%	-16%	-19%	-23%	-26%	-30%
	20%	-21%	-23%	-27%	-30%	-34%	-38%
	30%	-21%	-23%	-27%	-30%	-34%	-38%

Tabla 31. Sensibilización simultánea de la tasa de la deuda y el CAPEX. Variación porcentual respecto del VAN del proyecto base. Fuente: elaboración propia.

		Tasa de la deuda					
Δ%CAPEX	TIR	5,56%	6,00%	7,00%	8,00%	9,00%	10,00%
	32,38%	55%	54%	51%	49%	47%	45%
	-30%	46%	45%	42%	40%	38%	36%
	-20%	38%	37%	35%	33%	31%	30%
	-10%	32%	32%	30%	28%	26%	25%
	0%	28%	27%	25%	24%	22%	21%
	10%	24%	23%	22%	20%	19%	18%
	20%	21%	20%	19%	18%	17%	16%
	30%	21%	20%	19%	18%	17%	16%

Tabla 32. Sensibilización simultánea de la tasa de la deuda y el CAPEX. TIR obtenidas. Fuente: elaboración propia.

Análisis de escenarios

Para complementar el análisis de sensibilidad, se realiza una evaluación de escenarios con el objetivo de analizar el comportamiento de los principales indicadores económicos y financieros del proyecto bajo distintas combinaciones de variables clave. En particular, se consideran tres escenarios representativos: pesimista, base y optimista. En cada caso, se asignan valores diferenciados para la tasa de la deuda, el precio del contrato PPA, el CAPEX y la generación de energía, reflejando así posibles condiciones de mercado, performance tecnológica y acceso a financiamiento. De este modo, se evalúa el impacto sobre el VAN, TIR, el Período de Recupero de la Inversión y el DSCR promedio durante el repago de la deuda, permitiendo identificar la robustez del proyecto frente a escenarios alternativos.

Variable	Escenario pesimista	Escenario medio	Escenario optimista
Generación	P95	P90	P50
Precio PPA	USD 55	USD 60	USD 65
Tasa de la deuda	10%	5,56%	5%
CAPEX	30%	0%	-10%

Tabla 33. Escenarios alternativos considerados.

La diferencia de generación entre el escenario medio —utilizado como referencia para el caso base— y el escenario pesimista es relativamente pequeña, situándose en torno al 1%. Sin embargo, en el escenario optimista, la generación proyectada experimenta un aumento considerable, alcanzando aproximadamente un 3,5% por encima del valor base. Esta variación, aunque aparentemente moderada, puede tener un impacto significativo en los resultados financieros del proyecto, especialmente en indicadores sensibles como el DSCR.

Para el caso de las tasas de financiamiento, se utiliza una tasa del 10% como escenario pesimista, y una del 5% como optimista. Si consideramos que el escenario base tiene una tasa de 5,56% como se determinó en su momento, vemos que la variación hacia la tasa optimista es menor, que para la tasa pesimista. Esta decisión se ve justificada por las características del mercado de capitales en general y particularmente en nuestro país, y considerando que los bonos libres de riesgo están en el orden 4,5%.

Para el caso del precio de venta de energía, los valores considerados para los escenarios son más acotados, puesto que se considera una variable con bastante certidumbre, suponemos una estabilidad alta en el valor pactado por el contrato PPA.

Por último, se analizan las variaciones en el costo del CAPEX. Las fluctuaciones en el CAPEX pueden deberse a diversos factores, tales como cambios en los precios de los materiales, ajustes en la tecnología seleccionada, o condiciones específicas del mercado en el momento de la ejecución. Al considerar distintos escenarios para el CAPEX, se mide la resiliencia del proyecto frente a posibles desviaciones presupuestarias y se identifican los límites de tolerancia ante incrementos de costos. Del mismo modo, que en los casos anteriores la variación en el CAPEX es menor en el caso optimista que el pesimista.



INDICADOR	ESCENARIO PESIMISTA	ESCENARIO MEDIO	ESCENARIO OPTIMISTA
VAN(Proyecto)	USD 12.847.078	USD 29.096.593	USD 38.469.153
TIR(Proyecto)	13,82%	32%	48%
PRI(Proyecto)	16,42	3,42	2,58
DSCR	1,13	2,09	2,73
DSCR*	0,79	1,12	1,39

Tabla 34. Resultados de los indicadores para los escenarios considerados. Fuente: elaboración propia.

Tal como era de esperar y en concordancia con las proyecciones teóricas, en el escenario optimista tanto la rentabilidad como la solvencia financiera del proyecto experimentan mejoras que refuerzan la ejecución del proyecto. La convergencia de condiciones favorables del mercado financiero, una buena generación y menor costo de capital genera un efecto que se traduce en un desempeño financiero notablemente superior al caso base. Todos los indicadores analizados muestran resultados superiores a los valores de referencia, con márgenes de rentabilidad que superan las expectativas iniciales y ratios de solvencia que proporcionan un colchón financiero robusto. Esta mejora integral en los parámetros financieros refuerza de manera contundente la conveniencia económica de llevar adelante la inversión bajo condiciones favorables, proporcionando a los inversionistas y al generador un mayor grado de confianza en la viabilidad del proyecto.

Por último, en el escenario pesimista, caracterizado por la confluencia de múltiples factores adversos que incluyen menor generación que la esperada, costos elevados de inversión y condiciones del mercado financiero desfavorables, se observa que si bien los indicadores de rentabilidad no revierten completamente la decisión de ejecutar el proyecto desde el punto de vista estricto del Valor Actual Neto, sí exhiben caídas abruptas y preocupantes que comprometen significativamente el atractivo financiero de la inversión. El período de recupero de la inversión se extiende considerablemente hasta alcanzar más de 14 años, una duración que resulta excesivamente prolongada para los estándares de la industria y que supera holgadamente la mitad del horizonte temporal de análisis establecido para el proyecto. Esta extensión del período de recupero no solo indica una menor eficiencia en la generación de retornos, sino que también incrementa la exposición del proyecto a riesgos de largo plazo y reduce su flexibilidad financiera. En términos de solvencia financiera, el Debt Service Coverage Ratio se ubica de manera preocupante muy por debajo del umbral mínimo aceptable establecido por las entidades financieras y los estándares de la industria, lo que no solo clasificaría al proyecto como altamente riesgoso desde la perspectiva crediticia, sino también como técnicamente insolvente en términos de su capacidad para cumplir con las obligaciones de deuda de manera consistente y oportuna. Esta disminución crítica en el DSCR tiene implicaciones que trascienden el análisis puramente financiero, ya que las entidades crediticias interpretarían estos niveles como una señal de alarma que indicaría una alta probabilidad de incumplimiento futuro. En consecuencia, la posibilidad de acceder a financiamiento externo se vería severamente limitada y con ello la real ejecución del proyecto. Esta limitación en el acceso al financiamiento pone en duda seria y fundamentalmente la viabilidad práctica de la ejecución del proyecto bajo este escenario adverso, ya que la brecha entre los recursos propios disponibles y los requerimientos de inversión total resultaría insalvable, obligando al generador a reconsiderar la factibilidad del emprendimiento o a buscar alternativas de financiamiento más costosas y menos favorables.



Conclusiones

Según el análisis económico y financiero realizado sobre el proyecto de construcción y operación de un parque solar fotovoltaico de 50 MW desde la perspectiva de un generador privado, en la provincia de Mendoza, Argentina, se derivan varias conclusiones.

La primera, refiere a la viabilidad económica y rentabilidad que el proyecto con financiamiento le confiere al generador. Esto se da por la existencia de indicadores positivos, como el VAN de USD 29,1 millones lo que asegura la capacidad del proyecto para general valor agregado. Siguiendo al VAN, la TIR, del 32,47 % proporcionada por el proyecto supera en gran medida al costo del capital, WACC del 8,07%. Del mismo modo que estos dos indicadores, el PRI es de 4 años, mientras que la vida útil del proyecto es de 25 años.

La segunda conclusión que encontramos tiene que ver con el impacto positivo del financiamiento. La estructura de deuda (70%-30%) mejora ampliamente la rentabilidad del proyecto debido tanto, al escudo fiscal (por la deducción de intereses), como al apalancamiento, dadas las tasas encontradas para los bonos verdes en Argentina, aumentando el VAN en un 18,6% con respecto al escenario sin deuda.

Los factores que sostienen la viabilidad del proyecto son la elección de una tecnología óptima, es decir, la selección de paneles bifaciales que minimizan el LCOE, maximizando la eficiencia energética con el mayor factor de capacidad. El aprovechamiento del entorno regulatorio existente, en especial los beneficios de la ley 27.191 con respecto a impuestos y amortizaciones aceleradas. Y la firma de un contrato PPA, con un precio fijo para la venta de energía para todo el tiempo que dura el proyecto.

La tercera conclusión encontrada, es la necesidad de prestarle atención a la estructuración de la deuda, particularmente en escenarios pesimistas, donde la rentabilidad no se ve comprometida, pero si la solvencia, lo que haría necesario una reestructuración financiera.

Para finalizar, mencionar la contribución del proyecto al sistema energético argentino, alineado con los objetivos de la ley 27.191, contribuyendo a una matriz limpia. Como así del potencial de la región para proyectos solares por la alta irradiación y conectividad al SADI.



ANEXO I. Marco Jurídico argentino desagregado

El marco normativo que sustenta el desarrollo de las energías renovables en Argentina incluye las siguientes leyes, decretos y resoluciones clave:

- Ley 26.190: fue sancionada y promulgada en diciembre del 2006. Establece el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinadas a la producción de energía eléctrica.

En ella se declara de interés nacional la generación de energía a partir del uso de fuentes renovables.

Se establece el objetivo de lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017.

Promueve la realización de nuevas inversiones en emprendimiento de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Faculta al Poder Ejecutivo nacional instrumentar políticas públicas para promover la inversión en las energías renovables; como elaborar un Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables; coordinar con universidades e institutos de investigación el desarrollo de tecnologías aplicables al aprovechamiento de las fuentes de energía renovables; apoyar la investigación aplicada, la fabricación nacional de equipos, fortalecer el mercado y aplicaciones a nivel masivo; a celebrar acuerdos de cooperación internacional en la materia; difundir para lograr una mayor aceptación en la sociedad; promover la capacitación de RRHH en campos de aplicación de energías renovables.

La ley, a su vez, instituye un régimen de inversiones para la construcción de obras nuevas para personas físicas o jurídicas que sean titulares de obras nuevas de producción eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, cuya producción se destine al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Se enumeran beneficios para quienes logren demostrar ante la Autoridad de aplicación la ejecución de estos proyectos. Entre los beneficios se destacan tratamientos diferenciados para el Impuesto al Valor Agregado e Impuesto a las ganancias; compensación de quebrantos con ganancias; exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades; o un certificado fiscal para aquellos proyectos que acrediten un 60% de componente nacional para ser utilizado en el pago de impuestos ante la AFIP.

Por último, resulta pertinente comentar que la ley modifica el Fondo Fiduciario de Energías Renovables de la ley 25.019.

- Ley 27.191: sancionada en septiembre de 2015. Es una modificación a la ley 26.190.

Resulta particularmente relevante para este proyecto el marco regulatorio establecido durante el período 2015-2019 con la promulgación de la Ley 27.191. Esta legislación creó un marco normativo robusto que permitió planificar a largo plazo el desarrollo del mercado de energías renovables en Argentina, favoreciendo la inversión de capital privado y



consolidando el crecimiento de este sector estratégico en la matriz energética nacional. Por ello es necesario puntualizar que la ley estableció:

1. Metas más amplias y con plazos temporales definidos, que establecen un compromiso para aumentar la participación de las energías renovables en el consumo total de energía eléctrica, ajustando dicho objetivo cada dos años, tal como se indica en el siguiente gráfico:

METAS EN ENERGÍAS RENOVABLES (LEY 27191/2015)

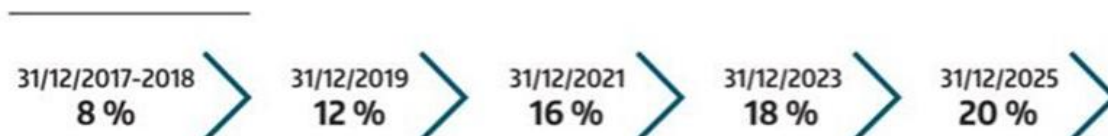


Figura 23. Metas en energías renovables de la Ley 27.191

2. En cuanto a las fuentes de energía, se incorporaron en el listado de energías renovables la energía mareomotriz, undimotriz y de las corrientes marinas, mientras que, para las centrales hidroeléctricas, la potencia fue incrementada a 50 MW.

3. Se establecieron una serie de beneficios fiscales, similares a los contemplados en la ley 26.190, para aquellos proyectos que cumplieran con los requisitos establecidos en la ley, y que "cuyos proyectos de inversión tengan principio efectivo de ejecución entre el 1º de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2025, tales como:

- devolución anticipada del IVA,
- amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias,
- régimen de importación (Artículo 14 de la Ley 27.191) y la emisión de certificados fiscales.

4. Trata la creación del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de las Energías Renovables (FODER) reglamentado mediante el Decreto DNU 882/2016, cuyas características principales son las siguientes:

El FODER se configura como un fideicomiso de administración y financiero, con vigencia 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, mientras que el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) es el fiduciario.

Los beneficiarios del fondo son personas físicas domiciliadas en la República Argentina y personas jurídicas constituidas en el país que sean titulares de proyectos de inversión que cumplan con los alcances establecidos en el artículo 8º de la Ley 26.190 y que hayan sido aprobados por la Autoridad de Aplicación.

El fondo tiene como objetivo destinar los bienes fideicomitados al otorgamiento de préstamos, realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros necesarios para la ejecución y financiación de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.



5. Finalmente, se estableció la obligación para todos los usuarios de energía eléctrica en la República Argentina de contribuir al cumplimiento de los objetivos fijados. En particular, 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 superiores a trescientos kilovatios (300 kW), deberán cumplir de manera efectiva e individual con los objetivos previamente establecidos en el punto 1.

Para cumplir con esta obligación, los usuarios podrán optar por autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diversas fuentes renovables. La adquisición de energía podrá realizarse directamente del generador, a través de una distribuidora que la adquiera en nombre del usuario, mediante un comercializador o directamente de CAMMESA, conforme a las estipulaciones que determine 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.

6. En cuanto a los usuarios con demandas individuales menores a 300 kW la autoridad de aplicación dispondrá medidas tendientes a la incorporación de nuevas ofertas de energías de fuentes renovables.

Establece la exención de derechos de importación para los beneficiarios para la introducción de bienes de capital, nuevos, e insumos necesarios para el proyecto de inversión. Y, además, asegura que " El acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía (...) no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de tributo específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales".

- Decreto 531/2016: Este decreto reglamenta la ley 26.190 y 27.191 de Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

Considera que la expansión del uso de fuentes renovables para la producción de energía eléctrica tiene "consecuencias favorables" para el país, diversificando la matriz energética nacional, aumentando la capacidad instalada, reduciendo costos de generación, dando previsibilidad de precios, y contribuyendo a la mitigación del cambio climático. Que también es una política a largo plazo para beneficiar a sus habitantes.

Establece que el Poder Ejecutivo Nacional a través del Ministerio de Energía y Minería fomentará emprendimientos para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, como así también la investigación para el desarrollo tecnológico. El ministerio calculará y publicará el grado de cumplimiento de la meta establecida por la ley 27191, al mismo tiempo que adoptará medidas conducentes a alcanzar este objetivo.



Establece que el régimen se aplicará tanto a generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica y a nuevas plantas, como así a ampliaciones o repotenciaciones de plantas existentes, siendo alcanzados por los beneficios promocionales siempre que se incorporen bienes nuevos. Para ello la Autoridad de Aplicación establecerá un orden de mérito para evaluar los proyectos.

Se establece como Autoridad de Aplicación al Ministerio de Energía y Minería. Con respecto a cuestiones de índole tributaria y fiscal se faculta al Ministerio de Hacienda a determinar el cupo máximo a otorgar en beneficios promocionales en el Presupuesto Nacional.

En cuanto a políticas, se determina que la autoridad de aplicación coordinará con las jurisdicciones provinciales que adhieran a este régimen, con el fin de que se aprovechen los recursos locales con sus respectivas ventajas comparativas.

Se establecen líneas de créditos especiales, con tasa de interés diferencial.

Además, este decreto reglamenta el FODER. Se estipula, entre otros, que los recursos transferidos por el Tesoro Nacional y calculados por la autoridad de aplicación no podrán ser menor al 50% del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de fuentes renovables el año previo. Se establece un cargo para todos los usuarios de energía eléctrica a fin de conformar una cuenta de garantía para garantizar el pago de las obligaciones contractuales de CAMMESA en base a la ley 27.191.

Determina que se privilegiará la inversión de los fondos disponibles en el FODER en función del perfil de riesgo de los proyectos y considerando el criterio de asignación prioritaria en relación con el parámetro del mayor porcentaje de integración del componente nacional. Los beneficiarios que reciban un aporte del FODER bajo cualquiera de los instrumentos previstos deberán rendir cuentas ante la Autoridad de Aplicación.

Con respecto al cumplimiento por contratación individual de energía eléctrica de fuentes renovables se establece que los contratos se negocien libremente entre las partes. Los sujetos obligados deben manifestar su voluntad ante la Autoridad de Aplicación para quedar excluidos del mecanismo de compras conjuntas de CAMMESA.

Con respecto a los Grandes Usuarios (GUs) considera: serán alcanzados aquellos usuarios que registrados bajo un mismo CUIT en el MEM alcancen o superen los 300 kW de potencia media contratada en el año calendario, con uno o múltiples puntos de demanda energética sumados.

Los sujetos obligados deben acreditar la suscripción de contratos o presentar proyectos antes de fechas específicas. Se realizará una fiscalización anual del cumplimiento efectivo. Se considera cumplido el objetivo si se cubre el porcentaje aplicable en el total del consumo anual.

CAMMESA realizará compras conjuntas para los sujetos que no opten por contratación individual o autogeneración. El mecanismo busca alcanzar el objetivo fijado para el 31 de diciembre de 2017. La Autoridad de Aplicación aprobará los términos y condiciones del mecanismo. CAMMESA convocará a licitación pública para celebrar contratos de abastecimiento.



Se permite una tolerancia de 10% por año, debiéndose compensar en el año siguiente, si no se puede compensar aplicará la penalidad correspondiente.

En resumen, los usuarios pueden cumplir con esta obligación a través de las siguientes opciones:

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

- Resolución ex MEyM 72/2016, modificada por la Resolución SGE 414/2019: Crea el Certificado de Inclusión al Régimen de Fomento de las Energías Renovables.
- Decreto DNU 882/2016: Establece el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER).

El decreto establece el Cupo Fiscal para el ejercicio. Considera que las metas de las leyes 26.190 y 27.191 "son sumamente ambiciosas, en especial aquella por la que se impone un incremento en la participación de las fuentes de energía renovable en la matriz eléctrica hasta alcanzar el OCHO POR CIENTO (8%) del consumo anual nacional al 31 de diciembre del año 2017."; que para la fecha de elaboración del decreto, 2016 la participación de estas fuentes era del 2%;

Establece para el ejercicio 2016 un cupo fiscal de U\$S 1.700.000.000 (mil setecientos millones de dólares estadounidenses) para ser asignado a los beneficios promocionales previstos por la ley 26.190 y 27.191.

Se fija que los contratos de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables tendrán un plazo máximo de 30 años.

Que el Estado Nacional podrá celebrar contratos con opción de compra de la central de generación o de sus activos ante incumplimientos graves.

El ESTADO NACIONAL o el FODER podrán transferir la propiedad o explotación de las centrales de generación que adquieran como consecuencia del ejercicio de las opciones de compra o venta, previo procedimiento de licitación pública que garantice los principios de transparencia, concurrencia, igualdad de tratamiento y publicidad.

Considera como causales de venta: Falta de pago en tiempo y forma de liquidaciones de venta emitidas por CAMMESA; imposibilidad para el beneficiario de adquirir dólares en Argentina; imposibilidad para el beneficiario de realizar pagos o transferencias en dólares a personas o cuentas en el exterior; falta de cumplimiento por parte de CAMMESA. Lo cual termina generando una vía de salida para las inversiones ante vaivenes macroeconómicos o problemas de inseguridad jurídica.

- Resolución ex MEyM 136/2016: Implementa el Programa RenovAr – Ronda 1.



- Resolución ex MEyM 213/2016: Adjudica contratos dentro del Programa RenovAr – Ronda 1.
- Resolución ex MEyM 252/2016: Implementa el Programa RenovAr – Ronda 1.5.
- Resolución ex MEyM 281/2016: Adjudica contratos dentro del Programa RenovAr – Ronda 1.5.
- Resolución ex MEyM 275/2017: Implementa el Programa RenovAr – Ronda 2.
- Resolución ex MEyM 473/2017: Adjudica contratos dentro del Programa RenovAr – Ronda 2.
- Resolución ex MEyM 488/2017: Adjudica contratos dentro del Programa RenovAr – Ronda 2, Fase 2.
- Resolución ex MEyM 281/2017: Establece el Régimen del Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER).

Se determina que los sujetos comprendidos por el art. 9 de 27.191 son aquellos cuya demanda media en el último año calendario, sea igual o mayor a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW). La demanda media se determina como la suma de energía consumida en el año dividido por el número de horas del año.

Se considerarán incluidos en el mecanismo de Compras Conjuntas, a los contratos con generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables celebrados por CAMMESA en representación de los GUMAS del MEM.

El Organismo encargado del Despacho (OED) informará el costo medio ponderado proyectado total de los contratos incluidos en Compras Conjuntas.

Los sujetos que resulten alcanzados según su demanda media (300 kW) que cumplan los objetivos de dicha ley mediante la participación en el mecanismo de Compras Conjuntas, deberán abonar un cargo por comercialización y por administración en relación a su demanda.

Se crea el RENPER (Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable) donde se registrarán tanto los nuevos proyectos como las ampliaciones.

Objeto: esclarecer condiciones de cumplimiento del artículo 9. 27191 (de Grandes Usuarios).

Ámbito de aplicación: Actividad de generación eléctrica de fuentes renovables que integren o este destina a integrar el SADI.

Comercialización de la oferta de energía, con respecto a este punto que es importante para este proyecto se establece que los generadores, cogeneradores o autogeneradores podrán: vender con contratos del mercado a término, a GUMAS o autogeneradores energía producida o adquirida por contratos con otros generadores, cogeneradores, auto, o comercializadores conforme las reglas del MEM. Vender con contratos del mercado a término a otros generadores, cogeneradores, auto o



comercializadores, la energía eléctrica producida a partir de fuentes renovables conforme al MEM.

Vender a CAMMESA, el excedente de los volúmenes comprometidos en los contratos que hubieran celebrado conforme al art. 12 del anexo II del 531/2016. Dichos excedentes no podrán superar el 10% de la generación del proyecto habilitado.

Actuar en el mercado SPOT vendiendo la energía excedente no comercializada de acuerdo con lo anterior. La cual será valorizada al precio establecido por Resolución 19 de 2017 o cualquier modificatoria de esta.

CAMMESA para las transacciones previstas informará los precios vigentes para cada tecnología.

A su vez, la resolución establece, entre otros, el mecanismo por el cual los grandes usuarios pueden excluirse del sistema de compras conjuntas de energías renovables, ya sea mediante contratos individuales o autogeneración, estableciendo los requisitos de medición y auditoría, los plazos mínimos de permanencia en el esquema, las obligaciones de información sobre contratos y proyectos, el sistema de asignación y facturación de la energía, los métodos de evaluación de la autogeneración, el tratamiento de la demanda no cubierta por energías renovables, y finalmente el sistema de fiscalización anual junto con el régimen de penalidades por incumplimiento.

- Disposición ex SSER 1/2018: Establece disposiciones adicionales para el MaTER.
- Resolución SGE 90/2019: Implementa el Programa RenovAr – Ronda 3 (MiniRen).



ANEXO II. Programas de fomento de las energías renovables en Argentina

LEY 26.190, GENREN y RESOLUCIÓN SE 108/2011

El 27 de diciembre de 2006, el Congreso de la Nación sancionó la Ley 26.190, estableciendo el Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. El objetivo principal de esta ley era lograr que las fuentes de energía renovable contribuyan con un 8% del consumo de energía eléctrica nacional en un plazo de 10 años a partir de la entrada en vigencia del régimen.

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

El GENREN licitó 10 MW de capacidad para tecnología solar fotovoltaica, a instalarse en regiones con irradiación mayor o igual a 5 MWh/m². Se presentaron 6 proyectos con una capacidad total de 20 MW, de los cuales se adjudicaron 3 proyectos por un total de 8 MW.

Con el objetivo de cumplir con la meta establecida por la Ley 26.190, el 29 de marzo de 2011, la Secretaría de Energía emitió la Resolución SE 108/2011. Esta resolución permitió evitar los procesos licitatorios, ya que a partir de entonces, cualquier privado podía presentar un proyecto de generación de energías renovables en el momento que lo considerara oportuno.

Los nuevos contratos tendrían una duración de 15 años, con la posibilidad de extenderlos por 18 meses, similar a los contratos establecidos en el programa GENREN. Se incluirían todas las tecnologías reconocidas por la Ley 26.190, y la remuneración tanto para la parte vendedora como para la parte compradora se determinaría en función de los costos e ingresos aceptados por la Secretaría de Energía.

A diferencia de los proyectos licitados anteriormente, estos no ofrecerían un precio ni competirían entre sí. En cambio, los proyectos debían presentar, junto con la descripción técnica, el desglose de los costos de instalación, tanto fijos como variables, para que la Secretaría de Energía pudiera realizar el cálculo del flujo de fondos y determinar el precio por unidad de energía entregada al sistema. Una vez calculado, si el proyecto cumplía con las condiciones necesarias, se le informaba el precio calculado. Si el titular del proyecto estaba de acuerdo, se procedía a firmar el contrato. En caso contrario, el proyecto podría retirar su oferta.

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



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

Tabla 35. Proyectos bajo el esquema de la Resolución 108/2011.

RENOVAR

La implementación de proyectos solares fotovoltaicos a gran escala en Argentina experimentó un estancamiento hasta la introducción del Programa RenovAr en 2016. Previamente, solo cinco instalaciones solares fotovoltaicas operaban comercialmente, con una capacidad total de 8,68 MW.

La promulgación de la Ley 27.191 el 15 de octubre de 2015 y su posterior reglamentación mediante el Decreto 531 del 30 de marzo de 2016, dio origen al Programa RenovAr. Esta iniciativa buscaba captar inversiones para impulsar proyectos de energías renovables, cumpliendo así con las metas establecidas. Como resultado, se asignaron proyectos solares fotovoltaicos por más de 1.700 MW en cuatro etapas. Adicionalmente, el Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER) contribuyó con aproximadamente 300 MW adicionales a la matriz energética argentina.

RenovAr es una estrategia para diversificar la matriz energética, mediante una convocatoria pública para contratar, en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), electricidad generada a partir de fuentes renovables como solar, eólica, hidráulica y biomasa. La legislación prevé la formalización de un Contrato para la Generación de Energía de Fuentes Renovables entre CAMMESA, representando a distribuidores y grandes consumidores del MEM (Comprador), y el VENDEDOR, responsable del desarrollo del proyecto renovable. El acuerdo abarca la construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de una central generadora de Energía Eléctrica Renovable.

Los participantes debieron constituir una SPV, y el precio se fija en USD/MWh según la oferta, con ajustes anuales predeterminados y un "Factor Incentivo" por año calendario. Los contratos tienen una duración de 20 años desde la habilitación comercial, con penalizaciones por retrasos en la conexión al SADI o en la fecha de operación comercial, así como por deficiencias en el suministro.

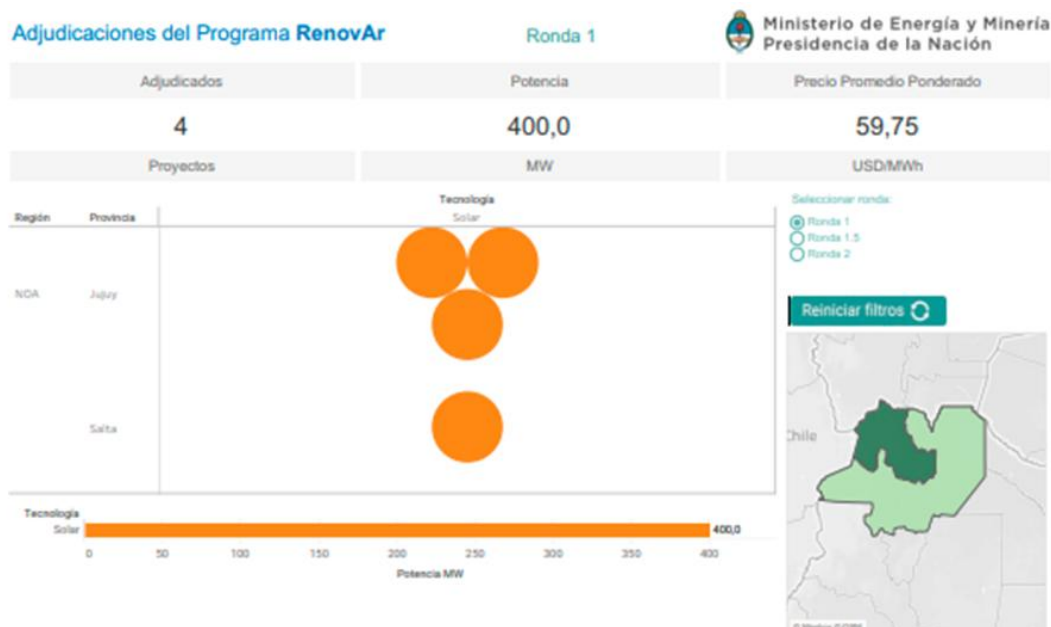
El programa ha realizado cuatro convocatorias: Ronda 1, Ronda 1.5, Ronda 2 y Ronda 3, adjudicando 185 proyectos en 21 provincias (147 en las primeras tres rondas y 38 en la última).

RenovAr se diseñó para solucionar las dificultades surgidas en el Programa GENREN de 2009, que tuvo una ejecución parcial de los proyectos adjudicados. La principal innovación fue ofrecer mejores condiciones financieras a los ganadores mediante el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) y garantías del Banco Mundial.

Este sistema de garantías busca proporcionar un marco transparente y favorable para el financiamiento, con dos objetivos: respaldar los pagos del comprador (CAMMESA) y mitigar riesgos sistémicos durante los 20 años de duración del contrato, incluyendo garantías de rescisión.

Rondas 1, 1.5 y 2

En las siguientes figuras y esquemas puede verse los resultados y los impactos de las distintas rondas del renovar para la tecnología solar.



En la Ronda 1 del Programa RenovAr se adjudicaron 4 proyectos de tecnología solar fotovoltaica, con una potencia total de 400 MW. El precio promedio ponderado por MWh para estos proyectos fue de 59,75 USD.

La mayoría de los proyectos adjudicados se localizan en la provincia de Jujuy, dentro de la región NOA, mientras que uno se encuentra en Salta. Esto destaca la importancia de esta región en el desarrollo de energía solar durante la primera ronda del programa, aprovechando las altas tasas de irradiación solar de estas provincias. La capacidad adjudicada en esta primera etapa es considerable, lo que demuestra el interés inicial en el uso de energía solar, aunque el precio promedio todavía era relativamente alto en comparación con futuras rondas.

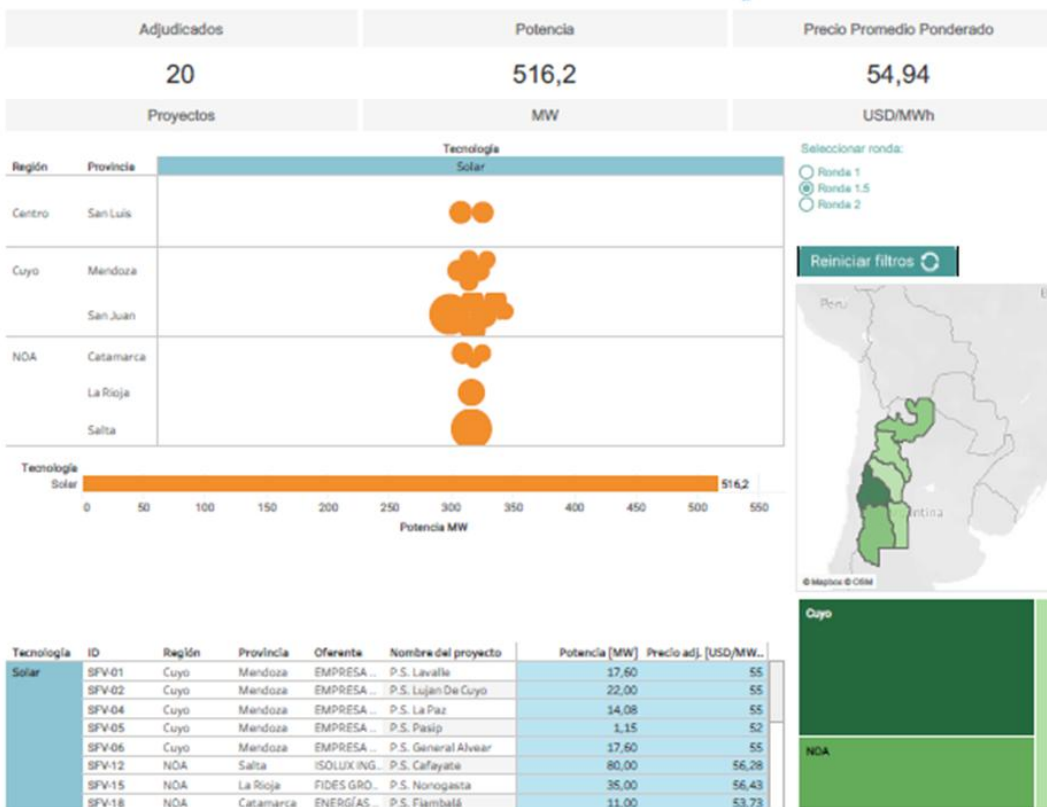


Adjudicaciones del Programa **RenovAr**

Ronda 1.5



Ministerio de Energía y Minería
Presidencia de la Nación



En la Ronda 1.5 se adjudicaron un total de 20 proyectos solares, sumando una potencia de 516,2 MW, con un precio promedio ponderado más competitivo, de 54,94 USD/MWh.

Los proyectos se distribuyen en diversas provincias, con una fuerte presencia en la región de Cuyo (San Luis, Mendoza y San Juan), así como en las provincias del NOA como Catamarca, Salta y La Rioja. El incremento en el número de proyectos adjudicados y la mayor potencia adjudicada en comparación con la Ronda 1, junto con la disminución en el precio promedio, refleja una creciente competitividad y maduración del mercado solar en Argentina.

En esta ronda, la participación de Cuyo es destacada, convirtiéndose en una región clave para el desarrollo de proyectos solares. Además, la tendencia a la baja en los precios indica una optimización de los costos en la instalación y operación de los proyectos solares adjudicados.

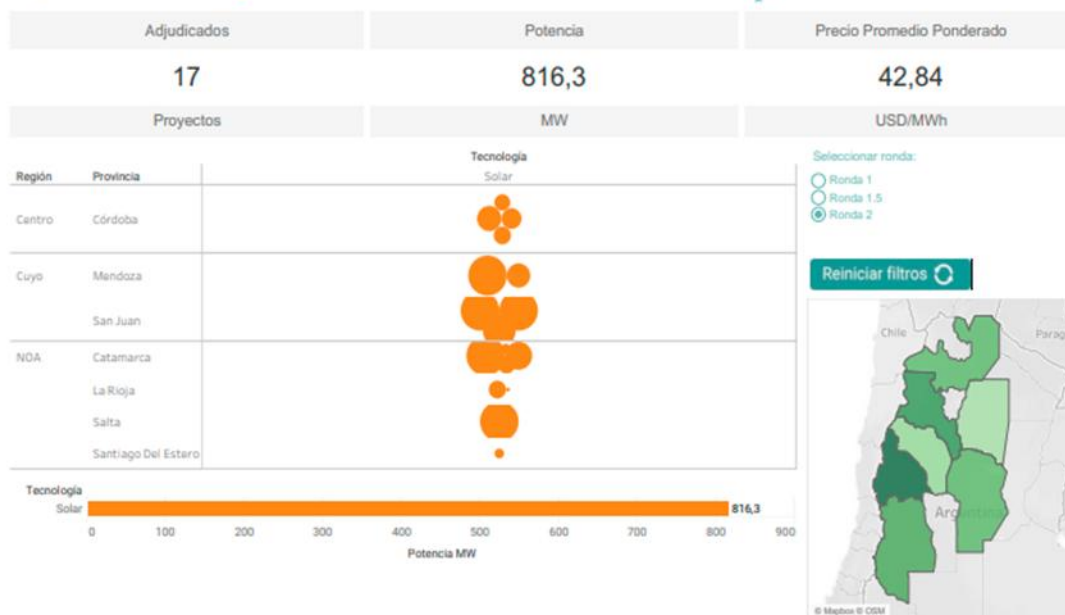


Adjudicaciones del Programa RenovAr

Ronda 2



Ministerio de Energía y Minería
Presidencia de la Nación



La Ronda 2 del Programa RenovAr muestra un crecimiento significativo en la cantidad de energía solar adjudicada, con 17 proyectos que suman una potencia total de 816,3 MW. El precio promedio ponderado se redujo notablemente a 42,84 USD/MWh.

Los proyectos adjudicados están distribuidos entre las provincias de Córdoba, Mendoza, San Juan, Catamarca, La Rioja y Santiago del Estero. Este notable incremento en la capacidad adjudicada, junto con la significativa reducción en el precio promedio, evidencia un desarrollo acelerado en la competitividad del mercado solar en Argentina.

La mayor presencia de proyectos en esta ronda, así como el menor precio por MWh, demuestra la madurez alcanzada por el sector solar fotovoltaico. Esto sugiere una mayor confianza en la viabilidad económica de los proyectos, así como avances tecnológicos y económicos que permiten ofrecer energía renovable a un menor costo.

El análisis de las tres rondas del Programa RenovAr muestra un crecimiento sostenido en la capacidad de energía solar adjudicada, que pasó de 400 MW en la Ronda 1, a 516,2 MW en la Ronda 1.5, y alcanzó 816,3 MW en la Ronda 2. Paralelamente, el precio promedio ponderado por MWh disminuyó significativamente de 59,75 USD a 42,84 USD, reflejando una mayor competitividad y eficiencia en los proyectos. Además, se observa una diversificación geográfica, con más provincias involucradas a medida que avanzan las rondas, destacando el potencial de expansión de la energía solar en todo el país. En conjunto, el programa ha impulsado el desarrollo de la energía solar en Argentina, logrando reducir costos y atraer inversiones.

Ronda 3 RenovAr

En octubre de 2018, se lanzó la Ronda 3 del programa RenovAr, con una licitación de 400 MW distribuidos de la siguiente manera: 350 MW para tecnologías de energía 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. Con la excepción de este último, se implementó un sistema de regionalización para la asignación de cupos. La



UNCUYO
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE CUYO



FACULTAD DE
**CIENCIAS
ECONÓMICAS**

conexión se realizará a redes de 13,2 kV, 33 kV o 66 kV, con capacidades permitidas que varían entre 500 kW y 10 MW.

Entre las diferencias con las rondas anteriores, se establecieron menores requisitos: no fue necesario contar con un socio estratégico, declaración de energía comprometida, reporte de mediciones, terrenos libres de gravámenes o aprobación ambiental en la fecha de presentación de la oferta. Siguiendo este enfoque más flexible, se permitió la participación de Uniones Transitorias de Empresas (UTEs) y fideicomisos.

La adjudicación se basó únicamente en el precio, sin competencia en cuanto al plazo para la habilitación comercial. El precio adjudicado no estará sujeto a ajustes ni incentivos, y no se otorgará prioridad de despacho ni garantía por parte del Banco Mundial.



ANEXO III. Flujo de fondos del activo y del proyecto

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Energía generada (MWh)	0	67783	127237	127194	127152	127110	127067	127025	126983	126940	126898	126856	126813	126771
Ingresos														
Ingresos por ventas		3.291.235	7.634.471	7.631.926	7.629.382	7.626.839	7.624.297	7.621.755	7.619.215	7.616.675	7.614.136	7.611.598	7.609.061	7.606.524
IVA		691.159	1.603.239	1.602.704	1.602.170	1.601.636	1.601.102	1.600.569	1.600.035	1.599.502	1.598.969	1.598.436	1.597.903	1.597.370
Total		3.982.395	9.237.710	9.234.630	9.231.552	9.228.475	9.225.399	9.222.324	9.219.250	9.216.177	9.213.104	9.210.033	9.206.963	9.203.894
Costos														
Inscripción y creación SPV	(35.000)													
CAPEX	(18.284.524)	(12.189.683)												
Alquiler de terreno														
OyM		(107.499)	(327.424)	(333.918)	(340.179)	(346.441)	(352.702)	(358.963)	(365.225)	(371.486)	(377.747)	(384.008)	(390.270)	(396.531)
Seguros		(44.264)	(107.211)	(109.338)	(111.415)	(113.463)	(115.511)	(117.559)	(119.794)	(121.842)	(123.890)	(125.938)	(127.987)	(130.035)
Administración	(24.094)	(73.310)	(74.808)	(76.279)	(77.706)	(79.133)	(80.560)	(81.987)	(83.414)	(84.841)	(86.268)	(87.695)	(89.122)	(90.549)
Vigilancia y Seguridad	(17.555)	(42.764)	(43.638)	(44.496)	(45.329)	(46.161)	(46.993)	(47.826)	(48.658)	(49.491)	(50.323)	(51.155)	(51.988)	(52.820)
Servicios	(2.000)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)
Otros Costos														
IVA	(1.923.982)	(1.321.775)	(101.445)	(103.436)	(105.362)	(107.282)	(109.201)	(111.121)	(113.080)	(115.000)	(116.920)	(118.839)	(120.759)	(122.679)
Total	(20.252.154)	(13.784.096)	(659.327)	(672.267)	(684.790)	(697.279)	(709.768)	(722.256)	(734.970)	(747.459)	(759.948)	(772.436)	(784.925)	(797.414)
Impuestos														
Impuesto a las ganancias (sin financiamiento)			(1.935.624)	(2.788.594)	(2.501.182)	(3.627.612)	(2.036.784)	(2.034.626)	(2.032.468)	(2.030.194)	(2.028.088)	(2.025.931)	(2.023.774)	(2.021.618)
IIBB		(32.912)	(76.345)	(76.319)	(76.294)	(76.268)	(76.243)	(76.218)	(76.192)	(76.167)	(76.141)	(76.116)	(76.091)	(76.065)
IVA neto				(446.464)	(1.496.808)	(1.494.355)	(1.491.901)	(1.489.447)	(1.486.955)	(1.484.502)	(1.482.049)	(1.479.596)	(1.477.144)	(1.474.691)
Total		(32.912)	(2.011.969)	(3.311.378)	(4.074.284)	(5.198.235)	(3.604.928)	(3.600.291)	(3.595.615)	(3.590.863)	(3.586.278)	(3.581.643)	(3.577.008)	(3.572.374)
Flujo de caja neto del activo	(20.252.154)	(9.834.614)	6.566.414	5.250.985	4.472.478	3.332.961	4.910.703	4.899.777	4.888.664	4.877.854	4.866.879	4.855.954	4.845.030	4.834.107

Tabla A1. Flujo de fondos del proyecto. Fuente: elaboración propia



Año	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052-N
Energía generada (MWh)	127152													
Ingresos	126.729	126.687	126.644	126.602	126.560	126.518	126.476	126.433	126.391	126.349	126.307	126.265	126.223	
Ingresos por ventas	7.603.989	7.601.454	7.598.920	7.596.387	7.593.855	7.591.324	7.588.794	7.586.264	7.583.735	7.581.207	7.578.680	7.576.154	7.573.629	
IVA	1.596.838	1.596.305	1.595.773	1.595.241	1.594.710	1.594.178	1.593.647	1.593.115	1.592.584	1.592.054	1.591.523	1.590.992	1.590.462	
Total	9.200.826	9.197.760	9.194.694	9.191.629	9.188.565	9.185.502	9.182.440	9.179.379	9.176.320	9.173.261	9.170.203	9.167.146	9.164.091	
Costos														
Inscripción y creación SPV														
CAPEX														
Alquiler de terreno														
OyM	(402.792)	(409.054)	(415.315)	(421.576)	(427.837)	(434.099)	(440.360)	(446.621)	(452.883)	(459.144)	(465.405)	(471.667)	(477.928)	
Seguros	(132.083)	(134.131)	(136.179)	(138.228)	(140.276)	(142.324)	(144.372)	(146.607)	(148.655)	(150.703)	(152.751)	(154.800)	(156.848)	
Administración	(91.976)	(93.403)	(94.830)	(96.257)	(97.684)	(99.111)	(100.538)	(101.965)	(103.392)	(104.819)	(106.246)	(107.672)	(109.099)	
Vigilancia y Seguridad	(53.653)	(54.485)	(55.317)	(56.150)	(56.982)	(57.815)	(58.647)	(59.479)	(60.312)	(61.144)	(61.977)	(62.809)	(63.641)	
Servicios	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	
Otros Costos														
IVA	(124.599)	(126.519)	(128.438)	(130.358)	(132.278)	(134.198)	(136.118)	(138.077)	(139.996)	(141.916)	(143.836)	(145.756)	(147.676)	
Total	(809.903)	(822.391)	(834.880)	(847.369)	(859.857)	(872.346)	(884.835)	(897.549)	(910.037)	(922.526)	(935.015)	(947.503)	(959.992)	
Impuestos														
Impuesto a las ganancias (sin financiamiento)	(2.019.462)	(2.017.306)	(2.015.150)	(2.012.995)	(2.010.840)	(2.008.686)	(2.006.531)	(2.004.377)	(2.002.108)	(2.948.050)	(2.531.150)	(2.528.997)	(2.526.845)	
IIBB	(76.040)	(76.015)	(75.989)	(75.964)	(75.939)	(75.913)	(75.888)	(75.863)	(75.837)	(75.812)	(75.787)	(75.762)	(75.736)	
IVA neto	(1.472.239)	(1.469.787)	(1.467.335)	(1.464.883)	(1.462.432)	(1.459.980)	(1.457.529)	(1.455.039)	(1.452.588)	(1.450.137)	(1.447.687)	(1.445.237)	(1.442.786)	
Total	(3.567.740)	(3.563.107)	(3.558.474)	(3.553.842)	(3.549.210)	(3.544.579)	(3.539.948)	(3.535.279)	(3.530.533)	(4.473.999)	(4.054.624)	(4.049.996)	(4.045.368)	
Flujo de caja neto del activo	4.823.184	4.812.261	4.801.339	4.790.418	4.779.497	4.768.577	4.757.657	4.746.552	4.735.749	3.776.736	4.180.564	4.169.647	4.158.731	USD 39.720.449

Tabla A2. Continuación. Flujo de fondos anual del activo. Fuente: elaboración propia.



Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Energía generada (MWh)	0	67783	127237	127194	127152	127110	127067	127025	126983	126940	126898	126856	126813	126771
Ingresos														
Ingresos por ventas		3.291.235	7.634.471	7.631.926	7.629.382	7.626.839	7.624.297	7.621.755	7.619.215	7.616.675	7.614.136	7.611.598	7.609.061	7.606.524
IVA		691.159	1.603.239	1.602.704	1.602.170	1.601.636	1.601.102	1.600.569	1.600.035	1.599.502	1.598.969	1.598.436	1.597.903	1.597.370
Total		3.982.395	9.237.710	9.234.630	9.231.552	9.228.475	9.225.399	9.222.324	9.219.250	9.216.177	9.213.104	9.210.033	9.206.963	9.203.894
Costos														
Inscripción y creación SPV		(35.000)												
CAPEX		(18.284.524)	(12.189.683)											
Alquiler de terreno														
OyM		(107.499)	(327.424)	(333.918)	(340.179)	(346.441)	(352.702)	(358.963)	(365.225)	(371.486)	(377.747)	(384.008)	(390.270)	(396.531)
Seguros		(44.264)	(107.211)	(109.338)	(111.415)	(113.463)	(115.511)	(117.559)	(119.794)	(121.842)	(123.890)	(125.938)	(127.987)	(130.035)
Administración		(24.094)	(73.310)	(74.808)	(76.279)	(77.706)	(79.133)	(80.560)	(81.987)	(83.414)	(84.841)	(86.268)	(87.695)	(89.122)
Vigilancia y Seguridad		(17.555)	(42.764)	(43.638)	(44.496)	(45.329)	(46.161)	(46.993)	(47.826)	(48.658)	(49.491)	(50.323)	(51.155)	(51.988)
Servicios		(2.000)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)
Otros Costos														
IVA		(1.923.982)	(1.321.775)	(101.445)	(103.436)	(105.362)	(107.282)	(109.201)	(111.121)	(113.080)	(115.000)	(116.920)	(118.839)	(120.759)
Total		(20.252.154)	(13.784.096)	(659.327)	(672.267)	(684.790)	(697.279)	(709.768)	(722.256)	(734.970)	(747.459)	(759.948)	(772.436)	(784.925)
Impuestos														
Impuesto a las ganancias (con financiamiento)			(900.464)	(2.414.682)	(1.573.734)	(1.574.847)	(1.640.603)	(1.746.099)	(1.820.133)	(1.897.272)	(1.972.100)	(2.047.456)	(2.053.915)	(2.021.618)
IIBB			(32.912)	(76.345)	(76.319)	(76.294)	(76.268)	(76.243)	(76.218)	(76.192)	(76.167)	(76.141)	(76.116)	(76.091)
IVA neto				(446.464)	(1.496.808)	(1.494.355)	(1.491.901)	(1.489.447)	(1.486.955)	(1.484.502)	(1.482.049)	(1.479.596)	(1.477.144)	(1.474.691)
Total			(32.912)	(976.809)	(2.937.466)	(3.146.837)	(3.145.470)	(3.208.747)	(3.311.764)	(3.383.280)	(3.457.940)	(3.530.290)	(3.603.168)	(3.607.149)
Financiamiento														
Desembolso		14.143.080	9.428.720											
Comisión de emisión		(176.788)												
Gastos de monitoreo		(10.500)	(10.500)	(10.500)	(10.500)	(10.500)	(10.500)	(10.500)	(10.500)	(10.500)	(10.500)			
Cargos y otros														
Impuestos		(39.331)	(2.205)	(2.205)	(2.205)	(2.205)	(2.205)	(2.205)	(2.205)	(2.205)	(2.205)	(2.205)		
Cuota		(334.929)	(1.328.795)	(1.328.795)	(1.332.435)	(1.328.795)	(5.146.695)	(4.925.229)	(4.705.887)	(4.482.298)	(4.260.832)	(4.039.366)		
Intereses		(334.929)	(1.328.795)	(1.328.795)	(1.332.435)	(1.328.795)	(1.218.062)	(996.596)	(777.254)	(553.664)	(332.199)	(110.733)		
Amortización de capital						(3.928.633)	(3.928.633)	(3.928.633)	(3.928.633)	(3.928.633)	(3.928.633)			
Total		13.581.531	8.087.220	(1.341.500)	(1.345.140)	(1.341.500)	(5.159.400)	(4.937.934)	(4.718.592)	(4.495.003)	(4.273.537)	(4.052.071)		
Flujo de caja del proyecto		-USD 6.670.623	(1.747.394)	6.260.075	4.279.757	4.058.425	226.326	368.950	469.711	605.997	737.240	870.795	4.834.429	4.814.889

Tabla B1. Flujo de fondos anual del proyecto. Fuente: elaboración propia.



Año	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052-N
Energía generada (MWh)	127152	127110	127067	127025	126983	126940	126898	126856	126813	126771	126729	126687	126644	
Ingresos	126.729	126.687	126.644	126.602	126.560	126.518	126.476	126.433	126.391	126.349	126.307	126.265	126.223	
Ingresos por ventas	7.603.989	7.601.454	7.598.920	7.596.387	7.593.855	7.591.324	7.588.794	7.586.264	7.583.735	7.581.207	7.578.680	7.576.154	7.573.629	
IVA	1.596.838	1.596.305	1.595.773	1.595.241	1.594.710	1.594.178	1.593.647	1.593.115	1.592.584	1.592.054	1.591.523	1.590.992	1.590.462	
Total	9.200.826	9.197.760	9.194.694	9.191.629	9.188.565	9.185.502	9.182.440	9.179.379	9.176.320	9.173.261	9.170.203	9.167.146	9.164.091	
Costos														
Inscripción y creación SPV														
CAPEX														
Alquiler de terreno														
OyM	(402.792)	(409.054)	(415.315)	(421.576)	(427.837)	(434.099)	(440.360)	(446.621)	(452.883)	(459.144)	(465.405)	(471.667)	(477.928)	
Seguros	(132.083)	(134.131)	(136.179)	(138.228)	(140.276)	(142.324)	(144.372)	(146.607)	(148.655)	(150.703)	(152.751)	(154.800)	(156.848)	
Administración	(91.976)	(93.403)	(94.830)	(96.257)	(97.684)	(99.111)	(100.538)	(101.965)	(103.392)	(104.819)	(106.246)	(107.672)	(109.099)	
Vigilancia y Seguridad	(53.653)	(54.485)	(55.317)	(56.150)	(56.982)	(57.815)	(58.647)	(59.479)	(60.312)	(61.144)	(61.977)	(62.809)	(63.641)	
Servicios	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	(4.800)	
Otros Costos														
IVA	(124.599)	(126.519)	(128.438)	(130.358)	(132.278)	(134.198)	(136.118)	(138.077)	(139.996)	(141.916)	(143.836)	(145.756)	(147.676)	
Total	(809.903)	(822.391)	(834.880)	(847.369)	(859.857)	(872.346)	(884.835)	(897.549)	(910.037)	(922.526)	(935.015)	(947.503)	(959.992)	
Impuestos														
Impuesto a las ganancias (con financiamiento)	(3.567.740)	(3.563.107)	(3.558.474)	(3.553.842)	(3.549.210)	(3.544.579)	(3.539.948)	(3.535.279)	(3.530.533)	(4.473.999)	(4.054.624)	(4.049.996)	(4.045.368)	
IIBB	(76.040)	(76.015)	(75.989)	(75.964)	(75.939)	(75.913)	(75.888)	(75.863)	(75.837)	(75.812)	(75.787)	(75.762)	(75.736)	
IVA neto	(1.472.239)	(1.469.787)	(1.467.335)	(1.464.883)	(1.462.432)	(1.459.980)	(1.457.529)	(1.455.039)	(1.452.588)	(1.450.137)	(1.447.687)	(1.445.237)	(1.442.786)	
Total	(3.567.740)	(3.563.107)	(3.558.474)	(3.553.842)	(3.549.210)	(3.544.579)	(3.539.948)	(3.535.279)	(3.530.533)	(4.473.999)	(4.054.624)	(4.049.996)	(4.045.368)	
Financiamiento														
Desembolso														
Comisión de emisión														
Gastos de monitoreo														
Cargos y otros														
Impuestos														
Cuota														
Intereses														
Amortización de capital														
Total														
Flujo de caja del proyecto	4.823.184	4.812.261	4.801.339	4.790.418	4.779.497	4.768.577	4.757.657	4.746.552	4.735.749	3.776.736	4.180.564	4.169.647	4.158.731	USD 39.720.449

Tabla B2. Continuación. Flujo de fondos anual del proyecto. Fuente: elaboración propia.



Referencias Bibliográficas

Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico Argentino

Congreso de la Nación Argentina (1991, 19 de diciembre). Ley N° 24.065 - Régimen de la Energía Eléctrica. Boletín Oficial de la República Argentina. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/464/texact.htm>

Poder Ejecutivo Nacional (2020, 14 de octubre). Decreto 804/2020 - Modificación del Decreto N° 50/2019. Boletín Oficial de la República Argentina. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/236104/20201015>

Poder Ejecutivo Nacional (2025, 3 de enero). Decreto 70/2025 - Confirmación de objetivos de la Secretaría de Energía. Boletín Oficial de la República Argentina.

Ministerio de Economía - Secretaría de Energía (2020). Objetivos de la Secretaría de Energía. Argentina.gob.ar. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/objetivos>

Organismos Reguladores y de Control

ENRE - Ente Nacional Regulador de la Electricidad (2025). Marco regulatorio del sector eléctrico argentino. <https://www.enre.gov.ar/>

EPRE - Ente Provincial Regulador Eléctrico de Mendoza (2025). Regulación del servicio eléctrico provincial. <https://www.epremendoza.gov.ar/>

CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (2025). Informes del Mercado Eléctrico Mayorista. <https://cammesaweb.cammesa.com/>

Informes y Estadísticas del Sector Energético

CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (2024). Informe Anual del MEM 2023. Comportamiento de las principales variables físicas y económicas del Mercado Eléctrico Mayorista. <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/>

CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (2024). Informes y estadísticas mensuales. Variables físicas y económicas del MEM. <https://cammesaweb.cammesa.com/informes-y-estadisticas/>

CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (2024). Histórico de demanda y generación por fuentes. Base de datos del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

INDEC - Instituto Nacional de Estadística y Censos (2024). Estimador mensual de actividad económica (EMAE). Series del Producto Bruto Interno de Argentina. <https://www.indec.gob.ar/>

Ministerio de Economía - Secretaría de Energía (2023). Informe Estadístico Anual 2022. Análisis del sector energético argentino. https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/publicaciones/iea_2022.pdf



Marco Regulatorio de Energías Renovables y MATER

Ministerio de Energía y Minería (2017, 18 de agosto). Resolución 281-E/2017 - Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER). Boletín Oficial de la República Argentina. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/169410/20170822>

Ministerio de Economía - Secretaría de Energía (2022, 13 de mayo). Resolución 370/2022 - Modificaciones al MATER. Boletín Oficial de la República Argentina. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/262576/20220516>

Ministerio de Hacienda - Secretaría de Gobierno de Energía (2019, 26 de abril). Resolución 230/2019 - Procedimientos del MATER. Boletín Oficial de la República Argentina. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/206646/20190430>

Análisis de Precios y Costos Energéticos

Bloomberg New Energy Finance (2022). Global Levelized Cost of Energy (LCOE) Analysis. Costos nivelados de energía renovable a escala global.

Fix SCR - Fitch Ratings (2024). Análisis de precios del Mercado Eléctrico Mayorista argentino. Evaluación de costos y precios de energías renovables.

CAMMESA (2024). Costo medio mensual de contratos de energías renovables. Informe de costos MEM y precios adjudicados en licitaciones del Programa RenovAr.

ADEERA - Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (2023). Representación del sector de distribución eléctrica. <https://www.adeera.com.ar/>

ATEERA - Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (2023). Asociación del sector de transmisión eléctrica. <https://www.ateera.org.ar/>

AGUEERA - Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (2023). Representación de grandes consumidores eléctricos. <https://www.agueera.org.ar/>

Análisis de Proyectos y Project Finance

Bassani, M. A. (2021). ¿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. Trabajo final de MBA, Universidad Católica Argentina.

Botteon, C. (2020). Conceptos Básicos de Teoría Económica para la Evaluación Socioeconómica de Proyectos. Mendoza: Universidad de Cuyo.

Botteon, C., & Ferrá, C. (2009). Criterios generales para valorar beneficios y costos de un proyecto: cómo evitar sobreestimaciones. Mendoza: Asociación Argentina de Economía Política.

Coria, G., & Tascheret, C. (2015). Evaluación económica de metodologías tarifarias aplicadas a generación distribuida fotovoltaica en base a datos reales. XVI ERIAC, CIGRE. <https://bicyt.conicet.gov.ar/fichas/produccion/3048799>

Ferrá, C., & Botteon, C. (2017). Evaluación Privada de Proyectos. Mendoza: Universidad Nacional de Cuyo.



Moyano Hidalgo, M. (2020). Infraestructura y Project Finance en Argentina: casos prácticos exitosos y desacertados. Trabajo final de graduación, Maestría en Finanzas, Universidad Torcuato Di Tella. Tutor: S. F. Gschwind.

Fuentes Gubernamentales e Institucionales

CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (2023). Histórico energías mensuales. Base de datos de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. <https://cammesaweb.cammesa.com/historico-energias-mensuales/>

CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (2023). Informes y estadísticas. Información del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER). <https://cammesaweb.cammesa.com/informes-y-estadisticas/>

Congreso de la Nación Argentina (2015). Ley 27.191 - Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Boletín Oficial de la República Argentina.

Congreso de la Nación Argentina (2006). Ley 26.190 - Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Boletín Oficial de la República Argentina.

Ministerio de Economía - Secretaría de Energía (2023). Informe Estadístico Anual 2022. Secretaría de Energía. https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/publicaciones/iea_2022.pdf

Ministerio de Economía - Secretaría de Energía (2023). Nuevo récord de generación de energías renovables. Argentina.gob.ar. <https://www.argentina.gob.ar/noticias/nuevo-record-de-generacion-de-energias-renovables>

Fuentes Internacionales

Naciones Unidas (1997). Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Conferencia de las Partes (COP3), Kioto, Japón.

Naciones Unidas (2015). Acuerdo de París. Conferencia de las Partes (COP21), París, Francia. Marco de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Legislación Internacional de Referencia

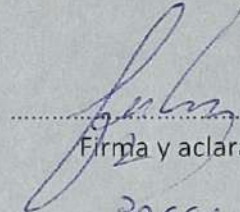
Congreso de los Estados Unidos (1978). National Energy Act - Ley de Energía Renovable. Administración Carter.

Congreso de los Estados Unidos (1980). Energy Security Act - Ley de Seguridad Energética.

DECLARACIÓN JURADA RESOLUCIÓN 212/99 CD

El autor de este trabajo declara que fue elaborado sin utilizar ningún otro material que no haya dado a conocer en las referencias que nunca fue presentado para su evaluación en carreras universitarias y que no transgrede o afecta los derechos de terceros.

Mendoza, 25 de agosto de 2025


.....
Firma y aclaración

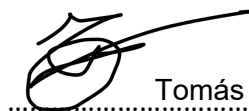
30661
.....
Número de registro

37.413.916
.....
DNI

DECLARACIÓN JURADA RESOLUCIÓN 212/99 CD

El autor de este trabajo declara que fue elaborado sin utilizar ningún otro material que no haya dado a conocer en las referencias que nunca fue presentado para su evaluación en carreras universitarias y que no transgrede o afecta los derechos de terceros.

Mendoza, 25 de agosto de 2025



Tomás Orlando

Firma y aclaración

3117

Número de registro

41.991.822

DNI