



UNIVERSIDAD
AUSTRAL

Maestría en Finanzas

Título: Evaluación de proyectos de inversión en energías renovables en Argentina: contexto, teoría y aplicación. El caso de la energía solar fotovoltaica.

Autor: María Clara Petrelli

Director: Jure Martín Ivancich

Año de entrega: 2020

Índice

Introducción	5
1. Contexto	7
1.1 Matriz energética	7
1.2 Funcionamiento del Sistema Argentino de Interconexión.....	9
1.3 Régimen de fomento al desarrollo de las energías renovables	11
1.4 Rondas RenovAr	14
1.4.1 Proceso licitatorio	14
1.4.2 Contrato de compra-venta de energía	15
1.4.3 Acuerdo de Adhesión al FODER	16
1.4.4 Garantía del Banco Mundial	17
1.4.5 Resumen resultados Rondas RenovAr	17
1.5 Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable	20
1.5.1 Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable 20	
1.5.2 Resumen resultados MATER.....	22
1.6 Resultados globales del Régimen de Fomento a las Energías Renovables.....	23
2. Evaluación de proyectos de inversión.....	25
2.1 Introducción	25
2.2 Métodos de evaluación de proyectos de inversión.....	25
2.3 Consideraciones para la elaboración del flujo de fondos.....	26
2.3.1 Rendimiento contable versus flujo de fondos	26
2.3.2 Flujos de fondos incrementales.....	29
2.3.3 Flujos de fondos ponderados en el tiempo.....	30
2.3.4 Vida del proyecto y valor residual	30

2.3.5 Efectos tributarios	32
2.3.6 Inflación	34
2.4 Tasa de descuento	36
2.4.1 Estructura de Capital.....	37
2.4.2 Costo del capital propio.....	38
2.4.2.1 Tasa libre de riesgo.....	39
2.4.2.2 Prima de riesgo de mercado	39
2.4.2.3 Coeficiente beta	39
2.4.2.4 Prima por riesgo país	41
2.4.2.5 Prima por tamaño	42
2.4.2.6 Prima por riesgo único	42
2.4.3 Costo de la deuda.....	43
2.5 Metodologías de evaluación que no tienen en cuenta el valor tiempo del dinero ..	43
2.5.1 Tasa de rendimiento y rentabilidad de la inversión.....	43
2.5.2 Período de recupero o pay-back	44
2.6 Metodologías de evaluación que tienen en cuenta el valor tiempo del dinero	45
2.6.1 Valor actual neto	45
2.6.2 Tasa interna de rendimiento.....	46
2.6.3 Período de recupero ajustado	47
2.6.4 Máxima exposición	48
2.6.5 Índice de rentabilidad	48
3. Caso Práctico	49
3.1 Confección del flujo de fondos del proyecto.....	50
3.1.1 Moneda.....	50

3.1.2 Inversión Inicial	50
3.1.3 Vida del proyecto y valor residual	51
3.1.4 Ventas	51
3.1.5 Gastos anuales	53
3.1.5.1 Alquiler.....	53
3.1.5.2 Operación y Mantenimiento	53
3.1.5.3 Asset Management	54
3.1.5.4 Seguros	54
3.1.5.5 Garantía del Banco Mundial.....	54
3.1.5.6 Impuestos y Régimen de Fomento.....	55
3.1.6 Depreciaciones	56
3.1.7 Capital de trabajo neto	57
3.1.8 Inversiones anuales en CAPEX	57
3.1.9 Multas y penalidades	57
3.1.10 Flujo de fondos proyectado.....	57
3.2 Tasa de descuento	59
3.3 Evaluación del proyecto	60
4. Conclusiones	63
5. Referencias bibliográficas.....	65

Introducción

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible, también conocidos como Objetivos Mundiales, se adoptaron por todos los Estados Miembros de la Organización de las Naciones Unidas en 2015 como un llamado universal para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar que todas las personas gocen de paz y prosperidad para 2030.

Dentro de los 17 objetivos, cada uno, individualmente relevante, e integrados para cumplir el objetivo global para el que fueron creados, el séptimo objetivo reza “energía asequible y no contaminante”. Se propone garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.

“Es vital apoyar nuevas iniciativas económicas y laborales que aseguren el acceso universal a los servicios de energía modernos, mejoren el rendimiento energético y aumenten el uso de fuentes renovables para crear comunidades más sostenibles e inclusivas y para la resiliencia ante problemas ambientales como el cambio climático” (Organización de las Naciones Unidas [ONU], 2015).

La energía es uno de los grandes contribuyentes al cambio climático, y representa alrededor del 60% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero. Asimismo, el consumo de electricidad a nivel mundial se está incrementando rápidamente. Un suministro estable y sostenible de electricidad es fundamental para el crecimiento de las economías y el desarrollo de las naciones.

El objetivo del presente trabajo es contribuir a la evaluación de proyectos de inversión en el sector de energías renovables en Argentina, en particular, en los parques de generación de energía eléctrica en base a energía solar fotovoltaica.

En pos de ello, en primer lugar, a modo introductorio, se abordarán temáticas referentes a la composición de la matriz energética argentina y el funcionamiento del sistema argentino de interconexión.

Luego, se desarrollaran los principales aspectos del Régimen de Fomento al desarrollo de las energías renovables, y la normativa vigente. A continuación, se describirán los dos principales instrumentos del mismo: las Rondas RenovAr y el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER).

Con respecto a las Rondas RenovAr, se explicarán los procesos licitatorios, normativa, contratos de compra-venta de energía, Acuerdo de Adhesión al FODER, Garantía del Banco Mundial y se resumirán los resultados obtenidos en las licitaciones.

En lo referente al MATER, se expondrán las principales características del Régimen, normativa y se resumirán los resultados del mismo.

Luego, se analizarán los resultados globales del Régimen del Fomento al desarrollo de las energías renovables.

En una segunda parte del trabajo se abordará el recorrido teórico acerca de la evaluación de proyectos de inversión. En pos de ello se desarrollarán las consideraciones para la elaboración del flujo de fondos, la determinación de la tasa de descuento y las metodologías de evaluación propiamente dichas, con especial énfasis en la evaluación mediante el valor actual neto y la tasa interna de rendimiento.

En una tercera parte del trabajo se desarrollarán las particularidades de los proyectos de inversión de generación de energía eléctrica en base a energía solar fotovoltaica para proyectos de las Rondas RenovAr, incluyendo inversión, vida del proyecto, valor residual, ingresos y estructura de costos de los mismos, capital de trabajo neto, estructura de deuda típica y tasa de descuento aplicable, entre otros aspectos relevantes para la toma de decisiones de inversión en proyectos de esta índole.

Se realizará la evaluación de un proyecto de inversión correspondiente a un parque de generación de energía eléctrica en base a energía solar fotovoltaica, aplicando los aspectos antes descritos y las principales metodologías desarrolladas en la segunda parte.

Por último se presentarán las conclusiones del trabajo.

1. Contexto

1.1 Matriz energética

A nivel mundial, a medida que los países comenzaron a tomar conciencia del cuidado del medioambiente, de lo relevante que resulta para ello el uso de fuentes de energías renovables y, al tiempo que las mismas se fueron convirtiendo en una propuesta de negocio atractiva, la inversión anual incremental en energía renovable ha crecido de menos de USD 50 mil millones en 2004, a USD 300 mil millones anuales en los últimos años. Dentro de ella, un 50% corresponde a energía solar.

Sin embargo, como puede observarse en la Figura 1, solo el 4% de la energía consumida en el mundo en 2018 provino de fuentes renovables.

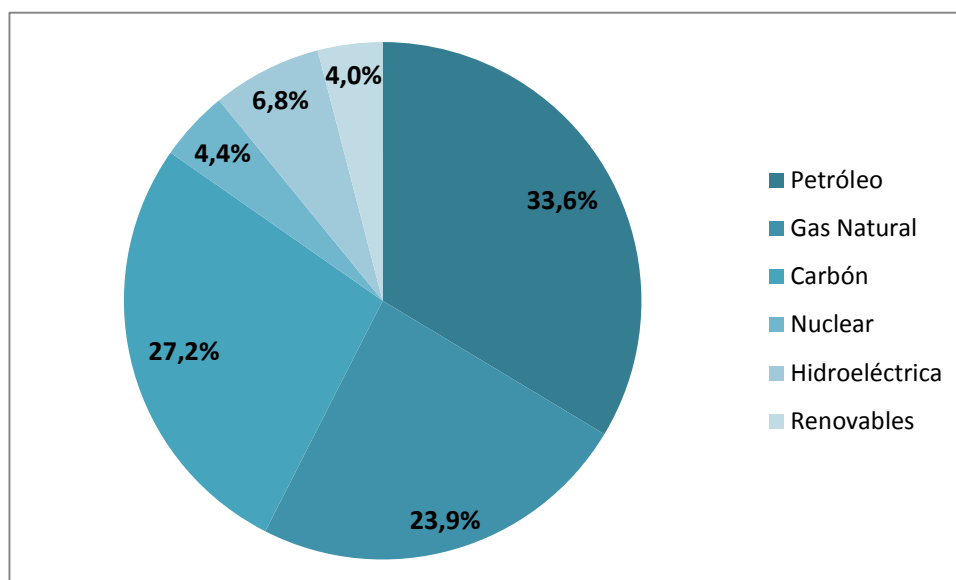


Figura 1. Fuente: Elaboración propia en base a BP plc, 2019.

En el caso argentino, la matriz energética posee una alta dependencia de las fuentes no renovables. En la Tabla 1 se detalla la generación por tipo de tecnología durante 2018.

Tabla 1
Generación por Tecnología 2018 - GWh

Tecnología	2018
Térmica	87.727
Importación	344
Hidráulica	39.952
Nuclear	6.453
Renovable	3.350
TOTAL OFERTA	137.826

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, 2019.

Como puede observarse en la Figura 2, la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional, representó solo el 2,4% en 2018. Evidenciándose una alta dependencia de la fuente térmica.

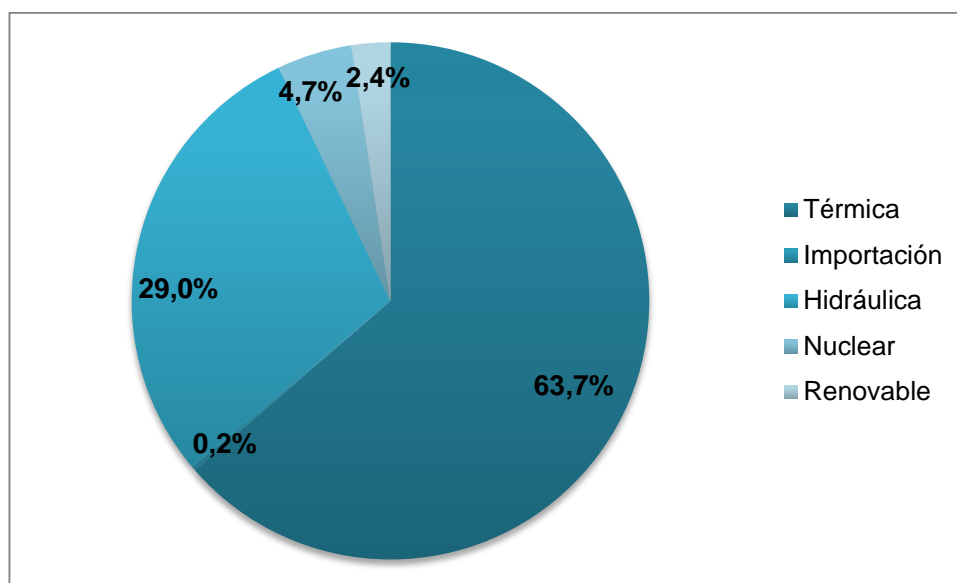


Figura 2. Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, 2019.

Cabe destacar que, según lo establece la Ley N°27.191, las fuentes renovables de energía son las fuentes no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo, es decir, energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la Ley N°26.093. El límite de potencia establecido para los proyectos de centrales hidroeléctricas, es de hasta 50 MW, por encima de esa potencia dejan de considerarse renovables.

En Argentina y en el mundo, las inversiones renovables permanecen por debajo de su potencial. La ampliación de la inversión en energía renovable es fundamental para acelerar la transformación energética global y cosechar sus numerosos beneficios, al tiempo que se alcanzan los objetivos climáticos y de desarrollo.

1.2 Funcionamiento del Sistema Argentino de Interconexión

El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) es la red que recolecta y distribuye toda la energía que genera el país.

Como se puede observar en la Figura 3, desde el lado de la oferta se encuentran los generadores térmicos, los generadores nucleares, los embalses o centrales hidroeléctricas, los generadores en base a fuentes renovables y la importación.

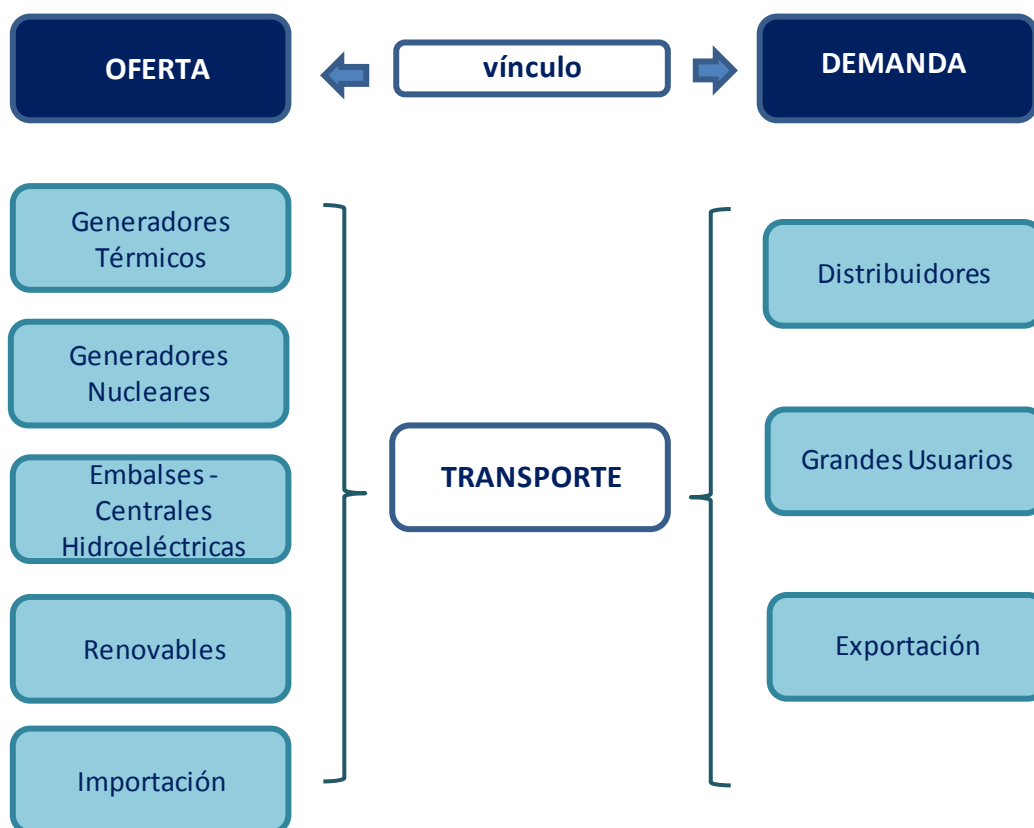


Figura 3. Fuente: Elaboración propia.

Del lado de la demanda se encuentran los distribuidores, los grandes usuarios y la exportación.

El mercado en el cual interactúa la oferta y la demanda antes descrita se denomina Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Los Agentes y Participantes del MEM realizan sus operaciones de compra y venta de energía eléctrica a través de dos herramientas:

- Mercado a Término
- Mercado Spot

En el Mercado a Término los agentes generadores y los demandantes celebran contratos de abastecimiento por cantidades, precios y demás condiciones, libremente acordadas por las partes.

La energía y potencia no comercializada a través del mercado a término, se comercializa a través del mercado spot. Las ventas en el mercado spot se valorizan al precio spot horario calculado por CAMMESA para cada día y representa el costo de abastecer un MWh adicional de demanda en cada nodo del sistema.

A través del SADI se puede transportar a cualquier sitio la electricidad generada por las usinas de producción. La actividad de transporte, transmisión de electricidad, tiene por objetivo vincular a los generadores de la electricidad con la demanda de la misma.

Dentro del SADI existen dos subsistemas. Por un lado se encuentra el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión, que transporta la electricidad de una región del país a otra. Esta tarea es llevada a cabo por el Sistema de Transporte en Alta Tensión, TRANSENER, es una empresa única y monopólica en todo el país.

Por otro lado, se encuentra el Sistema Troncal, el cual transporta la electricidad dentro de una misma región. A las empresas que llevan a cabo esta tarea se las denomina Empresas de Transporte por Distribución Troncal (DISTRO). Las mismas se dividen por región y son: TRANSNOA, DISTROCUYO, TRANSBA, TRANSNEA, COTDT COMAHUE y TRANSPA.

En la parte final del proceso se encuentran las empresas distribuidoras, quienes se encargan de llevar la energía hasta los consumidores finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. Cada distribuidora posee su zona de concesión, pudiendo ser nacionales, provinciales o municipales.

Las distribuidoras adquieren la electricidad y le pagan a las empresas que la transportan hasta sus centros de transformación. Allí reducen la electricidad a media tensión y la distribuyen por el distrito que cubren, donde nuevamente es reducida y convertida en baja tensión.

Tal como queda de manifiesto en la Figura 3, los grandes usuarios adquieren la energía directamente a CAMMESA y no a través de las distribuidoras.

La coordinación del SADI es llevada a cabo por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). Es una empresa privada argentina sin fines de lucro. Sus objetivos principales comprenden la coordinación de los despachos económico-técnicos desde el SADI, la supervisión de la calidad y seguridad de las operaciones del SADI, el monitoreo de las transacciones económicas en los mercados spot y futuro, y la gestión de las operaciones de facturación, cobro y finanzas de los fondos de mercado. El 80% de CAMMESA está en manos de agentes del mercado mayorista de electricidad, mientras que el 20% restante pertenece al Ministerio de Energía. CAMMESA se creó en 1992 y está ubicada en Buenos Aires.

1.3 Régimen de fomento al desarrollo de las energías renovables

Un hito relevante en el desarrollo de las energías renovables en Argentina lo representa la sanción de la Ley 27.191 en 2015 y su reglamentación, el Decreto N° 531/2016. La Ley 27.191 modifica la Ley 26.190 de 2006 y su “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”.

En pos de una mayor diversificación de la matriz energética nacional, buscando incrementar la contribución de las fuentes de energía renovables, establecieron el objetivo de alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional al 31/12/2017, e incrementarlo progresivamente hasta el 20% al 31/12/2025. Luego, se retrasó el objetivo del 8% para 2018. La Figura 4 detalla la meta establecida para cada año.

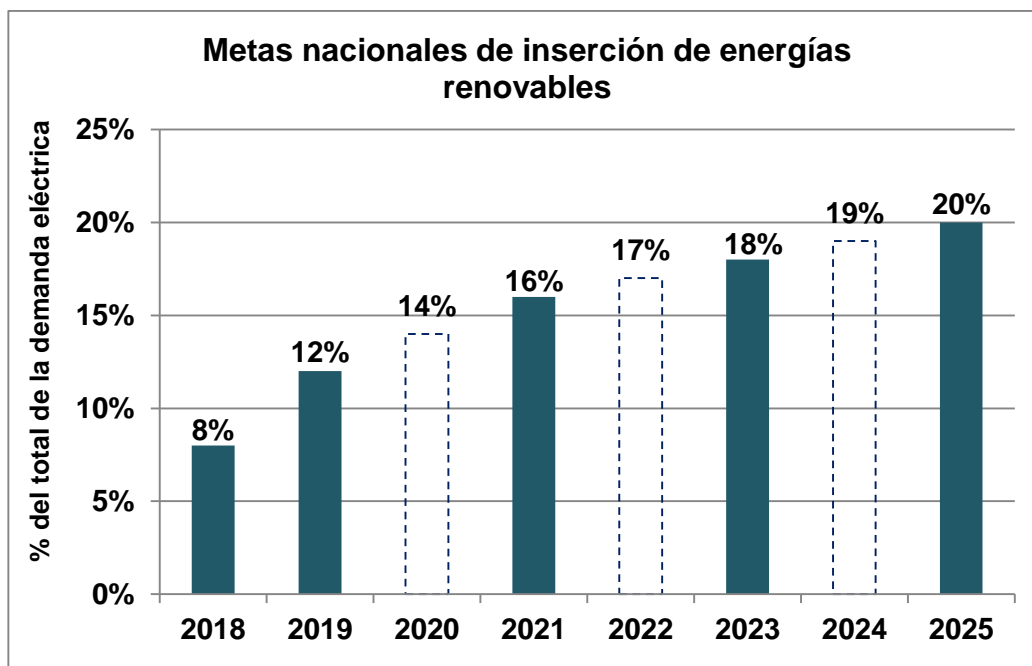


Figura 4. Fuente: Elaboración propia en base a Subsecretaría de Energías Renovables, 2016.

Tales legislaciones fueron acompañadas de un fuerte impulso a las energías renovables. Al tiempo que establecieron un marco legal para el desarrollo del sector. La consecución de este objetivo supuso para el país el reto de pasar de 0,8 GW de potencia instalada de energía renovable en el sistema eléctrico nacional en 2016 (1,5% del total de la demanda eléctrica) a 10 GW (10.000 MW) de potencia renovable en 2025.

El Régimen de Fomento estableció un conjunto de beneficios fiscales, arancelarios y financieros para incentivar la construcción de obras nuevas en el sector. Dentro de los mismos se destacan la amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, la devolución anticipada de IVA, certificado fiscal para aquellos proyectos que alcancen un mínimo acreditable del 30% de contenido nacional en las instalaciones electromecánicas y exención de derechos de importación en un listado específico de bienes que no se fabrican en el país y, son necesarios para la construcción de los proyectos.

A su vez, la Ley N° 27.191, establece que todos los usuarios deben contribuir con los objetivos de uso creciente de fuentes renovables en el consumo de energía eléctrica, hasta alcanzar las metas antes nombradas.

Al mismo tiempo, en su artículo 9°, determina que los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (GUMA, GUME y Autogeneradores) y los Grandes Usuarios de Distribución (GUDI), con demandas de potencia iguales o mayores a 300 kW, deberán

cumplir individualmente con tales objetivos. Estos usuarios son denominados Grandes Usuarios Habilitados (GUH). Tal como se observa en la Tabla 2, en 2019 totalizaron 1.993 agentes y su demanda total fue de 30.685 GWh. Así, en 2025, deberían consumir un mínimo de 6.137,2 MWh de energías renovables para cumplir con el objetivo de la Ley N° 27.191.

Tabla 2
Grandes Usuarios Habilitados - 2019

<i>Tipo de agente</i>	<i>Cantidad de agentes</i>	<i>Demanda 2019 GWh</i>	<i>Potencia media por agente 2019 MW</i>
GUMA y Autogenerador	393	19.144	5,6
GUME	538	3.672	0,8
GUDI	1.062	7.869	0,9
Total	1.993	30.685	1,8

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, 2020.

Los Grandes Usuarios (GU) tienen tres formas de cumplir con esa obligación:

- 1) Generación, autogeneración o cogeneración.
- 2) Contratación del abastecimiento con el titular de una central de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, directamente.
- 3) Compras conjuntas a través de las rondas licitatorias, para aquellos Grandes Usuarios que opten por tal alternativa o bien se abstengan de ejercer una opción dada.

La normativa establece que, para los Grandes Usuarios que escojan las alternativas 1 o 2, anualmente, a partir del 31 de diciembre de 2018 y, en los plazos y la forma que establezca la Autoridad de Aplicación, ésta fiscalizará el cumplimiento efectivo de los objetivos de consumo de cada sujeto obligado.

Se considerará cumplido el objetivo si en el total del consumo propio del año fiscalizado se ha cubierto con energía eléctrica de fuente renovable el porcentaje aplicable a cada etapa, independientemente de los consumos mensuales o de períodos inferiores.

El mecanismo de compra conjunta previsto en el punto 3, consiste en la adquisición por parte de CAMMESA de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables necesaria para cumplir con los objetivos por parte de los sujetos obligados que queden

incluidos en dicho mecanismo, mediante la celebración de contratos con generadores o comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

El precio del megavatio hora que abonarán los sujetos obligados incluidos en el mecanismo de compra conjunta será definido por CAMMESA a prorrata del monto total al que ascienda la sumatoria de los contratos celebrados por CAMMESA con generadores en el marco de este procedimiento. Se aplicará un cargo en concepto de costos de comercialización y un cargo en concepto de gastos administrativos.

Tal como se describirá más adelante, los puntos 1 y 2 corresponden a lo que fue denominado MATER y el punto 3 a las Rondas RenovAr. En la práctica, las Rondas RenovAr constituyen el principal instrumento desarrollado para la concreción de los objetivos del Régimen.

1.4 Rondas RenovAr

1.4.1 Proceso licitatorio

Las Rondas RenovAr consisten en licitaciones públicas para el desarrollo de parques de generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables. Constituyen un plan de incorporación de fuentes renovables a la matriz energética, por medio de un proceso de convocatoria abierta para la contratación, en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de energía eléctrica de fuentes renovables. La primera de las Rondas se realizó en 2016 y, hasta el momento, se licitaron las Rondas RenovAr 1, 1.5, 2 y 3.

Tienen como objetivo atraer inversiones al sector de energías renovables, en pos de cumplir con los porcentajes de generación establecidos en la Ley N° 27.191.

Si bien, cada Ronda tiene sus particularidades, su proceso licitatorio puede resumirse de la manera explicada a continuación.

En primer lugar la autoridad de aplicación convoca a la licitación, en este sentido, publica el pliego de bases y condiciones y sus anexos. Asimismo, establece el cronograma de recepción de ofertas, apertura de sobres y adjudicaciones.

La licitación se realiza para cada tipo de tecnología por separado. Por cada una de ellas se establece un cupo de potencia a licitar. Como así también se establecen cupos por provincia de forma de respetar las limitaciones de las líneas de conexión y de incentivar el federalismo en su distribución.

La licitación se define por precio de la energía a generar. Los parques adjudicados venderán la energía generada a CAMMESA por un plazo de 20 años. En este sentido, los proyectos deben definir el precio que ofertan por cada MWh generado. Luego, CAMMESA venderá la energía así obtenida a través de compras conjuntas.

Asimismo los proyectos deben definir la potencia del parque, la ingeniería que utilizaran, los beneficios fiscales y arancelarios que solicitan y el componente nacional al que se comprometen, entre otros aspectos. Se establece un cupo de beneficios fiscales a otorgar. El componente nacional declarado, además de influir en la solicitud del certificado fiscal, es tenido en cuenta en diferentes aspectos de la licitación, tales como ante empate en los precios, es por ello que el cumplimiento del mismo es una obligación.

Una vez presentadas las ofertas, se analizan las mismas técnicamente y se procede a la apertura de la oferta económica y su adjudicación. Los proyectos deben cumplir con una serie de requisitos técnicos, habilitaciones y registros, como así también los procedimientos de CAMMESA y el marco normativo vigente.

1.4.2 Contrato de compra-venta de energía

Las empresas propietarias de proyectos que resulten adjudicadas en las Rondas RenovAr firman un contrato de Compra-Venta de energía con CAMMESA, por medio del cual, la empresa propietaria se obliga a entregar la energía comprometida a CAMMESA y ésta última se compromete a pagar el precio adjudicado más los ajustes correspondientes.

En función de la potencia del parque, su ubicación, la ingeniería del mismo, entre otros factores, se determina, a partir de un estudio denominado Reporte de Producción Energética la energía a generar por el proyecto. En función del mismo, se establece la energía comprometida por contrato (P90) y la energía comprometida mínima (P99) para cada uno de los 20 años.

Anualmente, cada parque debe entregar a CAMMESA una energía igual o superior a la energía comprometida para tal año. En caso de que la energía entregada sea menor a la energía comprometida pero mayor a la mínima, el déficit puede recuperarse al año siguiente. Si la energía entregada es menor a la mínima se incurre en multa. La energía no se contabiliza por año calendario sino por año de producción, el cual comienza con la habilitación comercial del parque.

Para llegar del precio adjudicado al precio abonado por CAMMESA, se deben realizar dos tipos de ajustes. En primer lugar, para determinar el precio anual (por año de producción, no por año calendario), se debe multiplicar el precio adjudicado por un índice prefijado, y similar para todos los proyectos que pertenecen a la misma Ronda, el cual resulta creciente a lo largo de los años. Luego, se debe multiplicar el precio anual por un factor de incentivo (por año calendario, no por año de producción), el cual se encuentra prefijado, es similar para todos los proyectos de la misma Ronda y resulta decreciente a lo largo del tiempo, incentivando la rápida ejecución de los proyectos, en pos de obtener precios de venta de la energía más elevados.

Los proyectos deben definir los plazos en los cuales cumplirán los principales hitos: cierre financiero, comienzo de construcción, llegada de equipos y habilitación comercial. La demora en la habilitación comercial genera multas significativas.

1.4.3 Acuerdo de Adhesión al FODER

Las empresas adjudicadas firman un Acuerdo de Adhesión e incorporación al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), en conjunto con el Estado Nacional y el Banco de Inversión y Comercio Exterior S.A. En el mismo, el FODER se compromete, en caso de incumplimiento por parte de CAMMESA de su obligación de cancelar cualquier pago de energía en los plazos y términos establecidos, a transferir a la cuenta del proyecto el monto necesario para solventar el pago por energía.

Asimismo, según lo establece el Acuerdo de Adhesión e incorporación al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables, la ocurrencia de algunos de los hechos que se detallan, se consideran causales de venta del proyecto:

1. Falta de Pago de 4 liquidaciones de venta consecutivas o 6 no consecutivas en un período de 12 meses.
2. Ocurrencia de un evento de inconvertibilidad.
3. Ocurrencia de un evento de intransferibilidad.
4. Rescisión anticipada del Fideicomiso FODER por causas imputables al Estado Nacional.
5. Incumplimiento de CAMMESA de lo dictado en laudo arbitral o sentencia judicial producto de una controversia sometida al procedimiento de solución de controversias.

Si la causal de venta no es subsanada dentro del período de subsanación del causal de venta, la empresa propietaria del proyecto tendrá la opción de vender el mismo al FODER. El Estado Nacional se obliga a aportar al FODER los recursos necesarios para pagar el precio de venta del proyecto.

1.4.4 Garantía del Banco Mundial

En algunas Rondas RenovAr los proyectos pueden optar por tener, adicionalmente, Garantía del Banco Mundial. El rol del Banco Mundial difiere del que posee el FODER.

El Banco Mundial contra garantiza la obligación de integración de aportes por parte del Estado Nacional en caso de que se produzca una causal de venta del proyecto.

Es decir, si ocurre una de las causales de venta del proyecto, el proyecto reclama al Estado Nacional, si éste último no responde, el FODER reclama el pago al Banco Mundial.

A diferencia de la garantía del FODER, la garantía del Banco Mundial no es automática ni gratuita.

Los proyectos que quieran acceder a la misma, deben sumar, a los requisitos establecidos en la licitación, la realización, la implementación y el seguimiento de un Sistema de Gestión Ambiental y Social bajo los estándares y las normas del Banco Mundial.

El proyecto deberá abonar costos iniciales y costos de mantenimiento. El costo de mantenimiento será asumido por cada proyecto en base a su potencia, componente nacional, monto y plazo solicitado y será pagado en forma trimestral.

Asimismo, una vez que el proyecto ha resultado aprobado para obtener la Garantía del Banco Mundial, debe firmar el Acuerdo de Aceptación de Condiciones.

1.4.5 Resumen resultados Rondas RenovAr

Los resultados de las Rondas RenovAr resultan significativos y, en muchos casos, superaron las expectativas iniciales.

En la Ronda 1 se presentaron 123 ofertas, por una cantidad de 6.346 MW, siendo la potencia licitada de 1.000 MW. Los precios ofertados fueron aproximadamente un 40% inferiores al valor máximo establecido. Se adjudicaron 29 proyectos por 1.142 MW, a un precio ponderado de 61,3 US\$/MWh. El éxito de la licitación, animó al Gobierno a

convocar inmediatamente a una segunda licitación para los proyectos que no habían sido adjudicados, dando origen a la Ronda RenovAr 1.5.

Originalmente, el objetivo de la Ronda fue licitar hasta 600 MW. Se presentaron 47 ofertas, resultando adjudicados 30 proyectos, por una potencia de 1.282 MW, el doble de lo inicialmente licitado. El precio promedio fue de 54 U\$\$/MWh, lo cual, mejoró incluso, el precio conseguido en la ronda precedente.

Luego del éxito obtenido en 2016, al año siguiente se decidió realizar una nueva ronda, la Ronda 2. En la misma se licitó una potencia de 1.200 MW. Nuevamente, la licitación resultó un éxito y se recibieron 228 ofertas por 9.391 MW. Dentro de la Ronda, hubo dos fases, en la primera de ellas, se adjudicaron 66 proyectos por 1.409 MW. Durante la segunda fase, se adjudicaron 22 proyectos por 634 MW. Los precios ofertados continuaron su tendencia a la baja, siendo el precio promedio ponderado de 51,5 U\$\$/MWh.

La próxima ronda se hizo esperar, el contexto económico nacional e internacional había cambiado y el bajo acceso al crédito resultante, no solo frenó el desarrollo de proyectos de rondas anteriores, sino que, hacía difícil pensar en una nueva licitación a gran escala. Al mismo tiempo, pensar en una nueva licitación a gran escala requería inversiones en infraestructura, en redes de transmisión, ya que de concretarse los proyectos adjudicados en las rondas anteriores, se ocuparía gran parte de la capacidad disponible.

Tal situación incentivó a un cambio de esquema en la nueva licitación. La ronda siguiente fue conocida como Ronda 3 o MiniRen, haciendo alusión a que la escala de los proyectos a licitar sería menor que la de las rondas precedentes.

En este sentido, la licitación MiniRen, se propuso sumar capital de actores no tradicionales al desarrollo de proyectos renovables y, tuvo como objetivo, utilizar las capacidades disponibles en las redes de media tensión, registrando particularidades con respecto a las rondas anteriores.

Por un lado, se estableció una potencia máxima por proyecto de 10 MW, mientras que la mínima fue de 0,5 MW. Por otro lado, al momento de definir los proyectos adjudicados, no se tuvo en cuenta el plazo de habilitación comercial como un factor de competencia. A su vez, no se estableció energía comprometida para cada proyecto ni se aplicaron factores de ajuste ni de incentivo a los precios, siendo el precio adjudicado el precio a cobrar por el proyecto.

Otra de las modificaciones más relevantes corresponde a la exigencia de que los proyectos debían poseer un acuerdo con la distribuidora, la cual debía aceptar el proyecto y aceptar el abastecimiento y pago de la energía vía CAMMESA, ya que las tensiones a conectarse corresponden a la jurisdicción de las distribuidoras. Cabe destacar que el contrato de compra-venta de energía, al igual que las rondas anteriores, se firma con CAMMESA, como así también, se mantiene el Acuerdo de Adhesión al FODER, siendo el mecanismo de adjudicación similar al de las rondas anteriores. No se otorgó prioridad de despacho a los proyectos, como así tampoco podían solicitar garantía del Banco Mundial.

En MiniRen se licitó una potencia de 400 MW, a diferencia de las rondas precedentes, la potencia adjudicada resultó menor a la licitada, siendo de 259 MW. Los proyectos adjudicados totalizaron 38 y su precio promedio ponderado fue de 67,6 US\$/MWh. El incremento en el mismo se vio potenciado, entre otros factores, por la reducción en la escala de los proyectos, lo cual incrementa el costo por MW instalado, como consecuencia de los costos fijos.

A continuación, en la Tabla 3, se resumen los resultados de las Rondas. Cabe destacar que, para calcular el precio efectivamente cobrado por el proyecto por cada MWh, se deben aplicar los ajustes antes descritos, a excepción de los proyectos de MiniRen.

Tabla 3
Resumen Rondas RenovAr

<i>Ronda</i>	<i>Cantidad de proyectos</i>	<i>Potencia adjudicada MW</i>	<i>Precio promedio ponderado USD/MWh</i>
RenovAr 1	29	1.142	61,3
RenovAr 1.5	30	1.282	54,0
RenovAr 2	88	2.043	51,5
MiniRen	38	259	67,6
Total	185	4.726	-

Fuente: Elaboración propia.

La adjudicación de los proyectos no se distribuye proporcionalmente por tecnología, sino que la mayor cantidad de los proyectos corresponden a las tecnologías solar y eólica. Como puede observarse en la Tabla 4, las mismas suman 98 proyectos, 4.424 MWh y representan el 93,6% de las adjudicaciones.

Tabla 4
Resumen Rondas RenovAr por Tecnologías

Tecnología	Cantidad de proyectos	Potencia adjudicada MW	Participación
Eólica	44	2.595	54,9%
Solar	54	1.829	38,7%
Biomasa	20	166	3,5%
Biogás	43	78	1,6%
Peq. Hidro.	20	40	0,8%
Biogás RS	4	18	0,4%

Fuente: Elaboración propia.

1.5 Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable

1.5.1 Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable

El Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER) fue creado por la Resolución 281-E/2017, de agosto de 2017. El Régimen tiene por objeto establecer las condiciones de cumplimiento de lo establecido en el artículo 9° de la Ley N° 27.191 por parte de los Grandes Usuarios, a través, de la contratación individual en el Mercado a Término de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables o por autogeneración de fuentes renovables.

Para ello, los Grandes Usuarios deben optar por quedar excluidos de las compras conjuntas. Lo cual, les otorga ciertos beneficios, tales como la exención en el pago de los cargos de comercialización y administración de CAMMESA y un descuento en el cargo de reserva de potencia firme. La opción puede ejercerse dos veces por año. La exclusión tiene una duración mínima de 5 años.

Al igual que los proyectos que se desarrollan bajo las Rondas RenovAr, los proyectos del MATER pueden solicitar los beneficios establecidos por el “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”.

El desarrollo de los proyectos correspondientes al MATER, y su operación debe cumplir con los requisitos, normativas y procedimientos de CAMMESA y los determinados por la autoridad de aplicación.

Los proyectos que deseen vender la energía generada bajo el Régimen del MATER pueden solicitar la asignación de prioridad de despacho en función de las restricciones a la capacidad de transporte existente. El proyecto interesado debe presentar la solicitud ante CAMMESA. La asignación de prioridad se realiza trimestralmente. Si las solicitudes que se presentan superan la capacidad de transporte disponible en un determinado Punto de Interconexión (PDI), CAMMESA realiza un desempate entre los proyectos y define la prioridad de despacho.

Los proyectos deben definir el plazo máximo en el que obtendrán la habilitación comercial, ubicación, potencia, inscripción al Registro Nacional de proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER), la tecnología a utilizar y el máximo de beneficios fiscales que solicitarán, entre otros aspectos. A diferencia de los proyectos pertenecientes a las Rondas RenovAr, la solicitud de los beneficios fiscales se realiza por trámite aparte y no en forma automática con la postulación del proyecto.

Los contratos de compra-venta de energía que se celebren en el MATER, deben ser declarados ante CAMMESA. Las condiciones de los mismos se negocian libremente entre las partes. La energía generada por los proyectos que exceda la comprometida en el contrato o no comercializada bajo tal modalidad puede ser vendida al mercado spot.

Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista podrán cumplir con los objetivos de consumo propio de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables total o parcialmente mediante autogeneración. Para ello deberán cumplimentar todas las obligaciones requeridas para la conexión a la red eléctrica de dicha generación, en función del punto de acceso a la red en el que esté situado el proyecto.

La normativa establece que, los Grandes Usuarios o Autogeneradores MEM podrán suscribir contratos de abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables en el Mercado a Término o desarrollar proyectos de autogeneración, sin ejercer la opción de exclusión de las Compras Conjuntas. En dicho caso, continuarán abonando los cargos de Comercialización y no recibirán descuento alguno de los costos asociados a la potencia firme. En la práctica, esta opción no es la dominante.

La porción de energía mensual de un Gran Usuario que no fuera abastecida por contratos y/o por autogeneración renovable en los términos definidos bajo este Régimen, podrá ser suministrada por el MEM a los precios del Mercado que correspondan.

1.5.2 Resumen resultados MATER

Al evaluar los resultados del MATER, resulta importante analizar tres aspectos: los Grandes Usuarios que ejercieron la opción de salir de compras conjuntas, optando por autogenerar o adquirir la energía renovable a través del MATER, los proyectos que han obtenido prioridad de despacho para ser construidos bajo MATER y los contratos celebrados entre los dos primeros.

Con respecto a los Grandes Usuarios Habilitados que ejercieron la opción de salir de compras conjuntas, tal como se observa en la Tabla 5, hasta el mes de febrero de 2020 se efectivizaron 191 salidas y representan el 21% de la demanda total de Grandes Usuarios Habilitados.

Tabla 5

Grandes Usuarios Habilitados - Salidas de Compras Conjuntas

Tipo de agente	Cantidad de agentes	Demanda 2019 GWh	Potencia media por agente 2019 MW
GUMA y Autogenerador	107	5.710	6,1
GUME	84	654	0,9
Total	191	6.364	3,8

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, 2020.

En lo referente a los proyectos que han obtenido prioridad de despacho, hasta marzo de 2020 han obtenido la prioridad 45 proyectos por una totalidad de 1.094 MW. A continuación, en la Tabla 6 se resume la potencia asignada por tecnología. El 79% de la potencia adjudicada corresponde a tecnología eólica y el 21% a solar. De los mismos, a marzo de 2020 se encuentran habilitados comercialmente 20 proyectos por una potencia total de 525 MW.

Tabla 6

Potencia Asignada por Tecnología

Tecnología	Potencia MW	Cantidad de proyectos	Participación según MW
Eólica	866	22	79%
Solar	228	23	21%
Total	1.094	45	

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, 2020.

Referido a los contratos celebrados bajo el Régimen, desde julio de 2018, cuando se celebró el primero de tales contratos, a febrero de 2020, se han celebrado 868

contratos, por una potencia instalada total de 519 MW. Como se observa en la Tabla 7, corresponden a 244 Grandes Usuarios.

Tabla 7
Grandes Usuarios con Contratos

<i>Tipo de agente</i>	<i>Cantidad de agentes</i>	<i>Cantidad de contratos</i>
GUMA y Autogenerador	118	463
GUME	126	405
Total	244	868

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, 2020.

1.6 Resultados globales del Régimen de Fomento a las Energías Renovables

Según lo establece la Resolución 281-E/2017, a los fines de la verificación del cumplimiento de los objetivos establecidos por la Ley N° 27.191, se computa la generación de fuente renovable conectada al SADI existente al momento de la verificación, proveniente de:

- a. Las centrales de generación o cogeneración en operación comercial, independientemente del régimen contractual que apliquen, incluyendo la comercialización en el mercado spot;
- b. Las centrales de autogeneración, con o sin contratos con Agentes Demandantes, instaladas con posterioridad al 1° de enero de 2017.

En forma mensual, CAMMESA suma los aportes de la generación individualizada en el párrafo precedente y divide el resultado obtenido por la demanda abastecida desde el MEM, para obtener el porcentaje mensual de cobertura alcanzado.

En la Tabla 8 se observa la evolución de la energía renovable generada entre 2011 y 2019 y su composición. Durante este período, la generación renovable registró un crecimiento del 457%. El salto principal ocurrió en 2019, debido a la entrada en operación comercial de proyectos construidos bajo el Régimen de Fomento, en dicho año, la generación renovable creció un 132%.

Tabla 8
Energía Renovable Generada MEM 2011-2020

Fuente de Energía	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Biodiesel	32	170	2	2	0	1	0	0	0
Peq. Hidro	1.255	1.453	1.274	1.457	1.624	1.820	1.696	1.431	1.462
Eólica	16	348	447	613	593	547	616	1.444	4.996
Biomasa	98	127	134	114	155	193	243	241	299
Solar	2	8	15	16	15	14	16	109	800
Biogás	0	36	108	103	84	58	64	146	255
Total GWh	1.403	2.142	1.981	2.304	2.470	2.633	2.635	3.371	7.811

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, 2020.

En la Tabla 9 se muestra la evolución de la generación renovable y la demanda del MEM. Tal como queda de manifiesto, hasta 2018 los aumentos en generación renovable fueron acompañados de incrementos en la demanda, razón por la cual, el porcentaje de la primera sobre la segunda no registró grandes cambios hasta 2019, año en el que alcanzó el 6,1%.

Tabla 9
Demanda MEM vs Generación Renovable

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Renovable MEM GWh	1.403	2.142	1.981	2.304	2.470	2.633	2.635	3.371	7.811
Demanda MEM GWh	116.349	121.293	125.166	126.467	132.107	132.961	132.413	132.889	128.884
Ren. MEM / Dem. MEM	1,2%	1,8%	1,6%	1,8%	1,9%	2,0%	2,0%	2,5%	6,1%

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA, 2020.

Como se observa, los objetivos establecidos en la Ley 27.191 no fueron cumplidos en 2018 ni en 2019, las energías renovables están comenzando a desarrollarse en el país, pero aún queda mucho camino por recorrer.

2. Evaluación de proyectos de inversión

2.1 Introducción

“La preparación y evaluación de proyectos busca recopilar, crear y analizar en forma sistemática un conjunto de antecedentes económicos que permitan juzgar cualitativa y cuantitativamente las ventajas y desventajas de asignar recursos a una determinada iniciativa” (Sapag Chain y Sapag Chain, 1991, p. 3).

Siguiendo el desarrollo de Attala (2015), el análisis de factibilidad de un proyecto de inversión se divide en cuatro grandes áreas: comercial, técnica, económica y financiera y, debe simular lo que sucedería de implementarse el proyecto.

El análisis de factibilidad comercial se propone estudiar si el mercado es o no sensible al bien o servicio a producir por el proyecto y la aceptación que tendría.

El análisis de factibilidad técnica tiene como objetivo indicar si resulta posible técnicamente la fabricación del producto a generar por el proyecto y determinar las condiciones óptimas.

Si el proyecto es factible comercial y técnicamente, se procede al estudio de su factibilidad económica. La misma se propone calcular su rentabilidad y el valor que crea, por sí mismo, sin considerar su financiamiento.

Si un proyecto es comercial, técnica y económicamente factible, se procede al estudio de su factibilidad financiera, cuyo objetivo es determinar el efecto que produce en la rentabilidad de los recursos propios el apalancamiento con deuda.

El presente trabajo se focalizará en el análisis de la factibilidad económica y financiera. A continuación se desarrollan los métodos de evaluación de tales criterios.

2.2 Métodos de evaluación de proyectos de inversión

Existen diferentes métodos para la evaluación de proyectos de inversión. Los mismos generalmente se clasifican en dos categorías: aquellos que no tienen en cuenta el valor tiempo del dinero (tasa de rendimiento o método contable y período de repago) y aquellos que sí tienen en cuenta el valor tiempo del dinero (VAN, TIR, período de repago ajustado, máxima exposición e índice de rentabilidad).

Aplicar tales métodos, requiere, en su mayoría, la previa definición y estimación de ciertas variables a utilizar y la confección de los flujos de fondos.

2.3 Consideraciones para la elaboración del flujo de fondos

2.3.1 Rendimiento contable versus flujo de fondos

Siguiendo el desarrollo de Damodaran (2014), la primera elección a considerar al evaluar un proyecto es entre la medida contable del rendimiento de un proyecto, obtenida a través de los estados contables y el flujo de caja generado por el proyecto, medido como la diferencia entre las entradas y las salidas de efectivo en cada período. La diferencia entre ambos métodos se debe, principalmente, a tres factores.

En primer lugar, contablemente se distingue entre los gastos que producen beneficios en un solo período, los que se denominan gastos operativos y los gastos que producen beneficios en muchos períodos, llamados gastos de capital. Mientras que los gastos operativos se restan de los ingresos al calcular el resultado contable, los gastos de capital no son restados en el período en el que se realizan sino que se distribuyen y deducen en varios períodos como depreciación (en caso de un activo tangible) o amortización (en activos intangibles). En cambio, desde el punto de vista del flujo de efectivo, ambos tipos de gastos representan salidas de efectivo en el momento en que se producen. Los proyectos de inversión en generación de energía eléctrica en base a energía solar fotovoltaica objeto de estudio en el presente trabajo se caracterizan por ser capital intensivos, con una fuerte inversión en gastos de capital en el año 0.

En segundo lugar, se encuentran los rubros no monetarios. La distinción entre gastos operativos y de capital da origen a gastos no monetarios, tales como la depreciación y la amortización. Tales partidas se deducen para el cálculo del resultado contable pero no representan movimientos de efectivo desde el punto de vista del flujo de fondos. La depreciación (y en ciertas ocasiones la amortización) impacta en el flujo de fondos al reducir el ingreso imponible, reduciendo así el impuesto a pagar. Es por ello que, en la elaboración del flujo de fondos se deduce la depreciación para el cálculo de la base imponible y el correspondiente impuesto y luego se suma la misma ya que no representa una salida de dinero. En los proyectos de energía renovable, este punto cobra especial relevancia, dada la posibilidad de solicitar el beneficio de amortización acelerada en el cálculo del impuesto a las ganancias.

En tercer lugar, se encuentra el criterio contable de lo devengado contra el método de caja en el registro de los ingresos y gastos. El sistema contable de lo devengado registra las ventas cuando ocurren, lo cual no va acompañado necesariamente del cobro en tal período. El cobro puede ser anterior, posterior o incluso no ocurrir, en caso de tratarse de un deudor incobrable. Por lo cual los ingresos contables pueden

ser muy diferentes de los ingresos de efectivo. Lo mismo ocurre con los gastos, no necesariamente el momento en el que se incurre en el gasto coincide con su pago. Esta situación da lugar a cambios en lo que se denomina capital de trabajo neto.

Las inversiones en capital de trabajo son las que se realizan en los activos corrientes necesarios para la operación del proyecto durante un ciclo productivo (...) Si bien se refieren a activos de corto plazo, constituyen una parte de la inversión de largo plazo, ya que forman parte del monto permanente de los activos corrientes necesarios para asegurar la operación del proyecto; si el nivel de operación aumenta, podrá requerirse capital de trabajo adicional. Se recuperan como ingreso de fondos al final de la vida del proyecto. (Attala, 2015 p.33).

En los proyectos de energía renovable, por lo general, se realizan los pagos y cobros a corto plazo, razón por la cual el capital de trabajo neto empleado en los mismos no alcanza niveles elevados.

En consecuencia, para obtener el flujo de efectivo a partir de las ganancias contables, se deben sumar los gastos no monetarios, restar las salidas de efectivo que representan gastos de capital y restar el cambio en el capital de trabajo neto, el flujo así obtenido se denomina free cash flow o cash flow libre (FCF).

Ventas Netas
- Costo de las Mercaderías Vendidas
<hr/>
<i>Resultado Bruto</i>
-Gastos Operativos (administrativos, comerciales, otros)
<hr/>
<i>EBITDA</i>
-Depreciaciones y Amortizaciones
<hr/>
<i>EBIT</i>
-Impuesto a las Ganancias
<hr/>
<i>NOPLAT</i>
+Depreciaciones y Amortizaciones
-Variación en Requerimientos de Capital de Trabajo
-Inversiones en Capital
<hr/>
CASH FLOW LIBRE

Figura 5. Fuente: Elaboración propia.

Tal como se observa en la Figura 5, el free cash flow no incluye ningún flujo de carácter financiero, por lo cual refleja el verdadero cash flow generado por el proyecto que queda disponible para todos los proveedores de capital de la empresa, tanto de deuda como de recursos propios, después que las necesidades de reinversión hayan sido cumplidas. En otras palabras, los FCF representan el cash flow que se tendría si el proyecto se financiara enteramente con capital propio (Orsi, 2019).

Por otro lado se encuentra el cash flow para el accionista o equity cash flow (ECF), el cual, como su nombre lo indica, representa el flujo disponible para el accionista luego de efectuar los pagos a los tenedores de deuda, es por ello que en su cálculo se deben considerar la salida que representa el pago de intereses, el escudo fiscal que generan los mismos y sumar o restar las variaciones en el nivel de deuda, además de los ajustes que se aplican al FCF. En la Figura 6 se detalla su cálculo.

Ventas Netas
- Costo de las Mercaderías Vendidas
<hr/>
<i>Resultado Bruto</i>
-Gastos Operativos (administrativos, comerciales, otros)
<hr/>
<i>EBITDA</i>
-Depreciaciones y Amortizaciones
<hr/>
<i>EBIT</i>
-Intereses
<hr/>
<i>EBT</i>
-Impuesto a las Ganancias
<hr/>
<i>Resultado después de Impuestos</i>
+Depreciaciones y Amortizaciones
-Variación en Requerimientos de Capital de Trabajo
-Inversiones en Capital
+/- Variación en Deuda
<hr/>
CASH FLOW PARA EL ACCIONISTA

Figura 6. Fuente: Elaboración propia.

Al evaluar un proyecto, el flujo de caja representa una medida más apropiada que el rendimiento contable ya que, resulta más confiable, los rendimientos contables podrían ser manipulados.

2.3.2 Flujos de fondos incrementales

Al realizar la evaluación de un proyecto el objetivo es determinar si la realización del mismo crea o no valor para la empresa. Es por ello que lo que se debe considerar es el impacto incremental que tiene la ejecución del proyecto, incluyendo solamente los flujos de efectivo incrementales.

En este sentido, un primer aspecto a considerar es el de los costos hundidos. Corresponden a costos del proyecto de inversión que ya fueron realizados y, por lo tanto, la ejecución o no del mismo no impacta sobre ellos. El rechazo del proyecto no ocasiona una recuperación de tales costos, por lo cual, no son costos incrementales y no deben considerarse en la evaluación. Un ejemplo corresponde a las investigaciones de mercado previas al análisis de factibilidad económica.

Un segundo aspecto a considerar es el de los costos asignados. Existen ciertos gastos fijos, generalmente proyectados en cualquier inversión, en los cuales la empresa incurrirá independientemente de que efectúe o no el proyecto de inversión y por lo general se asignan proporcionalmente a las distintas áreas y proyectos, por ejemplo, gastos administrativos y generales. Si la empresa incurrirá de todos modos en ellos, no representan flujos incrementales y no deben ser considerados en la evaluación. En el caso de que la realización del proyecto genere un aumento en los mismos, tal incremento sí debe considerarse en el flujo de fondos.

Un tercer aspecto a considerar es el de ciertos costos que no implican egresos de fondos, por ejemplo utilización de capacidad sobrante de otras inversiones ya existentes. Si se utiliza para el proyecto un activo que ya es propiedad de la empresa y el mismo tiene en el corto plazo usos alternativos, ya sea venta, alquiler o utilización en otra actividad, se debe considerar dentro de la inversión del proyecto, así como sus posteriores amortizaciones.

Un cuarto aspecto a considerar es el de los costos de erosión debido al efecto de canibalización. Si el proyecto bajo estudio consiste en el lanzamiento de un nuevo producto, puede ocurrir que el mismo ocasione un impacto negativo en la venta de otros productos de la empresa. Para determinar si el mismo debe ser soportado por el proyecto se debe analizar si la empresa cuenta o no con competencia y la posibilidad de que la misma lance el nuevo producto en el caso de que la empresa no lo haga. En el caso extremo de que la compañía no tenga competencia, se debe cargar al proyecto el total de la erosión estimada.

El objetivo en el análisis de inversiones es maximizar el valor del negocio o la empresa que realiza la inversión. En consecuencia, es en los flujos de efectivo que una inversión agregará en el futuro al negocio, es decir, en los flujos de efectivo incrementales, en los que debemos centrarnos (Damodaran, 2014).

2.3.3 Flujos de fondos ponderados en el tiempo

Varias razones ocasionan que los flujos de efectivo generados en distintos períodos de tiempo no sean comparables entre sí. Por un lado, las personas prefieren el consumo presente al consumo futuro, tal situación se acrecienta cuanto mayor sea la tasa de descuento. Por otro lado, en presencia de inflación el valor de la moneda disminuye en el tiempo, disminuyendo así el valor de los flujos futuros en relación a los presentes. Cuanto mayor es la inflación, mayor es el impacto. A su vez, el riesgo asociado al flujo de efectivo reduce su valor. Cuanto mayor es el riesgo, mayor es la valoración de los flujos actuales en relación a los futuros.

Por las razones expuestas, al elaborar los flujos de fondos, se deben ponderar los mismos en el tiempo según el período en el que se produzcan, dando más ponderación a los más cercanos en el tiempo. Para ello se calcula el valor presente de los flujos mediante un proceso denominado descuento. Al descontar los flujos de fondos, se puede emplear factores de descuento a fin de año o a mitad de año, en base a las formulas siguientes, respectivamente.

$$\text{Valor actual de flujo de efectivo} = \frac{F_t}{(1 + r_0)^t}$$

$$\text{Valor actual de flujo de efectivo} = \frac{F_t}{(1 + r_0)^{t-0,5}}$$

F_t : Flujo de caja en el momento t.

r_0 : Tasa de descuento.

2.3.4 Vida del proyecto y valor residual

La vida económica de un proyecto es el número de períodos durante los cuales se estima que generará flujos de fondos. No corresponde a la vida útil contable de los bienes de uso que forman parte de la inversión, ésta interesa a los efectos del cálculo de las amortizaciones (Attala, 2015).

Por lo general, al evaluar un proyecto, no se estiman los flujos de fondos correspondientes a cada uno de los años de vida del proyecto, sino que se lo hace

explícitamente por una cantidad limitada de años y se busca resumir los flujos futuros como un valor residual situado al final del último año estimado individualmente.

La cantidad de años proyectados depende de la inversión en cuestión y del contexto de análisis, ya que es importante estimar cada período individualmente hasta que la situación del proyecto se encuentre normalizada. Por ejemplo, no se dejaría de proyectar explícitamente si el proyecto aún está madurando o si se requieren fuertes inversiones en períodos siguientes. Por lo general, los años proyectados no exceden los 10 años, salvo que haya una precisión en la provisión de datos tal que permita ir más allá de dicho plazo.

En el caso de los proyectos de generación eléctrica en base a energía solar de las Rondas RenovAr, los mismos tienen una duración cierta ya que poseen un contrato de compraventa de energía con CAMMESA por 20 años el cual establece los precios de venta de la energía para todo los años, así como la energía comprometida y la energía comprometida mínima. Lo mismo ocurre con los principales gastos del proyecto, tales como la operación y mantenimiento y el alquiler del terreno, por los cuales se suele firmar contratos a largo plazo. Por estas razones, la práctica común en el sector es proyectar explícitamente los 20 años de vida del proyecto.

De acuerdo a Fauss y Prada (2001), las principales alternativas para el cálculo del valor residual son las siguientes:

- a) Estimar el valor residual como el valor patrimonial de los activos del proyecto en el período indicado, al cual se debe adicionar la recuperación del capital de trabajo, los cuales son recursos líquidos que la empresa mantiene complementarios a los activos fijos.
- b) Estimar el valor residual en base al valor actual de un flujo de fondos constante o de crecimiento constante a partir del último año proyectado explícitamente.
- c) Estimar el valor residual en base a una liquidación progresiva a través de un flujo de fondos decreciente.

La alternativa a asume que el proyecto “muere” al final del período proyectado, por ello considera que los activos se liquidan, mientras que las alternativas b y c suponen que este continúa. A su vez, las alternativas b y c consisten en el cálculo del valor residual a través del cálculo de una perpetuidad. La utilización de una fórmula para dicho cálculo elimina la necesidad de pronosticar en detalle los flujos de fondos del proyecto más allá del horizonte de proyección. El cálculo a través de una perpetuidad se

denomina modelo Gordon. Supone que los flujos futuros varían a una tasa constante, determinando el valor terminal de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Valor terminal} = \frac{\text{Flujo de fondos del primer año de la perpetuidad}}{(r - g)}$$

r: tasa de descuento

g: tasa de crecimiento a perpetuidad

En la alternativa b la tasa de crecimiento es cero o positiva mientras que en la alternativa c es negativa.

Luego, tal como se descuentan los flujos de fondos de los distintos períodos, debe descontarse el valor terminal, para determinar su valor presente. El mismo debe descontarse la misma cantidad de períodos considerados en el horizonte de proyección. Para ello se debe descontar empleando un factor a fin de año, ya sea en el caso de haber empleado un factor a fin de año o un factor a mitad de año para descontar los flujos del período explícito.

$$\text{Valor presente valor terminal} = \frac{\text{Valor terminal}}{(1 + r)^n}$$

r: tasa de descuento

n: último año del período explícitamente pronosticado.

En los proyectos de generación eléctrica en base a energía solar de las Rondas RenovAr, por lo general, no se proyecta valor residual dado que no solo el contrato con CAMMESA es a 20 años sino que, por lo general, el contrato de alquiler de las tierras es a 20 años, después de los cuales el dueño del proyecto debe ceder el uso del terreno a su propietario. La vida útil de los equipos utilizados también es de 20 años. Por lo cual, el único aspecto que se considera al respecto es el recupero del capital de trabajo neto.

2.3.5 Efectos tributarios

Los efectos tributarios e impuestos que aplican al proyecto de inversión tienen su efecto en los flujos de fondos a elaborar y constituyen un elemento típico del costo. El principal impuesto a considerar es el impuesto a las ganancias.

En los casos en que exista un impuesto a las utilidades, se deberá considerar como efecto indirecto el mayor pago que se hará por todo proyecto que

genere un aumento en los beneficios netos de la empresa. De igual manera, deberá incluirse el efecto tributario de cualquier utilidad o pérdida por la venta de un activo, por el aumento o la disminución de costos, por endeudamiento y por la variación en los ingresos del negocio. (Sapag Chain, 2011 p. 154).

Al elaborar los flujos de fondos, la práctica común, es asumir la simplificación de que el impuesto a las ganancias se paga en el mismo período en el que se verifica la ganancia.

A su vez, en la elaboración de los flujos de fondos se suelen considerar los impuestos que representan costos para el proyecto, tales como Ingresos Brutos. Muchas provincias en Argentina eximen a los proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable del pago de ingresos brutos, en pos de fomentar la instalación de los mismos.

Con respecto al impuesto al valor agregado (IVA), la práctica general consiste en no tenerlo en cuenta en las proyecciones, ya que resultaría un impuesto neutral para la empresa, siendo la misma un intermediario en la recaudación del impuesto entre el consumidor y el fisco. Si bien esto, en la mayoría de los casos, es cierto, siguiendo el desarrollo de Sapag Chain (2011), existen tres excepciones:

1. Cuando se calcula el monto de la inversión en el capital de trabajo, ya que el IVA correspondiente a las compras deberá ser financiado, a pesar de que después se recupere en las ventas.
2. Cuando la empresa realiza sus ventas o servicios sin IVA y sus compras sí están afectadas por el impuesto.
3. Cuando ocurre desfasaje en el tiempo y la cuantía del IVA pagado en las inversiones es alto, ya que afectan al costo de capital inmovilizado hasta que el impuesto sea recuperado, lo cual puede generar un importante efecto sobre la rentabilidad del negocio.

En el caso de los proyectos de generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables, al ser capital intensivos y requerir una fuerte inversión inicial, la tercera excepción adquiere especial relevancia. Es por ello que, en dichos proyectos se acostumbra a considerar el IVA de la inversión inicial, así como el recupero del mismo, ya que, si bien los proyectos pueden solicitar la devolución anticipada, la misma no suele ocurrir hasta pasado unos años, lo cual, sumado al

elevado nivel de IVA en la inversión inicial, genera efectos en el flujo de fondos y en la rentabilidad del proyecto.

2.3.6 Inflación

El término inflación hace referencia al aumento sostenido y generalizado de los precios en una economía. En la estimación del flujo de fondos de un proyecto de inversión la inflación es un aspecto adicional a considerar.

Frente a la inflación se presentan, en primer lugar, dos alternativas: considerarla o no considerarla en la proyección de los flujos de fondos. Si se decide incluir su impacto en los flujos, la teoría tradicional pone énfasis en dos metodologías: se puede optar por proyectar en moneda constante (flujos reales) o en moneda corriente (flujos nominales).

Cuando se proyecta en moneda constante, se determinan los flujos en pesos del momento cero y los precios se mantienen invariables durante toda la vida del proyecto. Aunque exista inflación en el período de análisis, los flujos se mantienen en moneda constante. Cuando se proyecta en moneda corriente, se replantean los flujos de fondos de manera que reflejen los efectos de la inflación (Attala, 2015).

Los flujos del proyecto se deben elaborar de modo que sean consistentes con la tasa de descuento a utilizar. Cuando se trabajan los flujos de fondos en moneda constante, se debe utilizar una tasa de descuento real para descontarlos a valor presente, en cambio, cuando se trabaja con flujos de fondos en moneda corriente, o flujos nominales, debe utilizarse una tasa de descuento nominal, es decir, una tasa que incluya el cómputo de la inflación (Bertolotto Yecguanchuy). No incorporar el impacto de la inflación en los flujos y sí hacerlo en la tasa de descuento o al revés, puede resultar en errores de evaluación.

Fisher (1896) estableció que la tasa de interés nominal se compone de la tasa de interés real más la tasa de inflación esperada, de lo cual se deriva la fórmula de cálculo siguiente para la tasa real:

$$k_r = \frac{k_n - \theta}{1 + \theta}$$

k_n : Tasa nominal

k_r : Tasa real

θ : Tasa de inflación

En la práctica, se trabaja generalmente en base a flujos nominales ya que resulta más fácil cometer errores cuando se trabaja en moneda constante.

Una de las características que hace de la inflación un problema complejo a la hora de evaluar flujos de fondos es que no puede proyectarse con certeza. A ello se suma el hecho de que todo fenómeno inflacionario genera un cambio en los precios relativos de la economía, debido a que afecta a los distintos precios de la economía de modo desigual.

Siguiendo el desarrollo de Fraile y Sarria Allende (2006), la metodología de precios nominales o corrientes, consiste, en primer lugar, en ajustar cada uno de los componentes del flujo de fondos proyectado, de acuerdo a la variación estimada en el índice que mejor refleje su variación, aplicando diferentes índices para los distintos rubros, según corresponda. Por lo cual, se requiere proyectar variaciones de precios por cada rubro del flujo de fondos.

A su vez, si la inversión inicial está compuesta por activos monetarios, se debe reflejar en los flujos de fondos la pérdida por exposición a la inflación, mientras que si el proyecto se financia con fuentes monetarias, debe considerarse la ganancia por exposición a la inflación.

Para estimar el valor actual del flujo de fondos nominal así obtenido, una alternativa es utilizar una tasa de descuento nominal que, resultaría de considerar la tasa de interés real y la tasa de inflación esperada para el período, empleando la inflación esperada promedio para el período considerado en la proyección.

Esta forma de cálculo puede resultar apropiada en un contexto de inflación reducida, pero no así en contextos de inflación moderada o alta, donde la variación interanual de inflación esperada es relevante. Debería computarse una tasa de descuento diferente para cada período, en base a la inflación esperada en cada período, lo cual, en la práctica puede resultar dificultoso para el análisis. Frente a esta situación se presentan dos alternativas.

Una alternativa consiste en deflacionar el flujo de fondos al momento 0, empleando para ello el índice de precios proyectado para cada año. Cabe destacar que esta metodología resulta diferente de haber trabajado en moneda constante debido a la distorsión de los precios relativos que fue considerada en la primera proyección. Al flujo de fondos deflacionado o real así obtenido se lo descuenta por medio de una tasa de descuento real.

Una segunda alternativa que suele ser útil a la hora de evaluar proyectos de inversión en mercados emergentes con inflación elevada, es, partiendo del flujo nominal o corriente, convertirlo a una moneda dura (por ejemplo, a dólares), cuya pérdida de poder adquisitivo por inflación es baja y de carácter estable, utilizando el tipo de cambio proyectado para cada período. Luego, se descuenta el flujo de fondos así obtenido a una tasa de descuento nominal expresada en dicha moneda.

Otra alternativa, válida cuando los diferentes componentes del flujo se fijan por su naturaleza en dólares (u otra moneda dura) y sus variaciones acompañan a la evolución del dólar es directamente proyectar el flujo de fondos en dólar. Luego, se deberá descontar por una tasa de descuento también en dólares.

En el caso de los proyectos de generación eléctrica en base a energía solar, los cuales se estudian en el presente trabajo, la práctica más utilizada es confeccionar los flujos de fondos en dólares. Esta práctica tiene su fundamento en que tanto los contratos vinculados a la construcción del parque, los contratos de compraventa de energía con CAMMESA, así como los contratos de los principales gastos del proyecto se firman en dólares.

2.4 Tasa de descuento

La tasa de descuento es la tasa de retorno requerida por los inversionistas para obtener un flujo de fondos determinado, en función de su costo de oportunidad. Representa el retorno que podría haberse ganado en inversiones alternativas con un nivel de riesgo similar.

La tasa de descuento se emplea para convertir los flujos de fondos futuros del proyecto de inversión en valores actuales y así determinar el monto que un inversionista pagaría hoy para adquirir tales flujos futuros de acuerdo al valor tiempo del dinero y al nivel de riesgo asociado al proyecto, es decir, a la volatilidad de los flujos de fondos. En una situación extrema, sin riesgos ni incertidumbres de ningún tipo, la tasa de interés a considerar sería la tasa libre de riesgo.

El costo de oportunidad del capital invertido se introduce en el modelo de descuento de flujo de fondos actualizando los flujos al momento presente, mediante una tasa de descuento. En principio, podría utilizarse una tasa diferente para cada período del flujo de fondos, pero el aumento en el grado de subjetividad y complejidad que genera ocasiona que en la práctica generalmente se utilice una única tasa de descuento para toda la vida útil del proyecto (Pereiro y Galli).

En las secciones siguientes se explicará el cálculo de la tasa a aplicar a los FCF. Se debe tener en cuenta que los ECF se deben descontar al costo del capital propio (k_e).

“La tasa de descuento a aplicar a los FCF debe reflejar el costo de oportunidad para todos los proveedores de capital, tanto de deuda como de recursos propios, ponderados por su aportación relativa al capital total de la empresa” (Orsi, 2019).

La alternativa tradicional y mayormente utilizada es estimar la tasa de descuento mediante el Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC). La misma se define mediante la siguiente expresión:

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

D : Deuda financiera

k_D : Costo de la deuda

T_c : Tasa de impuesto a las ganancias

E : Patrimonio Neto

k_e : Costo del capital propio

Si el proyecto de inversión que se evalúa tiene el mismo riesgo que los activos de la empresa y es financiada en las mismas proporciones, se puede considerar la tasa WACC de la empresa como la tasa de descuento, caso contrario, debe determinarse el rendimiento requerido propio de la inversión (Attala, 2015).

Siguiendo el desarrollo de Orsi (2019), la estimación de la tasa WACC requiere la determinación de la estructura de capital, el cálculo del costo del capital propio y del costo de la deuda.

2.4.1 Estructura de Capital

Los componentes de la estructura de capital son el capital propio y la deuda. Para su determinación es relevante reflejar los valores de mercado (Fauss y Prada, 2001), es por ello que se recomienda no emplear la estructura actual de la empresa sino la estructura objetivo o promedio del sector, ya que dicha estructura de capital optimiza el valor. Mientras que la estructura de la empresa en un momento puntual puede no reflejar la estructura objetivo de la empresa a lo largo de su historia.

Al estimar la estructura de capital objetivo, en primer lugar se debe calcular la estructura de capital de la empresa, en base al valor de mercado actual de sus componentes y analizando cómo ha sido su evolución a lo largo del tiempo. En segundo lugar se debe analizar la estructura de capital de empresas comparables, en base al valor de mercado actual de sus componentes y compararla con la estructura de la empresa obtenida en el primer paso, a fin de determinar si la misma está alineada a la tendencia del mercado. Por último, se debe intentar determinar si la dirección de la empresa tiene una filosofía determinada en cuanto a la estructura de capital objetivo.

Tal como se detallará en la tercera sección, los parques de generación de energía eléctrica en base a energía solar fotovoltaica se caracterizan por tener una estructura de capital de 70% deuda y 30% capital propio.

2.4.2 Costo del capital propio

El costo del capital propio es el retorno exigido por los accionistas. Existen diferentes metodologías para su estimación, tales como Capital Asset Pricing Model (CAPM), Arbitrage Pricing Theory (APT), Fama French 3-factor model, Build-Up, CAPM modificado, entre otros.

En la práctica, para la determinación del costo del capital propio en empresas localizadas en mercados emergentes se suele utilizar una versión ajustada del CAPM. Esta metodología será la explicada y aplicada en el presente trabajo.

$$k_E = r_f + \beta(r_M - r_f) + PRP + PRT + PRU$$

r_f : Tasa libre de riesgo

β : Beta

r_M : Retorno de la cartera de mercado

$r_M - r_f$: Prima de riesgo del mercado

PRP: Prima por riesgo país

PRT: Prima por riesgo tamaño

PRU: Prima por riesgo único

2.4.2.1 Tasa libre de riesgo

La tasa libre de riesgo es la rentabilidad de una inversión con riesgo cero. Es decir, la rentabilidad que el inversor obtendría con seguridad durante un período específico de una inversión sin riesgo y con un alto grado de liquidez. Damodaran (1996) plantea tres variantes posibles para su cálculo:

- Emplear la tasa de corto plazo de los bonos del Tesoro de Estados Unidos al momento de la valuación, bajo la lógica de que el CAPM es un modelo de un solo período donde las tasas históricas de corto plazo son predictores razonables de las tasas futuras de corto plazo.
- Ídem al punto anterior para el primer año y, luego, para los años siguientes construir tasas a futuro, suponiendo que éstas pronosticarán mejor el nivel de las tasas futuras de corto plazo.
- Utilizar la tasa de bonos del Tesoro de Estados Unidos de largo plazo al momento de la valuación, empleando el instrumento cuyo período de maduración se aproxime más a la vida útil de la inversión bajo análisis. Esta opción es la recomendada por el autor.

En la práctica, generalmente se considera como tasa libre de riesgo los rendimientos de los títulos del Tesoro de Estados Unidos a 10 años, a la misma fecha de la valuación.

2.4.2.2 Prima de riesgo de mercado

La prima de riesgo de mercado representa el retorno adicional que el inversor exige por adquirir un activo riesgoso por sobre invertir en un activo libre de riesgo. Si bien la prima de mercado está orientada a rendimientos futuros, generalmente se estima como la diferencia, en base a series de datos históricos, entre la tasa de retorno promedio de la cartera de mercado, estimada a través del retorno histórico del S&P 500, y el retorno promedio del activo libre de riesgo (considerado para la estimación de la tasa libre de riesgo), para un mismo período de tiempo.

2.4.2.3 Coeficiente beta

El coeficiente beta es el riesgo marginal que un activo individual aporta a un portfolio diversificado, es la sensibilidad del activo a los movimientos del mercado. En un portfolio diversificado, la mayoría del riesgo no sistemático es eliminado, pero el riesgo

sistemático no puede diversificarse y se mide en el CAPM mediante el coeficiente beta, el cual representa una medida del riesgo sistemático de los activos individuales.

De acuerdo a Van Horne y Wachowicz (2002) es la pendiente, es decir, el cambio en el rendimiento extraordinario de las acciones en relación con el cambio en el rendimiento extraordinario del portafolio del mercado. Beta representa la forma en que la inversión bajo análisis tiende a amplificar o a amortiguar las desviaciones de la tasa de rentabilidad de mercado en relación a la tasa libre de riesgo.

Un activo con una beta mayor a 1 tiende a amplificar los movimientos generales del mercado, aquellos cuyos betas se encuentran entre 0 y 1 tienden a moverse en la misma dirección que el mercado pero en menor magnitud que este. Si la beta es igual a 1, el activo se mueve en igual dirección y magnitud que el mercado (Brealey, Myers y Allen, 2015). Si la beta es negativa, el activo se mueve en la dirección opuesta que el mercado, situación poco frecuente. Cuanto mayor es la beta, mayor es el riesgo del activo.

La beta se determina a través de un análisis de regresión entre el retorno de un activo y el retorno del mercado, generalmente medido a través del S&P 500.

Para estimar la beta de una compañía, Damodaran (2002) recomienda seguir los siguientes pasos.

En primer lugar, se deben identificar compañías públicas comparables y obtener la beta de cada una de ellas de sitios tales como Bloomberg. Las empresas de una misma industria suelen tener riesgos operativos similares, por lo tanto, deberían tener betas parecidas. Pero la beta de una compañía no solo es función de su riesgo operativo, sino también de su riesgo financiero, a mayor deuda, mayor riesgo financiero. Empresas del mismo sector pueden enfrentar riesgos financieros distintos si sus estructuras de capital difieren. Por lo tanto, las betas de cada una de las empresas comparables dependen también de su estructura de capital, por lo que se conocen como betas apalancadas.

Es por ello que, en segundo lugar, habrá que desapalancar cada una de las betas de las compañías comparables en base a la estructura de capital y la tasa de impuesto a las ganancias de cada una de ellas y así obtener la beta desapalancada de cada compañía. Desarrollado matemáticamente por Hamada (1972), se calcula de la siguiente manera:

$$\beta_{desapalancada} = \frac{\beta_{apalancada}}{[1 + (1 - T)\frac{D}{E}]}$$

T: Tasa de impuesto a las ganancias.

D/E: Estructura de capital de cada empresa comparable.

En tercer lugar, se calcula una medida de tendencia central de las betas desapalancadas, la cual va a emplearse como beta desapalancada de la empresa bajo análisis.

En cuarto lugar, se debe reapalancar la beta desapalancada obtenida en el paso anterior utilizando la estructura de capital promedio de la industria.

$$\beta_{apalancada} = \beta_{desapalancada} [1 + (1 - T)\frac{D}{E}]$$

Si el proyecto que se analiza tiene el mismo riesgo y la misma estructura de capital que la empresa, entonces, la beta así obtenida será utilizada en el cálculo de la tasa WACC.

Siguiendo el desarrollo de Attala (2015), si el proyecto se financia 100% con capital propio, la beta a aplicar será β_j , la cual representa el coeficiente de correlación entre las tasas de rendimiento del proyecto *j* y el portafolio de mercado. Mientras que, si la inversión se financia en parte con endeudamiento, se debe calcular una nueva beta, apalancada para el proyecto, la cual surge de apalancar β_j en base a la fórmula antes descrita, considerando en este caso la estructura de capital del proyecto.

Hasta el momento, todos los componentes de la WACC han sido calculados en base a variables referentes a Estados Unidos. En caso de empresas ubicadas en otros países, los inversores exigirán un rendimiento adicional, denominado prima por riesgo país, la cual compense el riesgo de invertir en un país con mayor riesgo político, institucional, económico, jurídico y de liquidez.

2.4.2.4 Prima por riesgo país

La prima por riesgo país generalmente se estima mediante Emerging Markets Bond Index Plus (EMBI +), Calificación de Deuda Soberana, Credit Default Swaps (CDS), estimaciones de expertos o mediante la diferencia de tasas internas de retorno de

bonos corporativos del Gobierno del país en el cual se desarrollará el proyecto y la de bonos emitidos en Estados Unidos.

En países como el nuestro (y por ende en el proyecto renovable que evaluaremos) este aspecto es de consideración, dada la influencia que termina teniendo la prima por riesgo país en la tasa de descuento, tanto directamente al sumarse para el cálculo del costo del capital como por su impacto en el costo de la deuda.

2.4.2.5 Prima por tamaño

La adición de una prima por riesgo de tamaño se basa en que, en promedio, las compañías de menor tamaño tienen tasas de retorno más alta que las compañías más grandes. El CAPM, al estimar la beta, solo considera el riesgo sistemático, por lo cual se está subestimando el riesgo de una compañía pequeña, la cual enfrenta riesgos adicionales. Una empresa más pequeña es más vulnerable a las fluctuaciones del contexto y a su propia operatoria interna que una empresa grande.

En la práctica, generalmente se utilizan como fuente de las primas los estudios desarrollados por Inc. Morningstar (2010) en Ibbotson SBBI Valuation Yearbook (2010), en donde el monto de la prima depende del tamaño del valor de mercado del capital propio de la firma.

2.4.2.6 Prima por riesgo único

El CAPM original supone que el riesgo no sistemático puede diversificarse y, al estimar beta, solo considera el riesgo sistemático, ya que analiza en contexto de un portfollio diversificado.

En esta versión del CAPM modificado que es utilizada en la práctica para la valuación de empresas particulares localizadas en mercados emergentes, la inclusión de un riesgo único de la compañía busca compensar a los inversores por el riesgo que no pueden diversificar y que tiene que ver con factores específicos de la compañía, tales como riesgos del negocio y riesgos financieros. No existe mucha evidencia empírica sobre cómo calcular adecuadamente esta prima. El valuador debe aplicar su experiencia y el juicio profesional al caso que se está valuando, basándose principalmente en el análisis financiero del negocio así como en diversos análisis de sensibilidad y cálculo de probabilidades. Una opción es incluir un riesgo único en flujos vía escenarios o, dada la subjetividad que ocasiona, no incluir el mismo (Orsi, 2019).

Un aspecto relevante a considerar con respecto a los diferentes riesgos y primas aplicadas es que se debe ser cuidadoso de no castigar al proyecto por los mismos

riesgos tanto en la tasa como en el flujo, lo cual conduciría a una subvaluación del proyecto, en la cual se suele incurrir al incluir riesgos no sistemáticos en la tasa y en el flujo.

2.4.3 Costo de la deuda

El costo de la deuda es la tasa de interés de mercado de largo plazo a la que la compañía puede endeudarse, ajustada por el escudo fiscal que obtiene por el pago de intereses, no es la tasa de interés que la compañía muestra en su balance.

En la práctica, si la empresa emite bonos con cotización pública, la tasa de colocación de estos bonos a largo plazo suele considerarse como el costo de la deuda. En caso de que la empresa no emita bonos con cotización pública, pero haya sido calificada puede utilizarse el rating de calificación y el default spread para bonos emitidos por otros que posean el mismo rating.

En la práctica, en caso de que la empresa no emita bonos con cotización pública y tampoco haya sido calificada, si la empresa ha sido financiada a largo plazo recientemente, puede considerarse la tasa de tal financiamiento como tasa de la deuda. Otra alternativa es estimar una calificación crediticia de la compañía, en base a la misma deducir su rating y emplearlo para estimar el default spread al que se podría endeudar. Una tercera alternativa es considerar la tasa promedio de endeudamiento del sector en donde opera en base al rendimiento normalizado a largo plazo de los bonos corporativos.

2.5 Metodologías de evaluación que no tienen en cuenta el valor tiempo del dinero

2.5.1 Tasa de rendimiento y rentabilidad de la inversión

La tasa de rendimiento (TR) y la rentabilidad de la inversión (ROI), se calculan como el cociente entre el beneficio contable promedio durante todo el proyecto y la inversión contable promedio, o la inversión contable inicial, según se trate de ROI o de TR, respectivamente. Son función de la inversión requerida y de la capacidad del proyecto para generar ingresos operativos, es decir, de su impacto en el estado de resultados. La inversión se considera neta de las amortizaciones acumuladas.

$$ROI = \frac{\textit{Promedio de beneficios}}{\textit{Inversión promedio}}$$

$$TR = \frac{\text{Promedio de beneficios}}{\text{Inversión inicial}}$$

Para evaluar proyectos aplicando estos criterios es necesario comparar las tasas así obtenidas con los niveles mínimos de tasa aceptable prefijados por la empresa. Los proyectos con un ROI o TR superior a la tasa mínima aceptable son admitidos y, en caso de ser inferiores a dicho límite son rechazados.

Es un método muy utilizado en la evaluación de proyectos ya que es fácil de calcular, se basa en información contable generalmente disponible, resulta una medida comparable con otros negocios y utiliza una forma de cálculo similar a la que se aplica para determinar la rentabilidad una vez que los proyectos fueron realizados. Sin embargo, como método para evaluar proyectos presenta serias limitaciones:

- No considera el valor tiempo del dinero, ya que no tiene en cuenta los períodos en los que ocurren las inversiones y los beneficios.
- Utiliza una tasa de referencia arbitraria.
- Se basa en valores contables y no en valores de mercado, pudiendo verse afectado por distorsiones contables.
- Considera beneficios contables y no flujos de fondos.

2.5.2 Período de recupero o pay-back

El período de recupero es el tiempo que transcurre hasta que el proyecto repaga la inversión inicial, es decir, hasta que los flujos de fondos acumulados pasan de ser negativos a positivos. A diferencia de los métodos anteriores, no considera los beneficios sino los flujos de fondos.

Para su cálculo se suman los flujos de fondos anuales y, en el período en el que el acumulado pasa de negativo a positivo se produce el pay-back.

Para evaluar proyectos aplicando este criterio, la empresa fija un plazo máximo o tiempo de corte para recuperar la inversión y se compara el período de recupero del proyecto con el tiempo de corte, si el período de recupero del proyecto supera este plazo, se rechaza, caso contrario, se acepta.

Es un método fácil de aplicar y otorga importancia a una rápida recuperación de los fondos invertidos pero presenta serias limitaciones:

- No considera el valor tiempo del dinero, ya que no tiene en cuenta la distribución de los flujos en los diferentes períodos hasta alcanzar el período de recupero.
- No considera los flujos de fondos posteriores al período de recupero.
- Utiliza una tasa de corte arbitraria.

2.6 Metodologías de evaluación que tienen en cuenta el valor tiempo del dinero

2.6.1 Valor actual neto

El Valor actual neto (VAN) es la diferencia entre el valor actual de los flujos futuros del proyecto y la inversión inicial necesaria para obtener dichos flujos. Representa el monto que queda en manos del inversor, por encima de lo que obtendría en una inversión alternativa, luego de pagar la inversión inicial (Paolini y Sarria Allende, 2011).

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1 + k_0)^t}$$

F_t : Flujo de fondos del período t

k_0 : Tasa de rendimiento requerida

El VAN también puede ser expresado de la siguiente forma:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + k_0)^t} - F_0$$

F_0 : Inversión inicial

Para evaluar proyectos convencionales aplicando este criterio, si el VAN es positivo significa que el proyecto crea valor y otorga al inversor un retorno superior a la tasa requerida, aquella esperable en un inversión de riesgo similar, también denominada costo de oportunidad del capital, por lo cual, el proyecto se acepta. Si el VAN es igual a cero, el proyecto muestra el mismo retorno que el costo de oportunidad del capital, siendo la rentabilidad igual a la requerida, por lo que será indiferente aceptarlo o rechazarlo. Por último, si el VAN negativo, el proyecto destruye valor, siendo su rentabilidad menor a la requerida y el proyecto debería rechazarse.

El cálculo del VAN requiere dos elementos fundamentales: la tasa de descuento y el flujo de fondos relevante, la determinación de ambos elementos se desarrolló en las secciones precedentes. Un supuesto implícito en el cómputo del VAN es que los flujos obtenidos en cada período son reinvertidos a la tasa de descuento del proyecto.

El valor de la empresa es la suma de los valores de los distintos proyectos, divisiones u otras entidades que la conforman. Esta propiedad, denominada aditividad del valor implica que la contribución de cualquier proyecto al valor de una empresa es simplemente el VAN del proyecto (Ross, Westerfield y Jaffe, 2012).

Entre las ventajas del método VAN para la evaluación de proyectos se destacan las siguientes:

- Considera flujos de fondos y no valores contables, liberándose de las distorsiones que el uso de los últimos puede ocasionar.
- Al descontar los flujos de fondos considera el momento en que estos se generan y tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo.
- Considera la totalidad de los flujos de fondos del proyecto.

Dentro de las limitaciones que presenta el VAN la principal es que se establece en valores absolutos, y no relativos, por lo cual no se tiene en cuenta la escala de los proyectos.

2.6.2 Tasa interna de rendimiento

La tasa interna de rendimiento (TIR) es la tasa que mide la rentabilidad de un flujo de fondos. Al surgir del descuento de flujos de fondos, tiene en cuenta el valor tiempo del dinero. Matemáticamente, es la tasa de descuento que hace al VAN igual a cero, es decir, aquella que verifica:

$$VAN = \sum_{T=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - F_0 = 0$$

Si la TIR del proyecto es mayor a la tasa de rendimiento requerida por la empresa para tal inversión, el proyecto es aceptable. Esto es así porque la TIR es la tasa esperada de rendimiento y, si es superior a la tasa requerida para el costo de capital promedio ponderado, resultará un excedente de fondos que aumentará el valor de la empresa, expresado como $TIR > k_0$. Mide la rentabilidad del proyecto en términos porcentuales. (Attala, 2015 p.50).

En el análisis de proyectos individuales y con flujos de fondos convencionales, la TIR y el VAN conducen a la misma conclusión de aceptación o rechazo.

La TIR presenta ciertas limitaciones importantes que, en determinadas circunstancias, pueden conducir a error, es por ello que se aconseja que la decisión sobre el proyecto sea tomada mediante el método del VAN.

Por un lado si el proyecto bajo análisis no es un proyecto convencional, registrando más de un cambio de signo, se registran TIR múltiples, dando como resultado tantas TIR como cambios de signo tenga el proyecto, mientras que el VAN provee un único resultado para cada proyecto. Una posible solución es el cálculo de la tasa interna de rendimiento modificada (TIRM). La TIRM es la tasa que iguala el valor actual de los flujos negativos descontados a una tasa de financiamiento con el valor terminal de los flujos positivos capitalizados a una tasa de reinversión. Todo proyecto cuya TIRM sea mayor a k_0 debe aceptarse.

A su vez, el método de la TIR supone que los flujos de fondos intermedios del proyecto son reinvertidos o financiados a la misma TIR, lo cual no es un supuesto realista. Resultando más realista el supuesto del método VAN al respecto, de que los flujos se reinvierten al costo de oportunidad, siendo esta la tasa que mejor aproxima el retorno esperable para la aplicación de los flujos intermedios.

2.6.3 Período de recupero ajustado

Es el tiempo que transcurre hasta que el proyecto repaga la inversión inicial, ajustando los flujos de fondos por el valor tiempo del dinero, es decir, considerando los flujos de fondos descontados. Otra forma de conceptualizarlo es como el número de años que las entradas de flujos del proyecto demoran en recuperar la inversión inicial más los intereses implícitos calculados al costo del capital (Bodie y Merton, 1999). Cuando los flujos de fondos descontados acumulados pasan de negativos a positivos se da el período de repago de la inversión.

Al igual que con el método del período de recupero simple, para evaluar proyectos aplicando este criterio, la empresa fija un plazo máximo o tiempo de corte para recuperar la inversión y se compara el período de recupero del proyecto con el tiempo de corte, si el período de recupero del proyecto supera este plazo, se rechaza, caso contrario, se acepta.

2.6.4 Máxima exposición

El criterio de la máxima exposición busca mostrar el máximo valor negativo de los flujos acumulados, poniendo énfasis en el riesgo del proyecto. Si bien no resulta válido como criterio único de decisión, es un buen complemento para determinar el momento de mayor necesidad de financiamiento en cada proyecto.

2.6.5 Índice de rentabilidad

El índice de rentabilidad (IR) es un coeficiente que indica el valor actual que genera el proyecto por cada unidad de moneda invertida. Se calcula dividiendo el valor actual bruto del proyecto por la inversión inicial.

$$IR = \frac{\text{Valor actual bruto}}{F_0}$$

El IR muestra el valor que agrega un proyecto por encima de la tasa de descuento (valor actual bruto), por unidad de inversión y considera el valor tiempo del dinero.

Este método resulta muy útil de aplicar como complemento del VAN en contextos de racionamiento de capital, en los cuales interesa elegir el conjunto de proyectos que permiten el mayor valor actual por peso invertido, es decir, el mayor VAN para el capital disponible. Los proyectos elegidos serían los de mayor IR.

El IR no cambia la decisión del VAN con respecto a la aceptación o rechazo del proyecto, sino que agrega mayor información para el análisis. Si IR es mayor a 1, el valor actual bruto es mayor que la inversión y, por lo tanto, el VAN será positivo, debiendo el inversor aceptar el proyecto. Caso contrario si el IR es menor a 1.

En el caso de los proyectos de generación eléctrica en base a energía solar, las metodologías de evaluación comúnmente utilizadas son la TIR y el VAN.

3. Caso Práctico

Una vez realizado un análisis detallado del contexto de las energías renovables en Argentina en la primera sección y una descripción de las principales metodologías de evaluación de proyectos de inversión en la segunda sección, procederemos a la puesta en práctica del marco teórico en la evaluación de un proyecto de generación de energía eléctrica en base a energía solar fotovoltaica, es decir, de un proyecto de tecnología solar.

El proyecto a valorar es un proyecto ficticio. A través del mismo se busca evaluar un proyecto "tipo". Se supondrá que el proyecto fue adjudicado en la Ronda RenovAr 1.5, y por lo cual, tiene un contrato de compraventa de energía a 20 años con CAMMESA. Se elaborará la evaluación considerando el marco legal y las condiciones particulares de tal licitación.

Con respecto al tamaño del parque, se estima un proyecto con una potencia de 25,8 MWac, la cual corresponde a la potencia promedio de los proyectos solares adjudicados en la Ronda 1.5.

Se supone que el proyecto se ubica en la provincia de San Juan, la cual posee altos niveles de irradiación solar, factor clave en la localización de un proyecto fotovoltaico.

En lo referente al precio de la energía contratada por CAMMESA, se supone un precio de U\$/MWh 55,62, el cual corresponde al precio promedio de los proyectos solares localizados en San Juan adjudicados en la Ronda 1.5. A tal precio se deben aplicar los ajustes explicados en la primera parte del trabajo, para arribar al precio efectivamente recibido por el proyecto.

Se supondrá que, al momento de la evaluación, el proyecto ya fue adjudicado. Se considerará que la evaluación se está llevando a cabo en enero de 2018 y que el proyecto tiene como fecha de habilitación comercial comprometida el 01/01/2019. La elección de tal momento para el análisis se fundamenta en que representa un contexto más estable, lo cual nos permite realizar un mejor análisis del proyecto. Si se tomara como fecha de referencia el momento en el que se está desarrollando el presente trabajo, dada la situación sanitaria mundial, la situación económica nacional y el nivel de riesgo país vigente, la evaluación del proyecto se vería muy condicionada por el contexto.

Se supone que la firma que evalúa el proyecto es una empresa del sector de energías renovables, que está llevando a cabo otros proyectos del estilo. Los demás supuestos

se irán desarrollando a medida que se avance en la estimación de los componentes del flujo de fondos.

3.1 Confección del flujo de fondos del proyecto

3.1.1 Moneda

Tal como se explicó en la segunda sección, en el caso de los proyectos de generación eléctrica en base a energía solar, los cuales se estudian en el presente trabajo, la práctica más utilizada es confeccionar los flujos de fondos en dólares. El presente trabajo adoptará similar criterio y aplicará a los rubros que corresponda ajuste por inflación en dólares.

3.1.2 Inversión Inicial

Un punto inicial en un proyecto de inversión del estilo es el denominado desarrollo del proyecto. Implica la confección de layout, ingeniería y estudios preliminares. Así como el inicio de trámites y demás registros necesarios para presentarse en la licitación de la Ronda RenovAr. Como se supone que la evaluación se está llevando a cabo una vez que el proyecto ya ha resultado adjudicado, los mismos son costos hundidos y no se consideran como parte de la inversión inicial.

En la determinación de la inversión inicial en los proyectos de generación eléctrica en base a energía solar fotovoltaica adquieren especial relevancia los denominados contratos de EPC llave en mano (Engineering, Procurement and Construction). A través de los mismos los dueños del proyecto contratan a una empresa “epecista” que se encarga de la ingeniería, compra y construcción, tal como su nombre lo indica.

La ingeniería abarca desde el layout hasta la ingeniería de detalle. La compra implica la adquisición, logística e importación, en caso de corresponder, de los equipos y materiales necesarios, denominados componentes electromecánicos. Dentro de éstos se destacan los inversores, trackers y paneles, los cuales constituyen los principales equipos del parque. Además, son necesarios cables, cajas de conexión, fundaciones, cabinas de control, sistema scada, entre otros.

La construcción implica toda la obra civil y eléctrica así como la instalación y montaje de los componentes electromecánicos. Incluye desde el desmalezado del suelo y construcción de caminos hasta la entrega del parque funcionando en óptimas condiciones, considerando todo el personal necesario tanto para el trabajo

administrativo, civil, montaje, eléctrico, seguridad e higiene, socio-ambiental, entre otros.

A su vez, por lo general el EPC incluye también los estudios y ensayos necesarios, entre los que se destacan estudios de suelo, ambientales, sociales, geotécnicos, hidrológicos, topográficos, eléctricos, reporte de producción energético y ensayos solicitados por CAMMESA y demás organismos de control, como así también, los repuestos necesarios.

Cabe destacar que, para determinar el costo del EPC, se debe determinar la potencia del proyecto en MWp. Se supuso que el proyecto será de 25,8 MWac. La relación entre ambas medidas se encuentra en el suceso técnico de que para que el parque tenga una determinada potencia en corriente alterna, en este caso de 25,8 MWac, se debe instalar una potencia mayor en corriente continua, medida en MWp o MWdc. La conversión entre ambas unidades de medida varía de acuerdo a las características y localización del proyecto. Para el proyecto bajo análisis consideraremos que se deben instalar 30,58 MWp y se supone que la empresa firmó un contrato de EPC llave en mano con una empresa por US\$/MWp 770.000.

Se supone que la ejecución del proyecto no implica la construcción de una central de transformación para conectar el parque al Sistema Argentino de Interconexión por parte de los dueños del proyecto, sino que el mismo se conecta a través de una central ya existente en la zona. Por lo cual, se proyecta una inversión inicial, antes de Impuesto al Valor Agregado de US\$ 23.544.889.

3.1.3 Vida del proyecto y valor residual

Tal como se expuso anteriormente, el horizonte a evaluar será de 20 años considerando el plazo cierto establecido en el contrato con CAMMESA. A su vez, siguiendo la práctica común del sector, no se proyecta valor residual, solo se tiene en cuenta el recupero del capital de trabajo neto.

3.1.4 Ventas

Para estimar los ingresos por ventas dos variables resultan clave: el precio de venta y la cantidad de energía.

Con respecto al precio, tal como se manifestó, se supone un precio por contrato de US\$/MWh 55,62. A continuación, en la Tabla 10 se detallan los precios de venta para cada período, una vez aplicados los ajustes correspondientes.

Tabla 10
Precio ajustado Anual

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Precio adjudicado - U\$/MWh	55,62	55,62	55,62	55,62	55,62	55,62	55,62	55,62	55,62	55,62
Factor de incentivo	1,15	1,15	1,15	1,1	1,1	1,1	1,05	1,05	1,05	1
Factor de ajuste	1,0171	1,0344	1,0521	1,0701	1,0883	1,1069	1,1258	1,145	1,1646	1,1845
Precio ajustado - U\$/MWh	65,06	66,16	67,30	65,47	66,58	67,72	65,75	66,87	68,01	65,88

Año	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Precio adjudicado - U\$/MWh	55,62	55,62	55,62	55,62	55,62	55,62	55,62	55,62	55,62	55,62
Factor de incentivo	1	1	1	1	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8
Factor de ajuste	1,2047	1,2253	1,2462	1,2675	1,2891	1,3111	1,3335	1,3563	1,3794	1,403
Precio ajustado - U\$/MWh	67,01	68,15	69,31	70,50	64,53	65,63	66,75	60,35	61,38	62,43

Fuente: Elaboración propia.

Referido a las cantidades, tal como se expuso en la primera parte del trabajo, a partir del Reporte de Producción Energética se determina la energía a generar por el proyecto. En función del mismo, se determina la energía comprometida por contrato (P90) y la energía comprometida mínima (P99) para cada uno de los 20 años. De dicho reporte se deriva también el P50, es decir, dada las características, ubicación y factores meteorológicos, la generación media anual que produciría el parque. Los valores resultantes de P90 y, más aún de P99, son más conservadores, ya que indican que el 90% y el 99% de los años, respectivamente, el parque generaría una energía igual o mayor al valor indicado.

Dado que el contrato con CAMMESA no establece límite máximo para la venta de energía, se considerará que el parque generará anualmente la energía determinada por el P50 menos un 3% de incertidumbre. En función de la localización del proyecto, se supondrá que el P50 del año 1 es de 66.889 MWh. A su vez, dada la degradación anual que evidencian los equipos en su rendimiento, se supone que el P50 registra una caída del 0,05% por cada año de generación.

En consecuencia, se proyectan los niveles siguientes de precio, energía generada y ventas.

Tabla 11

Ventas Proyectadas

US\$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>Energía generada - MWh</i>	64.882	64.558	64.235	63.914	63.594	63.276	62.960	62.645	62.332	62.020
<i>Precio de venta - US\$/MWh</i>	65,06	66,16	67,30	65,47	66,58	67,72	65,75	66,87	68,01	65,88
Ventas	4.221.028	4.271.360	4.322.726	4.184.494	4.234.385	4.285.221	4.139.479	4.189.026	4.239.430	4.086.011

US\$	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<i>Energía generada - MWh</i>	61.710	61.402	61.095	60.789	60.485	60.183	59.882	59.582	59.285	58.988
<i>Precio de venta - US\$/MWh</i>	67,01	68,15	69,31	70,50	64,53	65,63	66,75	60,35	61,38	62,43
Ventas	4.134.913	4.184.591	4.234.688	4.285.532	3.903.093	3.949.856	3.997.252	3.595.794	3.638.751	3.682.501

Fuente: Elaboración propia.

3.1.5 Gastos anuales**3.1.5.1 Alquiler**

Al igual que la práctica común en los proyectos del sector, se supone que las tierras son alquiladas, y se posee un contrato de alquiler por un plazo de 20 años. No se abona alquiler por las tierras hasta que el parque sea habilitado comercialmente. A partir de esa fecha se abona un canon mensual del 3,5% de la facturación.

3.1.5.2 Operación y Mantenimiento

Uno de los principales gastos en los proyectos del rubro lo constituyen los denominados gastos de operación y mantenimiento (O&M). La práctica común en el sector es contratar a un tercero que brinda este servicio, a través del cual se busca maximizar la capacidad productiva del parque.

La operación del parque implica el manejo del mismo en el día a día, con el correspondiente control y gestión de los equipos, comunicación con CAMMESA, monitorización, gestión ambiental, social, de seguridad e higiene y del recurso de generación, seguridad del predio, entre otras actividades necesarias para el correcto funcionamiento de la planta.

El mantenimiento incluye: mantenimiento preventivo en pos de anticiparse a fallas futuras, mantenimiento correctivo ligado a la resolución de incidencias y la reducción de tiempos de intervención y mantenimiento predictivo a partir de las variables de mantenimiento anteriores y los registros históricos, así como la gestión de repuestos y almacenes.

Dentro de la O&M se pueden incluir también los gastos de servicios tales como electricidad, agua e internet como así también la limpieza del predio y de los paneles solares.

Se supondrá que para realizar la O&M del proyecto bajo análisis se contratará a una empresa que brindará el servicio completo por 20 años por un importe de US\$/MWp 8.500 para el año 1, ajustable al 2% anual en dólares desde el año 2. Se supone que dicho importe incluye también las tasas o cánones que se deban abonar por la generación, operación o mantenimiento del parque.

3.1.5.3 Asset Management

Otro de los rubros importantes dentro de los gastos en el tipo de proyecto bajo análisis es el llamado asset management, es decir, la gestión de valor de los activos del parque.

El asset management incluye los servicios de gestión técnica y comercial de la facturación de energía y el seguimiento de la performance de producción e ingresos económicos, identificación de oportunidades de maximización de la producción bajo una óptica global en conjunto con O&M en pos de maximizar la rentabilidad del proyecto y la asistencia en el cumplimiento de los procedimientos, normativa y solicitudes emergentes de los organismos intervinientes que interactúan con los agentes generadores del MEM. Incluye también los gastos administrativos, contables y legales, entre otras actividades.

En el proyecto bajo análisis se supondrá que se contratará a una empresa que brindará el servicio completo de asset management por 20 años por un importe de US\$/MWp 1.400 para el año 1, ajustable al 2% anual en dólares desde el año 2.

3.1.5.4 Seguros

Los parques solares deben abonar diferentes tipos de seguros, además de los seguros contratados por cualquier actividad tales como seguros de robo e incendio, se acostumbra a asegurar los equipos frente a situaciones tales como vientos zonda o terremotos, ya que en general se ubican en zonas que pueden ser afectadas por los mismos.

Para el proyecto en estudio, se estima un costo de seguros de US\$/MWp 1.400 para el año 1, ajustable al 2% anual en dólares desde el año 2.

3.1.5.5 Garantía del Banco Mundial

Se supone que el proyecto bajo análisis solicitó garantía del Banco Mundial a 10 años por una cobertura de US\$/MWac 200.000. En función de ello, del tamaño del proyecto, del supuesto de que el parque se comprometió a alcanzar un componente nacional

declarado del 30% y de las primas vigentes, se obtienen los importes resumidos en la tabla 12.

Tabla 12

Garantía del Banco Mundial

Concepto - US\$	Valor
MWac	25,8
Monto Garantizado - U\$S/MWac	200.000
Plazo en años	10
Monto Total Garantizado	5.160.000
Comisión Inicial	46.440
Costo Stand-by trimestral	3.225
<u>Costo de Mantenimiento trimestral</u>	<u>3.870</u>

Fuente: Elaboración propia.

Cabe destacar que el costo stand-by trimestral se abona hasta el trimestre en el que sucede el cierre financiero, a partir del cual, comienza a abonarse el costo de mantenimiento. Para el proyecto bajo análisis se supone que el cierre financiero se produce en el segundo trimestre del año 1, por lo cual, durante el año 1 se abona un trimestre costo stand-by y tres trimestres costo de mantenimiento. A partir del año 2 en adelante se abonan todos los trimestres costos de mantenimiento, hasta finalizar el año 10. A su vez, se supone que la comisión inicial se abona a principios del año 1.

3.1.5.6 Impuestos y Régimen de Fomento

En lo referente a los impuestos, muchas provincias, para incentivar la instalación de parques de generación renovable en sus territorios eximen a la generación de energía renovable del pago de impuestos, una de ellas es la provincia de San Juan, por lo cual no se considerarán en el proyecto los impuestos provinciales.

Se proyecta el impuesto a créditos y débitos bancarios que se deberá abonar por las operaciones correspondientes. A fines de simplicidad, se considera que el correspondiente a la inversión inicial se abonará en el año 1.

Se aplica el impuesto a las ganancias para cada año en cuestión. Se supone una tasa del 30% para todos los años del proyecto, ya que la misma era la tasa vigente al momento de la evaluación (enero de 2018).

Se supondrá que el proyecto solicitó la exención arancelaria para la importación de los módulos fotovoltaicos y las cajas de conexión la cual resultó aprobada y dichos importes ya se encuentran descontados en la cotización recibida del epecista.

A su vez, se supondrá que por el total del EPC aplica un IVA del 21% y se considerará que el proyecto solicitó el beneficio de la devolución anticipada del IVA de la inversión inicial. Dado que, según la normativa aplicable, el beneficio se hará efectivo luego de transcurridos como mínimo dos períodos fiscales contados a partir de aquél en el que se hayan realizado las inversiones, en la medida en que el importe del beneficio no haya sido absorbido por los respectivos débitos fiscales originados por el desarrollo de las actividades, se supone que se obtiene el beneficio en el año 3, momento en el que el parque ya ha recuperado parcialmente el IVA.

Es importante destacar que, si bien se está elaborando el flujo de fondos en dólares, en la práctica, el beneficio de la devolución anticipada del IVA se calcula tomando como base el valor de la inversión en pesos, por lo cual, una depreciación del peso en relación al dólar, reduce el monto en dólares de la devolución, afectando negativamente al proyecto. A fines de simplicidad, no se considerará tal efecto en el proyecto evaluado.

Por último, se supone que el epecista se comprometió a que el 30% del componente electromecánico del parque sea nacional y así poder solicitar el certificado fiscal por el 20% de ese contenido. Se estima que el componente electromecánico representa aproximadamente el 70% del valor de contrato del EPC. Dado que en la práctica, la instrumentalización de tal beneficio presenta demoras, se supondrá que el mismo es obtenido recién en el año 1 del proyecto y no en el año 0.

3.1.6 Depreciaciones

La práctica contable habitual en proyectos del estilo es depreciar la inversión inicial por el método lineal considerando una vida útil de 20 años. Se supone que el proyecto bajo análisis solicitó el beneficio de la depreciación acelerada en el impuesto a las ganancias, reduciéndose la vida útil para el cálculo en un 70%, por lo cual se considera una depreciación a 14 años. Es importante destacar que, si bien se está elaborando el flujo de fondos en dólares, en la práctica, la depreciación se calcula tomando como base el valor de la inversión inicial en pesos, por lo cual, una depreciación del peso en relación al dólar, reduce el monto en dólares del escudo fiscal que genera la depreciación, afectando negativamente al proyecto. A fines de simplicidad, no se considerará tal efecto en el proyecto evaluado.

3.1.7 Capital de trabajo neto

Con respecto al capital de trabajo neto, dadas las características de los proyectos de generación de energía eléctrica en base a energía solar fotovoltaica, los mismos no presentan inventarios. Cabe destacar que, al momento de escribir el presente trabajo y, más aún, al momento de la evaluación, no se emplea en Argentina ningún tipo de tecnología de baterías en proyectos solares, a través de las cuales se acumule energía.

La práctica común de CAMMESA en proyectos de esta índole, y establecida en los contratos de compraventa de energía, es que la misma sea abonada a 40 días, criterio que se empleará para el cálculo de las cuentas por cobrar.

En lo referente a las cuentas por pagar, se supondrá que los costos se abonan, en promedio, a 35 días. Por lo cual, se proyectan cuentas por pagar equivalente a 35 días de los costos. Se supone, a fines de simplicidad, que todos los componentes del capital de trabajo son siempre en dólares.

3.1.8 Inversiones anuales en CAPEX

Una característica de los proyectos de inversión en parques solares es que requieren una fuerte inversión en el año 0 pero luego, por lo general, no requieren nuevas inversiones durante la vida del proyecto. Los equipos suelen tener garantías muy amplias y a largo plazo. Como así también, la empresa epecista otorga garantía por la obra en general. A su vez, dentro del contrato de EPC se incluyen los repuestos necesarios. Las demás tareas de mantenimiento forman parte del contrato de O&M. Por tales razones, se supone que el proyecto bajo análisis no realiza inversiones anuales incrementales en CAPEX.

3.1.9 Multas y penalidades

Tal como se comentó en la primera sección, el no cumplimiento de los compromisos con CAMMESA en tiempo y forma genera multas y/o penalidades. Se supondrá que el proyecto bajo análisis ejecutará los hitos en los plazos comprometidos y entregará a CAMMESA la energía obligada. Por lo cual, no se proyectan multas y/o penalidades.

3.1.10 Flujo de fondos proyectado

Siguiendo el criterio comúnmente utilizado en la evaluación de proyectos se emplean factores de descuento a fin de año. En función de los supuestos antes nombrados, se obtiene el siguiente FCF del proyecto. En el mismo no se incluye deuda, de manera de

analizar estrictamente lo operativo. El efecto de la deuda se termina analizando a través de la tasa de descuento.

Tabla 13
Flujo de Fondos proyectado

US\$	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Energía generada - MWh		64.882	64.558	64.235	63.914	63.594	63.276	62.960	62.645	62.332	62.020	
Precio de venta - US\$/MWh		65,06	66,16	67,30	65,47	66,58	67,72	65,75	66,87	68,01	65,88	
Ventas		4.221.028	4.271.360	4.322.726	4.184.494	4.234.385	4.285.221	4.139.479	4.189.026	4.239.430	4.086.011	
Seguros		-42.809	-43.665	-44.538	-45.429	-46.338	-47.264	-48.210	-49.174	-50.157	-51.161	
Alquiler		-147.736	-149.498	-151.295	-146.457	-148.203	-149.983	-144.882	-146.616	-148.380	-143.010	
Créditos y débitos		-169.923	-28.733	-29.094	-28.279	-28.632	-28.993	-28.134	-28.488	-28.849	-27.852	
Asset Management		-42.809	-43.665	-44.538	-45.429	-46.338	-47.264	-48.210	-49.174	-50.157	-51.161	
Garantía Banco Mundial		-61.275	-15.480	-15.480	-15.480	-15.480	-15.480	-15.480	-15.480	-15.480	0	
O&M		-259.911	-265.109	-270.412	-275.820	-281.336	-286.963	-292.702	-298.556	-304.527	-310.618	
EBITDA		3.496.565	3.725.210	3.767.369	3.627.600	3.668.057	3.709.273	3.561.862	3.601.538	3.641.879	3.502.209	
% Ventas		83%	87%	87%	87%	87%	87%	86%	86%	86%	86%	
Depreciaciones		-1.681.778	-1.681.778	-1.681.778	-1.681.778	-1.681.778	-1.681.778	-1.681.778	-1.681.778	-1.681.778	-1.681.778	
EBIT		1.814.787	2.043.432	2.085.591	1.945.823	1.986.280	2.027.495	1.880.084	1.919.760	1.960.101	1.820.432	
Impuesto a las ganancias		-544.436	-613.030	-625.677	-583.747	-595.884	-608.249	-564.025	-575.928	-588.030	-546.130	
NOPLAT		1.270.351	1.430.402	1.459.914	1.362.076	1.390.396	1.419.247	1.316.059	1.343.832	1.372.071	1.274.302	
Depreciaciones		1.681.778	1.681.778	1.681.778	1.681.778	1.681.778	1.681.778	1.681.778	1.681.778	1.681.778	1.681.778	
Variación en Capital de Trabajo		-409.403	-9.076	-4.781	15.374	-4.597	-4.683	16.214	-4.517	-4.593	15.590	
Inversión		-23.544.889										
IVA		-4.944.427	734.279	782.294	3.427.854							
crédito			886.416	896.986								
débito			-152.137	-114.691								
Bono por CND			988.885									
CASH FLOW LIBRE		-28.489.316	4.265.890	3.885.399	6.564.764	3.059.228	3.067.577	3.096.341	3.014.051	3.021.093	3.049.255	2.971.670

US\$	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Energía generada - MWh	61.710	61.402	61.095	60.789	60.485	60.183	59.882	59.582	59.285	58.988
Precio de venta - US\$/MWh	67,01	68,15	69,31	70,50	64,53	65,63	66,75	60,35	61,38	62,43
Ventas	4.134.913	4.184.591	4.234.688	4.285.532	3.903.093	3.949.856	3.997.252	3.595.794	3.638.751	3.682.501
Seguros	-52.184	-53.227	-54.292	-55.378	-56.485	-57.615	-58.767	-59.943	-61.142	-62.364
Alquiler	-144.722	-146.461	-148.214	-149.994	-136.608	-138.245	-139.904	-125.853	-127.356	-128.888
Créditos y débitos	-28.205	-28.564	-28.927	-29.295	-26.974	-27.319	-27.669	-25.233	-25.558	-25.889
Asset Management	-52.184	-53.227	-54.292	-55.378	-56.485	-57.615	-58.767	-59.943	-61.142	-62.364
Garantía Banco Mundial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M	-316.830	-323.167	-329.630	-336.223	-342.947	-349.806	-356.802	-363.938	-371.217	-378.641
EBITDA	3.540.789	3.579.945	3.619.333	3.659.265	3.283.593	3.319.256	3.355.342	2.960.885	2.992.337	3.024.355
% Ventas	86%	86%	85%	85%	84%	84%	84%	82%	82%	82%
Depreciaciones	-1.681.778	-1.681.778	-1.681.778	-1.681.778	0	0	0	0	0	0
EBIT	1.859.011	1.898.167	1.937.555	1.977.487	3.283.593	3.319.256	3.355.342	2.960.885	2.992.337	3.024.355
Impuesto a las ganancias	-557.703	-569.450	-581.267	-593.246	-985.078	-995.777	-1.006.603	-888.265	-897.701	-907.306
NOPLAT	1.301.308	1.328.717	1.356.289	1.384.241	2.298.515	2.323.479	2.348.739	2.072.619	2.094.636	2.117.048
Depreciaciones	1.681.778	1.681.778	1.681.778	1.681.778	0	0	0	0	0	0
Variación en Capital de Trabajo	-4.403	-4.470	-4.498	-4.561	41.485	-4.093	-4.143	43.558	-3.636	339.233
Inversión										
IVA										
crédito										
débito										
Bono por CND										
CASH FLOW LIBRE	2.978.682	3.006.025	3.033.568	3.061.458	2.340.000	2.319.386	2.344.596	2.116.177	2.091.000	2.456.281

Fuente: Elaboración propia.

3.2 Tasa de descuento

Siendo consistente con el flujo de fondos, la tasa de descuento a aplicar debe ser una tasa en dólares. Al determinar la tasa de descuento de los FCF, en base a la metodología explicada en la segunda sección, en primer lugar se debe determinar la estructura de capital. A nivel internacional, en los proyectos de inversión en energías renovables y en las empresas que los implementan, la práctica habitual es un 70% - 30%, es decir, 70% de deuda y 30% de capital propio. Razón por la cual, esa será la estructura considerada en el cálculo de la WACC, suponiendo que la misma es la estructura del proyecto.

Luego, se debe proceder al cálculo del costo del capital propio. En este sentido, como tasa libre de riesgo se considerará, siguiendo la práctica habitual, los rendimientos de los títulos del Tesoro de Estados Unidos a 10 años, a la misma fecha de la valuación, es decir al 2 de enero de 2018, siendo la tasa del 2,46%.

Para la estimación de la prima de riesgo, se considera la prima calculada por Damodaran como diferencia entre el retorno histórico del S&P 500, y el retorno promedio del activo libre de riesgo para el período 1928-2017, la cual resulta del 6,4%.

Para el cálculo de la beta apalancada, se parte de la beta desapalancada publicada por Damodaran (2018) para el sector de energías renovables a principios de 2018, la cual es de 0,72 y se reapalanca en base a la estructura de capital 70% - 30% y la tasa de impuesto a las ganancias, resultando en una beta apalancada de 1,9.

Con respecto al riesgo país argentino, se toma como base el Emerging Markets Bond Index de JP Morgan al 02/01/2018, resultando en una prima del 3,47%.

Referente a la prima por tamaño, se supone que la empresa que evalúa llevar a cabo el proyecto es una empresa del decil 4 según la clasificación desarrollada por Inc. Morningstar (2010) en Ibbotson SBBI Valuation Yearbook (2010), siendo el decil 1 las empresas de mayor tamaño y el decil 10 las empresas de menor tamaño. Por lo cual, la prima es de 1,05%.

Dada la subjetividad presente en la aplicación de una prima de riesgo único, la misma no será considerada.

Acerca del costo de la deuda, al momento de la valuación existían líneas de financiamiento específicas para el sector de las energías renovables, con tasas diferenciales para la parte de los proyectos correspondientes al contenido nacional. En dicho contexto es que se supone un costo de la deuda del 7% anual en dólares.

Se considera, al igual que para la elaboración del flujo de fondos, una tasa de impuesto a las ganancias del 30%.

Como resultado se obtiene una tasa WACC en dólares del 9,16%.

Tabla 14
Cálculo de la Tasa de Descuento

<i>Concepto</i>	<i>Valor</i>
Costo del Capital Propio	
Beta Desapalancado	0,72
Deuda / Equity del proyecto	233%
Tasa Impuesto a las Ganancias	30,0%
Beta Apalancado	1,90
Tasa libre de Riesgo	2,5%
Prima de riesgo del Mercado	6,4%
Beta Apalancado	1,90
Costo del Capital Propio	14,6%
Prima por Riesgo Tamaño	1,1%
Prima por Riesgo País	3,5%
Prima por Riesgo Único	0,0%
Costo de Capital Propio	19,1%
Costo del Capital Propio	19,1%
Costo de la Deuda	
Costo de la Deuda	7,0%
Tasa Impuesto a las Ganancias	30,0%
Costo de la Deuda	4,9%
WACC	
Proporción Deuda	70,0%
Proporción Equity	30,0%
WACC	9,16%

Fuente: Elaboración propia.

3.3 Evaluación del proyecto

Se emplean a continuación las principales metodologías utilizadas en la evaluación de proyectos de energías renovables, es decir, TIR y VAN.

La TIR del FCF proyectado es del 10,58%. Por otro lado, la tasa WACC aplicable, en base a la estructura de capital típica de proyectos del sector es de 9,16%. Al ser la TIR mayor a la tasa de descuento, el proyecto sería aceptable y su realización agregaría valor.

Al actualizar el flujo de fondos, en función de la tasa WACC, se obtiene el siguiente flujo de fondos actualizado.

Tabla 15

Flujo de Fondos Actualizado

US\$	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cash Flow Libre Actualizado	-28.489.316	3.907.769	3.260.425	5.046.346	2.154.215	1.978.754	1.829.635	1.631.494	1.498.022	1.385.056	1.236.498
US\$	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Cash Flow Libre Actualizado	1.135.367	1.049.600	970.297	897.012	628.066	570.271	528.075	436.615	395.203	425.269	
VAN	2.474.676										

Fuente: Elaboración propia.

El VAN del proyecto bajo análisis, considerando una tasa de descuento de 9,16% es de US\$ 2.474.676. Al ser el VAN positivo, confirma la conclusión de la TIR de que la realización del proyecto, bajo la estructura de capital y demás supuestos considerados, crea valor y otorga un retorno superior a la tasa requerida, al denominado costo de oportunidad del capital.

Si bien el cálculo de la WACC y del VAN se elaboró considerando la estructura de capital típica del sector de energías renovables a nivel internacional, quizás en Argentina, no resulta sencillo acceder a tales niveles de financiamiento, incluso al momento de la evaluación, en 2018. Es por ello que, a continuación, se modelarán diferentes alternativas de estructuras de capital del parque. Al variar la proporción de deuda y de equity del proyecto, se modifica la exposición al riesgo del mismo, razón por la cual, se reapalanca beta en base a cada estructura de capital modelada.

En la Tabla 16 y en la Figura 7 se evidencia la sensibilidad del VAN a la estructura de capital del proyecto, siendo clave el acceso al financiamiento para que la ejecución del parque efectivamente genere valor. En el caso extremo de que el parque se financie 100% con capital propio, el VAN es de –US\$ 1.554.159 y la tasa de descuento de 11,59%, superando a la TIR del 10,58%, no resultando aceptable la realización del proyecto bajo los supuestos considerados.

Tabla 16

Sensibilidad del VAN a la estructura de capital

% Deuda	% Equity	Tasa de descuento	VAN
0%	100,00%	11,59%	-1.554.159
10%	90,00%	11,24%	-1.036.820
20%	80,00%	10,90%	-501.538
30%	70,00%	10,55%	52.515
40%	60,00%	10,20%	626.214
50%	50,00%	9,86%	1.220.482
60%	40,00%	9,51%	1.836.293
70%	30,00%	9,16%	2.474.676
80%	20,00%	8,82%	3.136.717
90%	10,00%	8,47%	3.823.565

Fuente: Elaboración propia.

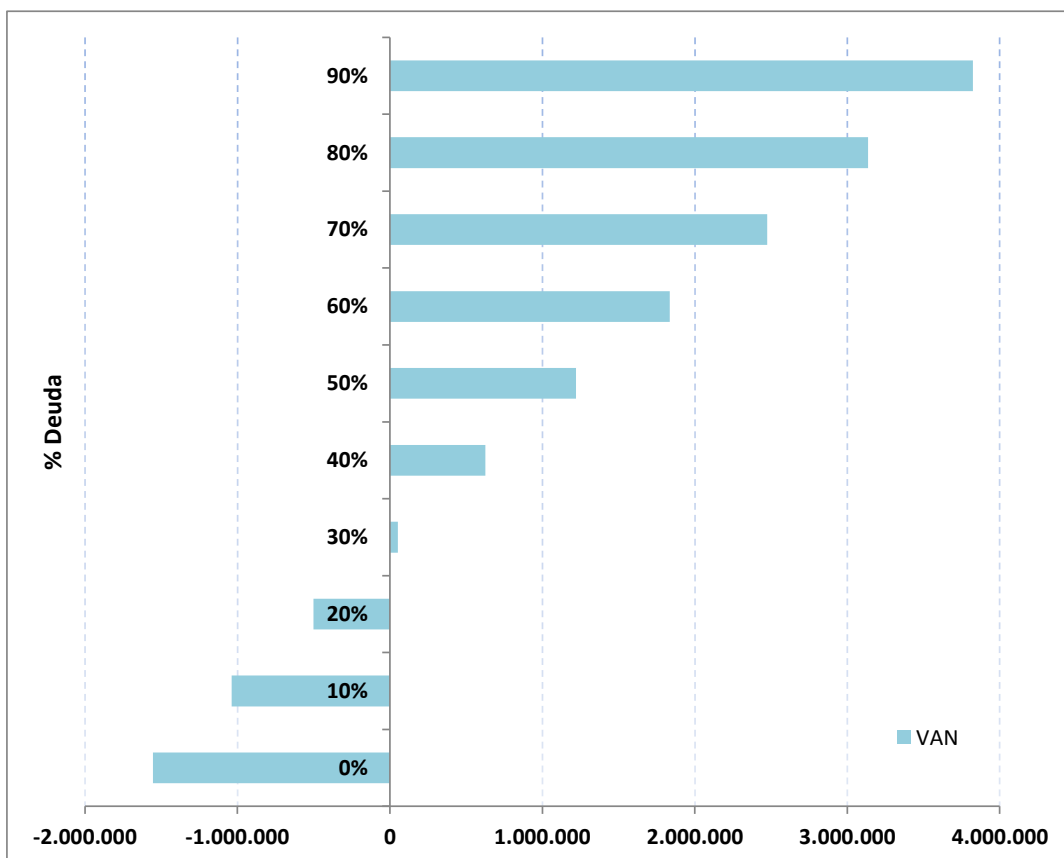


Figura 7. Fuente: Elaboración propia.

4. Conclusiones

El desarrollo de las energías renovables en Argentina, y en el mundo, es de crucial importancia en pos de alcanzar objetivos globales tales como cuidado del medioambiente, mitigación del cambio climático, garantizar el acceso universal a la energía, el crecimiento económico y el desarrollo de las naciones.

Sin embargo, para que las inversiones en el sector se hagan efectivas, se requiere, más allá de las externalidades generadas, que invertir en los proyectos del sector sea financieramente atractivo, es decir, que cree valor para el inversionista.

Argentina ha dado sus primeros pasos hacia una transición energética, ha sentado las bases a través del desarrollo del marco normativo que posibilita y regula el avance del sector.

Los resultados de las Rondas RenovAr y los primeros pasos del MATER son alentadores pero no suficientes. El país está lejos de cumplir con los objetivos del Régimen de Fomento a las Energías Renovables relativos al porcentaje de consumo de fuentes renovables y no hay indicios claros de que nos dirijamos a ello.

Son varios los aspectos que obstaculizan el desarrollo del sector. Desde el punto de vista de infraestructura la poca capacidad disponible en las líneas de transmisión representa un punto crucial. Con las redes disponibles resulta casi imposible pensar en nuevos proyectos a gran escala. Una inversión previa en infraestructura es imprescindible.

Desde el punto de vista financiero el acceso al préstamo y la posibilidad de alcanzar la estructura de capital típica a nivel mundial es un factor clave. Como quedó en evidencia en el proyecto estudiado, el VAN es muy sensible a la estructura de capital y, bajo los supuestos estudiados, un proyecto a gran escala financiado 100% con equity no genera valor para el inversor. En este sentido resulta muy importante fomentar el financiamiento al sector. En la situación sanitaria y económica reinante al momento de escribir el presente trabajo resulta difícil pensar en líneas de financiamiento al sector, más aun considerando que mucho de ese financiamiento es internacional. Si se quiere avanzar en el camino de las energías limpias es crucial que, superada la situación actual se desarrollen instrumentos o incentivos que fomenten el direccionamiento del capital a estos proyectos.

Un nuevo camino que las energías renovables están iniciando, en Argentina y en el mundo, es de la generación a baja escala, a través de la denominada energía

distribuida. Estos proyectos no son proyectos de ingresos sino de ahorros de costos para los usuarios que los desarrollan. Al reducir la escala permiten sortear desafíos como la baja capacidad de transporte y facilitar la obtención de financiamiento.

En las sucesivas Rondas RenovAR (a excepción de MiniRen por su menor escala) se evidencia una caída en los precios licitados. Si esta situación no va acompañada de una reducción de costos y de los montos de inversión, y dado que las tasas de interés en el país se encuentran muy lejos de las de otros países con fuerte desarrollo del sector, la situación financiera de los proyectos se verá más comprometida.

En este sentido resulta clave el avance tecnológico nacional e internacional que permita reducir costos, así como el desarrollo y aplicación de mecanismos que permitan “internalizar” las externalidades positivas que los proyectos generan.

Tal como se expuso, el desarrollo de las energías renovables produce beneficios sociales y ecológicos que exceden al inversor en proyectos de esta índole pero que no quedan en él y no forman parte de su flujo de fondos. Es por ello que la efectiva y correcta aplicación de los beneficios fiscales, arancelarios y financieros ideados por el Régimen de Fomento adquiere gran importancia. Así como su obtención a tiempo o incluso la reducción en los tiempos de obtención legislados. Por ejemplo, en el caso del proyecto estudiado si los beneficios de certificado fiscal y devolución anticipada de IVA se obtuvieran más ágilmente, se reduciría considerablemente la inversión necesaria, mejorando el rendimiento del proyecto y su creación de valor.

Por dichas razones el desarrollo de las energías renovables en Argentina requiere de una política de Estado, de un impulso y un acompañamiento al sector, que traspase toda bandera política, dirigida a superar los obstáculos que experimenta para su crecimiento y así crear valor, para el inversionista y para el país.

5. Referencias bibliográficas

- Attala A. (2015): “Decisiones de inversión en activos fijos”. Rosario, Argentina.
- Bertolotto Yecguanchuy J.: “La inflación en la evaluación de inversiones: una revisión al enfoque tradicional”. Lima, Perú.
- Bodie Z. y Merton R. C. (1999): *Finanzas*. Naucalpan de Juárez, México: Prentice Hall.
- BP plc (2019): “Statistical review of world – all data, 1965-2018” [en línea], <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>> [última consulta el 11-03-20].
- Brealey R. A., Myers S. y Allen F. (2015): *Principios de Finanzas Corporativas*. México: McGraw-Hill.
- CAMMESA, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (2019): “Principales variables MEM resultados anual 2019” [en línea], <<https://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Pages/Informes%20por%20Categor%C3%ADa%20Publico/Varios/anual.aspx>> [última consulta el 14-03-20].
- _____ (2020): “Informe renovables marzo 2020” [en línea], <<https://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Mater/Informe%20Renovables%20MAR%202020.pdf>> [última consulta el 18-03-20].
- Damodaran, A. (1996): *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset*. Nueva York, Estados Unidos: John Wiley & Sons Inc.
- _____ (2002): *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset*. Nueva York, Estados Unidos: John Wiley & Sons Inc.
- _____ (2014): *Applied Corporate Finance*. Nueva York, Estados Unidos: John Wiley & Sons Inc.
- _____ (2018): [en línea], < <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>> [última consulta el 27-04-20].
- Decreto N° 531/2016 [en línea], <<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/255000-259999/259883/texact.htm>> [última consulta el 07-04-20].
- Fauss J. y Pradas L. (2001): *Políticas y Decisiones Financieras para la Gestión del Valor en las Empresas*. Navarra, España: IESE Business School.

- Fisher I. (1896): "Appreciation and Interest". Nueva York, Estados Unidos.
- Fraile G. y Sarria Allende V. (2006): "Evaluación de Proyectos de Inversión en Inflación". Buenos Aires, Argentina: ACES.
- Hamada, R. (1972): "The Effect of the Firm's Capital Structure on the Systematic Risk of Common Stocks". The Journal of Finance.
- Inc. Morningstar (2010): *Ibbotson S&P 500 Valuation Yearbook (2010)*. Ibbotson Associates.
- Ley N° 26.190 (2006) [en línea], <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123565/texact.htm> [última consulta el 09-04-20].
- Ley N° 27.191 (2015) [en línea], <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/texact.htm> [última consulta el 04-04-20].
- MINEM, Ministerio de Energía y Minería (2016): "Energías renovables en Argentina nuevo marco regulatorio y perspectivas 2016" [en línea], [https://www.minem.gob.ar/archivos/Reorganizacion/renovables/presentaciones/ARGENTINA - Energias Renovables - Nuevo Marco Regulatorio y Perspectivas 2016.pdf](https://www.minem.gob.ar/archivos/Reorganizacion/renovables/presentaciones/ARGENTINA_-_Energias_Renovables_-_Nuevo_Marco_Regulatorio_y_Perspectivas_2016.pdf) [última consulta el 25-03-20].
- ONU, Organización de las Naciones Unidas (2015): "Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos" [en línea], <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/> [última consulta el 09-03-20].
- Orsi F. (2019): "Valuación de Empresas por la Metodología del Descuento de Cash Flow (DCF)". Rosario, Argentina.
- Paolini F. y Sarria Allende V. (2011): "Evaluación de Proyectos de Inversión: Una Nota Introductoria". Buenos Aires, Argentina: ACES.
- Pereiro L.E. y Galli M.: "La Determinación del Costo del Capital en la Valuación de Empresas de Capital Cerrado: una Guía Práctica". Buenos Aires, Argentina.

Resolución N° 281-E/2017 [en línea],
<<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/275000-279999/278429/texact.htm>> [última consulta el 08-04-20].

Ross S. A., Westerfield R. W. y Jaffe J. F. (2012): *Finanzas corporativas*. México: McGraw-Hill.

Sapag Chain, N. y Sapag Chain, R. (1991): *Preparación y Evaluación de Proyectos*. Naucalpan de Juárez, Ciudad de México, México: McGraw-Hill.

Sapag Chain, N. (2011): *Proyectos de inversión Formulación y evaluación*. Santiago de Chile, Chile: Prentice Hall.

U.S. Department of the Treasury [en línea], <<https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yieldYear&year=2018>> [última consulta el 02-05-20].

Van Horne, J.C. y Wachowicz, J.M. (2002): *Fundamentos de administración financiera*. Naucalpan de Juárez, México: Pearson.