



Universidad de
San Andrés

Universidad de San Andrés

Escuela de Administración y Negocios

Magister en Finanzas

**Proyecto de Inversión de un Parque Solar
Fotovoltaico en la Provincia de Corrientes**

Análisis Económico Financiero

Autor: Juan Pablo Gómez de la Fuente

DNI: 29.089.233

Director de Trabajo Final de Graduación: Alejandro Loizaga

Buenos Aires, 16 de Noviembre de 2023

Resumen Ejecutivo

El objetivo de este trabajo es evaluar la viabilidad económica financiera a septiembre de 2022 de un proyecto solar fotovoltaico de generación de energía eléctrica a gran escala (utility scale) de 20 MW de potencia en la provincia de Corrientes.

En primer lugar, se profundiza en los fundamentos del desarrollo de energías renovables a nivel mundial de las últimas décadas, buscando determinar la fortaleza de lo que parece ser una tendencia irreversible: el advenimiento de las energías limpias en suplantación de las energías a partir de combustibles fósiles.

Luego se realiza un foco especial en la tecnología fotovoltaica, sus principales características, y la evolución de su productividad.

A continuación, se revisan las condiciones particulares de nuestro país para el desarrollo de esta actividad. Por un lado, se realiza un análisis de las condiciones naturales relativas, esto es, las condiciones de irradiación solar. Por otro lado, se describe el marco jurídico que envuelve a las energías renovables en Argentina, analizando principalmente las características del programa RenovAr que surge a partir de la ley 27.191. En tal sentido, se exhibe un vistazo panorámico de los proyectos adjudicados y ejecutados desde la implementación del programa.

También se analiza el contexto de negocios de los últimos años en el país para las energías renovables, haciendo hincapié en las variables más incidentes en su evolución.

Se pasa entonces a la definición del proyecto de negocios en forma particular. Se examinan los determinantes de su ubicación geográfica óptima, tamaño y el nivel tecnológico. Se revisan las alternativas de proveedores de servicios de ingeniería y construcción y operación/mantenimiento, y se establecen los montos proyectados para la inversión, los egresos y los ingresos. Para esto último, se desarrolla un análisis coyuntural de eventos de impacto mundial en la economía y en la actividad de producción energética, tales como la pandemia de covid y el conflicto bélico desatado por la invasión de Rusia a Ucrania.

Con las variables centrales determinadas, se procede a efectuar una valuación del proyecto por medio del método de flujo de fondos descontados, para lo cual se busca establecer un adecuado costo promedio del capital (WACC). El resultado obtenido sobre la línea base es luego sometido a un proceso de sensibilización en las variables críticas, para luego arribar a diferentes escenarios, buscando configurar un rango de aceptabilidad del proyecto.

Los resultados obtenidos sugieren que, bajo las condiciones consideradas como escenario base, el proyecto no es rentable. Sin embargo, considerando un escenario alternativo de índole optimista, el cual no es improbable si nos atenemos a los antecedentes históricos inmediatos, el proyecto puede aproximarse a la viabilidad.

Contenido

1- El Cambio climático y las energías renovables	1
1.1- Introducción	1
1.2- Causas del cambio climático	2
1.3- Efectos del cambio climático	4
1.4- El Acuerdo de París	6
1.5- El papel de la energía	7
2- La energía solar	10
2.1- Descripción	10
2.2- Desarrollo mundial	13
2.3- Evolución de costos	15
3- El Marco regulatorio en argentina	25
3.1- Evolución del programa RenovAr	25
3.2- Relevamiento de proyectos en el país	26
4- Proyecto solar en Corrientes Argentina	34
4.1. Premisas fundamentales	34
4.2- Inversiones necesarias	35
4.3- Ingresos proyectados	36
4.4- Egresos proyectados	42
4.5- Valuación del proyecto	43
4.5.1- Determinación del flujo de fondos libres	43
4.5.2- Determinación del costo del capital	46
4.5.3- Escenario base	54
4.5.4- Sensibilización	56
4.5.5- Escenarios alternativos	64
5- Conclusiones	69
6- Referencias bibliográficas:	72
7- Glosario	74
8- Anexo	76

Índice de tablas

Tabla 1: Evolución de la competitividad por tecnología	18
Tabla 2: Eficiencias récord de laboratorio para diferentes tecnologías SFV.....	22
Tabla 3: Proyectos Adjudicados Licitación GENREN.....	26
Tabla 4: Proyectos SFV presentados a través de la Resolución SE 108/2011	27
Tabla 5: Proyectos adjudicados en el programa RenovAr – ronda 1	29
Tabla 6: Proyectos adjudicados en el programa RenovAr – ronda 1.5	29
Tabla 7: Proyectos adjudicadas en el programa RenovAr – ronda 2	30
Tabla 8: Proyectos adjudicadas en el programa RenovAr – ronda 2 - fase 2.....	31
Tabla 9: Proyectos adjudicadas en el programa RenovAr – ronda 3	32
Tabla 10: Parámetros de producción.....	37
Tabla 11: Factor de ajuste	40
Tabla 12: Factor de incentivo.....	41
Tabla 13: Estructura operativa	43
Tabla 14: Resumen betas apalancados	50
Tabla 15: Resumen betas desapalancados	51
Tabla 16: Resumen de costo de deuda comparable	53
Tabla 17: Composición del WACC	53
Tabla 18: Valores de brecha cambiaria-Escenario ase	54
Tabla 19: Resultados-Escenario Base	55
Tabla 20: Sensibilización – Riesgo país promedio Latam	58
Tabla 21: Sensibilización – Riesgo país Latam – Costo deuda Latam	58
Tabla 22: Sensibilización – Riesgo país Uruguay – Costo deuda multilateral	59
Tabla 23: Escenarios alternativos de brecha cambiaria	60
Tabla 24: Sensibilización – Brecha cambiaria nula – WACC óptimo	62
Tabla 25: Sensibilización – Brecha cambiaria nula – WACC subóptimo	62
Tabla 26: Sensibilización – Brecha cambiaria nula – WACC óptimo – Inflación local consistente	63
Tabla 27: Sensibilización – Brecha cambiaria nula – WACC subóptimo – Inflación local consistente	63
Tabla 28: Escenario optimista – Valores críticos asumidos	65
Tabla 29: Escenario optimista – Resultados de valuación	65
Tabla 30: Escenario pesimista – Valores críticos asumidos	66
Tabla 31: Escenario pesimista – Resultados de valuación	66
Tabla 32: Resumen de resultados de valuación.....	67

Índice de gráficos

Gráfico 1: Mapa de irradiación solar horizontal	11
Gráfico 2: Parque solar fotovoltaico Cauchari – Provincia de Jujuy.....	12
Gráfico 3: Evolución de la capacidad mundial instalada de SFV	13
Gráfico 4: Nuevas inversiones globales en energía limpia - en millones de dólares	14
Gráfico 5: Capacidad instalada SFV. Año 2018.....	15
Gráfico 6: Precio del gas natural en Europa. € por MWh	17
Gráfico 7: Evolución del costo de instalación total	19
Gráfico 8: Evolución del factor de capacidad tecnología SFV	19
Gráfico 9: Evolución de los precios del gas y del carbón térmico en Europa.....	20
Gráfico 10: Evolución del costo nivelado de electricidad LCOE tecnología SFV	21
Gráfico 11: Mapa de radiación solar en Argentina para el mes de enero en kWh/m2	24
Gráfico 12: Metas para las energías renovables ley 27.191	28
Gráfico 13: RenovAr. Potencia adjudicada por región en MW	33
Gráfico 14: Programa RenovAr. Proyectos adjudicados por provincia	33
Gráfico 15: Costos de inversión tecnología SFV. Año 2021.....	36
Gráfico 16: Programa RenovAr. Factor de capacidad declarado por los proyectos	39
Gráfico 17: Retorno de Brookfield Renewable Partners vs retorno de S&P 500.....	48
Gráfico 18: Retorno de Dominion Energy vs retorno de S&P 500	49
Gráfico 19: Retorno de NextEra Energy vs retorno de S&P 500	50
Gráfico 20: Riesgo país al momento de valuación	57
Gráfico 21: Brecha cambiaria entre el dólar oficial y el paralelo	64

1- El Cambio climático y las energías renovables

1.1- Introducción

Para comprender la importancia de la generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables como una actividad económica ascendente, cuya evolución en las últimas décadas ha sido realmente sorprendente, es necesario contextualizar en primera instancia un concepto trascendental: El cambio climático.

Siguiendo la definición esbozada por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), el cambio climático se refiere a los cambios a largo plazo de las temperaturas y los patrones en el clima. Estos cambios pueden ser naturales, por ejemplo, a través de las variaciones del ciclo solar. Sin embargo, a partir del año 1800, las actividades humanas han sido el mayor motor del cambio climático, debido principalmente a la quema de combustibles fósiles como el carbón, derivados del petróleo y el gas.

La utilización de combustibles fósiles genera emisiones de gases de efecto invernadero, no dejando escapar al espacio exterior el calor del Sol, y de esa manera elevando las temperaturas.

Algunos ejemplos de gases de efecto invernadero que provocan el cambio climático son el dióxido de carbono y el metano. Estos proceden del uso de la gasolina para conducir un coche o del carbón para calentar un edificio, por ejemplo. El desmonte de tierras y bosques también puede liberar dióxido de carbono. Los vertederos de basura son una fuente importante de emisiones de metano. La energía, la industria, el transporte, los edificios, la agricultura y el uso del suelo se encuentran entre los principales emisores.

Las concentraciones de gases de efecto invernadero se encuentran en su nivel más elevado en 2 millones de años, de acuerdo con la ONU. Las emisiones continúan aumentando hoy en día, y como resultado de ello, la temperatura de la Tierra es ahora 1,1 °C más elevada que a finales del siglo XIX. La última década, que va del año 2011 al 2020, fue la más caliente jamás registrada.

En general se piensa que el cambio climático significa únicamente temperaturas más calurosas. Sin embargo, el aumento de la temperatura es sólo el principio de una serie de efectos. Al ser el planeta un sistema, en el que cada subsistema está conectado, los cambios de una región pueden influir en los cambios de todas las demás. Entre las consecuencias del cambio climático se pueden incluir, entre otras, sequías, escasez de agua, incendios graves, aumento del nivel del mar, inundaciones, deshielo de los polos, tormentas catastróficas y disminución de la biodiversidad.

Se observan, y se prevén aún peores, afectaciones a la salud, la producción de alimentos, la habitabilidad de ciertos territorios, la seguridad y el empleo.

Parte de la población se encuentra más vulnerable a los impactos climáticos, tales como las personas que viven en pequeñas naciones insulares y otros países en desarrollo. En la actualidad, el aumento del nivel del mar y la entrada de agua salada han implicado que poblaciones enteras hayan tenido que reubicarse, y las prolongadas sequías están creando riesgos alimentarios en bastos bolsos poblacionales, de África, sobre todo. La ONU prevé que el concepto de “refugiados climáticos” vaya en aumento en las próximas décadas.

Según los últimos informes de esta organización, un vasto número de científicos coincidieron en que limitar el aumento de la temperatura global a no más de 1,5°C respecto a los niveles medios de temperatura preindustriales sería de gran ayuda para evitar los peores impactos. Sin embargo, si los actuales planes de cada país respecto del clima continúan tal como vienen, se prevé que el calentamiento global alcance unos 3,2°C para finales de siglo.

Las emisiones que provocan el cambio climático proceden de todo el mundo y afectan a todos en mayor o menor medida. Sin embargo, los 100 países que menos emiten generan el 3% de las emisiones totales y los 10 países con mayores emisiones generan el 68%.

Existen tres categorías de acción respecto al cambio climático: reducir las emisiones, adaptarse a los impactos y financiar los ajustes necesarios. Esto se enmarca en acuerdos globales para guiar el avance, como los Objetivos de Desarrollo Sostenible, la Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático y el Acuerdo de París.

La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero es la categoría principal. Existe amplio consenso académico en que la acción más relevante para reducir el ritmo de las emisiones pasa por el cambio de los sistemas energéticos virando de los combustibles fósiles a las energías renovables. Sin embargo, aunque cada vez más países se comprometen a alcanzar las emisiones cero para el año 2050, los estudios señalan que alrededor de la mitad de los recortes en las emisiones deberían producirse antes de 2030 si es que se busca mantener el calentamiento por debajo de 1,5 °C. La producción de energía a partir de combustibles fósiles tiene que disminuir aproximadamente un 6% anual entre 2020 y 2030. Este ritmo no se está viendo en la actualidad.

1.2- Causas del cambio climático

Siempre siguiendo a la ONU, son las actividades humanas las que han calentado la atmósfera, el océano y la tierra, produciendo cambios generalizados y rápidos, distintos de cualquier ciclo natural.

La escala que revisten los cambios recientes en el sistema climático no tiene precedentes, ni aun remontándonos siglos o miles de años atrás. Muchos de estos cambios serán irreversibles por considerable tiempo, especialmente en lo que respecta a los océanos, las capas de hielo y el nivel global del mar.

El cambio climático inducido por el hombre afecta a todas las regiones. Cada vez hay más pruebas de su relación con olas de calor extremas, fuertes precipitaciones, sequías y ciclones tropicales.

Con el ritmo actual, la temperatura global de la superficie seguirá aumentando con seguridad al menos hasta mediados de siglo. Los países deben reducir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero en las próximas décadas pues de otro modo el calentamiento global superará los 1,5°C, tras lo cual las consecuencias climáticas serán aún más graves.

A medida que se calienta el mundo, mayores son los cambios en el sistema climático. Se encuentran con mayor frecuencia e intensidad los calores extremos, las olas de calor marinas, fuertes precipitaciones, sequías agrícolas y ecológicas en algunas regiones, la proporción de ciclones tropicales intensos, y la reducción del hielo marino del Ártico, de la capa de nieve y del permafrost.

Por otra parte, el calentamiento global continuado intensificará el ciclo del agua, haciéndolo más variable, y cambiando las precipitaciones monzónicas y la severidad de los eventos húmedos y secos. A medida que aumenten las emisiones de dióxido de carbono, el océano y la tierra serán menos eficaces para absorber y frenar la acumulación de dióxido de carbono en la atmósfera.

Incluso el colapso de la capa de hielo, o los cambios bruscos en las corrientes oceánicas y el calentamiento más allá de las proyecciones actuales pueden ser resultados que, aunque menos probables, no pueden descartarse.

La quema de combustibles fósiles es, con amplia diferencia, el factor que más contribuye al cambio climático mundial. Más del 75% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero y casi el 90% de todas las emisiones de dióxido de carbono provienen de la actividad de generación energía y utilización de combustibles para transporte. La mayor parte de la electricidad que consumimos se genera todavía con la combustión de carbón o gas, lo que produce dióxido de carbono y óxido nitroso, que son potentes gases de efecto invernadero.

Debemos considerar que gran parte de la industria y las fábricas producen emisiones, en su mayoría provenientes de la quema de combustibles fósiles destinada a generar energía para la fabricación de cemento, hierro, acero, componentes electrónicos, ropa y otros bienes. También la minería genera gases, de la misma forma que lo hace el sector de la construcción. La maquinaria utilizada en los procesos de fabricación a menudo realizados mediante carbón, petróleo o gas, y con algunos materiales, como los plásticos, están compuestos de sustancias químicas derivadas de los combustibles fósiles. La industria manufacturera, principalmente la electro intensiva, es una de las actividades que más contribuye a las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial.

Por otra parte, pero siempre vinculado al consumo de energía, la mayoría de los camiones, barcos y aeronaves funcionan con combustibles fósiles. El transporte es uno de los sectores que más contribuyen a generar gases de efecto invernadero, especialmente emisiones de dióxido de carbono. Los vehículos terrestres son responsables de la mayor parte, debido a la combustión de productos derivados del petróleo, como la gasolina, en los motores de combustión interna. Sin embargo, las emisiones provenientes de barcos y aeronaves siguen aumentando. El transporte es responsable de cerca de un cuarto de las emisiones de dióxido de carbono relacionadas con la energía a nivel global.

En otro orden de cosas, la deforestación de los bosques, con el objetivo de hacer agricultura o ganadería, o por otros motivos, provoca emisiones dado que cuando se talan sus árboles se libera el carbono que estos han estado almacenando. La ONU señala que cada año se destruyen aproximadamente 12 millones de hectáreas de bosques. Puesto que los bosques absorben el dióxido de carbono, su destrucción también limita la capacidad de la naturaleza para mantener estas emisiones fuera de la atmósfera. La deforestación, junto con la agricultura y otros cambios en la utilización de los suelos, es responsable de aproximadamente un cuarto de las emisiones de gases de efecto invernadero.

También la producción de alimentos provoca emisiones de metano, dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero, no solo por la deforestación o la roturación de tierras para la agricultura y el pastoreo, sino principalmente por la alimentación del ganado, la producción y uso de fertilizantes y el abono utilizado para los cultivos. No se debe nunca descartar el uso de la energía que hace funcionar los equipos en los establecimientos agrícolas ganaderos o el

combustible de los barcos pesqueros, generándose normalmente con combustibles fósiles. En fin, la producción de alimentos es uno de los sectores que más contribuye al cambio climático.

Finalmente, los edificios residenciales y comerciales consumen más de la mitad de la electricidad total. La demanda de sistemas de calefacción y de aparatos de aire acondicionado, la mayor cantidad de electrodomésticos y el aumento de los artefactos de iluminación, ha contribuido a un incremento en las emisiones de dióxido de carbono relacionadas con la energía.

1.3- Efectos del cambio climático

¿Cuáles son las consecuencias del cambio climático? De acuerdo con la ONU, se pueden enumerar las siguientes:

Aumento de las temperaturas

De la mano de la mayor concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, la temperatura de la superficie del planeta se incrementa. En la década que va del 2011 al 2020, se registró el mayor calentamiento hasta la fecha, y desde los años 80, cada década ha sido más cálida que la anterior. Este fenómeno se replicó en casi todas las zonas, produciendo más olas de calor y días más calientes.

A su vez, esta elevación de temperaturas provoca más enfermedades relacionadas con el calor y hace que trabajar a la intemperie sea más dificultoso. Son registrados numerosos incendios cada vez más difíciles de controlar, los que se extienden más rápidamente cuando el clima es más cálido. Las temperaturas del Ártico se han elevado mínimamente al doble de velocidad que la media geográfica mundial.

Intensidad de las tormentas

Los fenómenos de tormentas destructivas se han vuelto más intensos y frecuentes. La evaporación de mayor humedad causa inundaciones y precipitaciones extremas, provocando fenómenos climatológicos más destructivos. El calentamiento del océano también afecta a la frecuencia y magnitud de las tormentas tropicales ya que los ciclones, huracanes y tifones se alimentan de las aguas templadas de su superficie.

Sequías más generalizadas

La disponibilidad de agua está siendo modificada, volviéndose más escasa en muchas regiones. Las zonas áridas se vuelven más secas, al mismo tiempo que se aumenta el riesgo de sequías agrícolas, que afectan a cultivos y a la seguridad alimentaria de vastas regiones, y sequías ecológicas, que a su vez incrementan la vulnerabilidad de los ecosistemas. Estas sequías pueden provocar tormentas que mueven millones de toneladas de arena y polvo de un continente a otro, expandiendo los desiertos y reduciendo las tierras aptas para el crecimiento de cultivos.

Los océanos aumentan su nivel y se calientan

La mayor parte del calor generado por el calentamiento global es absorbida por los océanos. En la medida que este se calienta, se incrementa su volumen ya que el agua se expande. El deshielo

de casquetes polares eleva el nivel del mar amenazando a las comunidades litorales e insulares. Por otro lado, el océano absorbe dióxido de carbono, evitando de esta manera su acumulación en la atmósfera. Sin embargo, este proceso hace que el océano se acidifique, poniendo en peligro tanto a las especies marinas como a los arrecifes de coral.

Extinción de especies

Muchas de las especies terrestres y oceánicas se ponen en riesgo con el cambio climático. Debido a la potencia del aumento de las temperaturas, y sobre todo a su velocidad, en el mundo se extinguen especies a un ritmo mil veces mayor que en cualquier otra época de la que se tenga constancia en la historia humana. Alrededor de un millón de especies están en riesgo de extinguirse en las próximas décadas. Los incendios forestales, el clima extremo y la invasión de plagas con la aparición de enfermedades, se cuentan entre las amenazas relacionadas con el cambio climático. No todas las especies serán capaces de adaptarse geográficamente.

Inseguridad alimentaria

Los recursos provenientes de la pesca, los diferentes cultivos agrícolas y las diversas formas de ganadería pueden volverse menos productivos a medida que se incrementa la temperatura y con ella se intensifican los fenómenos del clima.

Debido a una continua acidificación oceánica, los recursos marinos que dan alimento a miles de millones de personas se encuentran en riesgo. Por otro lado, los calores extremos pueden hacer disminuir el agua para los cultivos y los pastizales destinados a la ganadería, provocando una disminución de la producción agrícola y afectando al ganado. De esta manera, los sistemas productivos alimentarios se vuelven más inestables.

Más riesgos para la salud

Los factores medioambientales modificados acaban con la vida de cerca de 13 millones de personas cada año. Estos patrones del cambio climático están expandiendo enfermedades, y los fenómenos meteorológicos extremos producen más muertes, poniendo bajo presión los sistemas sanitarios. Por supuesto, la mayor pobreza e inseguridad alimentaria afectan la salud de millones de personas.

Aumento de la pobreza y mayores desplazamientos

El cambio climático aumenta los factores que llevan y mantienen a la gente en la pobreza. Por un lado, los fenómenos afectan las viviendas más precarias. Por otro lado, también afectan la ejecución de trabajos en el exterior o la intemperie.

Durante la última década, los sucesos relacionados con el clima desplazaron a un total aproximado de 23,1 millones de personas en promedio cada año, aumentando sus probabilidades de caer en la pobreza.

1.4- El Acuerdo de París

Siguiendo a la ONU, el cambio climático constituye una emergencia mundial que va más allá de las fronteras nacionales, y por ello se trata de una cuestión que exige soluciones coordinadas y cooperación internacional para ayudar a las diferentes naciones a avanzar hacia una economía con bajas emisiones de carbono.

Justamente, para abordar esta problemática y sus impactos negativos, los líderes mundiales en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el cambio climático en París, realizaron un importante avance el 12 de diciembre de 2015 con el histórico Acuerdo de París.

Este acuerdo establece objetivos de largo plazo como una hoja de ruta para todos los países firmantes:

- Reducir sustancialmente las emisiones de gases de efecto invernadero para limitar el aumento de la temperatura global en este siglo a 2 °C y esforzarse para no superar incluso el 1,5 °C de incremento.
- Revisar los compromisos de los países cada cinco años.
- Ofrecer financiación a los países en desarrollo para que puedan mitigar el cambio climático, fortalecer la resiliencia y mejorar su capacidad de adaptación a sus impactos.

En términos jurídicos, el acuerdo es un tratado internacional legalmente vinculante. Su entrada en vigor fue el 4 de noviembre de 2016, y en la actualidad, 193 partes (192 países más la Unión Europea) lo han suscripto.

El mismo incorpora los compromisos de todos los países para reducir sus emisiones y cooperar a fin de adaptarse a los impactos del cambio climático. También incluye un llamamiento a estos países para que vayan aumentando sus compromisos con el paso del tiempo.

Por otra parte, proporciona a los países desarrollados un mecanismo de ayuda a las naciones en desarrollo para que puedan mitigar y adaptarse al cambio climático, creando un marco para un control e información transparentes sobre los objetivos de estos países.

La implementación del acuerdo está prevista para hacerse en ciclos de cinco años, con acciones cada vez más ambiciosas en materia climática. Por lo tanto, se busca que cada cinco años los países envíen un plan nacional actualizado de acción climática que se conoce como Contribución Determinada a nivel Nacional (CDN).

Las CDN son documentos a través de los cuales los países comunican las medidas que tomarán para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de alcanzar los objetivos manifestados en el acuerdo. En ellas también se incluyen las medidas que tomarán para desarrollar la resiliencia o las medidas de adaptación y recuperación necesarias para adaptarse a los impactos del cambio climático y el aumento de las temperaturas.

Adicionalmente, y a fin de configurar de una mejor manera los esfuerzos encaminados a lograr el objetivo a largo plazo, el Acuerdo de París invita a los países a formular y enviar estrategias a largo plazo, los cuales también se materializan en un documento pero que, a diferencia de los CDN, no son obligatorias.

1.5- El Papel de la energía

De acuerdo con la ONU, las energías renovables son fuentes de energía inagotables y crecientemente competitivas.

A diferencia de las fuentes tradicionales de energía como el carbón, el gas, el petróleo o la energía nuclear, cuyas reservas son finitas, las energías renovables cuentan con la misma disponibilidad que el Sol donde tienen su origen y se adaptan a los ciclos naturales. Por ello se considera que son un elemento clave de un sistema energético sostenible que permita el desarrollo presente sin poner en riesgo el de las futuras generaciones.

La cualidad autóctona y dispersa de estas fuentes de energía implica una ventaja diferencial para las economías locales y su independencia energética. La necesidad de importar combustibles fósiles produce una dependencia a la situación económica y política del país proveedor que puede comprometer la seguridad del suministro energético. En cualquier parte del planeta hay algún tipo de recurso renovable tal como el viento, la radiación solar, el agua, o la materia orgánica, que es susceptible de ser aprovechado para producir energía de forma sostenible.

Las principales tecnologías renovables, como la eólica y la solar fotovoltaica, están reduciendo drásticamente sus costes, de forma que ya son plenamente competitivas con las convencionales en un número creciente de lugares. Las economías de escala y la innovación están consiguiendo que las energías renovables lleguen a ser la solución más sostenible, no sólo ambiental sino también económicamente. En el caso de los combustibles fósiles, los costos son crecientes por ser un recurso agotable, y además es sumamente volátil al estar en poder de pocos actores su explotación.

Las renovables cuentan también con un horizonte político favorable. En la actualidad existe un clima de consenso internacional en favor de la descarbonización de la economía, lo que constituye un marco muy favorable para el impulso de las tecnologías energéticas limpias.

Sin embargo, la principal diferencia está en que no producen gases de efecto invernadero que agraven el cambio climático.

Afortunadamente, el crecimiento de las energías renovables es ya una realidad. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la participación de las renovables en el suministro eléctrico global pasará del 26% en 2018 al 44% en 2040, y estas abastecerán dos tercios del incremento de demanda eléctrica registrado en ese período. Las tecnologías que más se desplegarán serán la eólica y la fotovoltaica.

Además, siguiendo a la AIE, la demanda mundial de electricidad aumentará un 70% hasta 2040, elevando su participación en el uso final de energía del 18% al 24% en el mismo periodo, espoleada principalmente por regiones emergentes (India, China, África, Oriente Medio y el Sureste Asiático).

Por estos motivos, el desarrollo de estas tecnologías de energías limpias es fundamental para combatir el cambio climático y limitar sus efectos más críticos.

La temperatura media del último lustro ha sido aproximadamente 1,2°C por arriba al nivel preindustrial, según el servicio de cambio climático de Copernicus.

Al año 2018, existen unos 860 millones de personas en el mundo que carecen todavía de acceso a la electricidad, lo que requiere un amplio esfuerzo adicional en el despliegue de las energías limpias para lograr el acceso universal a la electricidad, uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) consensuados en el marco de la Agenda 2030 por Naciones Unidas.

Las energías renovables han recibido un importante respaldo de la comunidad internacional con el Acuerdo de París suscrito en la Cumbre Mundial del Clima celebrada unos meses después del acuerdo por los ODS en diciembre de 2015 en la capital francesa.

Tal como se mencionó, el acuerdo establece por primera vez en la historia un objetivo global vinculante, por el que los casi 200 países firmantes se comprometen a reducir sus emisiones de forma que el aumento de la temperatura media del planeta a final del presente siglo quede muy por debajo de los dos grados, e incluso hacer los mejores esfuerzos para intentar dejarlo en 1,5°C.

Para la ONU estos objetivos serán únicamente alcanzables de la mano de las energías renovables, y es por ello por lo que hoy se habla de la transición energética desde la energía a partir de combustibles fósiles hacia estas energías limpias. Esta transición tendrá asimismo efectos económicos muy positivos para la economía global y el desarrollo.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), el cumplimiento de los objetivos acordados exige duplicar la cuota de renovables en la generación eléctrica hasta situarla en el 57% a nivel mundial en 2030, y para ello se requiere aumentar las inversiones anuales en estas tecnologías desde los 330 mil millones de dólares actuales hasta los 750 mil millones, con el consiguiente impulso a la creación de empleo y al crecimiento de otras actividades conexas.

Entre las energías renovables se pueden enumerar:

- Energía eólica: la energía que se obtiene del viento.
- Energía solar: la energía que se obtiene del Sol. Existen dos tecnologías a su vez, que son la solar fotovoltaica que aprovecha la luz del Sol, y la solar térmica que aprovecha su calor.
- Energía hidráulica o hidroeléctrica: la energía que se obtiene de los ríos y corrientes de agua dulce (en Argentina solo se consideran limpias hasta 50 MW de potencia).
- Biomasa y biogás: la energía que se obtiene de materia orgánica.
- Energía geotérmica: la energía calorífica extraída del interior de la Tierra.
- Energía mareomotriz: la energía que se obtiene de las mareas.
- Energía undimotriz: la energía que se obtiene de las olas del mar.
- Bioetanol: combustible orgánico apto para la automoción que se logra mediante procesos de fermentación de productos vegetales.
- Biodiésel: combustible orgánico para automoción, entre otras aplicaciones, que se obtiene a partir de aceites vegetales.

Entre 2009 y 2019, las energías renovables crecieron aproximadamente un 5% anual. Si bien, la mayoría de las últimas instalaciones de energía renovable se construyeron en los países en desarrollo, los países desarrollados contaban con alrededor de cuatro veces más capacidad per cápita que éstos en 2019.

Siguiendo a datos de la ONU, más del 80% de toda la nueva capacidad eléctrica añadida en 2020 fue renovable, con las tecnologías fotovoltaica y eólica representando el 91 %.

El monto de inversión en capacidad de energía renovable ascendió a 303.500 millones de dólares en 2020 para todo el mundo, lo que representó un aumento del 2% con respecto al año anterior.



Universidad de
San Andrés

2- La energía solar

2.1- Descripción

Si bien el fenómeno fotovoltaico fue descubierto y estudiado por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel, y unos cuarenta años después, el inventor estadounidense Charles Fritts pudo fabricar el primer dispositivo fotovoltaico de conversión, recién en la segunda mitad del siglo XX la industria comenzó su desarrollo y expansión con el objetivo de energizar satélites puestos en la órbita terrestre.

Fue en la década de los setenta que se comenzaron a desarrollar módulos fotovoltaicos para aplicaciones terrestres.

En forma resumida, un sistema solar fotovoltaico (SFV) está compuesto por los siguientes componentes:

- Módulo fotovoltaico
- Inversor
- Sistema de soporte/seguimiento

Al igual que cualquier generación de electricidad, los parques solares cuentan con sistemas de conexión, protecciones, puesta a tierra, transformadores, etc.

El proceso de generación parte de las celdas solares fotovoltaicas, las que están compuestas por materiales semiconductores capaces de convertir la energía electromagnética contenida en la luz proveniente del Sol en energía eléctrica. Este fenómeno se denomina fotovoltaico dada la diferencia de potencial que da lugar a una corriente eléctrica.

La luz del Sol alcanza la superficie de los módulos donde los fotones, que son las partículas responsables del fenómeno electromagnético, son absorbidos por el material semiconductor provocando la excitación de los electrones y permitiendo que se forme lo que se conoce como el par electrón-hueco. Dado que los electrones y los huecos tienden a recombinarse para volver a liberar la energía del fotón, para aprovechar la energía almacenada en un par electrón-hueco y realizar trabajo en un circuito externo se deben separar los electrones y los huecos mediante la inserción de otros materiales filtrantes que posibiliten únicamente el paso de electrones hacia un extremo y el paso de huecos hacia el otro. Por último, las cargas eléctricas son extraídas de las celdas fotovoltaicas mediante contactos eléctricos para que puedan realizar trabajo en un circuito externo. La energía química de los pares electrón-hueco se convierte en energía eléctrica, para que luego de que los electrones hayan pasado por el circuito, se recombinen con los huecos.

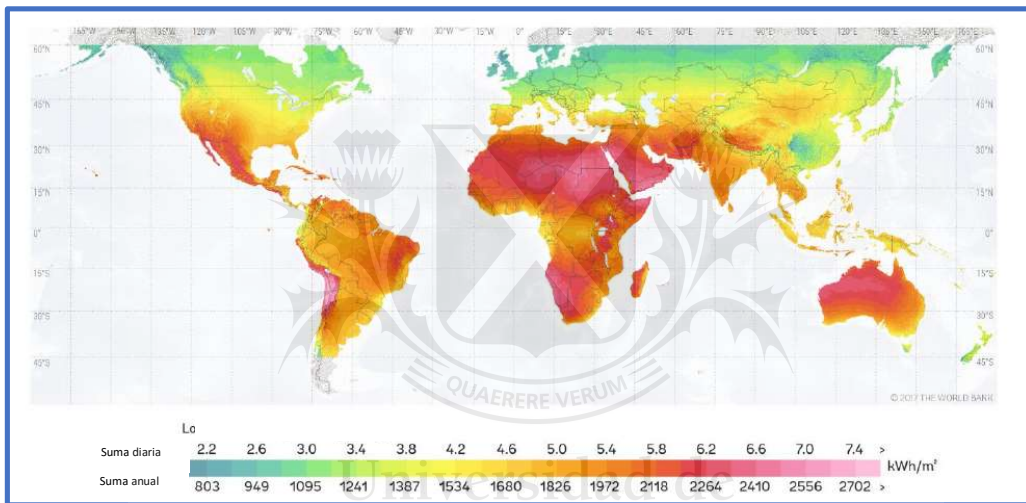
El sistema internacional denomina la Irradiancia, que es el flujo de radiación, en watt por metro cuadrado (W/m^2), y a la irradiación, que es la energía por unidad de área, es decir, que se mide en watt-hora por metro cuadrado (Wh/m^2).

Como la distancia entre la Tierra y el Sol es de 150 millones de kilómetros, el flujo de radiación solar que alcanza la atmósfera terrestre es de $1.367 W/m^2$, valor que es conocido como

Constante Solar. Debido a semejante distancia, esta radiación que alcanza a la Tierra es prácticamente paralela.

De la radiación solar que atraviesa la atmósfera, sólo una parte llega a la superficie terrestre directamente, mientras que el resto es esparcido o absorbido por moléculas del aire o gotas de agua o de hielo en las nubes. En su casi totalidad, la absorción es realizada por las moléculas gaseosas y los aerosoles. Esta radiación que atraviesa la atmósfera y llega directamente a la superficie terrestre se denomina irradiancia normal directa. La parte de radiación que es esparcida por fuera del rayo directo es la irradiancia horizontal difusa. La suma geométrica de estos dos componentes que confluyen en un mismo punto de una superficie horizontal se denomina irradiancia global horizontal.

Gráfico 1: Mapa de irradianción solar horizontal



Fuente: SOLARGIS

Celdas fotovoltaicas

Es el elemento central en la producción de electricidad a partir de la luz proveniente del Sol. Incorpora a nivel individual una determinada potencia, tensión y corriente, y por su cualidad modular permite que, combinando varias celdas, se alcancen mayores unidades de generación.

Entre los principales materiales de las celdas solares que le permiten generar el efecto fotovoltaico se encuentran los semiconductores. Estos que se consideran materiales apropiados para su confección debido a dos razones:

- Los fotones solares poseen la energía suficiente para liberar los electrones de sus átomos.
- Los electrones liberados son capaces de moverse hacia los contactos.

Las celdas de silicio cristalino hoy abarcan al 95% del mercado de las celdas fotovoltaicas. Este tipo de celdas se pueden clasificar en monocristalinas y policristalinas. La principal diferencia es la estructura interna y la conformación de red cristalina del silicio que provocará mayor o menor

tasa de recombinación de los pares electrón-hueco. Las monocristalinas son más eficientes en este sentido, pero también más costosas.

Por otro lado, se pueden encontrar las celdas de capa delgada, las que cuentan con la ventaja de utilizar cantidades muy bajas de material absorbente lo que baja su costo, pero también su eficiencia. Una ventaja adicional es que tienen espesores tan bajos que permiten realizar celdas flexibles. Las opciones más utilizadas dentro de las celdas de capa delgada son los semiconductores III-V (el más divulgado es el arseniuro de galio o GaAs), el silicio amorfo (a-Si:H), telururo de cadmio (CdTe) y cobre indio galio selenio (CIGS).

Otro equipo clave en estos sistemas son los inversores. Este es un convertidor estático de potencia, con potencia de entrada en corriente continua (DC), y potencia de salida en corriente alterna (AC) con una tensión y frecuencia determinada.

Respecto a las configuraciones, se pueden encontrar diferentes tipos y tecnologías de inversores que se podrá seleccionar dependiendo del perfil del proyecto.

- Centrales: los módulos fotovoltaicos se encuentran conectados en cadenas y se conectan en un sistema de mayor tensión. Todo el conjunto se conecta a un solo inversor central.
- Microinversores: Cada uno de estos inversores operan directamente con uno o pocos módulos, y su potencia unitaria es de algunos cientos de watts.
- String: Es una opción intermedia. Los inversores se conectan a una cadena de módulos, los cuales no trabajan con potencias tan grandes como los inversores centrales, pero tampoco tan bajas como los microinversores.
- Central con optimizador: Cada módulo cuenta con un optimizador que permite trabajar a una potencia óptima para luego convertirla en el inversor central.

Gráfico 2: Parque solar fotovoltaico Cauchari – Provincia de Jujuy



Algunos sistemas cuentan con seguidores, conocidos en el mercado como Trackers. Estos son estructuras metálicas que buscan aumentar la producción de energía moviendo los paneles fotovoltaicos y otros dispositivos de concentración por medio de sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos, persiguiendo la trayectoria del Sol. De este modo, pueden capturar la máxima radiación solar durante el mayor tiempo posible.

Estos sistemas se pueden dividir en sistemas de seguimiento de uno o dos ejes. Los sistemas de un único eje perpendicular al suelo pueden sólo seguir el azimut solar, pero no pueden seguir la altitud solar. Estos a su vez pueden clasificarse en monofila o multifila, es decir, que un solo punto de seguimiento mueve una sola fila de módulos fotovoltaicos para el primer caso, o que mueve varias filas de módulos en el segundo.

El sistema seguidor de dos ejes puede seguir tanto el azimut como la altitud del Sol y, por supuesto, puede ser más eficiente que un sistema de un solo eje.

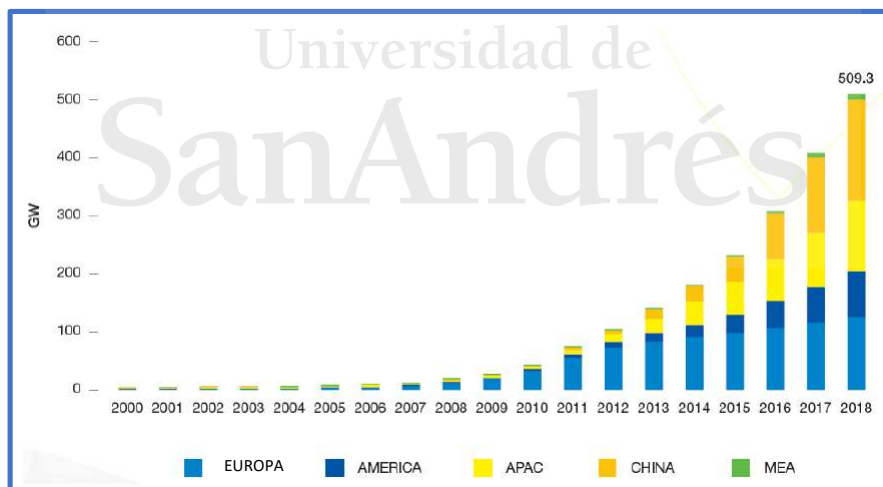
Las instalaciones con seguidores aportan mayor rendimiento, pero también mayor costo de inversión y de mantenimiento. Finalmente, el tipo de proyecto, su ubicación y la topografía del terreno determinarán la optimización costo beneficio para la utilización de cada tipo de sistema.

2.2- Desarrollo mundial

El aumento de la demanda de la tecnología SFV alrededor de todo el mundo ha permitido lograr niveles de producción a escala que la colocan como la opción de generación de energía más competitiva en una gran cantidad de países. Para finales de 2018, al menos 32 países habían instalado 1 GW o más en sus territorios.

El gran salto exponencial se produjo cuando ingresaron en el mercado los países asiáticos del Pacífico, China y los países de Medio Oriente, los que suman en la actualidad más de la mitad de la capacidad instalada de esta tecnología.

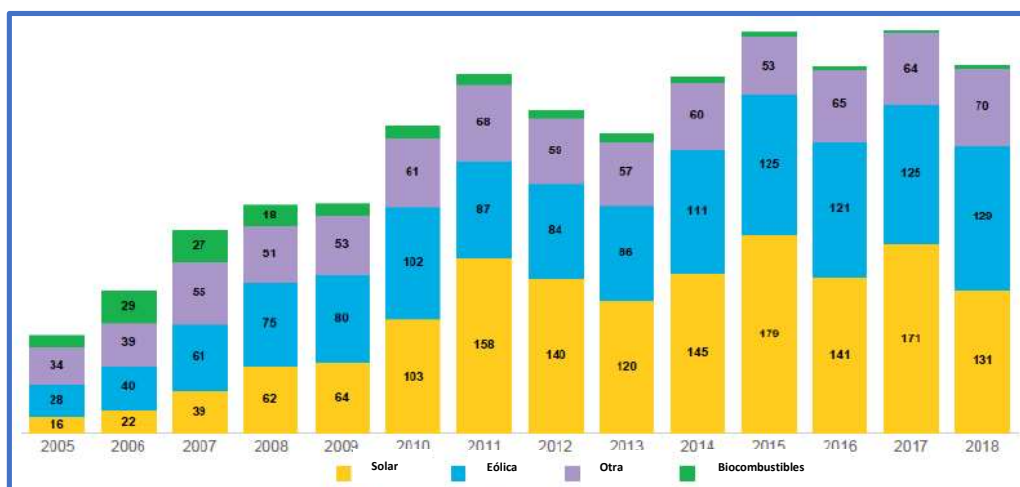
Gráfico 3: Evolución de la capacidad mundial instalada de SFV



Fuente: SolarPower Europe

Sin embargo, es importante resaltar el hecho de que, si bien en 2018 por primera vez se superó la barrera de los 100 GW instalados en un año, las inversiones medidas en unidades monetarias han disminuido. Esta caída se debe a importantes desarrollos regionales o específicos de varios países, siendo el más notable el de China en 2018, pero fundamentalmente debido a la tendencia global de disminución de los costos de capital para las tecnologías de energías renovables.

Gráfico 4: Nuevas inversiones globales en energía limpia - en millones de dólares



Fuente: BloombergNEF

Desafortunadamente, a pesar de las grandes inversiones en términos de nueva capacidad instalada, la generación de energía SFV mundial sólo aporta el 2,2% de la matriz de energía eléctrica para el año 2018.

Si observamos país por país, el aporte relativo de la tecnología SFV a la matriz energética de cada uno difiere considerablemente.

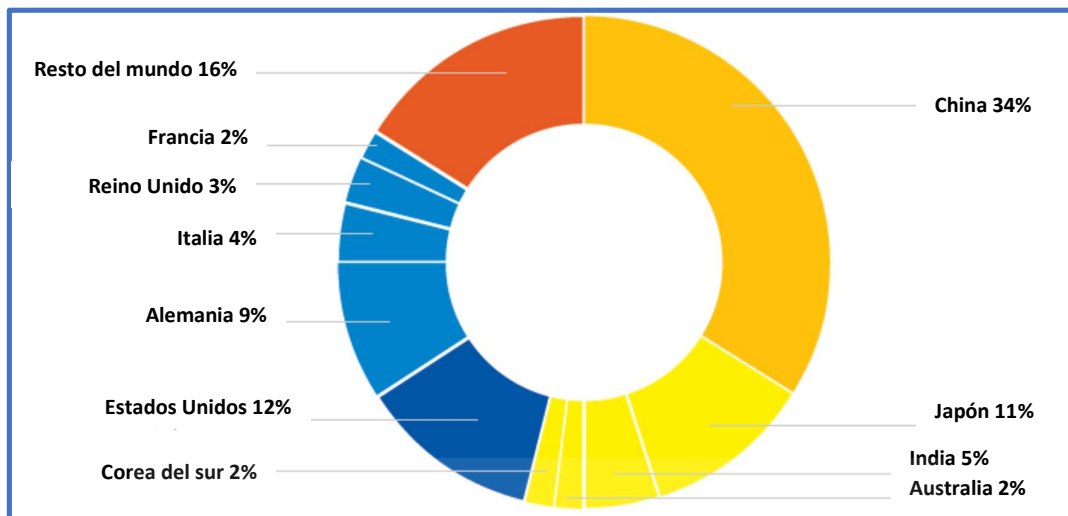
En este aspecto, se debe resaltar que el hecho de que un país cuente con una participación menor en la generación de energía eléctrica a partir de la tecnología SFV no significa que ello represente una capacidad instalada comparativamente menor.

Por ejemplo, China es el país con mayor capacidad instalada en SFV del mundo con 176,1 GW al año 2018 (seguido muy atrás por Estados Unidos con 62,4 GW) pero con ello genera solamente un 3,3% de su energía eléctrica.

En el gráfico de abajo se observa que cuatro países representan el 66% de la capacidad instalada mundial.

Estos países son China, Estados Unidos, Japón y Alemania con el 34%, 12%, 11% y 9% del total instalado a nivel mundial, respectivamente.

Gráfico 5: Capacidad instalada SFV. Año 2018



Fuente: SolarPower Europe

2.3- Evolución de costos

Los contenidos presentados en este título se basan principalmente en información publicada por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), organización intergubernamental cuyo mandato es facilitar la cooperación, promover el conocimiento, la adopción y el uso sostenible de las energías renovables. Para 2022, posee 168 países miembro, incluyendo Argentina.

Esta organización mantiene actualizadas dos bases de datos con el objetivo de brindar información a sus socios y al público en general respecto a la última información estadística y de costos del sector de Energías Renovables.

- La base de datos de costos y performance, la cual incluye información a nivel de proyecto para unos 21.000 casos alrededor del mundo, con una capacidad global de 2.100 GW.
- La base de datos de subastas y contratos PPA (Power Purchase Agreement), la cual contiene datos de unos 13.500 proyectos y los resultados de programas de subastas.

Actualidad de costos

Siguiendo a IRENA, el costo promedio ponderado global de nuevas plantas fotovoltaicas en 2021 se redujo, y ello a pesar de los incrementos en materiales y equipamientos que se dio por efecto de la pandemia.

Por ejemplo, el promedio ponderado global para el costo nivelado de electricidad (LCOE por sus siglas en inglés) de nuevos proyectos utility- scale cayó un 13% respecto al año anterior, hasta un nivel de USD 0.048/kWh.

El LCOE se define como el valor actual de la suma de todos los costos durante la etapa de inversión y operación, dividido por el valor actual de toda la energía eléctrica generada a lo largo de la vida del proyecto. Es el parámetro más utilizado para expresar el costo de producción de la energía eléctrica.

Si se considera el periodo 2010 a 2021, la competitividad de los paneles fotovoltaicos ha tenido un incremento fenomenal. El LCOE se redujo en un 88%.

Los beneficios de las energías renovables en general podrían ser aún mayores en los próximos años, dada la crisis latente de los precios de los combustibles fósiles.

El costo del kWh de la nueva capacidad solar y eólica agregada en Europa en 2021 promediará al menos 4 a 6 veces menos que el costo marginal de generar combustibles fósiles en los próximos años.

Si tenemos una mirada mundial, la capacidad renovable adicionada en 2021 podría reducir los costos de generación de electricidad en al menos USD 55 mil millones en un solo año.

Las razones por las cuales el costo global promedio se redujo en 2021 a pesar de todos los shocks adversos se pueden resumir en:

- Los costos de los equipos se habían incrementado escasamente en 2020 y principios de 2021, cuando muchos de los últimos proyectos emitieron las órdenes de compra.
- Los proyectos más recientes han crecido en escala, sobre todo en Europa, lo que los colocó con mejores condiciones de negociación.
- Las provisiones por contingencias han absorbido en la mayoría de los proyectos los incrementos de costos que pudieron haber tenido.
- Los mejoramientos tecnológicos que incrementaron la eficiencia en los módulos solares, así como los mejoramientos en la fabricación y la continuidad de procesos, también han sido factores que empujaron los costos a la baja.
- Gran parte de los nuevos proyectos a nivel global se desarrollaron en China, país que tiene unos costos relativos menores al resto.

Sin embargo, el principal factor económico a favor de las renovables viene siendo el aumento de los combustibles fósiles, más que compensando cualquier aumento de costos que puedan tener las primeras.

A principios de 2022 se asumía un valor promedio del gas natural mayorista de USD 0,11/kWh, y para agosto de ese año ese valor alcanzó un máximo de USD 0,31/kWh.

Es decir que a los valores más altos que resultaron de la pandemia y del alza previa de precios de los combustibles fósiles, se le sumó un profundo impacto como consecuencia de la guerra de Rusia y Ucrania.

Estos incrementos, del gas principalmente, repercuten fuertemente en los costos de generación de energía convencional, lo que a su vez se ve potenciado por un incremento por parte de la Unión Europea del esquema de comercio de emisiones.

Gráfico 6: Precio del gas natural en Europa. € por MWh



Fuente: Bloomberg

Un valor de costos de generación convencional de USD 0.27/kWh, que en el presente contexto sería conservador, es de 4 a 6 veces más elevado que el costo de las nuevas capacidades solares y eólicas introducidas en Europa durante 2021.

Para los proyectos solares utility-scale, cuyo promedio ponderado de LCOE de nuevos proyectos cayó en 2021, el descenso fue motorizado principalmente por una baja en el promedio ponderado global del costo total de instalación que bajó en un 6%, de USD 916/kW en 2020 a USD 857/kW para los proyectos comisionados en 2021.

Dicha merma en el LCOE de los proyectos SFV también tuvo que ver con un aumento del factor de capacidad, el cual retornó al 17% global promedio. El factor de capacidad se define como el cociente entre la producción real de la central y la producción teórica funcionando el 100% del tiempo. Este aumento se debió principalmente a la instalación de parques donde el recurso solar tenía mayores rendimientos y también debido al aumento del uso de seguidores de un eje y módulos bifaciales.

Sin embargo, es necesario destacar que los datos actuales indican que no todos los incrementos de costos generados por los shocks de oferta recientes han sido traspasados a los precios de los equipos, y que, por lo tanto, podría haber presiones sobre los costos en los tiempos por venir.

Los costos en tendencia

El periodo que va de 2010 a 2021 implicó un espectacular cambio en la competitividad relativa entre las renovables y la energía nuclear y convencional a partir de combustibles fósiles.

La discusión ha mutado desde el tiempo que iba a tomar a las energías renovables volverse competitivas frente a los fósiles hacia una donde se debate en cuáles lugares colocar la mayor cantidad posible de paneles solares y parques eólicos.

En 2010, solo los parques eólicos onshore, es decir sobre tierra firme, configuraban la única tecnología que caía dentro del rango de costos de las nuevas instalaciones alimentadas con combustibles fósiles.

Desde entonces, se han ido sumando otras tecnologías de energías renovables, destacando la solar fotovoltaica utility- scale.

Para 2020, no solo la nueva capacidad en SFV era competitiva, sino que sus costos eran menores a los costos operativos marginales de las plantas térmicas existentes a partir de combustibles fósiles como el carbón y el gas.

Si se considera la velocidad de la reducción en los costos, desde 2010 la SFV ha experimentado la baja más rápida.

El 88% de reducción en el LCOE mencionado implica haber bajado desde USD 0.417/kWh a USD 0.048/kWh, y se presentó al tiempo que la capacidad instalada global de SFV pasaba de 40 GW a 843 GW.

Tabla 1: Evolución de la competitividad por tecnología

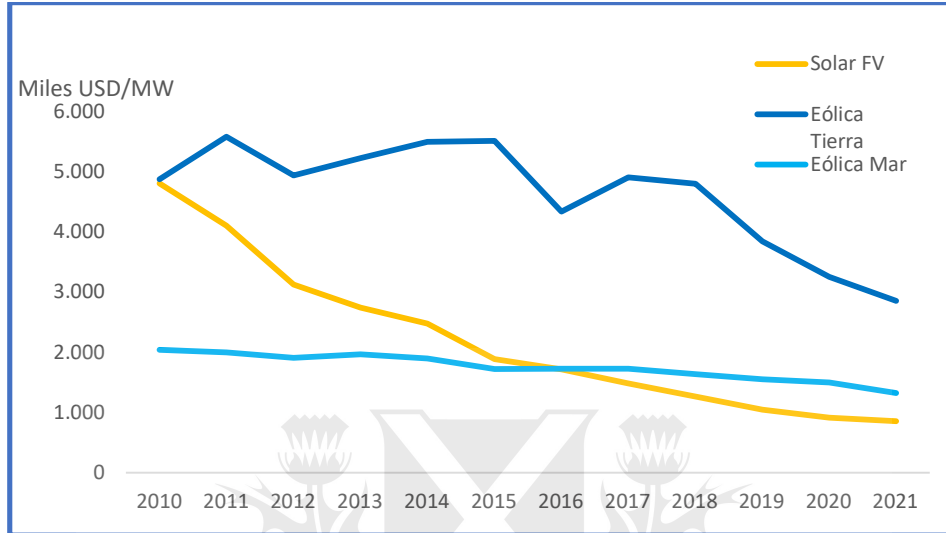
Tecnología	Costos de instalación totales			Factor de capacidad			Costo nivelado de electricidad		
	(2021 USD/kW)			(%)			(2021 USD/kWh)		
	2010	2021	%	2010	2021	%	2010	2021	%
Bioenergía	2.714	2.353	-13%	72	68	-6%	0,078	0,067	-14%
Geotermia	2.714	3.991	47%	87	77	-11%	0,05	0,068	34%
Hidroenergía	1.315	2.135	62%	44	45	2%	0,039	0,048	24%
Solar FV	4.808	857	-82%	14	17	25%	0,417	0,048	-88%
Solar Concentrada	9.422	9.091	-4%	30	80	167%	0,358	0,114	-68%
Eólica en tierra	2.042	1.325	-35%	27	39	44%	0,102	0,033	-68%
Eólica en mar	4.876	2.858	-41%	38	39	3%	0,188	0,075	-60%

Fuente: IRENA

Esta evolución de competitividad ha sido fomentada por bajas en los precios de los módulos, los cuales han caído 91% desde 2010, debido a su vez a incrementos de eficiencia, economías de escala en la fabricación y optimización en el uso de materiales.

Como resultado de esto, los costos promedio globales de instalación de un sistema SFV utility-scale se redujeron en un 82% desde 2010 al 2021, esto es, de USD 4.808/kW a solo USD 857/kW en 2021.

Gráfico 7: Evolución del costo de instalación total

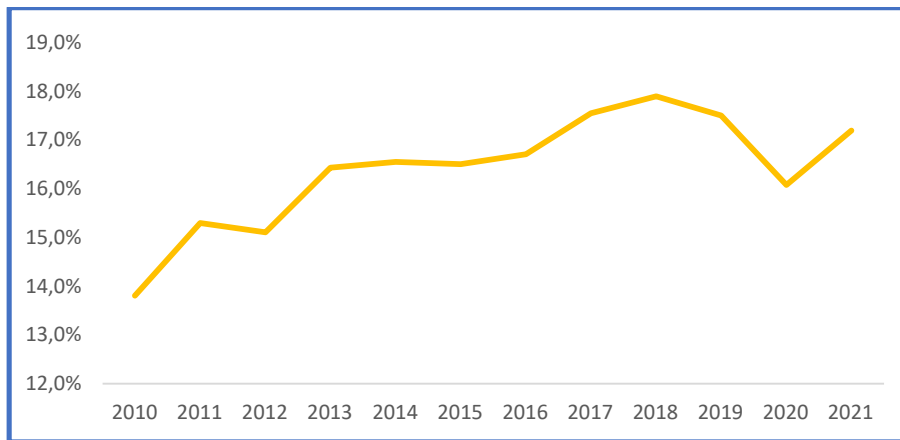


Fuente: IRENA

El factor de capacidad también se ha visto incrementado en ese periodo. Este aumento se originó inicialmente por el desarrollo de nuevos mercados donde el recurso solar era más abundante.

Luego las mejoras tecnológicas también han contribuido a la reducción de pérdidas de sistema, aunque el mayor aporte a esta variable vino de la mano de la mayor utilización de los sistemas de seguimiento y los módulos bifaciales, los cuales incrementan el rendimiento para un recurso solar dado.

Gráfico 8: Evolución del factor de capacidad tecnología SFV



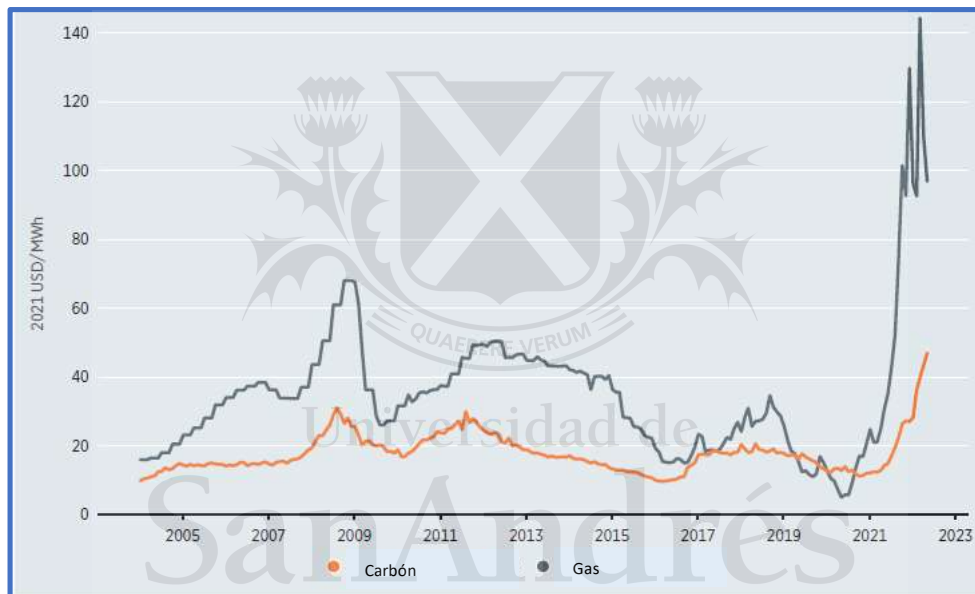
Fuente: IRENA

La merma continua de costos en la tecnología SPV implicó que, en 2021, un récord de 67 GW de capacidad a nivel utility-scale fueran comisionados con costos más bajos que la alternativa más económica de energía convencional a partir de combustibles fósiles. Este valor marca una tendencia, ya que supera los 44 GW en 2020 y los 40 GW en 2019.

En muchas economías donde la demanda de electricidad está creciendo y se requiere nueva capacidad de generación, los proyectos SFV implicarán significativas reducciones en los costos del sistema eléctrico.

Por el lado del comportamiento de las tecnologías convencionales, y enfocados en su precio, el gas de origen fósil europeo, por ejemplo, tuvo en 2022 un nivel promedio de casi 5 veces superior respecto al del año anterior. El nivel de incremento de los precios de gas fósil en Europa no tiene precedentes.

Gráfico 9: Evolución de los precios del gas y del carbón térmico en Europa



Fuente: IRENA

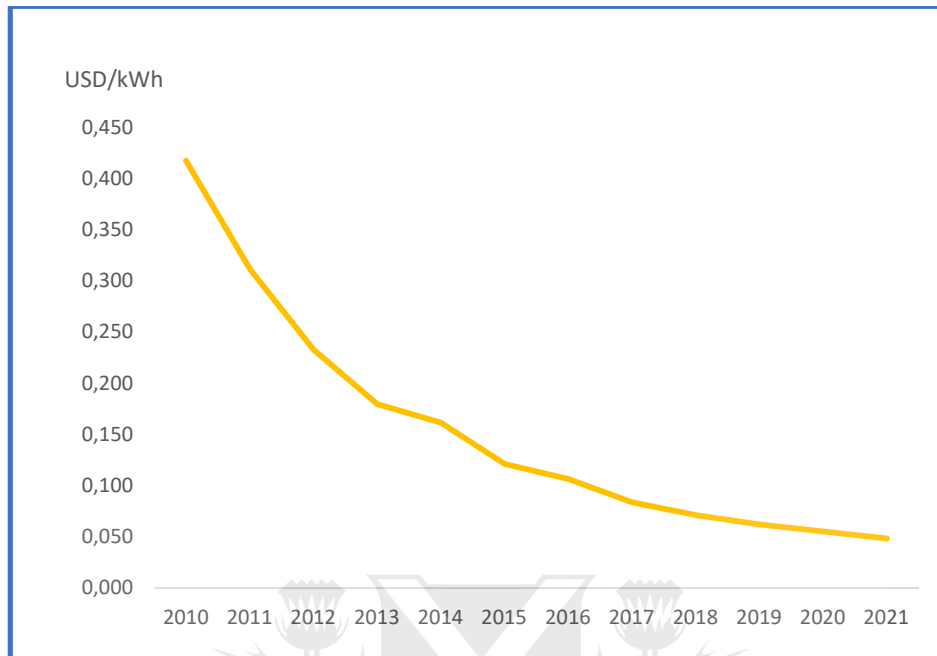
De acuerdo con IRENA, el costo promedio para el combustible fósil para plantas generadoras a partir de gas en 2022 puede oscilar desde USD 50/MWh en México a USD 268/MWh en Alemania.

En el caso de plantas que se abastecen de carbón, el costo marginal puede oscilar de USD 77/MWh en China a USD 127/MWh en India.

En todos los casos, se considera una probabilidad más bien al alza en estos valores ya que las autoridades europeas han decidido independizarse en la mayor medida posible de la oferta de gas de Rusia, sea cual sea la duración del conflicto bélico.

Sin embargo, independientemente de la coyuntura energética, los datos exhiben que la SFV es la tecnología que ha mostrado la curva de aprendizaje más alta de todas las renovables.

Gráfico 10: Evolución del costo nivelado de electricidad LCOE tecnología SFV



Fuente: IRENA

El costo de la silicón, insumo clave para estos sistemas, permanece como el principal ítem, aunque el contexto internacional reciente tuvo implicancias en los costos de otros commodities utilizados en la fabricación de los módulos fotovoltaicos, tales como la plata, el cobre, el aluminio y el cristal. Por supuesto que el costo global de la electricidad y otras fuentes de energía también influyen en la perspectiva de costos de fabricación para los próximos años. Sin embargo, a largo plazo, a medida que los costos de estos commodities se estabilicen, se espera que las crecientes eficiencias, las adicionales optimizaciones en fábrica y la innovación en diseño, más que compensen estos recientes shocks, haciendo retornar a una curva descendente en costos.

La eficiencia promedio de los módulos cristalinos se incrementó desde 14,7% en 2010 a 20,9% en 2021. Este aumento se debió principalmente a un cambio de mercado desde los productos multi cristalinos a los más eficientes productos monocristalinos.

Los cambios tecnológicos de este tipo han implicado que el output de energía de los módulos haya experimentado un importante crecimiento en los últimos años. En 2017, el output de energía para los módulos de última generación era de 350 watts mientras que, en la actualidad, 500 watts es la norma, y módulos de 600 watts ya son comerciales.

Por otro lado, la industria tiene una rápida respuesta a shocks como los actuales donde, por ejemplo, ya están implementando sustituciones a las partes metálicas, especialmente de plata.

Adicionalmente, la creciente adopción de módulos bifaciales será una importante variable para el aumento de competitividad, dado su potencial para proveer mayor rendimiento por watt que las versiones mono-faciales.

En cuanto a la producción y eficiencia de celdas fotovoltaicas, según un reporte del Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE, 2019) publicado el 14 de febrero de 2019, las máximas eficiencias de laboratorio alcanzadas en una celda SFV fueron las incluidas en la Tabla siguiente.

Tabla 2: Eficiencias récord de laboratorio para diferentes tecnologías SFV

Silicio Monocristalino	Si-mono	26,7%
Silicio Policristalino	Si-poly	22,3%
III-V multijuntura	III-V MJ	46,0%
Teluro de Cadmio	CdTe	21,7%
Cobre Indio Galio Selenio	CIGS	21,0%

Fuente: Fraunhofer ISE

El Factor de Capacidad (FC) de la tecnología SFV está intrínsecamente asociado a la variabilidad del recurso solar en diferentes partes del mundo, sin embargo, se evidencia que el mismo está en constante aumento.

Se pueden identificar tres causas principales de este comportamiento.

En primer lugar, el aumento de incorporación de sistemas de seguimiento, los cuales ya se han convertido en un equipamiento estándar dentro de las plantas SFV de gran escala.

En segundo lugar, las mejoras en los inversores han sido de relevancia, ya que la digitalización ha permitido un mejor rendimiento por parte de estos.

Tercero y quizás lo más importante, es la mejora continua de la industria de los módulos SFV, que ha logrado aumentar la eficiencia de estos a través de mejoras en los procesos de fabricación y mejoras tecnológicas.

2.4- Condiciones naturales en la Argentina

Con el objetivo de ayudar a desarrollar proyectos de generación de energía eléctrica, en el año 2007, el Dr. Hugo Grossi Gallegos y el Dr. Raúl Righini publican el Atlas de la Energía Solar de la República Argentina. También buscaban estudiar el impacto que los cambios en los niveles de radiación debido a las variaciones periódicas o anómalas tienen sobre las condiciones climáticas y determinar la influencia que la radiación solar a nivel de superficie tiene en el rendimiento y la productividad de cosechas agrícolas

De acuerdo con el trabajo pionero realizado por estos autores, medir la energía proveniente del Sol se considera necesario para:

- Estudiar el impacto que los cambios en los niveles de radiación debido a las variaciones periódicas o anómalas tienen sobre las condiciones climáticas (variaciones en la nubosidad, en la cantidad de partículas en suspensión en la atmósfera y en el agua que se puede precipitar, se verían inmediatamente reflejadas en la radiación medida),

- Determinar la influencia que la radiación solar a nivel de superficie tiene en el rendimiento de cosechas,
- Evaluar la evapotranspiración potencial del suelo y determinar así su estado hídrico (agua disponible y necesidad de riego), y
- Planificar el secado de productos vegetales con mayor eficiencia.

Este Atlas de Energía Solar de la República Argentina resulta en un conjunto de cartas con la distribución mensual de los promedios diarios de la irradiación solar global y de las horas de brillo solar.

Busca hacer pública la existencia de trabajos académicamente ya finalizados y poco conocidos.

También incorpora una descripción del instrumental de medición que se utilizó, sus errores, los datos empleados para el trazado de las cartas, y un listado de referencias bibliográficas que se consideran de interés para ampliar y profundizar los diferentes temas planteados.

El trabajo logra actualizar la evaluación a nivel de superficie del campo de la radiación solar global en Argentina, procesando toda la información disponible en el país hasta ese momento, proveniente ya sea de mediciones directas del parámetro por medio de 28 estaciones piranométricas, o de estimaciones obtenidas a partir de información meteorológica terrestre, por medio de 24 estaciones heliográficas, o satelital, complementada con la de los países vecinos.

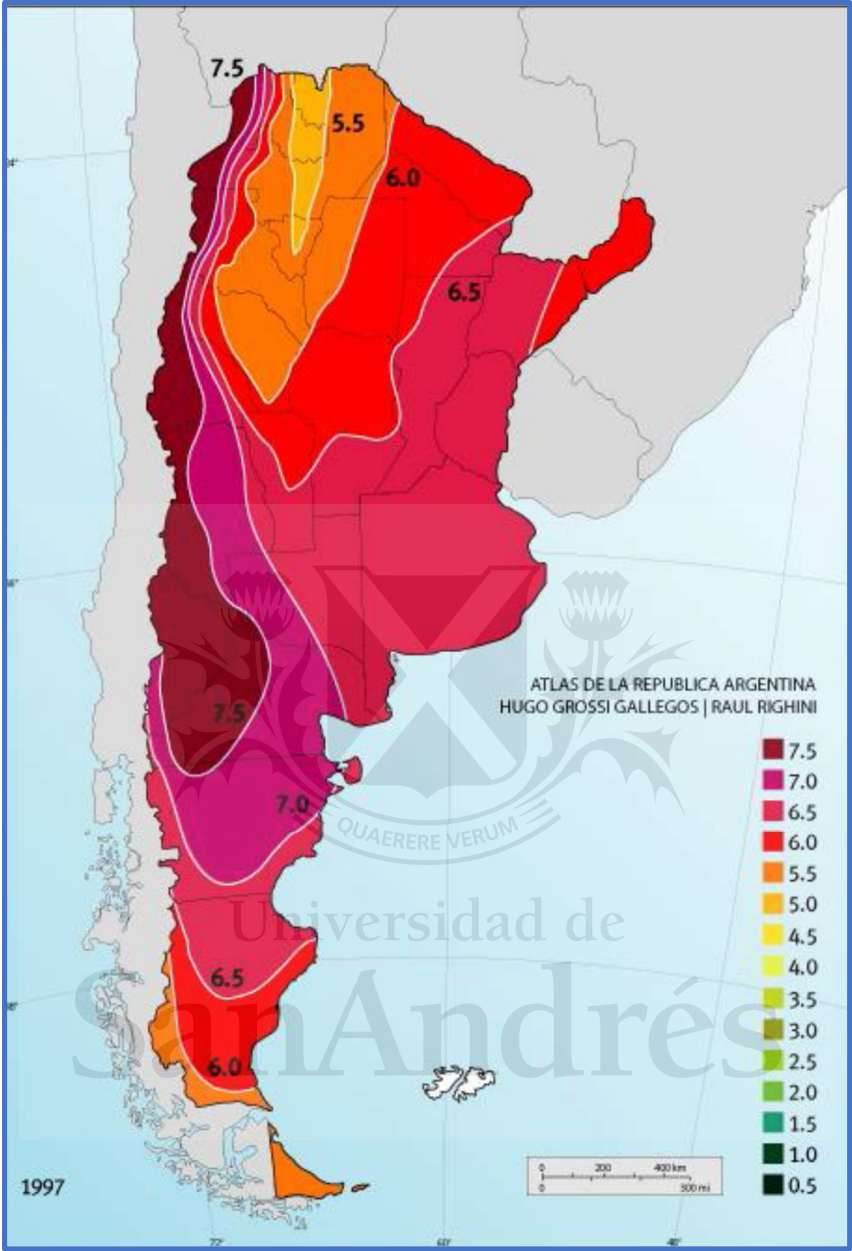
Finalmente, actualiza los valores mensuales de la radiación solar global diaria recibida sobre un plano horizontal, exhibiéndola en unidades convenientes para el dimensionamiento de sistemas de conversión fotovoltaica, esto es, kWh/m²-día, mostrando en 12 mapas del país las isolíneas correspondientes a cada mes y al año espaciadas 0.5 kWh/m²-día

De este modo se busca evitar que, con el nivel de incerteza fijado por las mediciones, extrapolaciones y correlaciones con la heliofanía (10%), ocurriera superposición en los meses de mayor radiación.

Siguiendo a los autores, puede considerarse que las cartas mensuales de la distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria recibida sobre un plano horizontal responden de la mejor manera posible a los datos disponibles en Argentina, considerando las condiciones con que se contaron en la metodología.

Los datos no superan una incerteza del 10%.

Gráfico 11: Mapa de radiación solar en Argentina para el mes de enero en kWh/m²



Fuente: Atlas de la Energía Solar de la República Argentina

3- El Marco regulatorio en Argentina

3.1- Evolución del programa RenovAr

La instalación de energía SFV de gran escala en Argentina no había tenido mayor participación hasta la implementación del programa RenovAr en el año 2016. Antes de ese momento, sólo cinco plantas solar fotovoltaicas se encontraban trabajando, sumando una potencia de 8,68 MW en total.

La sanción de la Ley 27.191 en octubre de 2015, y su posterior reglamentación en marzo de 2016, permitió implementar el programa RenovAr, el cual determinó la adjudicación de más de 1700 MW de proyectos SFV en sus cuatro rondas de licitaciones. Por otro lado, el sistema de adjudicación del Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER), permitió sumar unos 300 MW más a la matriz energética argentina.

A continuación, se presenta un listado con las principales normativas:

- **Ley 26.190** modificada por la ley 27.191: Crea el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de energía destinada a la producción de Energía Eléctrica.
- **Decreto 531/2016**: Es el decreto de reglamentación de la ley 27.191
- **Resolución ex MEyM 72/2016** modificada por la resolución SGE 414/2019: establece el procedimiento para obtener el certificado de inclusión al régimen de fomento de las energías renovables.
- **Decreto DNU 882/2016**: Instrumenta el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de las Energías Renovables FODER.
- **Resolución ex MEyM 136/2016**: Lanza e instrumenta el programa RenovAr – Ronda 1 de licitaciones.
- **Resolución ex MEyM 213/2016**: Determina la adjudicación del programa RenovAr – Ronda 1.
- **Resolución ex MEyM 252/2016**: Lanza e instrumenta el programa RenovAr – Ronda 1.5.
- **Resolución ex MEyM 281/2016**: Determina la adjudicación del programa RenovAr – Ronda 1.5.
- **Resolución ex MEyM 275/2017**: Lanza e instrumenta el programa RenovAr – Ronda 2.
- **Resolución ex MEyM 473/2017**: Determina la adjudicación del programa RenovAr – Ronda 2, en su fase original.
- **Resolución ex MEyM 488/2017**: Determina la adjudicación del Programa RenovAr – Ronda 2, en su Fase 2.
- **Resolución ex MEyM 281/2017**: Lanza e implementa el Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER).
- **Disposición ex SSER 1/2018**: Relativa a la primera implementación del Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER)
- **Resolución SGE 90/2019**: Lanza e instrumenta el programa RenovAr – Ronda 3, denominado MiniRen.

3.2- Relevamiento de proyectos en el país

La ley 26.190 – Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica –, tenía como objeto declarar de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad. El objetivo final era el de poder lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de 10 años a partir de la puesta en vigencia del régimen.

Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) fue la encargada de instrumentar la licitación pública, la cual adquirió carácter de nacional e internacional, y cuyo objetivo era adjudicar proyectos de energías renovables con contratos a 15 años. Esta licitación fue conocida como Programa de Generación de Energía de Fuentes Renovables (GENREN).

La particularidad de esta licitación en lo que respecta para la tecnología SFV, es que se tuvo en cuenta la irradiación como parámetro. Se licitaron 10 MW para la tecnología SFV a instalarse en regiones con irradiación mayor o igual a 5 MWh/m². Los resultados globales fueron la presentación de 6 proyectos por 20 MW donde se adjudicaron 3 por un total de 8 MW.

Tabla 3: Proyectos adjudicados licitación GENREN

Proyecto	Provincia	Potencia	Precio
CAÑADA HONDA I	San Juan	2 MW	USD 596,55
CAÑADA HONDA II	San Juan	3 MW	USD 576,15
CAÑADA HONDA III	San Juan	5 MW	USD 558,50
CHIMBERA I	San Juan	2 MW	USD 597,84
CHIMBERA II	San Juan	3 MW	USD 570,36
CHIMBERA III	San Juan	5 MW	USD 546,68

Fuente: Secretaría de Energía Nación

Luego de esta primera experiencia, en marzo de 2011 la Secretaría de Energía emite la resolución 108. Esta reglamentación busca evitar los procesos licitatorios, permitiendo que un actor privado pudiese presentar un proyecto de generación de energías renovables en el momento que lo considerase oportuno. El sistema se parecía al de ventanilla abierta.

Estos nuevos contratos serían a 15 años y contemplarían las tecnologías incluidas en la ley 26.190.

El precio se determinaba en base a los costos e ingresos aceptados por la Secretaría de Energía ya que los proyectos no ofertarían un precio específico, ni tampoco se someterían a competir

entre ellos. Cada proyecto debía presentar junto con la descripción técnica del proyecto, la suma de los costos de instalación, fijos y variables para que la Secretaría de Energía realice el flujo de fondos correspondiente y pudiese determinar el precio por unidad de energía entregada al sistema. Una vez calculado, si el proyecto se encontraba en condiciones de firmar el contrato, se le informaría el precio calculado y de manifestarse de acuerdo se procedía a firmar el contrato, de lo contrario, el proyecto podría dar de baja su oferta.

Tabla 4: Proyectos SFV presentados a través de la resolución SE 108/2011

Proyecto	Provincia	Potencia	Firma contrato
SAN JUAN I	San Juan	1,2 MW	25/10/2011
CATAMARCA I	Catamarca	25 MW	26/01/2015
CERROS DEL SOL	San Luis	5,2 MW	03/11/2014
SOLARES DE LA PUNTA	San Luis	5,2 MW	15/12/2014
CALETA OLIVIA	Santa Cruz	1,3 MW	09/06/2014
VALLE SOLAR I	Mendoza	20 MW	26/01/2015
ULLUM	San Juan	20 MW	05/08/2015
VILLA UNIÓN	La Rioja	10 MW	06/05/2015
LAS LOMITAS	San Juan	2,5 MW	08/05/2015
SAN JUAN I – AMPLIACIÓN	San Juan	0,48	-

Fuente: Secretaría de Energía Nación

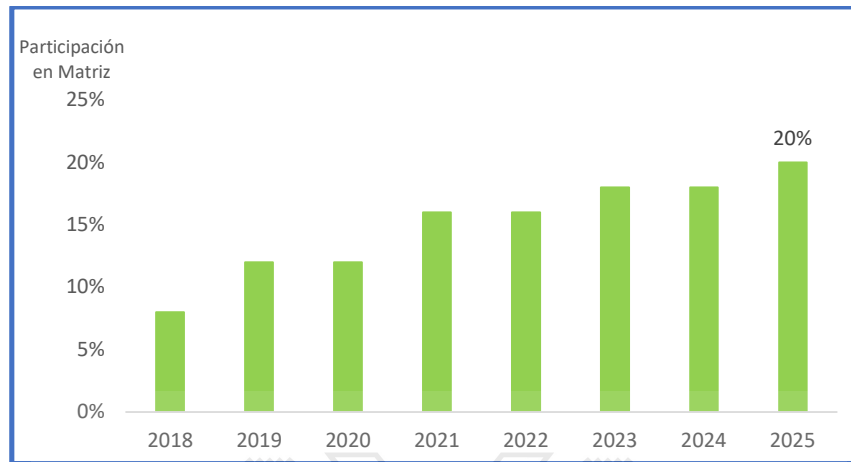
De los proyectos que participaron tanto en el GENREN como en el proceso de la resolución SE 108/2011, solo 5 se habilitaron comercialmente: Cañada Honda I y II, Chimbera I, t San Juan I y su ampliación, por un total de 8,7 MW de capacidad.

Con la sanción de la ley 27.191 en octubre de 2015 se establecieron nuevos objetivos para la participación de las energías renovables en la matriz energética argentina:

1. Al 31 de diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el 8% del total del consumo propio de energía eléctrica.
2. Al 31 de diciembre de 2019, deberán alcanzar como mínimo el 12% del total del consumo propio de energía eléctrica.
3. Al 31 de diciembre de 2021, deberán alcanzar como mínimo el 16% del total del consumo propio de energía eléctrica.
4. Al 31 de diciembre de 2023, deberán alcanzar como mínimo el 18% del total del consumo propio de energía eléctrica.

5. Al 31 de diciembre de 2025, deberán alcanzar como mínimo el 20% del total del consumo propio de energía eléctrica.

Gráfico 12: Metas para las energías renovables ley 27.191



Fuente: Elaboración propia en base a ley 27.191

La ley, que fue reglamentada por los decretos N° 531/16 y N° 882/16, establece también que los consumidores finales podrán cumplir con los objetivos prescriptos a través de la compra de electricidad a los distribuidores y/o directamente a CMMESA. Los usuarios del mercado mayorista con una demanda de potencia media mayor a 300 kW podrán cumplir los objetivos a través de la suscripción de contratos de abastecimiento en el mercado privado (ya sea directamente con productores de energía independientes o con comercializadores de energía) o a través de proyectos de autogeneración.

El lanzamiento del programa RenovAr se realiza en mayo de 2016. Este esquema consistía en una convocatoria abierta que contemplaba una serie de beneficios fiscales y posibilidades de financiamiento, pero principalmente, las mejoras regulatorias y contractuales a fin de evitar los problemas que determinaron el fracaso de los intentos anteriores. Los contratos de abastecimiento de energía renovable a adjudicar pasaron a contemplar un horizonte temporal de 20 años, siendo celebrados con CMMESA, que actúa como comprador en representación de los distribuidores y de los usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

A la par se celebra otro contrato, que es el acuerdo de adhesión al fideicomiso FODER, en virtud del cual, las empresas contratadas tendrán el carácter de beneficiarios del fideicomiso FODER. Este fideicomiso público fue creado por la ley N° 27.191 y fue principalmente estructurado para garantizar el pago de los contratos. Por otra parte, los contratos celebrados en el marco de RenovAr contaban con una garantía soberana de segunda instancia, y la opción a una tercera garantía provista por el Banco Mundial. Finalmente, el FODER también fue creado para financiar proyectos, pero dicha cuenta no se ha instrumentado hasta la fecha.

En cuanto a los resultados del programa, para el RenovAr ronda 1, se recibieron en septiembre de 2016 unas 123 ofertas. El total de potencia ofertada fue de 6.343 MW, una capacidad seis veces superior a los 1.000 MW licitados por pliego. Del total, 58 proyectos optaron por la

tecnología SFV implicando una potencia de 2.811 MW. Se adjudicaron 400 MW para los siguientes proyectos:

Tabla 5: Proyectos adjudicados en el programa RenovAr – Ronda 1

Proyecto	Provincia	Potencia	Precio
P.S.F CAUCHARI I	Jujuy	100 MW	USD 60
P.S.F CAUCHARI II	Jujuy	100 MW	USD 60
P.S.F CAUCHARI III	Jujuy	100 MW	USD 60
P.S.F. LA PUNA	Salta	100 MW	USD 58,98

Fuente: Secretaría de Energía Nación

Con los proyectos descalificados de la ronda 1, se configuró la ronda 1.5, invitándolos adecuar las ofertas para poder ser adjudicados. En noviembre del mismo año se recibieron ofertas por una potencia total 2.486 MW, cuatro veces superior a los 600 MW licitados inicialmente. Respecto a la tecnología SFV se presentaron 28 proyectos por 925 MW de los que fueron adjudicados 516 MW en los siguientes proyectos:

Tabla 6: Proyectos adjudicados en el programa RenovAr – Ronda 1.5

Proyecto	Provincia	Potencia	Precio
P.S.F. LAVALLE	Mendoza	17,6 MW	USD 48,75
P.S.F. LUJAN DE CUYO	Mendoza	22 MW	USD 48,75
P.S.F. LA PAZ	Mendoza	14,08 MW	USD 48,75
P.S.F. PASIP	Mendoza	1,15 MW	USD 47,25
P.S.F. GENERAL ALVEAR	Mendoza	17,6 MW	USD 48,75
P.S.F. CAFAYATE	Salta	80 MW	USD 56,28
P.S.F. CALDENES DEL OESTE	San Luis	24,75 MW	USD 58,90
P.S.F. FIAMBALA	Catamarca	11 MW	USD 53,73
P.S.F. LAS LOMITAS	San Juan	2 MW	USD 59,20
P.S.F. SAUJIL	Catamarca	22,5 MW	USD 51,93

PROYECTO (cont.)	PROVINCIA	POTENCIA	PRECIO
P.S.F. SARMIENTO	San Juan	35 MW	USD 52,95
P.S.F. ULLUM N2	San Juan	25 MW	USD 55,23
P.S.F. ANCHORIS	Mendoza	21,3 MW	USD 48,00
P.S.F. ULLUM N1	San Juan	25 MW	USD 53,73
P.S.F. ULLUM 4	San Juan	14 MW	USD 56,50
P.S.F. LA CUMBRE	San Luis	22 MW	USD 56,70
P.S.F. ULLUM3	San Juan	32 MW	USD 57,63
P.S.F. IGLESIA-GUAÑIZUIL	San Juan	80 MW	USD 54,10
P.S.F. TINOGASTA	Catamarca	15 MW	USD 53,43
P.S.F. NONOGASTA	La Rioja	35 MW	USD 56,43

Fuente: Secretaría de Energía Nación

Con el éxito de las rondas 1 y 1.5 de 2016, se procedió a realizar para octubre de 2017 la ronda 2. En esta oportunidad se ofertaron 228 propuestas por una potencia de 9.402 MW, casi ocho veces los 1.200 MW licitados en pliego. Para la tecnología SFV se presentaron 99 proyectos por 5.292 MW potencia en total. Se adjudicaron 556,8 MW para los siguientes proyectos:

Tabla 7: Proyectos adjudicadas en el programa RenovAr – Ronda 2

Proyecto	Provincia	Potencia	Precio
P.S.F. TINOGASTA II	Catamarca	6,96 MW	USD 48,75
P.S.F. SAUJIL II	Catamarca	20 MW	USD 48,75
P.S.F. NONOGASTA II	La Rioja	20,04 MW	USD 48,75
P.S.F. ALTIPLANO I	Salta	100 MW	USD 47,25
P.S.F. LA PIRKA	Catamarca	100 MW	USD 48,75
P.S.F. ULLUM X	San Juan	100 MW	USD 56,28
P.S.F. VERANO CAPITAL SOLAR ONE	Mendoza	99,9 MW	USD 58,90

PROYECTO (cont)	PROVINCIA	POTENCIA	PRECIO
P.S.F. VILLA MARIA DEL RIO SECO	Córdoba	20 MW	USD 53,73
P.S.F. CURA BROCHERO	Córdoba	17 MW	USD 59,20
P.S.F. VILLA DOLORES	Córdoba	26,85 MW	USD 51,93
P.S.F. AÑATUYA I	Sgo. Del Estero	6 MW	USD 52,95
P.S.F. ARROYO DEL CABRAL	Córdoba	40 MW	USD 56,43

Fuente: Secretaría de Energía Nación

También en esta convocatoria se realizó un repechaje denominado fase 2 en la cual se invitó a los proyectos que participaron y no quedaron adjudicados en primera instancia. En esta fase se sumaron 259,5 MW de SFV, en 5 proyectos:

Tabla 8: Proyectos adjudicadas en el programa RenovAr – Ronda 2 - Fase 2

Proyecto	Provincia	Potencia	Precio
P.S.F. TOCOTA	San Juan	72 MW	USD 40,80
P.S.F. ZAPATA	Mendoza	37 MW	USD 41,76
P.S.F. NONOGASTA IV	La Rioja	1 MW	USD 41,76
P.S.F. GUAÑIZUIL IIA	San Juan	100 MW	USD 41,76
P.S.F. LOS ZORRITOS	Catamarca	49,5 MW	USD 41,76

Fuente: Secretaría de Energía Nación

La crisis macroeconómica iniciada en abril de 2018 implicó demoras en la estructuración del financiamiento de muchos proyectos. Debido a ello, ese año no se realizaron licitaciones del programa RenovAr, y recién en 2019, se implementó la siguiente. En esta ocasión, se apuntó a proyectos más pequeños y regionalizados.

En mayo de 2019 se recibieron 56 ofertas por 352 MW sobre los 400 MW licitados. Del total, 18 proyectos optaron por la tecnología SFV y sumaron 128 MW de potencia ofertada. Se adjudicaron 96,75 MW en los siguientes proyectos:

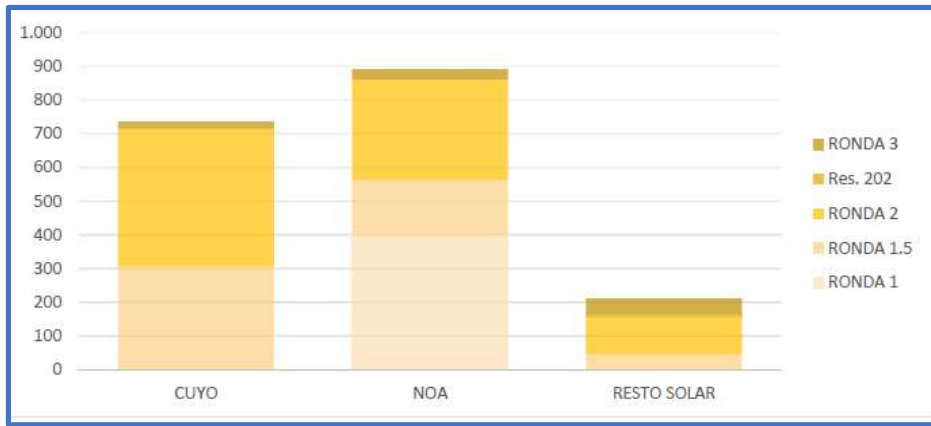
Tabla 9: Proyectos adjudicadas en el programa RenovAr – Ronda 3

Proyecto	Provincia	Potencia	Precio
P.S.F. HELIOS RIO DIAMANTE PV IV	Mendoza	4 MW	USD 56,74
P.S.F. HELIOS SANTA ROSA PV	Mendoza	5 MW	USD 56,75
P.S.F. ENERGIAS RENOVABLES LOS ALAMOS	Catamarca	9,25 MW	USD 58,00
P.S.F. ENERGIAS RENOVABLES LOS NOGALES	San Luis	9,50 MW	USD 55,90
P.S.F. ENERGIAS RENOVABLES DEL AMANECER	Catamarca	9,50MW	USD 58,90
P.S.F. ENERLAND SAN MARTIN	Mendoza	10 MW	USD 54,22
P.S.F. TINOGASTA TOZZI	Catamarca	10 MW	USD 56,80
P.S.F. SAENZ PEÑA	Chaco	10 MW	USD 59,50
P.S.F. CALCHAQUI	Santa Fe	10 MW	USD 59,50
P.S.F. NOGOLI I	San Luis	10 MW	USD 56,99
P.S.F. SOLARES LA ANGOSTURA	Salta	2 MW	USD 58,99
P.S.F. CAPDEVILLE – LAS HERAS	Mendoza	2 MW	USD 58,00
P.S.F. ALGARROBO	San Juan	5,5 MW	USD 59,80

Fuente: Secretaría de Energía Nación

Prácticamente el 90% de la potencia fue adjudicados en las regiones NOA y Cuyo, y una pequeña porción en Centro y NEA.

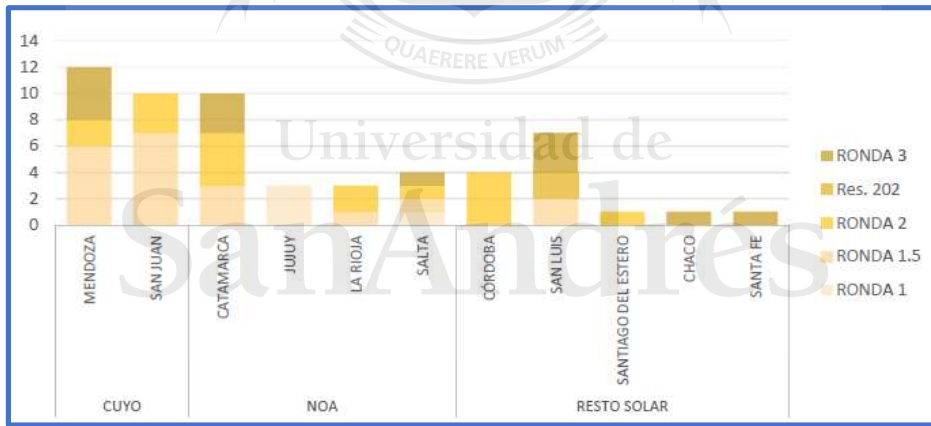
Gráfico 13: RenovAr. Potencia adjudicada por región en MW



Fuente: Secretaría de Energía Nación

Si observamos la adjudicación por cantidad de proyectos, vemos que Mendoza, San Juan y Catamarca son las provincias más importantes. En un segundo escalón vienen San Luis, Córdoba, Salta, La Rioja y Jujuy. Chaco, Santa Fe y Santiago del Estero cuentan con un solo proyecto adjudicado cada una.

Gráfico 14: Programa RenovAr. Proyectos adjudicados por provincia



Fuente: Secretaría de Energía Nación

4- Proyecto solar en Corrientes Argentina

4.1. Premisas fundamentales

Tal lo expresado con anterioridad, el presente trabajo se propone evaluar un proyecto de generación de energía eléctrica a partir de la tecnología Solar Fotovoltaica, de nivel utility-scale o Escala Industrial, a localizarse en la Provincia de Corrientes, República Argentina.

Como puede apreciarse en el mapa de radiación solar para la Argentina, gran parte de esta provincia se encuentra en una zona de las más favorecidas por el recurso solar.

Sin embargo, al observar los proyectos desarrollados en el marco del programa RenovAr, prácticamente la totalidad se han configurado para las zonas de mayor radiación solar del país, esto es NOA y Cuyo. En la región NEA, se han ofertado unos pocos MW en la provincia del Chaco.

Corrientes no registra a la fecha instalaciones de escala industrial que provean al sistema interconectado nacional, siendo los pequeños parques solares existentes de auto consumo o generación en isla.

Resulta interesante revisar las condiciones económicas financieras que podría revestir un proyecto de escala industrial en esta provincia, siendo que los valores exhibidos de recurso solar son superiores, por ejemplo, a la mayor parte de Europa, continente donde esta tecnología tiene amplio desarrollo.

Para elaborar esta propuesta se parte de una serie de premisas fundamentales.

En primer lugar, la escala se determina en 20 MW de potencia a instalar. Este valor se decide en función a una serie de motivos:

- Representa prácticamente el valor promedio de los proyectos presentados en RenovAr, si se excluyen los grandes parques solares de 100 MW.
- Permite contar con información y antecedentes para escalas similares
- Implica un valor conservador de Inversión en un contexto de restricciones financieras.

Respecto a la ubicación o micro siting, se define como lugar óptimo un predio ubicado a la vera de la ruta nacional N° 12, en el margen norte de la provincia.

El tamaño del predio tiene relación con el requerimiento de disposición de los paneles y los equipos auxiliares del parque, así como el espacio de circulación.

Siguiendo al reporte de costos de generación de energía 2021 de IRENA, se utiliza un parámetro global promedio de 1,94 hectáreas por MW de potencia instalada, lo que nos arroja un valor total para este proyecto de 38,8 hectáreas necesarias. En función a esto se determina un terreno de 40 hectáreas.

El predio, tal como las condiciones naturales de la geografía en esta región de la provincia lo exhibe, presenta un relieve llano sin ondulaciones. Los pastizales son bajos y no se requiere de desmonte.

Respecto a la distancia a punto de Interconexión, se asume que el predio se ubica en inmediaciones de alguna de las estaciones transformadoras con capacidad de recepción de esta

energía, por lo que también se contempla un costo de línea eléctrica de evacuación en sintonía con lo propuesto por IRENA en su reporte, es decir, un costo relacionado al MW de potencia y desvinculado de la distancia particular.

En este caso, los 20 MW de potencia implican un monto de inversión de línea eléctrica de USD 746.000 que se condice, de acuerdo con referencias de mercado, con tendidos de poco más de 10 Km de largo.

Esta distancia de evacuación es razonable para un proyecto en una región relativamente poblada como es el NEA.

Los valores de mercado para un terreno con estas características de ubicación y tamaño oscilan entre USD 60.000 y USD 120.000. En consecuencia, se asume un valor de USD 100.000 para el predio de este proyecto.

4.2- Inversiones necesarias

En un proyecto tal como el aquí se plantea, el terreno es importante por cuestiones productivas, pero no es influyente desde el punto de vista de la inversión total a realizar.

El monto de inversión se configura principalmente por los siguientes conceptos:

A- Hardware o equipos

Aquí se incorporan como componentes principales los módulos fotovoltaicos y los inversores. También se incluye el rackeado y el montaje, el cableado, los sistemas de control, el tendido de interconexión y los sistemas de seguridad.

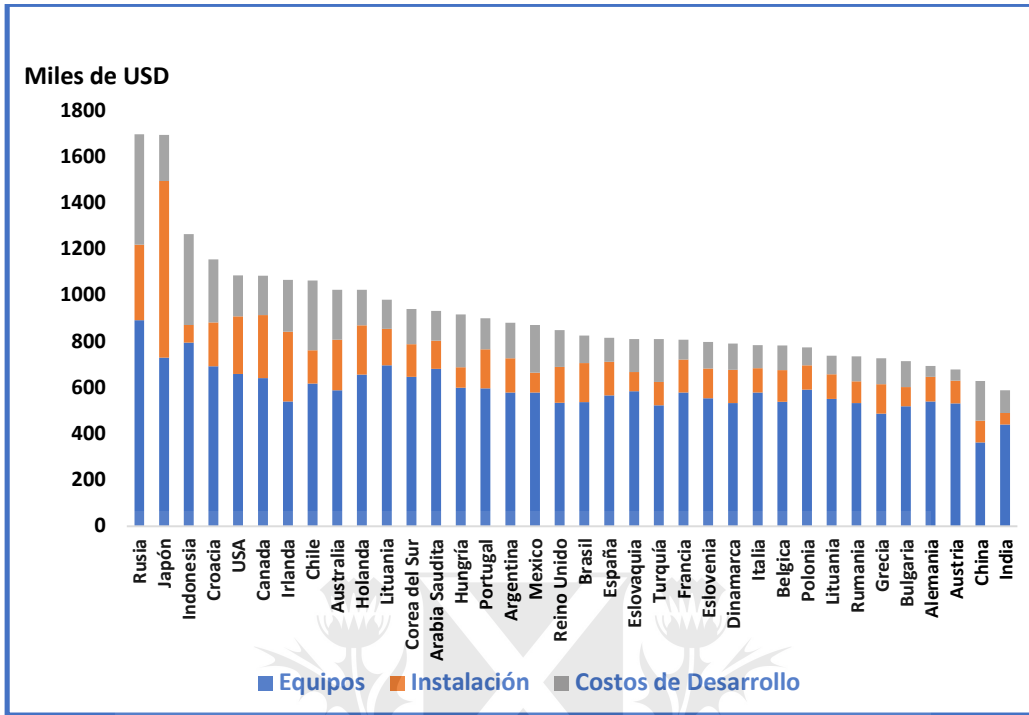
B- Instalación

El proceso de implementación de los equipos para ponerlos en operación involucra la instalación mecánica, por un lado, y la instalación eléctrica por otro. Finalmente se cuenta la Inspección y calibración de puesta a punto.

C- Costos Soft o de desarrollo

Incluyen los costos de preparación de proyecto, diseño, ingeniería, permisos, gastos de adjudicación y contractuales. También los gastos financieros durante el desarrollo y los márgenes de los constructores y/o la ingeniería.

Gráfico 15: Costos de inversión tecnología SFV. Año 2021



Fuente: IRENA

Si siguiendo siempre al relevamiento que realiza IRENA, los costos de inversión tienen una variabilidad considerable dependiendo del país donde se implemente el proyecto.

Como se puede apreciar en el gráfico de arriba, Argentina se ubica entre los países con costos de inversión medios, exhibiendo para 2021 un valor de USD 885.300 por MW de capacidad instalada.

Se asume que el proceso de importación de equipos se encuentra normalizado a nivel nacional, excluyéndose del análisis los posibles retrasos y los costos extra vinculados a los mismos.

Por otro lado, en el país se cuenta con numerosos constructores/instaladores de estos parques, incluso a nivel de escala industrial, por lo cual se considera que no hay extra costos ni riesgos en ese aspecto.

4.3- Ingresos proyectados

Para proyectar los ingresos de este emprendimiento, se toma como premisa el haber sido adjudicado en el marco de una licitación de RenovAr. Las condiciones de adjudicación se asumen similares a las presentadas en adjudicaciones anteriores.

El ingreso proviene de la venta de energía eléctrica a CAMMESA, empresa con la cual se firma un contrato de compraventa de energía eléctrica con una duración de 20 años.

CAMMESA se compromete a comprar la energía contratada a un precio adjudicado por el plazo del contrato, lo cual despeja el horizonte de riesgos de mercado. No se verifican antecedentes de incumplimientos sustanciales de CAMMESA en el marco del programa RenovAr.

La energía contratada compone la “cantidad de producto a vender” que se expresa en MW hora o MWh. Esta variable surge de la interacción de la potencia contratada, en este caso serían los 20 MW, y las horas de entrega de esa potencia. En este proyecto se asumen unos 30.000 MWh anuales de energía eléctrica producida y vendida al precio contratado.

Esta producción depende a su vez de dos variables:

- La disponibilidad del recurso natural, determinada por la radiación solar anual en la geografía específica.
- La productividad de los equipos y su mecanismo de despliegue, que toman el recurso para convertirlo en energía.

El dato de partida son los 1671 Kwh/m² de radiación global horizontal para la zona norte de la provincia de Corrientes, que se desprenden del Atlas de Irradiación Solar de la Argentina.

Se consideran paneles de 545 wp (watts de potencia), los cuales tienen un tamaño de 2,56 m² cada uno.

El proyecto implica una potencia de 20 MW, por lo que se requieren 36.697 paneles y una superficie teórica de paneles de unas 94.000 m² o 9,4 ha. Siguiendo los parámetros promedio recolectados por IRENA, se considera una superficie total del predio de 40 ha, previendo los espacios de circulación intermedia, el despeje entre bloques de módulos de paneles, las áreas de actividades generales, y el espacio de la estación de evacuación.

Para alcanzar el valor de producción total anual de energía eléctrica se siguen una serie de parámetros técnicos que tienen relación con el despliegue de los paneles respecto de la geografía circundante y puntual, y por supuesto, también valores técnicos de productividad de conversión de los equipos y sistemas en general.

En la siguiente tabla se resumen estos parámetros técnicos, los cuales son tomados tanto de modelos productivos ya implementados, como de propuestas tecnológicas de particulares a implementarse durante los años 2022 y 2023:

Tabla 10: Parámetros de producción

Radiación global horizontal	1.671	kWh/m ²	Variación implícita
Desviación del especto estándar	1.653,79	kWh/m ²	-1%
Reflexión del suelo	1.661,89	kWh/m ²	0,49%
Orientación e inclinación de la superficie de módulos	1.730,75	kWh/m ²	4,14%
Sombreado independiente del módulo		kWh/m ²	Depreciable
Reflexión en la superficie del módulo		kWh/m ²	Depreciable

Irradiancia en el lado posterior del módulo		kWh/m ²	Depreciable
Irradiación global sobre el módulo	1.730,75	kWh/m ²	
Irradiación global fotovoltaica	162.595.906	kWh	
Bifacialidad	0%		
Ensuciamiento	- 3.251.918	kWh	-2%
Eficiencia nominal de módulo	21,32%	kWh	
Conversión STC	- 125.371.850	kWh	
Energía fotovoltaica nominal	33.972.138	kWh	
Ensombrecimiento parcial específico del módulo	- 214.024	kWh	-0,63%
Rendimiento con luz débil	- 264.983	kWh	-0,78%
Desviación de la temperatura nominal del módulo	- 2.045.123	kWh	-6,02%
Diodos	- 3.397	kWh	-0,01%
Inadecuación (datos del fabricante)	- 679.443	kWh	-2%
Inadecuación (conexión/sombreado)	-	kWh	Despreciable
Cond. De línea	- 78.136	kWh	-0,23%
Energía fotovoltaica (CC) sin limitación de corrientes por inversor	30.687.033	kWh	
Potencia de arranque DC no alcanzada	0%		
Regulación por rango de tensión MPP	0%		
Regulación por corriente CC máx.	- 21.480,92		-0,07%
Regulación por potencia CC máx.	0%		
Regulación por potencia CC máx./cos phi	0%		
Adaptación MPP	- 39.893,1423		-0,13%
Energía FV (DC)	30.625.658	kWh	

Energía en la entrada del inversor	30.625.658	kWh	
Desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	- 27.563,09		-0,09%
Conversión DC/AC	- 588.012,64		-1,92%
Consumo standby (inversor)	- 3.062,57		-0,01%
Cables de CA	-		0%
Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo espera	30.007.020	kWh	
Energía de generador FV (Red CA)	30.007.020	kWh	

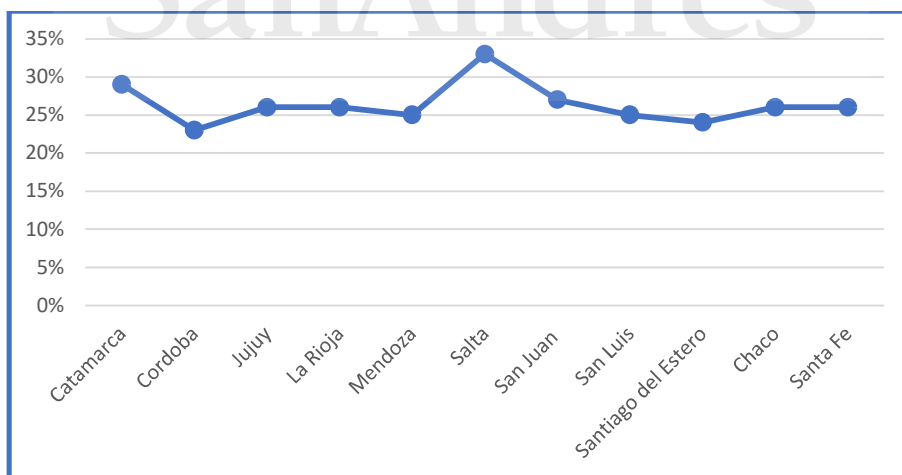
Teniendo en cuenta estos supuestos, el modelo productivo arroja un valor de 30.007 MWh o 30.007.020 kWh al año como punto de partida.

Esta última variable se ve ligeramente afectada por una merma debido al desgaste de los materiales por el paso del tiempo. Considerando los antecedentes, se toma para este caso una merma anual del 0,8% en la producción de los equipos.

Si se consideran los poco más de 30.000 MWh iniciales de producción, resulta que este proyecto de central SFV tiene un factor de capacidad de 17,2%.

Al ser comparados con los factores de capacidad declarados por los proyectos adjudicados en RenovAr, se observa claramente una diferencia de productividad.

Gráfico 16: Programa RenovAr. Factor de capacidad declarado por los proyectos



Fuente: Secretaría de Energía Nación

Considerando una media de 27% de factor de capacidad para los proyectos adjudicados hasta la fecha, tenemos que cada MW de tecnología SFV instalado genera unos 2.364 MWh al año.

Este valor representa prácticamente un 60% más de productividad respecto del caso presentado en este trabajo.

Por otra parte, el precio base considerado para esta valuación surge del cálculo del promedio ponderado obtenido en las sucesivas licitaciones del programa RenovAr, en más de 50 proyectos adjudicados, el cual resultó en un valor de USD 53,38 por MWh.

Cabe aclarar que, si bien el precio se indica en dólares norteamericanos, el pago periódico de éste se efectiviza en pesos, resultantes de aplicar el tipo de cambio de referencia comunicación "A" 3500 del BCRA.

Siguiendo al mecanismo previsto en RenovAr ronda 2, los precios adjudicados son ajustados por dos variables a lo largo del contrato.

Por un lado, se contempla un factor de ajuste anual, pensado para compensar la inflación anual en dólares. El mismo implica un 1,71% de ajuste anual acumulativo, durante los 20 años de contrato, iniciando el primer año de operación.

Tabla 11: Factor de ajuste

Año de producción	Factor de ajuste anual
1	1,0171
2	1,0345
3	1,0522
4	1,0702
5	1,0885
6	1,1071
7	1,1260
8	1,1453
9	1,1649
10	1,1848
11	1,2050
12	1,2256
13	1,2466
14	1,2679
15	1,2896
16	1,3117
17	1,3341
18	1,3569
19	1,3801
20	1,4037

Fuente: CAMMESA

Por otro lado, opera el factor de incentivo, el cual busca premiar los proyectos que logran implementarse antes.

Aquellos proyectos que alcanzan a entrar en operación relativamente rápido pueden aprovechar este factor con más plenitud.

Esta tabla, que también aplica como un ponderador sobre el precio adjudicado, cuenta con valores mayores a 1 para los primeros 10 años. Los siguientes 5 años se ponderan en 1 y los últimos 5 años, se ponderan por debajo de la unidad.

Tabla 12: Factor de incentivo

Año calendario	Factor de incentivo
2024	1,20
2025	1,15
2026	1,15
2027	1,15
2028	1,15
2029	1,10
2030	1,10
2031	1,10
2032	1,05
2033	1,05
2034	1,05
2035	1,00
2036	1,00
2037	1,00
2038	1,00
2039	1,00
2040	1,00
2041	1,00
2042	0,90
2043	0,90

Fuente: CAMMESA

Estos dos factores de actualización operan en paralelo, por lo cual, y sobre todo para los primeros años del horizonte temporal, constituyen en conjunto un fuerte impulso al precio real final obtenido por los generadores.

En síntesis, para determinar los ingresos anuales de este proyecto se consideran:

- El precio adjudicado
- Los factores de ajuste e incentivo
- La producción anual de MWh que otorgan el recurso natural y la productividad de los equipos.
- La merma anual por desgaste de los equipos.
- El tipo de cambio comunicación "A" 3500 del BCRA.

4.4- Egresos proyectados

Los egresos de un proyecto solar fotovoltaico se pueden circunscribir en los siguientes ítems de costo:

- **Estructura**

Involucra al personal propio de la figura jurídica signataria del contrato de venta de energía eléctrica. Esta planta de personal es mantenida desde 6 meses antes de la puesta en marcha hasta el final del proyecto. Incluye 1 personal técnico, 1 personal administrativo, y también se cuentan aquí los servicios profesionales tercerizados, tales como servicios de contabilidad y jurídicos, y los servicios de seguridad.

- **Operación y mantenimiento**

A diferencia de otras tecnologías, en este caso la actividad de “operación” propiamente dicha, se considera prácticamente nula dado que los equipos no requieren de intervención humana para su funcionamiento.

Por otra parte, y tal lo acostumbrado en este tipo de proyectos, las actividades de mantenimiento son tercerizadas en empresas especializadas. Estos trabajos no se estipulan sobre una base permanente, sino sobre un programa de visitas agendadas anualmente debido a que las tareas consisten principalmente en controles y limpieza de paneles y equipos, siendo eventuales las reparaciones.

- **Seguro**

Es necesario introducir un seguro ante la contingencia de siniestros tales como inclemencias climáticas graves, robos o incendios.

Los valores asumidos para cada uno de estos componentes surgen de las consultas realizadas a desarrolladores de proyectos o de los relevamientos de costos realizados por IRENA, o en algún caso del promedio de ambos.

Para el caso del costo de estructura, se consultó con un desarrollador de proyectos a fin de aproximar un monto de costo salarial total actual, en pesos, al momento de la valuación. Luego, este monto se va actualizando año a año, de acuerdo con la proyección asumida para la inflación. Tal como se mencionó, para este componente se asumen erogaciones desde 6 meses previos a la puesta en operación de la central. Esto obedece a la necesidad de un plan de entrenamiento para las tareas de contraparte técnica del mantenimiento, para las tareas operativas y de control que involucran a la propia administración de la central, y al ordenamiento organizativo anterior que requiere ingresar comercialmente al sistema energético.

Los contratos con terceros, tales como el mantenimiento y el seguro, se realizan en moneda dura, normalmente dólar, pero los valores a erogar se monetizan en pesos al tipo de cambio oficial de cada momento.

También incluyen componentes de actualización inflacionaria, los que para esta valuación se asumen idénticos al factor de ajuste contemplado en el cálculo del precio final de venta de la energía.

Tabla 13: Estructura operativa

Perfil	Costo salarial anual Pesos de septiembre 2022
Personal técnico	3.250.000
Personal administrativo	1.950.000
Servicios profesionales	1.950.000
Servicios de seguridad	3.250.000
Total	10.400.000

4.5- Valuación del proyecto

4.5.1- Determinación del flujo de fondos libres

Para determinar el flujo de fondos libres del proyecto, se requiere estimar, además de las inversiones fijas, los ingresos y egresos, una serie de componentes que afectan al ciclo financiero del mismo.

El horizonte temporal de este proyecto se inicia con la construcción durante el año 2023, para luego pasar al periodo de operaciones que se inicia en 2024 y se prolonga por unos 20 años de contrato hasta el 2043.

Capital de trabajo

Uno de sus componentes son las cuentas por cobrar. Siguiendo con los antecedentes de experiencias de proyectos bajo este marco regulatorio, el comprador de energía eléctrica que aquí es CAMMESA, exhibe un periodo medio de pagos de 39 días.

Por otro lado, el pago de salarios y costos de estructura, así como las erogaciones con proveedores de servicios, se asumen en periodo medio de 30 días.

Respecto al inventario, debido a la naturaleza del proyecto, el cual no requiere de compras de materias primas ni otras existencias para realizar la venta, se establece en un valor nulo.

Depreciaciones

El periodo de depreciación de la central de generación, considerada en su conjunto, se estipula normalmente en 20 o 25 años.

Sin embargo, el programa RenovAr cuenta entre sus incentivos y beneficios fiscales al concepto de Amortización Acelerada¹. Este beneficio fiscal permite reducir el periodo hasta 14 años, generando con ello un impacto por la vía del pago del impuesto a las ganancias.

¹ Hace referencia a la depreciación de los activos fijos según se define en el programa RenovAr.

Impuestos

Respecto al impuesto a las ganancias, este concepto tuvo algunos vaivenes en los últimos años. En este caso, se asume plana para todo el horizonte temporal la alícuota vigente correspondiente con la dimensión de las ganancias proyectadas, lo que resulta en 35%.

En cuanto al impuesto a los débitos y créditos bancarios, el mismo se considera desde el momento cero, incorporando los impactos de las inversiones y de los gastos de formación de la estructura operativa. La alícuota se asume plana para todo el horizonte temporal en un valor de 0,6% para cada uno de los conceptos. Se excluye cualquier efecto de deducciones potenciales.

Finalmente, respecto al tratamiento del impuesto al valor agregado IVA, es considerado al momento de la inversión, y luego al año siguiente, como efecto de la reposición del “IVA inversiones” que se contempla como beneficio fiscal en el programa RenovAr. Para el resto de los periodos, el efecto de las posiciones de IVA se considera neutralizado en su impacto sobre los flujos de fondos.

El certificado fiscal, uno de los beneficios más interesantes del programa, consiste en la generación de un bono a ser aplicado a impuestos nacionales, el cual se puede transferir a terceros por una única vez. El cálculo de este tiene relación con la cantidad de componente electromecánico de origen nacional incorporado al proyecto. En este caso, al igual que en todos los proyectos SFV de nuestro país, prácticamente la totalidad de los componentes electromecánicos son de origen extranjero, por lo que el impacto de este beneficio fiscal sobre el proyecto se asume nulo.

Valor terminal

Dados, en primer lugar, la naturaleza del desgaste de los materiales del parque SFV y, en segundo lugar, el horizonte de ingresos asegurados por el plazo del contrato se determinó que en este proyecto no se considere un valor terminal de proyecto. Se asume que cualquier ingreso obtenido por la venta de los materiales al final del horizonte temporal del proyecto son compensados con los costos de retiro del mismo, por lo que se neutralizan ingresos y egresos, arrojando un valor nulo de valor terminal.

Elaboración del flujo de fondos descontados

Una vez que tenemos todos los componentes necesarios para elaborar el flujo de fondos, se procede a confeccionarlo para un escenario base. En este caso, nuestro objetivo es buscar determinar la rentabilidad del proyecto independientemente del financiamiento, por lo cual, los componentes relativos al endeudamiento posible y el flujo de repago de este son desestimados.

El horizonte temporal considerado es de 20 años, en sintonía con el periodo adjudicado en el contrato a suscribir con CAMMESA.

Respecto a la moneda utilizada para la valuación, el mecanismo implementado consiste en pesificar todos los componentes dolarizados al tipo de cambio oficial. Las inversiones, los ingresos y los egresos son, prácticamente en su totalidad, originados en dólares convertibles a pesos al tipo de cambio oficial, y por lo tanto son transformados a pesos en una primera instancia con dicha tasa de conversión.

Sin embargo, como al momento de la valuación nos encontramos con un panorama cambiario de desdoblamiento, en el cual existe un tipo de cambio oficial al cual son autorizadas las importaciones, y un tipo de cambio libre o financiero denominado contado con liquidación, al cual el mercado realiza las operaciones de compra venta de moneda extranjera de manera legal, sin restricciones de cantidad, todos los pesos obtenidos de la primer transformación son nuevamente convertidos a dólares al tipo de cambio libre. De esta manera, el flujo de fondos descontados se expresa en dólares de libre accesibilidad.

La diferencia porcentual entre la cotización del dólar financiero o libre y la cotización del dólar oficial a un momento dado, se denomina brecha cambiaria, y en este modelo se constituye en una variable en sí misma.

En resumen, las variables macroeconómicas contempladas en la valuación se circunscriben a:

- Inflación en pesos, determinada por el IPC.
- Tipo de cambio oficial, comunicación "A" 3500 del BCRA.
- Brecha cambiaria, esto es diferencia porcentual, respecto al tipo de cambio del mercado libre, referenciado éste en el denominado dólar denominado contado con liquidación.

Para el escenario base, se parte de una proyección para estas variables fundada en los análisis de prospectiva brindados por las consultoras macroeconómicas especializadas, disponibles y sintetizados por medio del reporte oficial del Banco Central denominado Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM). Este reporte aglutina las mejores proyecciones de las consultoras privadas, aunque estas suelen incorporar escasos horizontes temporales en la mayoría de las variables contempladas.

La inflación argentina proyectada para los años 2023 y 2024 es tomada del REM de agosto de 2022. A partir del año 2025 se considera un sendero de reducción de 20% para ese año, y luego 10% por año hasta el año 2028 inclusive. A partir de entonces, se considera una inflación estabilizada en ese último valor.

El tipo de cambio oficial esperado para 2023 también es tomado del REM, siendo éste considerado como el promedio de los valores esperados para fines de 2022 y fines de 2023. Para los sucesivos años se considera que esta variable acompaña la variación de la inflación doméstica.

En cuanto a la brecha cambiaria, no se encontraron fuentes especializadas que reflejen valores esperados. Para el primer año del proyecto, año de construcción, se tomará un valor idéntico al registrado al momento de la valuación del 10 de septiembre de 2022, que se corresponde con 90%.

Luego, se planteará una reducción a la mitad, es decir que se establecerá en 45%, para el primer año de operaciones, y recién en el tercer año de proyecto la unificación cambiaria. Estos valores plantean un sendero intermedio si observamos antecedentes históricos, y resultan en versión moderada respecto a valores a considerar en los escenarios alternativos.

4.5.2- Determinación del costo del capital

Una vez obtenido el flujo de fondos libres proyectado, se requiere contar con una tasa de costo del capital para el proyecto, a fin de utilizarla para descontar estos flujos y arribar a un valor actual neto (VAN) del proyecto.

El promedio ponderado del costo de la deuda y del capital propio, WACC, nos ofrece una medida del costo de oportunidad que puede ser utilizada para descontar los flujos de fondos obtenidos:

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

donde,

K_d: Costo de la deuda

T: Tasa del impuesto a las ganancias

D: Monto de la deuda objetivo del proyecto

E: Monto del aporte de capital propio para el proyecto

K_e: Costo del capital propio

Costo del capital propio

Para estimar el costo de capital propio se utilizó el modelo de CAPM. El modelo plantea que el costo del capital propio es igual a la tasa libre de riesgo más el riesgo sistemático del capital propio multiplicado por la prima de riesgo de mercado. En este caso adicionamos los componentes de riesgo país y prima por iliquidez, debido al tipo de mercado donde se establece el proyecto.

$$K_e = R_f + RP + \beta * PRM + PI$$

Donde,

K_e: Costo de capital propio

R_f: Tasa libre de riesgo

RP: Riesgo país

β: Medida del riesgo sistemático o no diversificable del activo

PRM: Prima de riesgo de mercado

PI: Prima por iliquidez

Tasa libre de riesgo

La tasa libre de riesgo es el rendimiento teórico de una inversión con riesgo nulo o en ausencia total de riesgo. Para este caso se consideró el rendimiento del bono del tesoro norteamericano a 10 años, para la fecha próxima al momento de valuación, lo que resultó en 3,27%.

Prima de riesgo

La prima de riesgo del mercado es la diferencia entre la tasa de rendimiento promedio del mercado y la tasa de rendimiento libre de riesgo.

En este caso, para determinar la tasa de rendimiento del mercado se tomó como referencia la evolución del índice S&P 500 desde 1985 a la fecha de valuación.

La deducción de la tasa libre de riesgo spot para la fecha de valuación de esta medida referente al rendimiento medio de mercado arroja un valor de 6,28%.

Beta

El coeficiente Beta busca explicar la relación entre el riesgo sistemático y el retorno esperado para los activos. Se estima correlacionando el retorno del activo y el retorno del mercado, utilizando datos históricos para los casos de empresas que cotizan en el mercado de valores.

$$\text{Rendimiento Activo} = \alpha + \beta \text{Activo} * \text{Rendimiento S\&P 500}$$

Para este proyecto, dado que consiste en un emprendimiento desde cero, se utilizó un promedio aritmético de betas de tres empresas comparables, que desarrollan proyectos SFV, corresponden al sector de utilities o generadoras de energías, y se encuentran dentro de la categoría de industrias de electricidad regulada o de renovables.

Las tres cotizan en el mercado de valores norteamericano, NYSE-NASDAQ.

Los betas para cada una de estas empresas se calcularon en función a los rendimientos históricos de cada una de ellas.

Las empresas seleccionadas fueron:

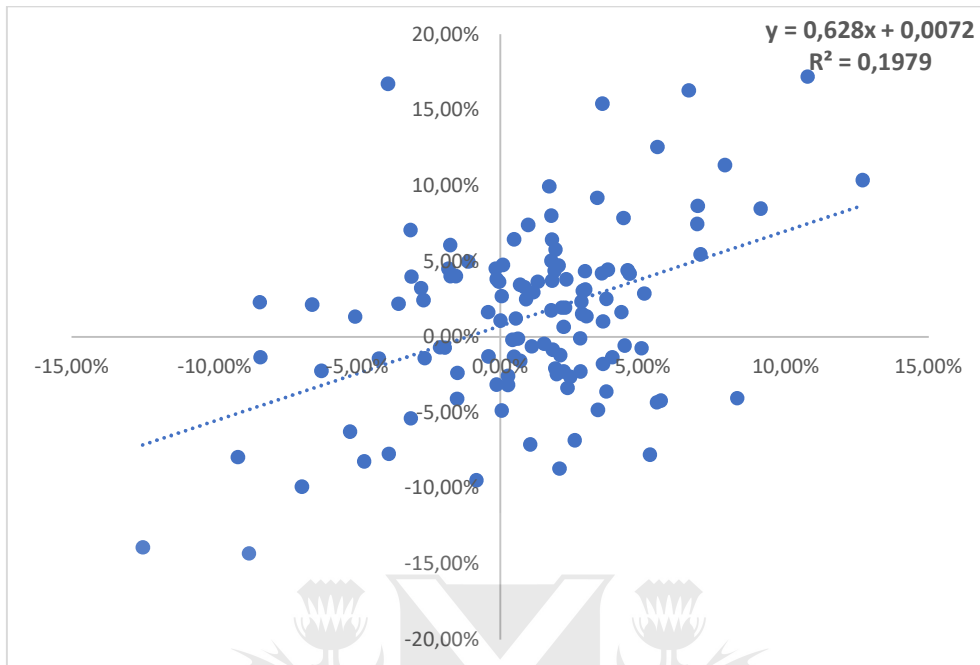
Brookfield Renewable Partners L.P. (BEP)

Brookfield Renewable Partners L.P. posee un portafolio de instalaciones de generación de energía renovable, principalmente en Norte América, Colombia, Brasil, Europa, India, y China.

La compañía genera electricidad a través de las tecnologías hidroeléctrica, eólica, solar, generación distribuida, almacenamiento bombeado, cogeneración y biomasa.

Su portafolio consiste en aproximadamente 21 GW de capacidad instalada.

Gráfico 17: Retorno de Brookfield Renewable Partners vs retorno de S&P 500



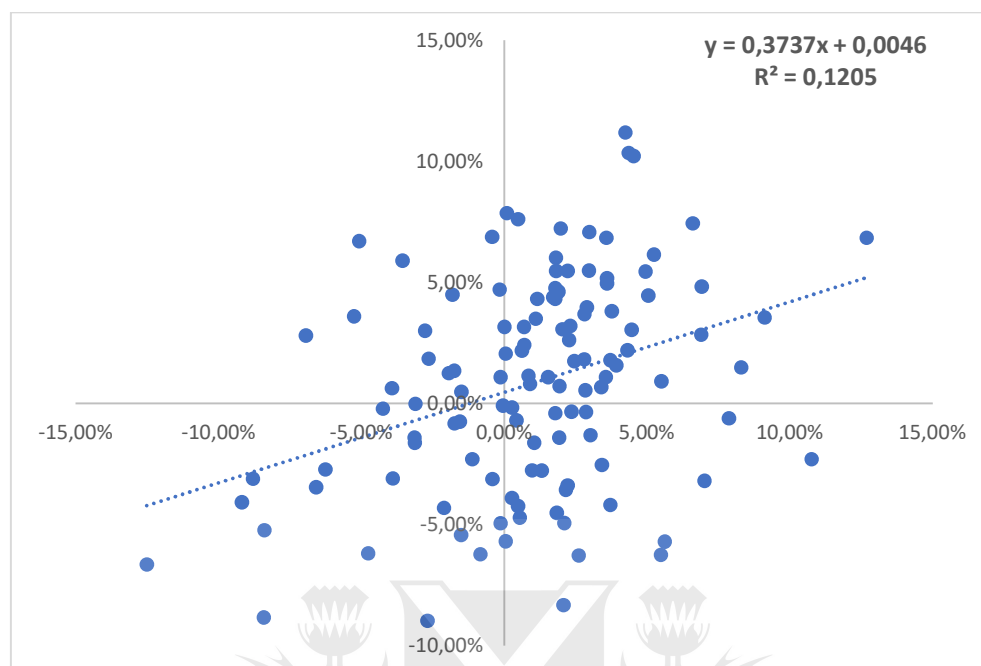
Fuente: Elaboración propia

Dominion Energy, Inc. (D)

La firma produce y distribuye energía en los Estados Unidos, operando cuatro segmentos. Dominion Energy Virginia genera, transmite y distribuye electricidad regulada para aproximadamente 2,7 millones de usuarios residenciales, comerciales, industriales y gubernamentales en el Estado de Virginia. El segmento de Distribución de gas está involucrado en ventas reguladas de gas natural, así como su transporte, almacenamiento y distribución operando en los Estados de Ohio, Virginia, Carolina del Norte, Utah, Wyoming, y Idaho, para aproximadamente 3,1 millones de todo tipo de usuarios.

El segmento de energía de Carolina del Sur genera, transmite y distribuye electricidad para unos 772 mil usuarios en ese estado. Finalmente, el segmento de activos contractualizados está involucrado en la generación de energía eléctrica renovable para contratos no regulados de largo plazo, como también en el desarrollo y operación de parques solares, transporte de gas, importación de gas natural licuado, operaciones de almacenamiento y licuefacción. Para el cierre del año 2021, el portafolio de activos de la compañía incluía 30,2 GW de capacidad de generación, casi 18 mil km de líneas de transmisión eléctrica, y más de 152 mil km de líneas de distribución de gas.

Gráfico 18: Retorno de Dominion Energy vs retorno de S&P 500



Fuente: Elaboración propia

NextEra Energy, Inc. (NEE)

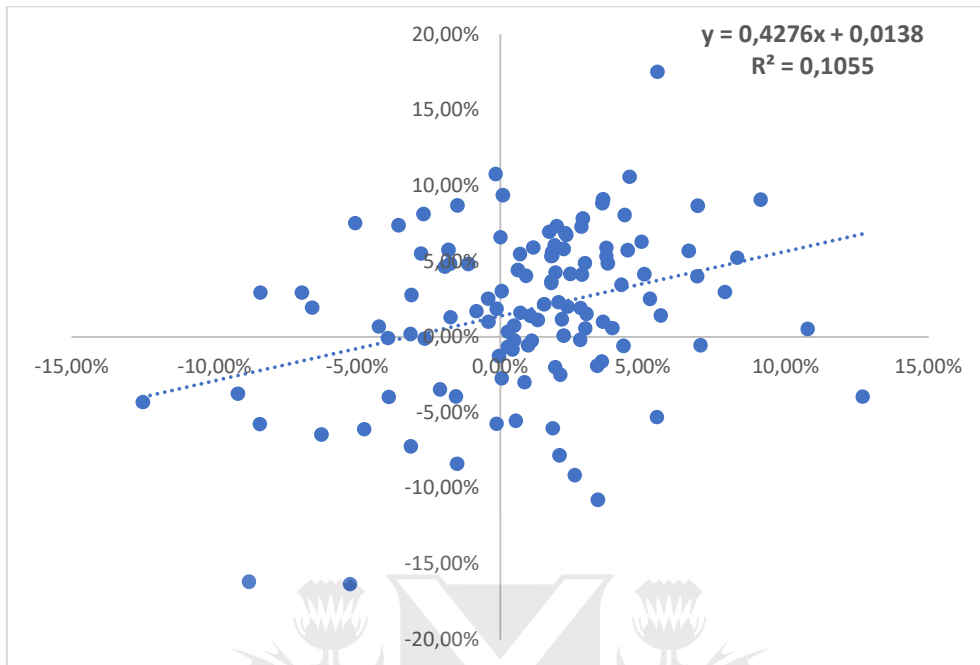
NextEra Energy, Inc., a través de sus subsidiarias, genera, transmite, distribuye y vende energía eléctrica minorista y mayorista a clientes de los Estados Unidos.

La compañía genera electricidad a través de tecnología eólica, solar, nuclear, y fósil con carbón y gas.

También desarrolla, construye, y opera activos con contratos de largo plazo que consisten en soluciones de energías limpias, tales como instalaciones de energía renovable, almacenamientos con baterías, y transmisión de electricidad.

Vende commodities energéticos y participa de los mercados energéticos mayoristas. Para fines de 2022, la compañía cuenta con 32 GW de capacidad de generación, 142 mil km de transmisión y distribución y 871 subestaciones, sirviendo a unos 12 millones de personas.

Gráfico 19: Retorno de NextEra Energy vs retorno de S&P 500



Fuente: Elaboración propia

El resumen de los betas apalancados es el siguiente:

Tabla 14: Resumen betas apalancados

Brookfield Renewable Partners	0,63
NextEra Energy	0,43
Dominion Energy	0,37

Una vez obtenidos los betas apalancados de cada una de estas firmas, se procedió a desapalancarlos con la siguiente fórmula:

$$\beta_u = \frac{\beta_L}{1 + (1 - T) * \frac{D}{E}}$$

Donde

β_u : Beta desapalancado

β_L : Beta apalancado

T: Tasa del impuesto a las ganancias

D: Monto de la deuda objetivo del proyecto

E: Monto del aporte de capital propio para el proyecto

El resumen de los betas desapalancados para las tres firmas se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 15: Resumen betas desapalancados

Brookfield Renewable Partners	0,36
NextEra Energy	0,33
Dominion Energy	0,24

Con estos resultados se obtiene el promedio aritmético que se utilizará como beta en el modelo de costo de capital, el cual resulta en 0,31.

Este valor de beta desapalancado para el proyecto, luego es nuevamente apalancando con los datos de la estructura de capital objetivo o target de éste, resultando en un valor de 0,78.

Neoen S.A.

Como referencia adicional se observa que el beta de la firma Neoen, la cual tiene foco en energía solar y presencia en 13 países de 4 continentes.

Esta firma que cotiza en la bolsa de París es la principal productora independiente de energía renovable en Francia. En Argentina cuenta con 208 Mw de potencia solar instalada.

El beta de Neoen es de 0,72, lo cual brinda un soporte adicional al beta obtenido y considerado para el cálculo del WACC del escenario base

Riesgo país

Se considera el indicador elaborado por JP Morgan, uno de los bancos más importantes de EE. UU.

El nombre técnico del índice es EMBI+ (Emerging Bond Index Plus), el que expone el rendimiento de bonos soberanos de los países emergentes, tal como es el caso de Argentina, comparándolo, con los bonos de similar duración emitidos por el tesoro de los Estados Unidos.

Los bonos del tesoro norteamericano se consideran libres de riesgo, por lo que pagan una tasa libre de riesgo, y los bonos de otros países pueden pagar un diferencial por sobre esta tasa, lo cual refleja el riesgo soberano propio de cada uno de ellos.

Para la fecha de valuación, el riesgo país para la Argentina era de 2346 puntos básicos, o expresado en sobre tasa, un 23,46% por arriba de la tasa libre de riesgo.

Prima por iliquidez

Teniendo en consideración que el caso se presenta como una firma privada, se incorpora una prima por iliquidez.

Siguiendo a Damodaran², utilizando estadísticas sobre los retornos a inversiones de capital de riesgo (venture capital) y comparándolos con los de inversiones en acciones públicas, se puede aproximar la prima por iliquidez como la diferencia entre ambos.

Se arriban a dos valores standard, uno de 4% para inversiones en rubros inmaduros o sin trayectoria, y otro de 2% para rubros de negocio más establecidos.

Para el proyecto en valuación, se opta por este último valor ya que la tecnología se encuentra en etapa muy madura de implementación, y el rubro de negocio es ampliamente difundido en todo el mundo.

Estructura de capital

Al igual que muchos proyectos de infraestructura, los proyectos SFV cuentan con una estructura de financiamiento muy apalancada. Son llevados adelante por firmas especializadas y con trayectoria en la materia que les permite tomar alto nivel de deuda a largo plazo.

En los casos de proyectos en el marco del programa RenovAr se registró en forma usual una estructura de 30% equity – 70% deuda, que es la que se considera como base para este proyecto.

Esta estructura difiere de la observada en las firmas contempladas como comparables para el cálculo del Beta, las que exhiben una estructura de 60% equity y 40% deuda.

Para el caso de Genneia, una de las compañías comparables que consideramos más abajo para el costo de deuda, y aquella que se encuentra más enfocada en energía renovable, su estructura de capital es similar a la considerada como base.

Adicionalmente, si consideramos el caso de la firma Neoen vemos que la estructura de capital de la misma se condice en forma muy precisa con los valores asumidos.

Costo de la deuda

En este ítem también consideramos casos comparables. Las firmas cuyos costos de deuda son tomados como referencia son de origen nacional y poseen amplia experiencia en el desarrollo de proyectos energéticos en el mercado local.

Las empresas seleccionadas son:

Pampa Energía

Firma que opera una capacidad instalada de 5.4 GW de energía. En poco más de 15 años, ha mantenido una política de inversión y crecimiento continuo en el sector energético. En el mercado opera ocho centrales térmicas, tres centrales hidroeléctricas, cinco parques eólicos y una de cogeneración. También participa en la transmisión, a través de Transener, que transporta el 85% de la energía eléctrica de la Argentina, y en la exploración y producción de gas y petróleo.

² Damodaran, A (2006). On Valuation. 2nd Edition.

Genneia

Cuenta con siete parques eólicos y uno solar construidos, más otros proyectos en construcción.

Opera casi 1 GW de capacidad instalada. Genera energía eléctrica para poco menos de 1 millón de habitantes.

Para ambos casos, se consideró el costo de deuda asumido en suscripciones de obligaciones negociables recientes, con plazos de vencimiento relativamente extensos.

Tabla 16: Resumen de costo de deuda comparable

Firma	Maturity	YTM
Genneia	2/9/2027	12%
Pampa Energía	15/4/2029	14,80%

El promedio arroja un valor de 13,4%, el cual se asume como costo de la deuda para este proyecto.

El costo de deuda también podría tener un valor superior. Por ejemplo, si observamos valores de rendimiento para obligaciones negociables de YPF Luz para plazos similares a los considerados en el escenario base, el rango oscila entre 20 y 24% aproximadamente. Sin embargo, se estipula que tales costos de deuda serían casos extremos, principalmente por el componente de propiedad estatal de esta compañía, y por lo tanto no reflejan representativamente a un caso standard.

Composición del WACC

Finalmente, con todos los componentes necesarios obtenidos, se procedió al cálculo del costo promedio ponderado del capital, o WACC, el cual se resume en la siguiente tabla.

Tabla 17: Composición del WACC

Estructura de capital		Costo de la deuda (Kd)	
D / (E + D)	30%	Costo de la deuda	13,40%
E / (E+ D)	70%	Tasa impositiva	35%
Costo de capital propio (Ke)		Kd después de Impuestos	8,71%
Tasa libre de riesgo	3,47%	WACC	16,18%
Beta apalancado	0,78		
Prima de mercado	6,23%		
Riesgo país	23,46%		
Prima por iliquidez	2%		
Ke	33,61%		

4.5.3- Escenario base

Este escenario es el que se asume como más probable y contra el cual se contrastan escenarios considerados de menor probabilidad, pero necesarios de ser evaluados a fin de contar con un espectro de resultados lo más abarcativo posible que posibilite una mejor toma de decisión de inversión.

Las premisas asumidas en el modelo financiero de este escenario ya fueron descritas en apartados previos. La mayoría de estas premisas, estas son, los valores que asumen los parámetros del modelo financiero son las mismas que para el resto de los escenarios previstos y por lo tanto permanecen invariables al momento de realizar las valuaciones alternativas.

A continuación, se resumen las variables críticas asumidas en el Escenario base, las que luego serán relajadas en el ejercicio de sensibilidad.

Precio de venta

Tal como se mencionó con anterioridad, el precio considerado es una media de los precios adjudicados en las licitaciones de RenovAr para la tecnología SFV, que resulta en 53,38 USD/Mwh.

Esta variable, si bien ex post es una constante debido a que asumimos que el contrato se respeta y por lo tanto el precio contratado es fijo, considerada ex ante puede tomar diferentes valores de acuerdo con las tendencias del mercado local para este tipo de tecnología de producción de energía renovable.

Por lo tanto, el precio no será modificado en los escenarios alternativos, pero sí se calculará el precio que otorga rentabilidad a cada uno de ellos.

Brecha cambiaria

No existen proyecciones para esta variable, particular de las economías con tipos de cambios intervenidos, pero sí se realiza un análisis histórico de la misma para encontrar fundamentos en la determinación de los valores asumidos.

El escenario base toma la siguiente evolución para esta variable crítica:

Tabla 18: Valores de brecha cambiaria-Escenario base

Variable	2023	2024	2025
Brecha cambiaria	90%	45%	0%

Tal como se comentó previamente, los valores asumidos se sustentan en la experiencia alrededor de diferentes transiciones de gobierno con presencia de brecha cambiaria. En el caso del escenario base, se considera una situación intermedia entre los casos extremos que se presentaron en las últimas décadas.

Será interesante sensibilizar esta variable a fin de observar la implicancia que tiene sobre la rentabilidad del proyecto.

WACC

El WACC considerado en el escenario base es de 16,18% y también es una variable constante para el proyecto. Pero tomada en cuenta de forma ex ante, bien podría tomar valores críticos para la viabilidad del mismo.

Esta variable se determina como conjunción de múltiples componentes, muchos de los cuales están sujetos a estimaciones o aproximaciones más o menos robustas, tal es el caso de las betas comparables y el costo de la deuda comparable. Sin embargo, al menos los betas utilizados para estimar el propio beta del proyecto, poseen consistencia tanto con estimaciones de consultoras referentes sobre las mismas firmas tomadas como comparables, como con los valores históricos que toman los betas de firmas del sector Utilities o Infraestructura de generación de energía (típicamente valores menores a 1).

El costo de la deuda, que fue aproximado con datos de costo de deuda para firmas locales comparables, posee consistencia también en este momento particular del mercado financiero local, pero si nos ceñimos a la historia, podría bien tomar otro valor si estuviéramos en un momento diferente.

Por los mismos motivos, el riesgo país podría tomar también otros valores si estuviéramos en un momento diferente del tiempo.

Estos dos componentes del WACC, costo de deuda y riesgo país, serán relajados en la sensibilización a fin de aproximar el grado de relevancia para la viabilidad de un proyecto de estas características.

Resultados

Con estas premisas se confeccionó el flujo de fondos descontado para el escenario base, el cual no arroja resultados positivos.

El valor actual neto del proyecto es negativo y la tasa interna de retorno no alcanza a superar al WACC.

Tabla 19: Resultados-Escenario base

VAN	USD -2.536.769
TIR	11,30%
WACC	16,18%

Bajo este escenario el proyecto debe ser rechazado.

Este resultado no debe sorprender si uno observa la naturaleza de esta inversión.

En primer lugar, la tecnología posee una oferta de equipos muy competitiva, lo que la convierte prácticamente en un commodity con difícil captura de sobre valor.

Por otro lado, las condiciones de instalación y operabilidad son relativamente seguras y accesibles para cualquier inversor, sobre todo teniendo en cuenta que la disponibilidad de espacio para desarrollar este tipo de proyectos es inmensamente abundante. Este aspecto va en el mismo sentido que el anterior, eso es, estar en presencia de un activo seguro, accesible y fácilmente reproducible.

Estas características determinan que la actividad sea ultra competitiva y que debido a ello posea márgenes de ganancia muy limitados. Considerando la realidad propia del mercado energético en cada país, primero deberán desarrollarse los proyectos más competitivos para que luego la elevación del precio licitado, o la eventual alza de productividad de los equipos, vaya convalidando nuevas regiones menos productivas en cuanto a la irradiación solar. En el caso de Argentina, los precios licitados se corresponden con las zonas de mayor productividad, es decir en el oeste y noroeste del país, y reflejan por lo tanto los valores de competitividad que soportan éstas.

Sin embargo, en el caso de la realidad macroeconómica argentina, hay otro factor crucial que podría ser determinante en la factibilidad del proyecto. Esto es, el costo del financiamiento. Con un WACC repotenciado por el tamaño del riesgo país y un costo de deuda corporativo en consonancia con el mismo, muchos proyectos, no solo los de esta naturaleza, se ven imposibilitados de ser desarrollados. Tal como se mencionó previamente, estas variables serán relajadas a fin de dilucidar bajo cuáles circunstancias el proyecto se puede justificar.

4.5.4- Sensibilización.

En proyectos como el que se está analizando, la sensibilización de las variables asumidas cobra un sentido diferente al usual.

Recordemos que los ingresos y los costos son prácticamente preestablecidos al momento de la decisión de inversión por la vía de contratos de largo plazo. Los ingresos son predeterminados con el contrato de compra de energía (PPA) suscripto con CAMMESA, y los costos de operación corren igual suerte vía contratos con empresas proveedoras del servicio, por ejemplo, de mantenimiento y seguros. En definitiva, es difícil que, una vez realizada la inversión, el escenario planteado sea muy diferente del que se presente realmente.

Podría pasar que CAMMESA no pague en tiempo y forma, pero los antecedentes indican que nunca fue el caso, a excepción de demoras exigüas considerando el horizonte temporal del proyecto. Podría ser que el rendimiento productivo no sea el planificado, o por falta de irradiación solar o por menor productividad de los equipos. En el primer caso, es difícil que se manifieste de manera representativa, dado que los valores tabulados de irradiación se corresponden con mediciones de largo plazo. Para el segundo caso, existen garantías para reposición de equipos, y la trayectoria misma de los proveedores asegura cualquier posible desvío en este sentido. Similar análisis se puede hacer con los costos de operación y mantenimiento.

Por estos motivos, para un proyecto como este, tiene más sentido que la sensibilidad se refiera a modificaciones respecto a la situación de partida, intentando hurgar en una mayor o menor viabilidad para contextos diferentes al del momento de valuación.

Precio

Manteniendo el resto de las variables bajo las hipótesis del escenario base, se requeriría de un precio adjudicado de 75 USD/MWh para que el proyecto arroje un valor actual neto positivo, y por ende, una tasa de retorno que supere al WACC.

Este valor implica un aumento de un 41% por sobre el valor promedio licitado en el marco de la Ley 27.191. El precio más alto registrado corresponde a 60 USD/MWh, con lo cual, parece poco probable que se convalide un valor tan superior, por lo menos en el corto plazo.

Esta situación nos lleva a revisar la otra variable crítica ex ante, que es el costo del financiamiento manifestado en el WACC.

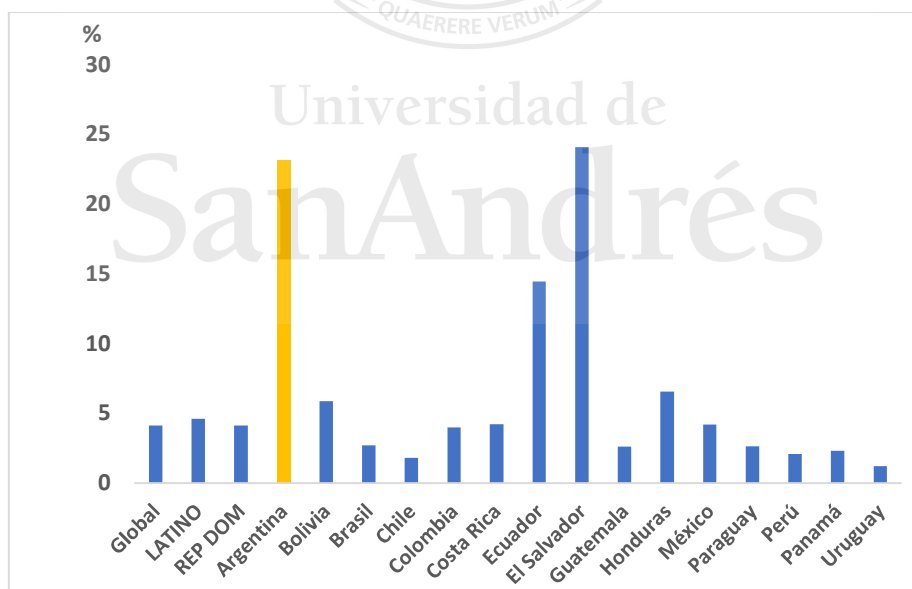
WACC

Esta variable compuesta obedece como hemos visto a la interacción de múltiples componentes. Sin embargo, hay un elemento central que eleva el valor de esta variable a niveles condicionantes para cualquier proyecto, y este elemento es el riesgo país.

Para el escenario base se consideró el último dato al momento de valuación que se correspondía con un valor de 23,46%.

Para tomar magnitud de lo elevado que este valor se lo puede comparar con los valores de riesgo pen países vecinos.

Gráfico 20: Riesgo país al momento de valuación



Fuente: Elaboración propia

Tal como se puede observar en el gráfico de arriba que exhibe el riesgo país para los países de América Latina, el valor correspondiente para Argentina solo es superado por el de El Salvador (también por el de Venezuela que está excluida del Gráfico).

Si se lo compara con la media de Latinoamérica que exhibe un valor de 4,55%, el riesgo país de Argentina es prácticamente cinco veces más grande.

Utilizando este valor medio latinoamericano para la valuación del proyecto, la regla de decisión varía. El resultado de la valuación mejora sustancialmente ya que la tasa interna de retorno del proyecto supera al nuevo WACC, y el valor actual neto pasa a ser positivo. El precio mínimo que otorga rentabilidad en este caso es de USD 51 el MWh.

Tabla 20: Sensibilización – Riesgo país promedio Latam

Riesgo País: 455 pb – Kd: 13,4%	
VAN	USD 538.100
TIR	11,30%
WACC	10,51%
Precio mínimo	USD 51

Para mejorar el análisis, se debiera corregir también el costo de la deuda corporativa comparable, ya que esta variable tiene presumiblemente correlación con el riesgo país.

Para aproximar el valor que tomaría Kd en situación de un riesgo país del orden del 4,5%, se utilizó el costo de deuda para proyectos financiados vía “Project finance” en Argentina en los años 2016-2018, ya que, durante aquel periodo, el riesgo país argentino promedió los 430 puntos básicos. Entonces, el valor considerado para Kd correlacionado con un riesgo país para Argentina del orden del que presenta la media para Latinoamérica al momento de valuación, se corresponde con un nivel de 8%.

Tabla 21: Sensibilización – Riesgo país Latam – Costo deuda Latam

Riesgo País: 455 pb – Kd: 8%	
VAN	USD 2.503.896
TIR	11,30%
WACC	8,05%
Precio mínimo	USD 43

Con la introducción de esta modificación, que consideramos de una situación de “sub-optimalidad” respecto al mercado internacional, podemos verificar que el proyecto se volvería aún más viable ya que el valor actual neto pasaría a ser positivo en más de USD 2,5 millones, y la tasa interna de retorno superaría holgadamente a este WACC. En este caso, el proyecto podría

soportar un precio de USD 43 el MWh, valor un 20% menor al precio base, y aun encontrarse en terreno de viabilidad.

Finalmente se realiza un ejercicio adicional. Se considera un riesgo país similar al exhibido por Uruguay al momento de la valuación, de 1,5% y que es considerado un valor “óptimo” para el proyecto. Adicionalmente, se toma un costo de deuda alineado con el financiamiento internacional multilateral para este tipo de proyectos de un 4%.

El resultado es que, bajo estas condiciones de optimalidad relativa en el costo del capital, el proyecto pasaría a contar con valor actual neto considerablemente elevado de USD 5,4 millones. En este escenario, el proyecto podría soportar un precio mínimo de USD 36 por MWh.

Tabla 22: Sensibilización – Riesgo país Uruguay – Costo deuda multilateral

Riesgo País: 150 pb – Kd: 4%	
VAN	USD 5.409.827
TIR	11,30%
WACC	5,32%
Precio mínimo	USD 36

En conclusión, el WACC es una variable determinante para este tipo de proyectos. Considerando el listado de 99 países relevados por IRENA, el promedio de WACC para esta tecnología en el año 2021 es de 6,22%, donde tenemos a Alemania exhibiendo un valor de 1,30% en un extremo, y al Líbano exhibiendo un valor de 21%, en el otro. Este valor medio mundial es inferior al que se considera como subóptimo, que considera el valor medio de riesgo país para la región, pero es superior al considerado óptimo, que toma como referencia el riesgo país de Uruguay.

La tasa de retorno del 11,30% que presenta el proyecto evaluado, lo haría viable en muchos lugares del mundo. Al menos en 92 de los 99 países relevados por IRENA en costo de capital para proyectos de esta tecnología.

Otra forma de ver la competitividad del proyecto es que el mismo, bajo condiciones similares de costo de capital a LATAM, podría soportar un precio de venta de USD 43 el MWh, valor que se encuentra debajo del LCOE promedio mundial para 2021 calculado por IRENA, el que se corresponde con un valor de USD 48. Lamentablemente, las condiciones de costo de capital al momento de valuación no nos permiten asumir un escenario diferente al planteado como Base, lo cual coloca al proyecto en terreno de inviabilidad.

Brecha cambiaria

Esta variable macroeconómica, muy particular de Argentina, es una variable que se considera podría tomar valores significativamente diferentes a los asumidos ex ante para el escenario base.

Debido a ello, se procede a sensibilizar esta variable. Aunque antes es conveniente poner de relieve una cuestión. La misma radica en que la variable brecha cambiaria presumiblemente tenga correlación con el WACC (riesgo país y Kd). Sin embargo, como no poseemos elementos para configurar esta correlación, dejaremos de lado su consideración, analizando en forma independiente su comportamiento. El WACC asumido en este apartado es el correspondiente al momento de valuación.

Recordemos que la brecha asumida en el escenario base es de 90% para el año de construcción, primer año de proyecto, y de 45% para el año siguiente, el cual constituye el primer año de operación y ventas del proyecto. A partir del tercer año, la brecha se considera nula, es decir, se asume la unificación cambiaria.

En la tabla se resumen diferentes valores de brecha cambiaria al considerado en el escenario base.

Tabla 23: Escenarios alternativos de brecha cambiaria

Escenario	Brecha anual (%)	VAN (USD)	TIR	Precio mínimo (USD/MWH)
Eliminación total	0-0-0	-12.369.602	2,64%	150
Brecha inferior	60-20-0	-4.668.886	8,97%	89
Prolongación	90-90-60-40-20	-3.798.371	9,31%	90
Brecha superior	120-60-40	-1.457.033	13,08%	67
Aumento y cierre abrupto	120-0	-70.203	16,02%	54
Aumento p/viabilidad	122-0	19.168	16,23%	53,39

El primer escenario, de **eliminación total** de la brecha desde el momento inicial de análisis del proyecto, implica la peor de las alternativas para el mismo. No contar con brecha cambiaria durante el año de erogaciones de inversión implica un encarecimiento en dólares ya que las cotizaciones de los equipos se consideran a un dólar oficial que coincide con el de libre accesibilidad. Luego, si bien los ingresos operativos son considerados al dólar unificado desde el momento inicial, esto no compensa la eliminación de la reducción de costos de inversión. Ello resulta en un VAN altamente negativo, y un TIR muy baja.

Otro escenario simulado es el de una **brecha inferior** a la del escenario base. Se asume un 60% para el año de construcción, un 20% para el primer año de operaciones y mercado cambiario unificado a partir del año siguiente. De esta manera, para el año de erogaciones se esperaría un menor impacto del desdoblamiento cambiario y por lo tanto un encarecimiento de las inversiones a desembolsar medidas en dólar de libre disponibilidad. Para el primer año de operaciones, la menor brecha aliviana el efecto del desdoblamiento sobre los ingresos, permitiendo un efecto más positivo sobre el flujo de este año que el considerado en el año base.

El efecto conjunto, determina un VAN negativamente superior y una TIR menor respecto de los obtenidos en escenario base.

Otro escenario planteado es el de **prolongación** de la brecha cambiaria. En este caso se estipularon valores de 90% para los dos primeros años (construcción y primer año de operación), y luego un descenso paulatino de 60%, 40%, 20% y 0% para los años subsiguientes. Esta alternativa se presenta como una atenuación del escenario base en sentido negativo y, como consecuencia, presenta indicadores de rentabilidad ligeramente inferiores.

En la misma sintonía, se plantea otro escenario con **brechas superiores** para los tres primeros años, 120%, 60% y 40% respectivamente. Esta alternativa coloca a los indicadores de rentabilidad por arriba de aquellos obtenidos con el escenario base, pero aún en terreno de rechazo de proyecto.

También se plantea un escenario más extremo, pero en consonancia con aquel experimentado en el año 2015, de **aumento y cierre abrupto** de brecha con el cambio de gestión de gobierno. Se asume hasta un 120% para el primer año y luego la unificación cambiaria a partir del segundo año de proyecto. Este esquema alternativo plantea una mejora sustantiva en las variables de rentabilidad, incorporando al proyecto en situación de aceptación.

Finalmente, se considera un escenario de brecha cambiaria mínima tal que garantice la **viabilidad para el proyecto** al precio de USD 53,39 el MWh. El ejercicio plantea que se requiere al menos una brecha cambiaria del 122% para el año de construcción, y luego unificación a partir del segundo año, de modo de colocar al proyecto en un supuesto de viabilidad.

Como resumen, se puede decir que parece difícil que la brecha cambiaria per se, pueda presentar valores que tornen positivo el proyecto dados los valores asumidos para el resto de las variables críticas, esto es, los componentes del WACC. En términos probabilísticos es complicado establecer prioridades, pero se puede argumentar que basados en el antecedente inmediato (año 2015), el escenario de aumento y cierre abrupto pueda tener alguna chance más de ocurrir que el resto. Lo cual arrojaría algo de positividad a las perspectivas de rentabilidad del proyecto. La eliminación total de la brecha antes del cambio de gestión de gobierno parece ser poco probable desde un punto de vista político, sin embargo, las alternativas intermedias, sobre todo de alguna prolongación en el tiempo, podría ser un escenario algo más factible de suceder, y en tal caso, la rentabilidad se vería impactada negativamente.

Estabilidad cambiaria

Finalmente, como otro ejercicio relevante, se considera un escenario en el cual el WACC toma un valor más razonable, tal como los sensibilizados más arriba, pero que a la vez es contemplado junto a una brecha cambiaria nula, situación que tendría más consistencia con tales valores de costo de capital.

Hemos visto que un escenario sin brecha cambiaria, sobre todo para el primer año de proyecto durante el cual se realizan las erogaciones de inversión, implica un primer efecto de castigo para el proyecto, o tal vez sea mejor llamarlo de sinceramiento para el mismo. Ahora bien, tal escenario implicaría también, casi necesariamente una caída en el costo del capital, efecto que compensaría aquel primer sinceramiento.

Tal como pudimos ver en la tabla, la TIR de un escenario de brecha inexistente es de 2,64%, con lo que se requeriría costos de capital muy bajos para alcanzar viabilidad.

Por otro lado, vimos que el mejor escenario asumido para el WACC ha sido aquel que considera costos de deuda de nivel internacional para estos proyectos y un riesgo país del nivel de Uruguay al momento de la valuación, aproximando un valor de costo de capital de 5,32% para el proyecto. Como escenario subóptimo se planteó un WACC compuesto por un riesgo país promedio para Latam y un costo de deuda para proyectos similares al momento que Argentina contaba con tal nivel riesgo país, arrojando un WACC de 8,05%.

Procedemos entonces a buscar el precio de venta que haga viables estos dos escenarios combinados con situación de estabilidad cambiaria, esto es, con brecha nula.

Tabla 24: Sensibilización – Brecha cambiaria nula – WACC óptimo

Riesgo país: 150 pb – Kd: 4%	
VAN	USD -3.934.663
TIR	2,64%
WACC	5,32%
Precio mínimo	USD 69

Tabla 25: Sensibilización – Brecha cambiaria nula – WACC subóptimo

Riesgo país: 455 pb – Kd: 8%	
VAN	USD 6.865.803
TIR	2,64%
WACC	8,05%
Precio mínimo	USD 87

Como podemos apreciar en las tablas de arriba, este escenario de estabilidad cambiaria y costo del capital, más acorde con la realidad de países comparables, plantea una situación de stress para el proyecto. Esto se debe a que, a los fines de encontrar viabilidad, se deberían adjudicar precios bastante superiores a los registrados en las licitaciones del programa RenovAr. En el caso planteado como subóptimo en términos de WACC, el precio requerido en escenario de estabilidad cambiaria es de USD 87 por MWh, lo que implica un sobre precio de 63% por sobre el precio promedio registrado en el mercado local. Para el caso de WACC óptimo, el precio requerido en estabilidad cambiaria es de 69 USD por MWh, lo que implica un 29% de sobre precio, y unos USD 9 adicionales sobre el precio máximo adjudicado para esta tecnología.

Sin embargo, nos queda una instancia más a revisar. Considerar la estabilidad cambiaria y el costo del capital óptimo (caso Uruguay) como un escenario de partida, implicarían posiblemente contar con niveles de inflación local consistentes con tales variables.

Se pudo corroborar que la inflación local ejerce un principal efecto perjudicial sobre el flujo de fondos del proyecto.

Este efecto tiene que ver con el IVA inversiones, otro de los beneficios fiscales planteados por el programa. Si consideramos una inflación alta entre el año de inversiones y el primer año de operaciones (año en el cual se reembolsa el IVA inversiones de acuerdo con lo corroborado en la práctica), entonces este valor se termina licuando en términos de dólares.

Plantear un escenario con una inflación más consistente con los valores óptimos para las otras variables planteadas, estabilidad cambiaria/inexistencia de brecha y WACC óptimo, nos aproxima bastante a un escenario de rentabilidad.

De hecho, tal como se aprecia en la tabla más abajo, para obtener viabilidad en el caso de considerar una inflación local estabilizada en 3% para todo el horizonte temporal, solo se requiere un incremental de precio de 16% respecto al registrado como media del programa RenovAr para la tecnología solar, para llevar el precio a USD 62 por MWh, tan solo USD 2 por arriba del máximo adjudicado.

Tabla 26: Sensibilización – Brecha cambiaria nula – WACC óptimo – Inflación local consistente

Riesgo País: 150 pb – Kd: 4%	
VAN	USD -2.029.721
TIR	3,86%
WACC	5,32%
Precio mínimo	USD 62

Realizando el mismo ejercicio para un escenario de costo de capital sub-óptimo, el precio requerido para alcanzar viabilidad sería de USD 78 el MWh.

Tabla 27: Sensibilización – Brecha cambiaria nula – WACC subóptimo – Inflación local consistente

Riesgo País: 455 pb – Kd: 8%	
VAN	USD -5.045.747
TIR	3,86%
WACC	8,05%
PRECIO MIN	USD 78

4.5.5- Escenarios alternativos

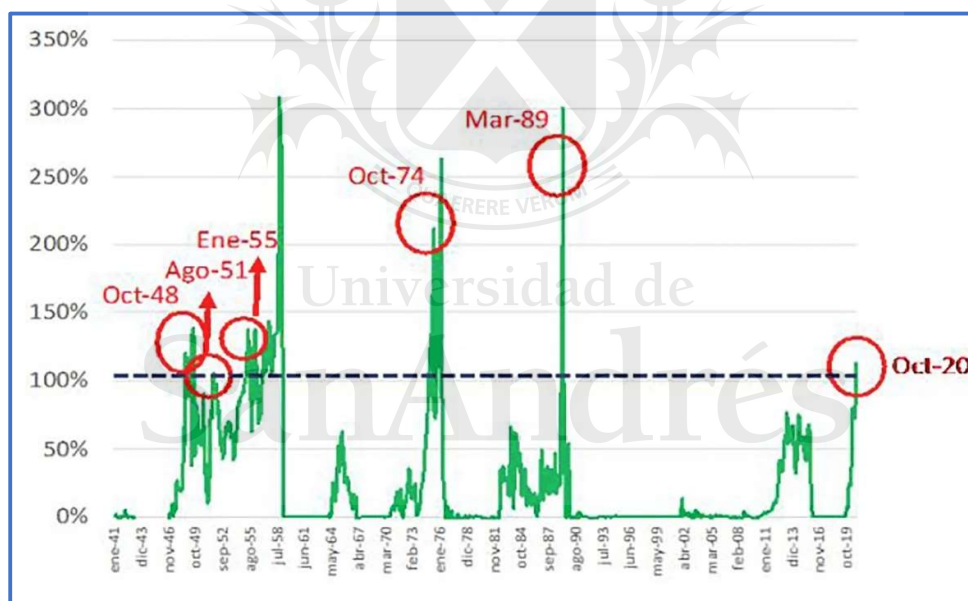
Luego de los ejercicios de sensibilización realizados, y una vez observada la criticidad para la viabilidad del proyecto de las variables brecha cambiaria e inflación, se determinan dos escenarios alternativos al base, uno optimista y el otro pesimista.

Para darle sustento a cada uno de estos escenarios se procede a indagar en los antecedentes históricos de periodos brecha cambiaria en nuestro país.

En los periodos revisados, se busca observar el comportamiento de ambas variables trazando un paralelismo temporal con la situación actual del proyecto.

Esto refiere al momento de valuación de este, es decir, en un año previo al de cambio de gestión de gobierno nacional con existencia de brecha cambiaria e inflación creciente, y también al periodo de su eventual implementación, partiendo con la construcción en el último año de gestión de un gobierno nacional, hasta la puesta en operaciones en el primer año del nuevo gobierno nacional.

Gráfico 21: Brecha cambiaria entre el dólar oficial y el paralelo



Fuente: IERAL Fundación Mediterránea

Escenario optimista

En este caso, las modificaciones sobre el escenario base consisten en:

- Aumento de brecha cambiaria en el año de construcción y cierre abrupto al año siguiente, primer año de operaciones.
- Inflación del primer año de operaciones consistente con el cierre abrupto, y sucesivos años en descenso a similar ritmo que el considerado en el escenario base.

Tal como se verificó en apartado anterior, la brecha cambiaria en las condiciones consideradas para este escenario son las óptimas desde el punto de vista del impacto en la rentabilidad.

Esta selección de valores se sustenta en la observación del último antecedente de periodo de brecha cambiaria, el correspondiente al periodo que termina en el año 2015, año de elecciones y posterior transición de gestión de gobierno nacional. Similar observación se podría obtener considerando el año 1989. En ambas oportunidades, se experimentó un aumento de brecha, y el cierre de la misma se realizó poco después del cambio de gestión.

Replicando el mismo comportamiento de la variable para el horizonte del proyecto, nos lleva a los valores considerados en este escenario optimista.

En el caso de la inflación, si bien no es lo óptimo que aumente justamente en el primer año de operaciones, por una cuestión de consistencia macroeconómica, y considerando los antecedentes históricos revisados, es necesario incluirla con un nivel más elevado en relación al nivel base. Esto se fundamenta en que los cierres de brecha históricamente vienen acompañados de devaluaciones del tipo de cambio oficial, y un consecuente salto inflacionario. En este caso, se opta por tomar un valor para el segundo año de proyecto de un 50% por arriba del valor de inflación del primer año (año de aumento de brecha y previo a su cierre), y a partir de entonces un camino descendente. Este efecto, a pesar de negativo, se considera aporta más consistencia al escenario. Nuevamente, la selección del valor se sustenta en el periodo histórico previo de brecha cambiaria, periodo circa 2015.

La tabla de abajo refleja el valor asumido para cada variable en este escenario.

Tabla 28: Escenario optimista – Valores críticos asumidos

Variable	Año de proyecto			
	0	1	2	3
Brecha	90%	120%	0%	0%
Inflación	95%	85%	128%	51%

Con estas premisas se realiza una nueva valuación del proyecto, arrojando los resultados reflejados en la siguiente tabla.

Tabla 29: Escenario optimista – Resultados de valuación

Aumento y cierre inmediato brecha cambiaria– Inflación local consistente	
VAN	USD -97.037
TIR	15,95%
WACC	16,18%
Precio mínimo	USD 55

Tal como se puede apreciar, el proyecto continúa sin ver rentabilidad si se considera el precio de USD 53,38 el MWh.

Sin embargo, sí alcanza a ser rentable con un precio de USD 55, valor que se mantiene dentro del rango de precios adjudicados en licitaciones previas.

Escenario pesimista

En este escenario, se considera como referencia el periodo de brecha cambiaria del gobierno del presidente Frondizi, que asume en el año 1958 e implementa políticas de estabilización cambiaria con éxito recién promediando un año de gestión.

Replicar este caso para el horizonte del proyecto implica que la brecha al momento de valuación de 90%, se debe incrementar al año siguiente que coincide en nuestro caso con el año de construcción, y volver a incrementarse al siguiente año, coincidiendo con el primer año de operación.

En cuanto a la inflación, el paralelismo implica que ésta se mantiene en aumento hasta el primer año de operación, reduciendo recién a partir del segundo año de operación del proyecto.

La tabla de abajo refleja el comportamiento asumido para las variables en este escenario para los primeros años de proyecto.

Tabla 30: Escenario pesimista – Valores críticos asumidos

Variable	Año de Proyecto			
	0	1	2	3
Brecha	90%	100%	200%	0%
Inflación	95%	128%	192%	383%

De esta manera se arriba a una nueva valuación del proyecto. En este escenario pesimista, el efecto de la mantención de la brecha cambiaria durante un periodo adicional respecto al escenario optimista, y con valores superiores a los considerados en el escenario base, implica un castigo a la rentabilidad por el lado de los ingresos del primer año de operación, los cuales se ven mermados al ser valorizados en dólares. Adicionalmente, el proyecto también se ve castigado en este escenario por contar con una inflación mayor en el primer año de operación.

Tabla 31: Escenario pesimista – Resultados de valuación

Aumento brecha cambiaria y cierre demorado– Inflación local consistente	
VAN	USD -3.455.645
TIR	9,74%
WACC	16,18%
Precio mínimo	USD 85

Tal como se desprende de la tabla de arriba, el proyecto requeriría un precio de USD 85 el MWh para lograr viabilidad.

Análisis de los resultados

En la siguiente tabla se sintetizan los resultados de la valuación para cada uno de los escenarios planteados:

Tabla 32: Resumen de resultados de valuación

Variable	Escenarios		
	Base	Optimista	Pesimista
Brecha (%)	90-45-0	120-0	100-200-0
Inflación (%)	85-68-54	85-128-51	128-192-383
WACC (%)	16,18		
TIR (%)	11,3	15,95	9,74
Rentable	NO	NO	NO
Precio mínimo USD/MWh	75	55	85

El escenario base, coloca en posición de inviabilidad al proyecto si mantenemos un precio promedio del orden los USD 53 el MWh.

Una región como la que acogería este proyecto, de acuerdo con sus niveles de irradiancia, debería recibir un precio del orden de los USD 75 el MWh en un contexto como el actual, de costo de endeudamiento alto para la Argentina y de existencia de brecha cambiaria con una proyección como la planteada en el escenario base.

El escenario pesimista, prácticamente por secuencia lógica, tampoco arroja rentabilidad. En este caso, los beneficios de la brecha cambiaria son relativizados para los fines del proyecto, y similar efecto se obtiene con la inflación. El precio mínimo que daría rentabilidad en tal situación se establecería en USD 85 el MWh.

Otro es el panorama al considerar el escenario optimista, un escenario que no es improbable considerando el periodo precedente de brecha cambiaria en nuestro país, que ocurrió menos de 10 años atrás. Bajo tal planteo, el precio mínimo que arroja rentabilidad al proyecto se posiciona en USD 55 el MWh, precio que, si bien es superior al promedio adjudicado en las sucesivas rondas de licitaciones, se encuentra por debajo del precio máximo adjudicado de USD 60.

Esto sucede ya que el efecto causado por la evolución prevista de la brecha cambiaria en este escenario beneficia de manera contundente a la matriz de pagos del proyecto. Implica erogar las inversiones en un año de alta brecha cambiaria, esto es, invertir a un dólar barato en pesos,

o necesitar menos dólares de libre acceso, y luego a partir del siguiente año, año en que entra en operaciones la central, empezar a capturar los beneficios de una brecha cerrada o de unificación cambiaria, esto es, ingresar dólares de libre accesibilidad. Esta situación, muy puntual del momento en que nos encontramos evaluando el proyecto, se fundamenta en la existencia de una brecha cambiaria alta que representa implícitamente un subsidio a los importadores.

Podemos concluir entonces que, en situaciones macroeconómicas como las sostenidas al momento de valuación del proyecto, un escenario que podría arrojar viabilidad al proyecto sería uno similar al optimista. Más precisamente, el escenario de aumento de brecha cambiaria en el año de construcción, y cierre abrupto de brecha desde el primer año de operación.



Universidad de
San Andrés

5- Conclusiones

El cambio climático es un fenómeno crítico a nivel global que implica la necesidad de esfuerzos mancomunados de todos los países a fin de mitigarlo con los menores costos posibles para la población del planeta.

La utilización de combustibles fósiles es considerada su principal causa y desde hace algunas décadas los países vienen implementando medidas para avanzar en lo que se denomina transición energética, esto es, sustituir los recursos de origen fósil por recursos renovables. El Acuerdo de París celebrado por la mayoría de los países del planeta vino a sistematizar estos esfuerzos.

Esta transición energética es propulsada por un espectacular desarrollo tecnológico que permitió bajar los costos de producción de las energías alternativas, principalmente la energía solar fotovoltaica. En la última década, los costos se redujeron en un 88%.

La Argentina cuenta con un marco legal desde el año 2006 pero que recién en 2015 obtuvo las herramientas necesarias, a través de la ley 27.191, para catapultar el fomento de las energías renovables. El programa RenovAr fue considerado exitoso ya que estipulaba las condiciones necesarias para que los proyectos de generación a partir de las diferentes tecnologías de energías renovables pudieran implementarse.

Dentro de estas tecnologías, la solar tomó un especial impulso ya que nuestro país cuenta con un recurso diferencial a nivel global, sobre todo en las zonas de más alta productividad, esto es, principalmente las regiones de Cuyo y NOA. Más de 50 proyectos en unos 1800 MW de capacidad fueron adjudicados hasta la ronda 3 del programa RenovAr.

Con estos antecedentes, el trabajo se propuso evaluar un proyecto de energía solar fotovoltaica en la región NEA, más específicamente en la provincia de Corrientes, y ponderar bajo cuáles circunstancias el mismo podría adquirir viabilidad.

Los datos se obtuvieron de fuentes directas, firmas desarrolladoras y de ingeniería del mercado local de energías renovables, e indirectas de alta confiabilidad, como pueden ser la propia Secretaría de Energía de la Nación y las agencias internacionales vinculadas a la materia, para arribar a un proyecto robusto en su constitución.

La valuación del proyecto se realizó por el método de los flujos de fondos descontados. El costo de capital que se utilizó para descontar los flujos netos esperados se aproximó con datos de empresas comparables para el caso del beta y del costo de deuda corporativo, con proporciones estándar utilizadas en proyectos del rubro para los componentes de deuda y aporte de capital, con datos de mercado históricos para obtener prima de riesgo de mercado, y por último, considerando el dato del riesgo país para la Argentina al momento de la valuación, así como un valor para el componente de iliquidez.

Bajo el escenario base considerado, el cual se encuentra influenciado por circunstancias muy particulares debido a la situación macroeconómica del país con un contexto de alta inflación, brecha cambiaria y una elevada tasa de devaluación esperada, el proyecto fue valuado arrojando una viabilidad negativa.

A partir de este resultado, se establecieron diferentes ejercicios de sensibilización de variables críticas buscando determinar, bajo cuáles circunstancias el proyecto podría arribar a terreno de viabilidad. Básicamente, se buscó determinar en qué medida influían la brecha cambiaria, el WACC y la inflación.

Se pudo observar que la existencia de la brecha cambiaria repercute a favor de la viabilidad del proyecto, es decir que tiene una influencia positiva. A mayor brecha en lo inmediato, esto es durante el periodo de inversión y construcción, más viable se hace el proyecto.

La otra variable crítica es el WACC, el cual se encuentra fuertemente repercutido por el nivel de riesgo país de la actualidad. Se considera que, así como sería difícil contar con un escenario de unificación cambiaria al primer año de horizonte, el año de construcción, también sería difícil lograr un riesgo país considerablemente menor en ese periodo, y por las mismas razones. Un menor WACC implicaría mayor posibilidad de obtener resultados favorables de rentabilidad, pero no sería consistente con la situación macroeconómica que se avizora en el corto plazo. Por lo tanto, no se ve posible contar con un escenario favorecido por alta brecha cambiaria y al mismo tiempo favorecido por un nivel considerablemente menor de costo de capital.

Finalmente, se visualiza que una inflación importante, sobre todo durante el primer año de operación durante el que se materializaría el beneficio de reintegro de IVA Inversiones, afecta negativamente a la rentabilidad.

A continuación de la sensibilización, y buscando sustentación en antecedentes históricos, se configuraron dos escenarios alternativos al base.

El escenario optimista, plantea un aumento de la brecha cambiaria en el año de construcción y luego unificación del tipo de cambio a partir del primer año de operación.

Este escenario es el único de los tres planteados que arroja rentabilidad, si es que se considera el rango de precios adjudicados en las licitaciones previas. Para ello se vale de una situación de aumento de brecha durante la construcción y un cierre abrupto antes de la entrada en operaciones, lo que permite capitalizar todo el efecto positivo de la situación cambiaria. Una situación como esta podría darse si se replica lo ocurrido en oportunidad de la transición de gobierno del periodo 2015-2016.

El escenario pesimista, lógicamente, no arroja rentabilidad ya que plantea valores para las variables menos favorables que el escenario base, el cual tampoco arroja rentabilidad. Básicamente, en este caso se demora la unificación cambiaria, postergando la situación de brecha positiva y en aumento hasta el primer año de operaciones, incrementando la inflación aún más en dicho año. Ambos efectos implican consecuencias más perjudiciales para el proyecto. Esta situación se sustenta históricamente en un periodo como el del presidente Frondizi, el cual asumió en situación de brecha cambiaria y pudo alcanzar la unificación luego del primer año de gestión.

Los precios que requerirían los escenarios planteados se mueven en un rango que va de USD 55 hasta los USD 85 el MWh. El precio máximo registrado en las licitaciones de USD 60, sugieren que el proyecto podría encontrar alguna viabilidad solo si las condiciones más favorables de contexto se presentan.

Por lo tanto, se considera que, dadas las condiciones actuales de partida, el proyecto reviste un riesgo considerable en términos de rentabilidad esperada.

Otras sensibilizaciones tales como contar con una estructura de capital más conservadora, digamos 40% deuda y 60% equity como exhibe Pampa Energía, o un costo de deuda más elevado de 20% tal como exhibe YPF Luz, han sido realizadas, pero como es de prever proporcionan aún menor viabilidad al proyecto, excluyendo incluso al escenario optimista del rango de aceptabilidad.

Es interesante resaltar que los ejercicios planteados en la sensibilización ofrecen un marco de planificación para visualizar bajo cuáles circunstancias un proyecto como este podría tener una viabilidad más sustentable. Tales valoraciones tomarían verosimilitud en situaciones macroeconómicas más normalizadas y estabilizadas en el país. En tales circunstancias, el efecto de la brecha sería minimizado, y por lo tanto no podría influir positivamente en el proyecto. Pero es necesario tener en cuenta que en tales casos se contaría también con un costo de capital más bajo y normalizado, consistente con la realidad actual de la mayoría de los países de Latinoamérica. Este menor costo de capital repercute positivamente en las posibilidades de viabilidad del proyecto. También la inflación debería ser menor, o incluso encontrarse estabilizada en valores más consistentes con la realidad latinoamericana, y en tal caso, ejercer influencia positiva sobre el proyecto por la vía de la no licuación de los beneficios fiscales.

Este análisis sugiere que el proyecto y la zona geográfica donde este se desarrolla alcanzarían, en condiciones macroeconómicas ideales, un nivel de competitividad similar al que las regiones más productivas del país presentaron en las licitaciones realizadas hasta el momento.

En cualquier caso, podría ser conveniente que el programa de licitaciones plantee alguna subdivisión geográfica, donde la competencia por los cupos quede segmentada, tal como se realizó en la ronda RenovAr 3 (MiniREN), pero que al mismo tiempo establezca precios máximos segmentados por regiones (situación que no se dio en esa licitación). De esa manera, las diferentes zonas del país, con diferentes calidades de recurso solar, recibirían un precio acorde a la productividad natural de cada una. Un justificativo a esta segmentación podría encontrarse en los costos de obras de transmisión que, de ser incluidos en el costo de inversión de los proyectos, podría dejar en una posición más equiparada en términos de rentabilidad a otras regiones respecto de las de mayor recurso disponible, pero menor demanda in situ.

6- Referencias bibliográficas:

Académicas

- Bassani, M (2021) ¿Es negocio invertir en Generación Eléctrica Solar en Argentina? Trabajo Final de MBA. FCE-UCA.
- Damodaran, A (2022). Country Risk. Determinants, Measures and Implications - The 2022 Edition.
- Damodaran, A (2020). Country Risk. Determinants, Measures and Implications - The 2020 Edition.
- Damodaran, A (2019). Equity Risk Premiums (ERP) - Determinants, Estimation and Implications.
- Damodaran, A (2006). On Valuation. 2nd Edition.
- Jiménez Sánchez, I (2018). Construcción de un parque fotovoltaico mediante Project Finance. Universidad ICADE.
- Ministerio de Energías del Estado de Bolivia (2018). Estudio de determinación de Costos de Operación, Mantenimiento y Administración Fijos de Generación con base en Energías Alternativas.
- Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, Presidencia de la Nación (2019). Energía solar fotovoltaica: Estado del Arte de la Tecnología de generación de energía eléctrica utilizando la luz solar.
- Villegas, M y Espinal, L (2020). Factibilidad financiera de un proyecto de energía solar fotovoltaica financiado mediante un acuerdo de compra PPA. Universidad Eafit. Universidad de Medellin.

Reportes y otras fuentes de información

- Allaria Ledesma y Cía Research- Reporte de Renta Fija Semanal de julio 2022.
- Atlas de la Energía Solar de la República Argentina.
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima – CAMMESA.
- Consulta IER Group Ingeniería.
- Consulta a Kuera Bioenergy Developments.
- IRENA (2022), Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-452-3.
- Nota Web
https://cincodias.elpais.com/cincodias/2023/01/06/mercados/1673033214_691445.html

- Relevamientos de Expectativas de Mercado del BCRA – REM. Agosto 2022.
- World Economic Outlook database: October 2022. Fondo Monetario Internacional
- World Energy Outlook 2021. International Energy Agency
- Secretaría de Energía de Nación
- Sitio Web BloombergNEF
- Sitio Web Bloomberg
- Sitio Web de Byma
- Sitio Web Fraunhofer ISE
- Sitio Web de Genneia
- Sitio Web de la ONU <https://www.un.org/es/>
- Sitio Web de Pampa Energía
- Sitio Web SOLARGIS
- Sitio web Solar Power Europe
- Sitio web Yahoo finance

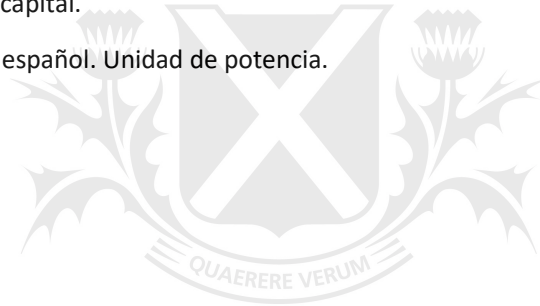


Universidad de
San Andrés

7- Glosario

- AIE: Agencia Internacional de Energía.
- BCRA: Banco Central de la República Argentina.
- Brookfield Renewable Partners: es una compañía que cotiza en bolsa que posee y opera activos de energía renovable.
- CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico.
- Capex: por sus siglas en inglés, capital expenditure. En español hace referencia a la inversión en activos o inversiones de capital.
- CAPM: por sus siglas en inglés, Capital Asset Pricing Model. Es un modelo de valoración de activos financieros.
- D/ (D+E): ratio de deuda sobre el valor de la firma.
- Dominion Energy: es una compañía que cotiza en bolsa que posee y opera activos de energía renovable.
- EPC: por sus siglas en inglés, Engineering, Procurement and Construction. En español hace referencia al servicio brindado por la empresa constructora.
- Equity: en español refiere al aporte de capital propio.
- GW: por sus siglas en inglés, Gigawatt. En español Gigavatio, unidad de potencia que corresponde a mil megavatios.
- IRENA: por sus siglas en inglés, International renewable energy agency. En español, Agencia internacional de energía renovable.
- kWh: por sus siglas en inglés, kilo-Watt hour. En español, kilovatio hora, corresponde a una unidad de energía.
- LATAM: Abreviación de Latinoamérica.
- LCOE: por sus siglas en inglés, Levelized Cost of Electricity. En español, refiere al Costo nivelado de Electricidad.
- MWh: por sus siglas en inglés, Mega-watts hour. En español, megavatio hora, corresponde a una medida de energía equivalente a mil kilovatios hora.
- MEyM: Ministerio de Energía y Minería.
- NextEra Energy: es una compañía que cotiza en bolsa que posee y opera activos de energía renovable.
- ODS: Objetivos de desarrollo sostenible.
- O&M: por sus siglas en inglés, Operation and Maintenance. En español refiere a los costos de operación y mantenimiento de una planta industrial.
- ONU: Organización de las Naciones Unidas.

- PPA: por sus siglas en inglés, Power Purchase Agreement. En español refiere al contrato de compraventa de energía eléctrica.
- Project Finance: es un mecanismo de financiación de inversiones de gran envergadura que se sustenta tanto en la capacidad del proyecto para generar flujos de caja que puedan atender la devolución de los préstamos como en contratos entre diversos participantes que aseguran la rentabilidad del proyecto.
- RenovAr: programa de licitaciones de compra de energía eléctrica renovable implementado a partir de la ley 27.191.
- S&P 500: El índice Standard & Poor's 500 es uno de los índices bursátiles más importantes de Estados Unidos.
- USD: por sus siglas en inglés, United States Dollar. En español, dólar norteamericano.
- Utility Scale: En español refiere a escala industrial.
- WACC: Weighted Average Cost of Capital por sus siglas en inglés, costo promedio ponderado de capital.
- Watt: vatio en español. Unidad de potencia.



Universidad de
San Andrés

8- Anexo

Escenario base

Capital de trabajo (millones de pesos)

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Cuentas por Cobrar (39 días)	88	149	232	323	383	430	484	519	583	656	702	789	886	996	1.119	1.132	1.272	1.430	1.429	1.606
Inventario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Proveedores	-10	-17	-25	-35	-42	-48	-54	-61	-69	-78	-88	-99	-112	-127	-143	-162	-183	-206	-233	-263
Capital de Trabajo Total	78	133	207	289	341	383	430	458	514	578	614	689	774	869	976	971	1.090	1.224	1.195	1.342
Cambios	78	54	74	82	52	42	47	28	56	63	36	76	85	95	107	-6	119	134	-28	147
Cambios en el Capital de Trabajo	-78	-54	-74	-82	-52	-42	-47	-28	-56	-63	-36	-76	-85	-95	-107	6	-119	-134	28	1.195

Ingresos proyectados

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Precio adjudicado (USD/MWh)	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39
Factor de ajuste	1,02	1,03	1,05	1,07	1,09	1,11	1,13	1,15	1,16	1,18	1,2	1,23	1,25	1,27	1,29	1,31	1,33	1,36	1,38	1,4
Factor de Incentivo	1,15	1,15	1,15	1,15	1,1	1,1	1,1	1,05	1,05	1,05	1	1	1	1	1	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
Precio Ajustado (USD/MWh)	62,45	63,51	64,6	65,7	63,91	65,01	66,12	64,19	65,29	66,4	64,32	65,42	66,53	67,67	68,82	63	64,07	65,17	58,92	59,92
Producción (miles Mwh)	30	30	30	29	29	29	29	28	28	28	28	27	27	27	27	27	26	26	26	26
Ingresos Totales (millones USD Oficial)	1,87	1,89	1,91	1,92	1,86	1,87	1,89	1,82	1,84	1,85	1,78	1,80	1,81	1,83	1,85	1,68	1,69	1,71	1,53	1,54

Egresos proyectados (millones de pesos)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Estructura	5	32	50	69	84	94	105	117	130	145	161	180	200	223	248	277	308	343	382	426	474
Operación y Mantenimiento		61	105	164	230	288	326	369	418	474	537	608	689	780	884	1.001	1.134	1.285	1.456	1.649	1.868
Seguro		27	46	72	101	126	143	162	183	207	235	266	302	342	387	439	497	563	638	722	818
Egresos Operativos Totales	5	121	200	305	416	508	573	648	731	826	933	1.054	1.191	1.345	1.519	1.717	1.939	2.191	2.476	2.797	3.161

Proyecciones macroeconómicas

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Inflación en Pesos	85%	68%	54%	38%	23%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
TC oficial \$/USD	238	440	739	1139	1572	1930	2150	2395	2668	2972	3310	3687	4107	4575	5096	5676	6323	7043	7845	8739	9734
TC libre \$/USD CCL	452	638	739	1139	1572	1930	2150	2395	2668	2972	3310	3687	4107	4575	5096	5676	6323	7043	7845	8739	9734
Brecha Cambiaria	90%	45%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Universidad de
San Andrés

Flujo libre de fondos (millones de pesos)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Ingresos	0	825	1.397	2.173	3.025	3.585	4.029	4.528	4.857	5.459	6.135	6.567	7.380	8.294	9.322	10.476	10.596	11.908	13.384	13.370	15.026
Egresos Operativos	-5	-121	-200	-305	-416	-508	-573	-648	-731	-826	-933	-1.054	-1.191	-1.345	-1.519	-1.717	-1.939	-2.191	-2.476	-2.797	-3.161
Impuesto al Crédito Bancario	-31	-6	-10	-16	-22	-26	-29	-33	-35	-40	-45	-48	-54	-60	-68	-76	-77	-86	-97	-97	-109
Impuesto al Débito Bancario	-31	-1	-1	-2	-3	-4	-4	-5	-5	-6	-7	-8	-9	-10	-11	-12	-14	-16	-18	-20	-23
EBITDA	-66	698	1.185	1.850	2.585	3.047	3.422	3.843	4.085	4.587	5.151	5.457	6.127	6.879	7.723	8.671	8.565	9.615	10.793	10.455	11.733
Depreciaciones	0	-560	-940	1.449	1.999	2.455	2.734	3.046	3.393	3.779	4.210	-4.689	-5.223	-5.818	-6.481	0	0	0	0	0	0
EBIT	-66	138	245	401	585	592	687	797	692	808	941	768	904	1.061	1.242	8.671	8.565	9.615	10.793	10.455	11.733
Impuestos a las Ganancias	0	-25	-86	-140	-205	-207	-241	-279	-242	-283	-329	-269	-316	-371	-435	-3.035	-2.998	-3.365	-3.777	-3.659	-4.107
Ingreso Neto	-66	113	159	261	380	385	447	518	450	525	612	499	587	689	807	5.636	5.568	6.250	7.015	6.796	7.626
Inversiones sin IVA	-4.233																				
IVA Inversiones	-889																				
Cambios en el Capital de Trabajo	0	-78	-54	-74	-82	-52	-42	-47	-28	-56	-63	-36	-76	-85	-95	-107	6	-119	-134	28	1.195
Inversiones Totales	-5.122	-78	-54	-74	-82	-52	-42	-47	-28	-56	-63	-36	-76	-85	-95	-107	6	-119	-134	28	1.195
Depreciaciones	0	560	940	1.449	1.999	2.455	2.734	3.046	3.393	3.779	4.210	4.689	5.223	5.818	6.481	0	0	0	0	0	0
IVA RenovAr	0	889	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo Libre de Fondos Pesos	-5.188	1.483	1.044	1.636	2.298	2.788	3.139	3.517	3.815	4.248	4.758	5.152	5.735	6.423	7.193	5.529	5.573	6.130	6.881	6.824	8.822
Flujo Libre de Fondos (Millones USD Libre)	-11,49	2,32	1,41	1,44	1,46	1,44	1,46	1,47	1,43	1,43	1,44	1,40	1,40	1,40	1,41	0,97	0,88	0,87	0,88	0,78	0,91

Escenario optimista

Capital de trabajo (millones de pesos)

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
Cuentas por Cobrar (39 días)	88	203	309	423	496	554	619	660	738	824	877	980	1.095	1.223	1.367	1.374	1.535	1.715	1.703	1.903	
Inventario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Proveedores	-11	-23	-34	-45	-55	-61	-69	-77	-87	-98	-110	-123	-138	-155	-174	-196	-220	-247	-278	-312	
Capital de Trabajo Total	77	180	275	378	441	493	550	583	651	727	767	857	956	1.068	1.192	1.178	1.315	1.468	1.426	1.591	
Cambios	77	103	95	103	63	51	57	33	68	76	41	89	100	111	124	-14	137	153	-42	166	
Cambios en el Capital de Trabajo	-77	-103	-95	-103	-63	-51	-57	-33	-68	-76	-41	-89	-100	-111	-124	14	-137	-153	42	1.426	

Ingresos proyectados

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
Precio adjudicado	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39
Factor de ajuste	1,02	1,03	1,05	1,07	1,09	1,11	1,13	1,15	1,16	1,18	1,2	1,23	1,25	1,27	1,29	1,31	1,33	1,36	1,38	1,4	
Factor de Incentivo	1,15	1,15	1,15	1,15	1,1	1,1	1,1	1,05	1,05	1,05	1	1	1	1	1	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	
Precio Ajustado	62,45	63,51	64,6	65,7	63,91	65,01	66,12	64,19	65,29	66,4	64,32	65,42	66,53	67,67	68,82	63	64,07	65,17	58,92	59,92	
Producción (Miles de Mwh)	30	30	30	29	29	29	29	28	28	28	28	27	27	27	27	27	26	26	26	26	
Ingresos Totales (Millones USD Oficial)	1,87	1,89	1,91	1,92	1,86	1,87	1,89	1,82	1,84	1,85	1,78	1,80	1,81	1,83	1,85	1,68	1,69	1,71	1,53	1,54	

Egresos proyectados (millones de pesos)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Estructura	5	44	66	90	109	121	134	148	164	182	202	223	247	274	303	336	372	412	456	505	559
Operación y Mantenimiento		61	142	218	302	373	420	473	532	599	675	760	856	964	1.086	1.223	1.377	1.551	1.746	1.967	2.215
Seguro		27	62	96	132	163	184	207	233	262	296	333	375	422	475	535	603	679	765	861	970
Egresos Operativos Totales	5	132	271	404	543	657	737	828	930	1.044	1.172	1.316	1.478	1.660	1.864	2.094	2.352	2.641	2.967	3.333	3.744

Proyecciones macroeconómicas

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Inflación en Pesos	85%	128%	51%	36%	21%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
TC oficial \$/USD	238	440	1.003	1.516	2.058	2.500	2.768	3.065	3.394	3.759	4.162	4.609	5.104	5.652	6.258	6.930	7.674	8.498	9.410	10.420	11.539
TC libre \$/USD CCL	523	440	1.003	1.516	2.058	2.500	2.768	3.065	3.394	3.759	4.162	4.609	5.104	5.652	6.258	6.930	7.674	8.498	9.410	10.420	11.539
Brecha Cambiaria	120%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Universidad de
San Andrés

Flujo libre de fondos (millones de pesos)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
Ingresos	0	825	1.896	2.891	3.960	4.642	5.187	5.795	6.180	6.905	7.715	8.208	9.171	10.246	11.448	12.790	12.860	14.368	16.053	15.942	17.812	
Egresos Operativos	-5	-132	-271	-404	-543	-657	-737	-828	-930	-	-	-	-	-1.660	-1.864	-2.094	-2.352	-2.641	-2.967	-3.333	-3.744	
Impuesto al Crédito Bancario	-31	-6	-14	-21	-29	-34	-38	-42	-45	-50	-56	-60	-67	-74	-83	-93	-93	-104	-117	-116	-129	
Impuesto al Débito Bancario	-31	-1	-2	-3	-4	-5	-5	-6	-7	-8	-9	-10	-11	-12	-14	-15	-17	-19	-22	-24	-27	
EBITDA	-66	686	1.610	2.463	3.385	3.947	4.406	4.919	5.199	5.803	6.478	6.823	7.616	8.500	9.487	10.588	10.398	11.603	12.948	12.469	13.912	
Depreciaciones	0	-560	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-7.188	-7.960	0	0	0	0	0	0	
EBIT	-66	126	334	535	767	768	886	1.020	882	1.023	1.184	961	1.125	1.312	1.527	10.588	10.398	11.603	12.948	12.469	13.912	
Impuestos a las Ganancias	0	-21	-117	-187	-269	-269	-310	-357	-309	-358	-415	-336	-394	-459	-535	-3.706	-3.639	-4.061	-4.532	-4.364	-4.869	
Ingreso Neto	-66	105	217	348	499	499	576	663	573	665	770	625	731	853	993	6.882	6.759	7.542	8.416	8.105	9.043	
Inversiones sin IVA	-	4.233	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
IVA Inversiones	-889	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cambios en el Capital de Trabajo	0	-77	-103	-95	-103	-63	-51	-57	-33	-68	-76	-41	-89	-100	-111	-124	14	-137	-153	42	1.426	
Valor Residual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Inversiones Totales	-	5.122	-77	-103	-95	-103	-63	-51	-57	-33	-68	-76	-89	-100	-111	-124	14	-137	-153	42	1.426	
Depreciaciones	0	560	1.276	1.928	2.617	3.179	3.521	3.898	4.317	4.780	5.294	5.862	6.491	7.188	7.960	0	0	0	0	0	0	
IVA RenovAr	0	889	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Certificado Fiscal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Flujo Libre de Fondos	-	5.188	1.477	1.390	2.180	3.013	3.615	4.045	4.504	4.857	5.377	5.988	6.446	7.133	7.941	8.841	6.758	6.773	7.405	8.264	8.148	10.468
Flujo Libre de Fondos (Millones USD Libre)	-9,9	3,4	1,4	1,4	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	

Escenario pesimista

Capital de trabajo (millones de pesos)

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Cuentas por Cobrar (39 días)	108	319	1.556	4.580	9.504	15.103	19.620	24.328	31.605	41.058	50.796	65.988	85.721	111.358	144.656	169.124	219.704	285.414	329.559	428.131
Inventario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Proveedores	-15	-55	-213	-566	-1.130	-1.724	-2.250	-2.936	-3.832	-5.001	-6.528	-8.520	-11.122	-14.517	-18.951	-24.740	-32.298	-42.168	-55.055	-71.885
Capital de Trabajo Total	94	264	1.343	4.014	8.373	13.379	17.370	21.392	27.773	36.056	44.268	57.468	74.599	96.841	125.705	144.384	187.405	243.246	274.504	356.247
Cambios	94	171	1.079	2.671	4.359	5.006	3.991	4.022	6.381	8.283	8.211	13.200	17.132	22.241	28.864	18.679	43.022	55.841	31.257	81.743
Cambios en el Capital de Trabajo	-94	-171	-1.079	-2.671	-4.359	-5.006	-3.991	-4.022	-6.381	-8.283	-8.211	-13.200	-17.132	-22.241	-28.864	-18.679	-43.022	-55.841	-31.257	274.504

Ingresos proyectados

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Precio adjudicado (USD/MWh)	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39	53,39
Factor de ajuste	1,02	1,03	1,05	1,07	1,09	1,11	1,13	1,15	1,16	1,18	1,2	1,23	1,25	1,27	1,29	1,31	1,33	1,36	1,38	1,4
Factor de Incentivo	1,15	1,15	1,15	1,15	1,1	1,1	1,1	1,05	1,05	1,05	1	1	1	1	1	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
Precio Ajustado (USD/MWh)	62,45	63,51	64,6	65,7	63,91	65,01	66,12	64,19	65,29	66,4	64,32	65,42	66,53	67,67	68,82	63	64,07	65,17	58,92	59,92
Producción (Miles de MWh)	30	30	30	29	29	29	29	28	28	28	28	27	27	27	27	27	26	26	26	26
Ingresos Totales (Millones de USD Oficial)	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,5	1,5

Egresos proyectados (millones de pesos)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Estructura	6	69	334	974	2.095	3.300	4.249	5.471	7.044	9.070	11.678	15.036	19.360	24.927	32.094	41.323	53.206	68.505	88.204	113.567	146.223
Operación y Mantenimiento		75	224	1.100	3.264	7.138	11.434	14.973	19.606	25.673	33.617	44.019	57.640	75.476	98.831	129.413	169.459	221.896	290.559	380.469	498.201
Seguro		33	98	482	1.430	3.126	5.008	6.557	8.586	11.243	14.723	19.278	25.244	33.055	43.284	56.677	74.216	97.181	127.252	166.629	218.190
Egresos Operativos Totales	6	178	656	2.557	6.789	13.565	20.691	27.001	35.237	45.986	60.017	78.333	102.244	133.458	174.210	227.414	296.880	387.582	506.015	660.665	862.614

Proyecciones macroeconómicas

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Inflación en Pesos	128%	192%	383%	192%	115%	58%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%
TC oficial \$/USD (miles)	0,24	0,54	1,58	7,64	22	48	75	97	125	161	207	267	344	443	570	734	945	1.216	1.566	2.016	2.596
TC libre \$/USD CCL (miles)	0,48	1,62	1,58	7,64	22	48	75	97	125	161	207	267	344	443	570	734	945	1.216	1.566	2.016	2.596
Brecha Cambiaria	100%	200%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Universidad de
San Andrés

Flujo libre de fondos (miles de millones de pesos)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Ingresos	0	1	3	15	43	89	141	184	228	296	384	475	618	802	1.042	1.354	1.583	2.056	2.671	3.084	4.007
Egresos Operativos	-	-	-	-2,56	-6,79	-13,56	-20,69	-27,00	-35,24	-45,99	-60,02	-78,33	-102,24	-133,46	-174,21	-227,41	-296,88	-387,58	-506,02	-660,66	-862,61
Impuesto al Crédito Bancario	0,01	0,18	0,66	-0,11	-0,31	-0,65	-1,03	-1,33	-1,65	-2,15	-2,79	-3,45	-4,48	-5,82	-7,57	-9,83	-11,49	-14,93	-19,39	-22,39	-29,09
Impuesto al Débito Bancario	-	-	-	-0,02	-0,05	-0,10	-0,15	-0,20	-0,26	-0,33	-0,44	-0,57	-0,74	-0,97	-1,26	-1,65	-2,16	-2,81	-3,67	-4,80	-6,26
EBITDA	-0,07	0,83	2,30	11,88	35,72	74,64	119,48	155,09	190,54	247,33	321,02	393,04	510,11	662,01	859,16	1.114,94	1.272,30	1.650,88	2.142,10	2.396,48	3.108,90
Depreciaciones	0,00	-	-	-9,71	-28,33	-60,91	-95,94	-123,53	-159,05	-204,79	-263,67	-339,49	-437,11	-562,80	-724,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EBIT	-0,07	0,14	0,29	2,17	7,39	13,72	23,54	31,56	31,49	42,54	57,35	53,55	73,00	99,21	134,52	1.114,94	1.272,30	1.650,88	2.142,10	2.396,48	3.108,90
Impuestos a las Ganancias	0,00	-	-	-0,76	-2,59	-4,80	-8,24	-11,05	-11,02	-14,89	-20,07	-18,74	-25,55	-34,72	-47,08	-390,23	-445,30	-577,81	-749,74	-838,77	-1.088,12
Ingreso Neto	-0,07	0,11	0,19	1,41	4,80	8,92	15,30	20,52	20,47	27,65	37,27	34,81	47,45	64,48	87,44	724,71	826,99	1.073,07	1.392,37	1.557,71	2.020,79
Inversiones sin IVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IVA Inversiones	4,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en el Capital de Trabajo	0,89	-	-	-1,08	-2,67	-4,36	-5,01	-3,99	-4,02	-6,38	-8,28	-8,21	-13,20	-17,13	-22,24	-28,86	-18,68	-43,02	-55,84	-31,26	274,50
Inversiones Totales	-	-	-	-1,08	-2,67	-4,36	-5,01	-3,99	-4,02	-6,38	-8,28	-8,21	-13,20	-17,13	-22,24	-28,86	-18,68	-43,02	-55,84	-31,26	274,50
Depreciaciones	0,00	0,69	2,01	9,71	28,33	60,91	95,94	123,53	159,05	204,79	263,67	339,49	437,11	562,80	724,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IVA RenovAr	0,00	0,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Certificado Fiscal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Flujo Libre de Fondos	-5,19	1,60	2,03	10,04	30,46	65,47	106,24	140,05	175,50	226,06	292,66	366,09	471,36	610,15	789,83	695,85	808,31	1.030,05	1.336,53	1.526,46	2.295,29
Flujo Libre de Fondos (Millones USD Libre)	-10,9	1,0	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	0,9	0,9	0,8	0,9	0,8	0,9