

Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Escuela de Negocios y Administración Pública

MAESTRÍA EN FINANZAS

TRABAJO FINAL DE MAESTRÍA

Las barreras al financiamiento local.
Estudio de la estructura de capital en la Industria de
Energía Renovable, 2015 ~2018.

Barriers to local financing.
Analysis of the local Renewable Energy Industry capital
structure, 2015 ~ 2018.

AUTOR: MARINA MICAELA CUADRADO

DIRECTOR: GUSTAVO TAPIA

FEBRERO, 2021

Índice

| | |
|---|------------|
| 1. Introducción..... | 4 |
| 1.1 Metodología y técnicas..... | 7 |
| 2. Marco teórico..... | 10 |
| 2.1. Fuentes de financiamiento | 11 |
| 2.1.1 Leasing | 11 |
| 2.1.2 Fideicomisos Financieros | 12 |
| 2.1.3 Cartas de Crédito | 13 |
| 2.1.4 Créditos Financieros | 14 |
| 2.1.5 Obligaciones negociables | 17 |
| 2.1.6 Acciones..... | 20 |
| 2.2. Estructura óptima de Capital..... | 21 |
| 3. Análisis Contextual | 29 |
| 3.1 Factor Político y Regulatorio. | 31 |
| 3.2 Factor Económico..... | 39 |
| 3.3 Factor Social. | 61 |
| 3.4 Factor Tecnológico. | 70 |
| 4. Análisis y decisiones de financiamiento..... | 83 |
| 5. Evolución de los principales indicadores..... | 110 |
| 6. Estructura de capital & Trade Off | 121 |
| 7. Conclusiones | 131 |

1. Introducción

Las empresas de energía renovable tomaron mayor peso en los últimos años debido a la falta de eficiencia de la producción energética normal, las necesidades de la demanda y por su incidencia en el medio ambiente. A nivel global, se observa un significativo desarrollo como también, a nivel nacional. A pesar de ello, la falta de promoción; sus elevados costos de iniciación; escasa tecnología; falta de regulación, incentivo y fomento en el financiamiento genera mayores dificultades para su desarrollo (Chevez, Martini y Discoli, 2016). Esto, se evidencia tanto en los niveles de producción a escala nacional, como a nivel corporativo en la estructura de capital establecida por las empresas. Además, los cambios que se producen en el mercado financiero repercuten directamente en tal estructura.

En este contexto, el objetivo general del presente trabajo radica en el análisis de las condiciones y accesos del financiamiento local y cómo repercute en la decisión de optar por recursos propios y/o de terceros, es decir, en su estructura de capital. En cuanto a recursos de terceros, como fuente de financiamiento, predominó el análisis en la relación de la accesibilidad de las fuentes locales y ante posibles barreras para recurrir a aquellas, cómo influye en la solicitud de fuentes externas y su repercusión en los costos de capital. Para ello, se utilizó el diseño metodológico mixto con la finalidad de realizar el análisis de manera integral. Por lo tanto, el planteo de objetivos específicos tuvo un enfoque cuantitativo y cualitativo.

Los motivos por los cuales se desarrolló la investigación radicaron en aplicar los conocimientos adquiridos en la Maestría de Finanzas, orientación Finanzas Corporativas, en la UBA. Tales conocimientos, permitieron indagar el impacto de la accesibilidad o no de las diversas fuentes de financiamiento local que se pueden adaptar a la estructura de capital, en la industria de energía renovable. Para ello, se analizó cómo el acceso a las diferentes fuentes locales y externas, en caso de no poder recurrir a las primeras o no, resulte conveniente en términos de costos financieros, cómo repercute en sus ratios de deuda y “*equity*”. También, la coyuntura financiera influye en el análisis, por tal motivo se considera de utilidad su comprensión y contextualización.

Todas las organizaciones se encuentran ante el escenario de tomar decisiones de inversión y de financiamiento, son inherentes a su funcionamiento. De acuerdo con el lineamiento teórico de Perossa (2010), las decisiones de inversión corresponden a la administración y

gestión de sus activos mientras que las decisiones de financiamiento se refieren al lado derecho del balance de las empresas. Este comprende al pasivo, fuente de financiamiento/capital de terceros, y el patrimonio neto, fuente de financiamiento/capital propio, es decir, de sus accionistas y/o propietarios. Por lo tanto, las dos decisiones, importantes para la gestión financiera, indican que también involucran una decisión implícita, que es la de estructura de capital, la cual comprende esa posición del lado derecho del balance. Tal autor menciona:

No hay dudas en cuanto a la riqueza de una empresa debe relacionarse con el manejo de sus activos – para el corto plazo – y en decisiones estratégicas – proyectos de inversión- para el largo plazo, sino que también es posible maximizar el valor a través de un uso adecuado de capital propio y deuda (...). El problema de la estructura de capital significa encontrar la mejor relación deuda/capital propio que haga máximo el valor de la organización para sus dueños. (p.465).

El presente trabajo se focalizó en las decisiones de financiamiento. Para ello, se intentó abordar el impacto que genera las limitaciones o barreras en el acceso a las fuentes de financiamiento en la estructura de capital en una empresa argentina, productora de energía renovable.

Las ventajas, externalidades positivas y aportes de las energías renovables para el país son claras: generación de empleo, actividades productivas locales, inversiones federales, diversificación de la matriz energética, generación de energía no contaminante, transformación productiva de áreas antes inaprovechadas, provisión de energía a entornos aislados y reducción de emisiones de gases son algunas de las más evidentes (...). El sendero es intransitable sin unas condiciones financieras que acompañen con plazos y tasas de interés que den viabilidad al desarrollo del sector. El actual contexto luce poco claro sobre la factibilidad de contar con dicho acompañamiento en el corto plazo (...). La “tormenta financiera” que comenzó a transitar la Argentina a fin de abril de 2018 sin dudas es un condimento coyuntural que complica el financiamiento de los proyectos. (Cámara Argentina de Energías Renovables, (CADER, 2018).

Entonces, ¿por qué focalizar el tema únicamente en una empresa generadora de energía renovable? En respuesta a la pregunta, se podría mencionar que a nivel global el desarrollo del sector se encuentra dejando huellas importantes tanto a nivel social, económico y

ambiental. Además, la crisis energética argentina conlleva a cuestionarse los recursos no renovables de generación de energía. Fornillo (2014) afirma “La Argentina atraviesa una crisis de difícil resolución, dado que cuenta con amplios reservorios de *shale-gas*, con costos y riesgos ecológicos altísimos, al tiempo que su balanza energética ha comenzado a ser altamente deficitaria”. Según el Instituto Argentino de la Energía (2018), la balanza comercial energética del mes de agosto se muestra deficitaria en 621 millones de dólares.

Consecuentemente, se plantean los siguientes interrogantes a responder en el transcurso del trabajo: ¿Cuáles son las dificultades a las que se enfrenta una empresa de energía renovable para continuar con su actividad ante un escaso financiamiento local? ¿Con qué cambios se enfrenta las decisiones financieras ante la volatilidad en el tipo de cambio y/o tasa de interés? ¿Cómo se favorece con incentivos gubernamentales? ¿Cómo repercute en su costo de capital? ¿Cómo afecta su constancia?, ¿Qué condiciones prevalecen para lograr una estructura óptima de capital?

Por lo tanto, el objetivo general consiste en analizar las condiciones de financiamiento para una empresa argentina, generadora de energía renovable, y la relación con su estructura de capital desde el año 2015 hasta el año 2018, inclusive. En tanto, los objetivos específicos consisten en:

- Analizar la accesibilidad a las fuentes de financiamiento local y externo, su relación con la coyuntura financiera, el impacto en la estructura de endeudamiento y costos de capital.
- Analizar el ratio “*Equity/Total Value*” y su relación con las barreras al financiamiento local.
- Analizar si es posible lograr una estructura óptima de capital ante un escenario exiguo del financiamiento local.

En consiguiente, las **HIPOTESIS** desarrolladas, vinculadas con cada objetivo específico, se presentan en el mismo orden de aquellos:

- Las barreras al financiamiento local conllevan a su búsqueda en el mercado externo, enfrentar mayores costos financieros y riesgos de default.
- Recurrir al mercado externo como fuente de financiamiento, permite mantener el ratio “*Equity/Total Value*” constante.

- En un contexto de escasez en las fuentes de financiamiento local, no se puede determinar una estructura óptima de capital.

1.1 Metodología y técnicas.

Para cumplir con los objetivos establecidos, el diseño metodológico utilizado fue el mixto, dado que permite una mejor comprensión de las variables elegidas. Sampieri, Fernández Collado y Baptista Lucio (2010) refiere que el análisis se realiza de manera integral, completa de acuerdo con el tema abordado y con una visión holística. Es decir, analizar el tema desde sus diferentes aristas, escenarios e indagar aquellos en mayor profundidad. En consecuencia, el planteo de objetivos presenta un enfoque *cuali-cuanti*, haciendo referencia a la necesidad de un estudio mixto. El enfoque que predominó en la investigación es el cuantitativo.

En el diseño metodológico mixto elegido, se caracterizó por ser transformativo concurrente ya que tuvo de sustento una base teórica que sirvió de guía el trabajo, la cual se detallará en el apartado 2 de acuerdo con el concepto de estructura óptima de capital. Al haber sido concurrente, se integró el método cuantitativo y cualitativo. Sampieri (2010) afirma:

Este diseño conjunta varios elementos de los modelos previos: se recolectan datos cuantitativos y cualitativos en un mismo momento (concurrente) y puede darse o no mayor peso a uno u otro método, pero al igual que el diseño transformativo secuencial, la recolección y el análisis son guiados por una teoría, visión, ideología o perspectiva, (...). Su finalidad es hacer converger la información cuantitativa y cualitativa, ya sea anidándola, conectándola o logrando su confluencia. (p. 577)

Los datos cuantitativos y cualitativos se recolectaron en el mismo momento y consistieron en registros históricos, documentos de la muestra concurrente. Aquellos, se detallan en el cuadro 1 del presente apartado. La muestra seleccionada fue intencional, ya que se eligió a Genneia SA., la cual se caracteriza por no cotizar en bolsa, pero cuenta con información pública de sus estados contables, memorias y anexos. En cuanto al procedimiento analítico, los datos fueron consolidados para analizarlos en su conjunto, comparando los datos cuantitativos con los cualitativos.

Desde el proceso cualitativo, según los lineamientos de Sampieri, Fernández Collado y Baptista Lucio (2010), se focaliza en comprender y profundizar los fenómenos cuyas variables no son controladas ni manipuladas. Tal proceso, se realizó para responder al interrogante de investigación: ¿Cuáles son las dificultades a las que se enfrentan las empresas de energía renovable para continuar con su actividad ante un escaso financiamiento local? Para ello, se observaron los hechos que ocurrieron en el periodo de estudio, con una visión holística. Consecuentemente, se tomaron notas a fin de generar datos y acotar los mismos para brindar respuesta. Las anotaciones no fueron secuenciales y la recolección de datos como el análisis ocurrió en paralelo.

Por lo tanto, para realizar el análisis se llevó a cabo un proceso de codificación y/o segmentación con la finalidad de destacar las principales dificultades a las que se enfrenta la empresa. El proceso analítico se documentó mediante memos.

En cuanto al proceso cuantitativo, el diseño es no experimental, transversal y correlacional. El motivo radica en que se buscó explicar la relación de las variables y la recolección de datos se realizó en un único momento. En cuanto a la recolección de datos son secundarios: revisión de documentos, registros públicos y archivos electrónicos. En principio, el análisis de los mismos se llevó a cabo a través de la estadística descriptiva mediante las medidas de tendencia central, el uso de tasas, razón y coeficientes de correlación. Este último con la finalidad de determinar la confiabilidad.

Finalmente, en el cuadro 1 se observa un resumen del diseño elegido para el desarrollo de la investigación y en el cuadro 2 el detalle de las variables de investigación.

| Preguntas de investigación. | Objetivos específicos | Fuente de datos/Instrumento de recolección. | Metodología/Técnicas de procesamiento para analizar los datos |
|--|---|---|--|
| ¿Cuáles son las dificultades a las que se enfrenta la empresa de energía renovable, tomada como muestra, para continuar con su actividad ante un escaso financiamiento local? ¿Presenta riesgos o cambios en sus decisiones de financiamiento ante la presencia de volatilidad en el tipo de cambio y/o tasa de interés? ¿El financiamiento puede ser suplido o favorecido por incentivos gubernamentales? | Analizar la accesibilidad a las fuentes de financiamiento local y externo, su relación con la coyuntura financiera, el impacto en la estructura de endeudamiento y costos de capital. | <u>Instrumento de recolección.</u> Observación. Documentos, registros y materiales: documentos grupales, documentos y materiales organizacionales y registros en archivos públicos. <u>Fuente.</u> Páginas Web: Instituto Argentina de Energía, Banco Central de la República Argentina (BCRA), revistas científicas, INDEC, Ministerio de Energía, Cámara Argentina de Energías Renovables. Diarios, sección finanzas y economía. | Enfoque cualitativo, anotaciones, segmentación y memos analíticos. |
| ¿Cómo repercute en su costo de capital? ¿Es posible que aquel permanezca constante? | Analizar el ratio "Equity/Total Value" y su relación con las barreras al financiamiento local. | <u>Instrumento de recolección.</u> Datos secundarios: revisión de documentos, registros públicos de los Estados Contables de las empresas y archivos electrónicos, como Memorias y Anexos. <u>Fuente.</u> Páginas Web: Comisión Nacional de Valores, Web de las empresas seleccionadas en la muestra. | Enfoque cuantitativo, no experimental, transversal, correlacional / Estadística descriptiva. |
| ¿Es posible que logre una estructura de capital óptima? | Analizar si la empresa generadora de energía renovable ("Muestra") logra una estructura óptima de capital ante un escenario exiguo del financiamiento local. | | |

Cuadro 1. Diseño Metodológico. Elaboración propia.

| VARIABLES | DESCRIPCIÓN |
|-----------------------------|---|
| ROA | Rentabilidad sobre el Activo (Utilidad Operativa/ Activo Total) |
| ROE | Rentabilidad sobre el Capital (Utilidad Neta/ Ventas) |
| ROS | Rentabilidad sobre las Ventas (Utilidad Neta/ Ventas) |
| Liquidez Corriente | Indicador de liquidez (Activo Corriente/ Pasivo Corriente) |
| Endeudamiento | Indicador: Deuda total/ Patrimonio Neto |
| Solvencia | Indicador: Patrimonio Neto/Deuda Total |
| Rotación de Intereses | Utilidad operativa antes de intereses / Intereses |
| Multiplicador | Activo Total/ Patrimonio Neto |
| RD | Rendimiento requerido por los acreedores financieros |
| Rf | Tasa libre de riesgo |
| Riesgo de Cesación de pagos | Según informa el mercado. |
| RE | Rendimiento requerido por los accionistas |
| Riesgo de Volatilidad | Según informa el mercado |

| | |
|-------------------------------|---|
| TotalValue | $VL = VU + V_{efi} - V_{cif}$ |
| Ratio "Debt/Total Value" | Razón de deuda a valores de mercado |
| Ratio "Equity/ Total Value" | Razón de "Equity" a valores de mercado. |
| Kwacc/Costo de Capital | $Kwacc = RD(1-T)*D/V + RE*E/V$ |
| Coyuntura financiera | Comunicaciones del BCRA sobre financiamiento, y encajes monetarios impuestos por éste órgano. Información en las entidades financieras de acuerdo a su status como prestamista. Políticas cambiarias, de promoción e incentivo a la financiación. |
| Disponibilidad de Información | Accesibilidad a la información y promoción de financiamiento en la industria. |
| Preferencia de financiamiento | Viabilidad política empresarial de acuerdo con la accesibilidad de financiamiento. |

Cuadro 2. Variables de Investigación. Elaboración propia.

2. Marco teórico.

En este apartado se introduce en los conceptos que permitirán dar sustento teórico al desarrollo del trabajo y cumplimiento de los objetivos.

“La política de financiamiento varía tanto de industria a industria como de empresa a empresa” (Brealey, Myers y Allen, 2010, p.387). Según aquellos autores, existe una brecha entre el efectivo que una empresa necesita y el efectivo que genera internamente, tal brecha la denomina déficit financiero. En base a este concepto, considera que para lograr su compensación se deben vender más acciones o contraer préstamos. Ante este escenario se enfrenta a decisiones básicas de financiamiento: ¿cuántas utilidades se deben reinvertir en el negocio en lugar de pagarse a los accionistas? y ¿qué proporción del déficit debe ser financiada con préstamos en lugar de emisión de acciones? Las corporaciones captan fondos en dos formas principales: emitiendo capital o emitiendo deuda. Como a los prestamistas no se les considera dueños de la empresa, recibirán pagos regulares de interés y capital, pero no tienen ningún derecho a voto. Los pagos de interés de la compañía se consideran un costo, por lo que se deducen del ingreso gravable. Así que el interés se paga del ingreso antes de impuestos, mientras que los dividendos sobre las acciones comunes y preferentes se pagan del ingreso después de impuestos. Es decir, el gobierno otorga un subsidio fiscal sobre el uso de la deuda que no se constituye en capital.

Madura (2009) afirma:

Las corporaciones pueden considerar una oferta de capital en su país, en la cual los fondos están denominados en la moneda local. En segundo lugar, pueden examinar una oferta de capital global, en la que emiten acciones en su país y otro(s) país(es)

(...) Las acciones se inscriben en la bolsa de valores del país, para que los inversionistas locales puedan vender su posesión de acciones. En tercer lugar, las corporaciones pueden ofrecer una colocación privada de capital a las instituciones financieras de su país. Por último, pueden ofrecer una colocación privada de capital a instituciones financieras en el país en el que se expanden (...) Sin embargo, es posible que las corporaciones no obtengan todos los fondos que necesitan con una colocación privada. El financiamiento debe provenir de un número limitado de inversionistas grandes que estén dispuestos a mantener la inversión durante un periodo largo, porque el capital tiene liquidez limitada. (p. 483)

Entonces, la decisión de cuanto flujo de efectivo se necesita para financiar el capital de trabajo y proyectos de inversión; cuánto deuda y/o cuánto capital propio es óptimo, definirá la estructura de capital de la organización. Para ello, en el apartado 2.1 se exponen las principales fuentes de financiamiento, de las cuales no se intenta explicar su tecnicismo sino su explicación frente a las posibles alternativas accesibles y, en el apartado 2.2 se desarrolla la teoría de la estructura óptima de capital.

2.1. Fuentes de financiamiento

De acuerdo con los lineamientos de los autores Tapia y Aire (2011), existen diversas fuentes de financiamiento que se ajustan a las características de cada negocio y el producto o servicio que ofrece. Por tal motivo, se procede a exponer las principales fuentes a las que recurren las empresas de energía renovables, profundizando aún más en aquellas de mayor participación en el mercado.

2.1.1 Leasing

Consiste en disponer de un bien para su usufructo, pagando un alquiler en vez de adquirir su propiedad. El alquiler se devenga en forma acelerada, de modo que antes de finalizar su vida útil se pueda ejercer la opción de compra sobre el mismo. Esta operatoria permite disponer del bien sin tener la necesidad de hacer una erogación de fondos, la cual puede utilizarse con otro fin. A la fecha de vencimiento se puede adquirir el bien mueble o inmueble arrendado; no ejercer opción de compra bajo la entrega del bien o renovar el contrato.

González Isolio y Tapia (2017) mencionan tres principales tipos de leasing. Entre ellos, se destaca el financiero en el cual el arrendatario se encuentra obligado a pagar el alquiler

durante todo el contrato sin opción de rescindirlo, salvo acuerdo conjunto y, el arrendador solo se encuentra obligado a la entrega del bien, no así a su reparación o mantenimiento. Segundo, el operativo cuya diferencia con el anterior radica en que el arrendatario tiene la posibilidad de rescindir contrato en forma unilateral y el arrendador brinda mantenimiento o reemplazo del bien. Tercero, el “*Sale and lease back*”, en éste el arrendatario ya obtuvo el bien el cual se lo vende al arrendador para que le constituya contrato de alquiler nuevamente.

Pascale (2009) agrega que el financiero es más bien un contrato de largo plazo y así el costo se cancela en su totalidad. A diferencia del operativo que, en mayor medida, su duración es de corto plazo, el cual es menor que la vida útil del bien. Esto, significa que los pagos que realiza el arrendatario no llegan a cubrir el valor del bien. Entonces, para mitigar ese efecto se le da la posibilidad al arrendador de renovar contrato o vender el bien al valor residual.

2.1.2 Fideicomisos Financieros

Con estos instrumentos se trabaja con la securitización, la cual consta de transformar activos reales de larga duración en títulos negociables con el objeto de obtener liquidez a cambio de su negociación. La garantía de esta fuente radica en el activo subyacente, el cual actúa como respaldo a la emisión. En el proceso existen varios participantes, uno de ellos es el Fiduciante que es la persona o entidad jurídica poseedora de determinados activos que desea obtener financiación para aplicarla a un objeto específico. El fiduciario, es la entidad encargada de realizar el objeto del fideicomiso y administra los bienes recibidos, interactúa con los inversores, rinde cuentas tanto a los fiduciantes como beneficiarios. Éste, no puede ser el originante ni el beneficiario, solamente actúa como diligente administrador de un negocio y cobra una comisión por ello. Los beneficiarios o inversores, en la mayoría de los casos suelen ser los mismos originantes, en el caso de los fideicomisos como ingeniería financiera se busca obtener fondos para realizar una actividad específica. Por ello, los beneficiarios serán normalmente inversores externos atraídos por la rentabilidad del negocio. A cambio de su aporte de liquidez, recibirán títulos negociables en el mercado si el fideicomiso posee oferta pública. El fideicomisario, puede ser el mismo beneficiario, la diferencia radica en que estos tienen la posibilidad de quedarse con los remanentes del patrimonio fideicomitado. Por último, el “*underwriter*”, interviene en el proceso coordinando las distintas instancias de este, asesorando en el volumen, estructura, y plazo

de emisión. Habitualmente suele ser una entidad financiera, banco de inversión o agente bursátil.

2.1.3 Cartas de Crédito

Las cartas de crédito son una forma de financiar las exportaciones e importaciones. González Isolio y Tapia (2017) mencionan que:

El exportador se garantiza el cobro de la venta, siempre que los documentos enviados al importador estén completos y el importador se garantiza no pagar al exportador hasta no tener la certeza que toda la documentación este cumplida en fecha y forma con sus obligaciones. (p.34)

En el proceso intervienen dos bancos, el del exportador y el banco del importador. El exportador se enfrenta al riesgo de crédito, motivo por el cual realiza la solicitud al banco local para que confirme la carta de crédito y asegurarse que el banco emisor (del importador) cumpla con todas sus responsabilidades. Madura (2009) afirma que, el importador debe pagarle al banco emisor la cantidad de la carta de crédito más las cuotas acumuladas asociadas con la obtención de la carta de crédito. El banco emisor de la carta realiza un análisis crediticio en el cual se evalúa la solvencia del importador ya que dicha entidad se encuentra obligada a cumplir con los pagos, aunque el importador no disponga de fondos suficientes en la cuenta. Para ello, el exportador se encuentra obligado a presentar documentación que respalde la transacción en su banco como ser la factura comercial; el giro en el cual se establece la promesa del exportador de cumplir su parte de la operación; el permiso de embarque aéreo, marítimo o terrestre. Éste último, es el más importante ya que es requisito para que el importador pueda retirar la mercadería y el banco no lo endosará al importador hasta tanto no haya realizado el pago.

Habiendo recibida la documentación, el banco del importador emite la aceptación bancaria. De no querer el exportador esperar hasta la fecha determinada de cobro puede vender aquella en el mercado de dinero, recibiendo fondos en una cuantía inferior de ese modo. Es decir, con la aceptación bancaria el exportador mitiga el riesgo crediticio y el importador se asegura que la mercadería le sea enviada y evitar el pago por anticipado.

El exportador no necesita inquietarse sobre el riesgo crediticio del importador y, por tanto, puede penetrar en nuevos mercados extranjeros sin preocuparse por el riesgo crediticio de los clientes potenciales. Además, el exportador enfrenta poca exposición al riesgo político o a los controles de cambio impuestos por un gobierno, ya que, por lo general, están autorizados a cumplir con sus compromisos de pagos aun cuando estos controles son impuestos. (Madura, 2009, p.520)

2.1.4 Créditos Financieros

Cuando una institución pública o privada requiere financiamiento (...) tiene como alternativa recurrir al sistema financiero tradicional, es decir tomar un préstamo de un banco, o de un grupo de bancos, o recurrir al mercado de capitales, donde podrá financiarse tomando dinero directamente de los ahorristas, evitando la intermediación del banco. (Mas, 2012, p.1)

En el presente subapartado se subraya la fuente en la cual el sistema financiero tradicional es protagonista. Y, de acuerdo con los lineamientos de Tapia y Aire (2011) la entidad financiera realiza un análisis crediticio del solicitante y ofrece a cambio las líneas de crédito disponibles acordes a cada situación. Existen diversas líneas que se ofrecen de acuerdo con la necesidad del solicitante, algunas de ellas se aplican a financiar el capital de trabajo; adquisición, refacción o expansión de bienes de uso; exportaciones e importaciones. Algunas de ellas no requieren garantías u otras sí mediante hipotecas, prendas o avales. Mientras que la apertura de líneas no implica el uso efectivo de los fondos, el otorgamiento de un préstamo financiero implica la disponibilidad total de los fondos prestados, independientemente de la necesidad real de los mismos en cuanto a tiempos y magnitudes. Los sistemas que otorgan fondos por la cantidad y plazos precisos suelen ser más onerosos por este mismo motivo.

También, se encuentra la sindicación del crédito, generalmente utilizado para montos de deuda significativos y de mayor plazo. Ross, Westerfield y Jaffe (2012) explica que un banco acuerda un préstamo y vende partes de éste a un consorcio conformado por otros bancos, los cuales tienen un contrato individual con el prestatario.

Luego de estar aprobado por la entidad financiera y obtenido el préstamo, se amortiza el mismo. Esto comprende la extinción de la deuda mediante el pago del capital, también llamado principal. Los sistemas de amortización más comunes son el francés, el cual las cuotas son constantes debido al capital creciente e intereses decrecientes ya que se calculan

sobre el saldo y disminuyen en la medida que se abona el capital. El sistema alemán tiene una amortización de capital constante y, por lo tanto, los intereses se calculan sobre un saldo que disminuye en toda la vida del instrumento, representan una progresión aritmética decreciente. La cuota del servicio de deuda (capital e interés) es decreciente. En cambio, en el sistema americano, solamente se abonan intereses mientras que el capital en una sola cuota al vencimiento.

López Dumrauf (2006) menciona que también existe una cuota denominada “*balloon*”, por la cual se intenta conseguir una reducción en la cuota del préstamo mediante un pago extraordinario. Esto suele generarse en periodos de tiempo en el cual el deudor cuenta o proyecta con ciertos ingresos para cubrir esa cuota de mayor valor en un periodo y, luego la cuota periódica disminuya. Además, tal autor hace hincapié en que el IVA sobre los intereses y las comisiones sobre el capital forman parte del total del servicio de deuda y, por lo tanto, tienen efecto sobre el costo del préstamo. Este costo resulta ser la tasa implícita que iguala el capital adeudado con el valor presente del total de las cuotas incluyendo esos conceptos.

En consecuencia, según el tipo de amortización el rendimiento de capital propio tendrá su variación. El autor deduce que, si el rendimiento del proyecto es mayor al costo de deuda, aumenta la TIR del capital propio, y éste es mayor cuando más grande sea el apalancamiento. De los tres sistemas de amortización, el americano es que posee mayor apalancamiento dado que el capital se amortiza al vencimiento, representando un mayor riesgo para el prestamista y, en consecuencia, mayor rendimiento sobre el capital propio y ahorro fiscal. Esto último ocurre porque la devolución del capital se realiza al vencimiento, mayor son los intereses a pagar por la deuda, entonces mayor el ahorro fiscal. El sistema alemán es el que más rápido amortiza capital y de los tres es el que menos intereses abona, por consiguiente, su apalancamiento es inferior, genera menor rendimiento sobre capital propio y menor ahorro fiscal.

Tabla 1
Sistemas de Amortización

| Sist. Americano | Año 0 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 |
|-----------------|----------|---------------|------------|------------|--------------|
| Ingresos | | 150.000,00 | 150.000,00 | 150.000,00 | 150.000,00 |
| Amortización | | | | | - 100.000,00 |
| Interes | - | 5.000,00 | 5.000,00 | 5.000,00 | 5.000,00 |
| Servicio | - | 5.000,00 | 5.000,00 | 5.000,00 | 105.000,00 |
| Tax Shield | | 1.750,00 | 1.750,00 | 1.750,00 | 1.750,00 |
| Flujo: | -300.000 | 141.750,00 | 141.750,00 | 141.750,00 | - 58.250,00 |
| TIR | | 12,77% | | | |

| Sist. Francés | Año 0 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 |
|---------------|-----------|--------------|------------|------------|------------|
| Ingresos | | 150.000,00 | 150.000,00 | 150.000,00 | 150.000,00 |
| Amortización | - | 23.201,18 | 24.361,24 | 25.579,30 | 26.858,27 |
| Interes | - | 5.000,00 | 3.839,94 | 2.621,88 | 1.342,91 |
| Servicio | - | 28.201,18 | 28.201,18 | 28.201,18 | 28.201,18 |
| Tax Shield | - | 1.750,00 | 1.343,98 | 917,66 | 470,02 |
| Flujo: | - 300.000 | 91.847,63 | 92.253,65 | 92.679,98 | 93.127,61 |
| TIR | | 8,92% | | | |

| Sist. Alemán | Año 0 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 |
|--------------|-----------|--------------|------------|------------|------------|
| Ingresos | | 150.000,00 | 150.000,00 | 150.000,00 | 150.000,00 |
| Amortización | - | 25.000,00 | 25.000,00 | 25.000,00 | 25.000,00 |
| Interes | - | 5.000,00 | 3.750,00 | 2.500,00 | 1.250,00 |
| Servicio | - | 30.000,00 | 28.750,00 | 27.500,00 | 26.250,00 |
| Tax Shield | - | 1.750,00 | 1.312,50 | 875,00 | 437,50 |
| Flujo: | - 300.000 | 88.250,00 | 91.187,50 | 94.125,00 | 97.062,50 |
| TIR | | 8,87% | | | |

Fuente: Creació propia (2020), según marco teórico de Damrauf (2006).

En la tabla 1 se pretende ilustrar a modo ejemplificador lo expuesto en el párrafo anterior, Para su cálculo, se consideró tomar deuda por 100 mil dólares a una tasa de interés del 5% para efectuar una inversión inicial de 300 mil dólares en un plazo de cuatro años. Además, para el ejemplo se utilizó una tasa impositiva del 35%.

Mas (2012) indica que bajo este concepto existe la intermediación bancaria que conlleva a la ganancia que obtiene el banco por su actividad de intermediación. Aquella ganancia está en el spread que cobra, es decir la diferencia entre la tasa pasiva, que le paga a los inversores y la tasa activa, que les cobra a los tomadores. Las tasas estarán dadas de acuerdo con la coyuntura macroeconómica y también las condiciones dadas del sistema financiero ya que como menciona Madura (2009) los bancos también pueden tener descalces financieros por aceptar depósitos a corto y ofrecen préstamos a largo, los vencimientos de sus activos y pasivos no coinciden. Ante una suba de tasas de interés, el banco abona una tasa pasiva más alta mientras que puede tener tasas más bajas congeladas a cobrar en préstamos de largo plazo. Por tal motivo, a plazos más largos es más habitual que los bancos ofrezcan financiamiento a tasas variables a fin de mitigar ese riesgo.

2.1.5 Obligaciones negociables

Cuando las necesidades de financiación externa superan montos o riesgos aceptables por el mercado de dinero, pueden canalizarse a través del mercado de capitales, mediante la colocación de títulos de deuda, denominadas obligaciones negociables. Si bien pueden transmitirse por oferta privada, su captación por intermedio de oferta pública amplía las posibilidades de colocación de deuda, ya que el mercado secundario otorga niveles de liquidez que funcionan como un valor extra para los inversores.

La emisión puede realizarse a nivel local o en otro país y en donde emita la deuda, será el marco regulatorio a cumplir. Madura (2009) menciona tres razones por las cuales exista mayor preferencia de emitir bonos en otro país: atraer mayor demanda ya que localmente la cantidad de inversores o el volumen es inferior; buscar la moneda alineada al proyecto y la posibilidad de obtener tasas más bajas. No obstante, las condiciones en la colocación pública o privada difieren ya que, en ésta última los tenedores son pocos y más accesibles, por lo tanto, las condiciones pautadas en un principio pueden modificarse con mayor facilidad a diferencia de una colocación pública con múltiples tenedores. Brealey et.al (2010) explica que esas diferencias son las que se trasladan a las tasas de interés y los tenedores, bajo ese escenario, exigen tasas mayores por poseer activos de menor liquidez.

En cuanto al mercado secundario donde este tipo de instrumento de renta fija, habiéndose realizado a colocación inicial en el mercado primario, se negocia entre los inversores, es un factor importante en el costo de financiamiento. Como infiere Mas (2012), aquello dependerá del tamaño y desarrollo del mercado de capital local, su interrelación con los mercados internacionales y, las características propias del instrumento. Además, el inversor conecta con el tomador bajo un esquema de desintermediación, es decir, desaparece el spread del sistema tradicional financiero, mencionado en el apartado 2.1.4. A raíz de aquello, el emisor se beneficia por obtener fondos de mayor volumen a tasas menores. No obstante, los bancos también actúan como intermediarios financieros, al igual que los agentes, sociedades de bolsa, casas de cambio. Estos, pudiendo tomar una intermediación de “*broker*” cuya acción comprende la compra y venta mediante la cual cobran comisión o de “*trader*” cuya compra y venta la realizan asumiendo el riesgo, tomando posiciones en el mercado como cualquier inversor.

Cuando los gobiernos (nacionales, provinciales o municipales) o las empresas privadas precisan grandes cantidades de dinero para financiar importantes gastos

como obras de infraestructura o proyectos de inversión, acudir a un solo prestamista no suele ser lo más aconsejable por dos motivos. Primero, es difícil que un solo banco desee asumir todo el riesgo; segundo, es posible que las regulaciones se lo impidan. Por tal motivo, gobiernos o empresas suelen recurrir al mercado de capitales y dividen el préstamo en títulos que reciben el nombre de bonos u obligaciones, que son adquiridos por los inversores institucionales o privados (López Dumrauf, 2014, p. 39)

El autor mencionado en el párrafo anterior resalta algunas características que difieren una obligación negociable de un préstamo tradicional, como ser el plazo de vencimiento más largo; las condiciones del préstamo las impone el deudor/emisor quien se obliga a pagar periódicamente un interés a cierta tasa y el monto del capital; la pluralidad de acreedores que el deudor no individualiza a raíz que los títulos cambian de mano periódicamente en el mercado secundario. Esas condiciones del título son las que acompañan al mismo hasta su vencimiento y conforman el flujo de fondos a cancelar por parte del emisor. Desde el punto de vista del inversor, ofrece dos tipos de ganancias, una segura que conlleva los intereses ya que si el emisor no los paga entra en cesión de pagos y, una ganancia esperada, si es que el precio del título aumenta, “*capital gain yield*”.

Existen diferentes variantes de emisión de este tipo de instrumento. Según Mas (2012), se pueden emitir a cupón cero, los cuales se caracterizan por no devengar intereses y se negocian a descuento antes del vencimiento; a tasa fija, la cual se devenga interés hasta su vencimiento, aunque también, puede emitirse con tasas fijas predeterminadas que varían durante la vida del título – “*step up*”; a tasa variable, la cual varía diariamente por lo cual, se toma un patrón o subyacente como ser la Libor o Badlar. Por último, títulos con o sin período de gracia, cuando se establece que por un determinado tiempo los intereses devengados no se abonan, sino que se capitalizan, es decir, se agregan a la deuda principal.

Además, al momento de la emisión, queda definido el sistema de amortización del capital, el cual puede ser “*bullet*” que se caracteriza por ser el sistema americano; amortizables cuya amortización del capital se realizan en forma periódica ya estipulada previamente; con o sin período de gracia, al igual que los intereses se puede establecer que en determinados periodos no se realicen amortizaciones; ajustables, éstos ajustan el capital por algún índice, ejemplo de ello, el coeficiente de estabilización de referencia (CER) y en consecuencia, los intereses se calculan sobre el capital ajustado.

También, algunos títulos pueden tener algunas cláusulas que otorguen derechos específicos al emisor o al inversor, denominados títulos con contingencias. Dentro de aquellos, están los convertibles los cuales se especifica las condiciones en que el inversor puede solicitar el canje de acciones del emisor; los “*callable*” que permiten al emisor poder rescatar el título antes de su vencimiento final. Según Bodie, Kane y Marcus (2004), existen las obligaciones “*put-table*” que dan la opción al inversor el rescate anticipado. Esto ocurre cuando el inversor reclama el principal, es decir el capital invertido, ante el escenario que el cupón sea demasiado bajo a comparación del rendimiento que ofrece el mercado. Ambos autores, mencionan la opción de recompra antes de su vencimiento bajo un escenario de emisión con tasas más altas que luego quedan desfasadas por encontrarse el mercado con tasas bajas, entonces el emisor puede retirar la deuda y emitir nuevas obligaciones negociables con cupones más bajos. Tal procedimiento, permite utilizar los ingresos de la nueva emisión para el pago de la recompra, proceso que se le denomina refinanciación.

Como se mencionó, en el presente capítulo no se pretende mostrar el tecnicismo del instrumento, sino su presentación desde los fines de fuente de financiamiento. Empero, se expone algunos conceptos los cuales son considerados de utilidad. En los párrafos anteriores, se mencionó que parte del flujo del instrumento comprende el capital, es decir el valor nominal por el cual se compromete legalmente a pagar el emisor. No obstante, puede diferir del precio que abona el inversor al momento de la emisión. López Dumrauf (2014) sostiene que gracias a aquello aparece el concepto de valor residual que comprende al porcentaje de capital aún no amortizado y, por lo tanto, infiere en la relación existente entre el precio del bono, la tasa del cupón y la tasa interna de retorno (TIR). En consecuencia, se denomina que el bono cotiza a la par cuando su precio es igual a su valor residual, siendo la TIR igual a la tasa del cupón – nominal-. En cambio, se considera que cotiza bajo la par cuando el precio del bono se encuentra debajo del valor residual, la TIR es superior a la tasa del cupón. Caso inverso, la TIR es menor y el precio supera al valor residual, se denomina cotización sobre la par.

Los precios de los bonos se mueven hacia su valor par a medida que se acerca a su amortización final. De esta forma, el precio del bono con premio disminuye mientras que el precio del bono con descuento aumenta. Las primas o los descuentos tienden a cero cuando el bono se aproxima al vencimiento (López Dumrauf, 2014, p.53).

Aquello, se relaciona con el riesgo de la tasa de interés en función de la sensibilidad del precio a los cambios en las tasas y, esto según Rosset.al (2012) dependen directamente del

tiempo que falte para el vencimiento y la tasa cupón, cuanto más falte para su vencimiento o cuanto más baja sea el cupón, el riesgo será mayor. Tales autores expresan:

Las tasas de interés cambian en el mercado. Debido a que los flujos de efectivo de un bono siempre son iguales, el valor del bono fluctúa. Cuando las tasas de interés suben, el valor presente de los flujos efectivos restantes del bono disminuye y el bono vale menos. Cuando las tasas de interés bajan, el bono vale más. Para determinar el valor de un bono en un momento dado, necesitamos conocer el número de periodos que faltan para el vencimiento, el valor nominal, el cupón y la tasa de interés del mercado para bonos con características similares. Esta tasa de interés requerida en el mercado sobre un bono se llama rendimiento al vencimiento (YTM, “*yield to maturity*”). (p.235)

También, mencionan que el rendimiento de los bonos representa el efecto combinado de al menos seis factores: la tasa de interés real; la inflación futura esperada; riesgo de tasa de interés; riesgo de incumplimiento; tributación y falta de liquidez.

Respecto al segundo factor, la inflación, afecta al flujo del título ya sea en la capacidad del emisor de pago como la capacidad de compra que tendrá el inversor con el flujo obtenido. Bajo este concepto Brealey et.al (2010) afirman que:

Es otro motivo para que los bonos de largo plazo ofrezcan una prima de riesgo adicional. Si la inflación representa otro riesgo para los prestamistas de largo plazo, los prestatarios deberán otorgar incentivos extraordinarios para que los inversionistas le presten dinero a largo plazo. (p.72)

2.1.6 Acciones

Las emisiones, suscripciones e integraciones de capital, corresponde a otra fuente de financiamiento, pero de capital propio a través del aumento del patrimonio neto. En sociedades cerradas, esta operación puede tornarse más informal y la negociación se realiza entre quienes desean ingresar en la organización y quienes ya son dueños parciales o totales de la misma. Respecto a sociedades abiertas, es decir que cotizan en bolsa o en mercado de valores, la empresa emitirá una nueva cantidad de acciones al mercado de capitales, las que

serán suscriptas a precios vigentes por los interesados, los cuales pasarán a ser socios de pleno derecho.

De la misma manera que una obligación negociable se emite en el mercado primario y luego se negocia en el secundario, sucede lo mismo con las acciones. Según Brealey et.al (2010) el valor presente de la acción es el valor presente como cualquier otro activo, es decir, se descuenta el flujo que genera la misma a la tasa de interés de instrumento de similar riesgo y características. También, afirma que: “en cualquier momento todos los títulos de una clase de riesgo equivalente estarán valuados de tal manera que ofrezcan el mismo rendimiento esperado. Es la condición de equilibrio en los mercados de capitales competitivos” (p.89).

A diferencia de la deuda, Ross et. al (2012) refiere que aquella no es parte de la propiedad de la empresa. La falta de pago de la deuda representa un pasivo, pudiendo reclamar los acreedores legalmente y, en consecuencias extremas, conducir a la quiebra.

También, cuando la organización encuentra un cupo o volumen limitado localmente, similar a los bonos pueden emitir acciones en el extranjero. Esto le permite diversificar cartera y puede reducir volatilidad en los precios, además de reforzar su imagen.

De acuerdo con los conceptos desarrollados, existen dos términos significativos para cualquier tipo de fuente de financiamiento: se puede o no exigirse determinadas garantías y el término más usual según Ross et.al (2012) infiere al “*collateral*”, el cual consiste a cualquier activo que garantiza una deuda. El segundo término, la prelación, denota preferencia para ciertos acreedores y puede dar lugar a deuda subordinada, cuyos tenedores tienen el deber de dar preferencia a los acreedores especificados, es decir, recibirán el pago luego de aquellos.

Como ya se mencionó, los prestamistas enfrentan el riesgo de crédito y la organización que emite deuda para financiarse en otra moneda, se expone al riesgo de tasa de interés y cambiario. Aquello, Madura (2009) sostiene que influye en el costo real del financiamiento, el cual incluye en aquel caso no solo la tasa de interés sino también, las variaciones en el tipo de cambio. De ocurrir una apreciación de la moneda extranjera, denominada en la deuda, aumenta el costo y los fondos necesarios para afrontar el pago de capital o interés.

2.2. Estructura óptima de Capital

Previo al desarrollo de la estructura óptima de capital, se detallan los conceptos claves para su comprensión.

El capital invertido en un negocio está destinado a la generación de flujos de fondos con riesgo durante un plazo de vida, que podrá ser finito o perpetuo. Para obtener dicho capital, las empresas deben recurrir a inversores, que pueden o no desear estar expuestos a los riesgos y plazos, (...). Las empresas cuentan con la posibilidad de emitir instrumentos financieros que permitan distribuir los flujos que esperan generar, acorde a las preferencias de los mismos, dando lugar al proceso de estructuración del capital. (González Isolio y Tapia, 2017, p.159)

La idea de conocer qué proporción de fondos propios y deudas debe adoptar la compañía, así como también como deberían participar las deudas de corto y largo plazo en el endeudamiento, es un concepto siempre presente en la doctrina. El costo de capital juega un papel muy importante en los distintos modelos que contemplan la estructura óptima. (Tapia y Aire, 2011, p.302)

De acuerdo con las citas de los párrafos anteriores, dejan en evidencia que la procedencia del capital invertido en un negocio puede ser de inversores ajenos al mismo, capital de terceros, o bien capital propio cuando son los mismos dueños los que realizan aportes destinados a la generación de flujos de fondos. En consecuencia, el rendimiento exigido por los inversores es un costo que la empresa deberá pagar por hacer uso de su dinero. Éste suele denominarse, costo de capital. El rendimiento exigido por los accionistas será mayor que el exigido por el resto de los acreedores, dado que no solo se enfrentan a riesgos operativos como éstos últimos, sino también a riesgos financieros. Por tal motivo, solamente tienen derecho al flujo de fondos residuales que genere la empresa. Es decir, solo les quedarán disponibles los flujos de fondos residuales, obtenidos luego de cancelar las obligaciones con los acreedores comerciales y financieros, entre otros.

Por lo tanto, ¿el rendimiento que exige un accionista será el mismo que el exigido por los acreedores financieros? Claramente no, porque reclamarán una prima adicional a la tasa libre de riesgo, la cual dependerá del tipo de negocio que haya invertido y su aversión al riesgo.

$$K_e = R_f + \Delta.$$

K_e , es el rendimiento requerido por los accionistas, también denominado costo de capital propio.

Rf, es la tasa libre de riesgo.

Δ , es el riesgo de volatilidad.

Según Madura (2009) la tasa libre de riesgo está determinada por la misma interacción de la oferta y demanda de fondos. Las políticas monetarias, la coyuntura económica, la legislación fiscal son factores que afectan aquella interacción y en efecto a la tasa.

Aquel rendimiento requerido de los accionistas en función al capital aportado, “*equity*” está asociado al flujo de fondos que esperan recibir. En este sentido, el “*equity*” se compone por acciones preferidas, las cuales cobran dividendo fijo, en base a la política establecida por la organización y, las acciones comunes que cobran como dividendo el “*Earning Per Share- EPS- Ganancia por acción*”. Ésta, corresponde al resultado que se obtiene al dividir el resultado neto del periodo fiscal por la cantidad de acciones en circulación.

El modelo de descuento de dividendos y el CAPM, “*Capital Asset Pricing Model*” por sus siglas en inglés, suelen utilizarse para calcular el costo de capital propio. El primero, señala que el cálculo de las acciones preferidas comprende a una renta perpetua sin crecimiento;

$$K_{ep} = \frac{\text{Dividendo}}{\text{Valor de Mercado}}$$

Y, cuando se emiten acciones nuevas, se descuenta el costo de emisión, es decir, el porcentaje que corresponda sobre el valor nominal.

$$K_{ep} = \frac{\text{Dividendo}}{(\text{Valor de Mercado} - E)}$$

En el caso de las acciones comunes, se calcula como la suma del rendimiento del dividendo del próximo año y la tasa anual de crecimiento constante, denominada con la letra “*g*”.

$$K_{ec} = \frac{\text{Dividendo}}{\text{Valor de Mercado}} + g$$

Respecto a la tasa de crecimiento y en función del lineamiento teórico de Damodaran (2006), existen tres formas de estimar la tasa de crecimiento. La primera, consiste en analizar el crecimiento histórico de la empresa, la cual la considera insuficiente dado que puede proporcionar poca información acerca del crecimiento futuro. La segunda, radica en poder gestionar estimaciones de crecimiento consensuadas. Por último, la tercera opción infiere relacionar la tasa con dos variables, la proporción de las ganancias que se reinvierten en la empresa y con qué eficiencia se realiza ya que supone que la tasa comprende a la proporción de ingresos no pagados a los accionistas y el rendimiento sobre aquellos.

Perossa (2010) infiere que, si la empresa cuenta con varias clases de acciones, se debe proceder con el cálculo que corresponde para cada una de ellas. En cambio, el CAPM introduce el concepto del beta y que el rendimiento esperado de un activo está relacionado con aquella;

$$R = R_f + \beta \times (R_m - R_f)$$

Ross et al. (2012) explica que, si la beta es cero, el activo a valorar su rendimiento no presenta riesgo relevante y su rendimiento esperado debe ser igual a la tasa libre de riesgo. Pascale (2009) agrega que el modelo establece que el rendimiento de un activo depende del mercado y la beta permite mostrar en qué medida los rendimientos históricos cambian sistemáticamente con las variaciones en los rendimientos del mercado.

El beta se considera como un índice de riesgo sistemático, para un activo individual o un portafolio debido a las condiciones generales del mercado que no pueden ser eliminadas por la diversificación (...) Si un beta es 1,8 expresa que por cada movimiento en el rendimiento del mercado, los rendimientos de la empresa cambian en 1,8 veces. (Pascale, 2009, p.199)

Según Peterson Drake y Fabozzi (2010), el riesgo sistemático es aquel inherente a propio mercado y hace referencia al riesgo que la misma economía pueda llegar a colapsar; es aquel que no puede ser diversificable. Lo diferencia del riesgo no sistemático, el cual lo considera como aquellos que son exclusivos el activo que se analice y por lo tanto, pueden ser diversificados a fin de mitigar el mismo.

“Sin embargo, esto no significa que mientras una empresa permanezca en la misma industria su beta nunca cambie” (Ross et al., 2012, p.399). Tal autor explica que, los mismos cambios tecnológicos, productivos o incluso el mismo mercado puede afectar la beta de una empresa. Además, agrega que, si las operaciones que realiza son similares a las de la industria, puede tomar el beta de ésta; en cambio, sí dista demasiado debería utilizar una beta acorde a la empresa y sus características. Asimismo, señala que tanto un mayor apalancamiento operativo como financiero incrementan el beta. El primero, hace referencia a los costos fijos de producción mientras que, el financiero es el que se expone en el presente apartado.

El efecto que produce el apalancamiento financiero en las empresas se relaciona con el incremento/decremento de los resultados para los accionistas comunes (*EPS – Earning Per Share*), debido a la toma de capital de deuda para financiar parte de las operaciones de la organización y la existencia de acciones preferidas en su composición de capital. (Perossa, 2010, p.427)

Mientras que los acreedores financieros tienen derechos preferenciales sobre los flujos de fondos, su preocupación radica en que aquellos siempre sean positivos, como forma de asegurarse su cobro. Por esta razón, se enfrentan a riesgos menores que los accionistas.

$$K_d = R_f + \delta$$

R_d, es el rendimiento requerido por los acreedores financieros, también denominado costo de capital de terceros.

R_f, es la tasa libre de riesgo.

δ, es el riesgo de cesación de pagos.

Para el cálculo del “**K_d**”, se puede considerar la siguiente fórmula;

$$K_d = \frac{Int + (VN - V Mdo)/n}{(VN - V Mdo)/n}$$

Int, comprenden los intereses a pagar por el servicio de deuda.

VN, el valor nominal de la deuda.

V Mdo, el valor de mercado de la deuda.

n, la cantidad de años que resta para el vencimiento de la deuda o su rescate.

Aquello, se deberá aplicar para todas las clases de deuda que tenga la empresa. Es decir, habrá una tasa por cada emisión de deuda y su ponderación sobre el total de deuda será la tasa final por considerar.

Por lo tanto, a mayor deuda también se encuentra vinculada la capacidad de la empresa en generar utilidades para afrontar los costos fijos financieros, es decir el margen de EBIT sobre las ventas. Pascale (2009) señala que, el mayor apalancamiento financiero significa un mayor riesgo que los accionistas deberán soportar, y la posibilidad de diluir los costos fijos financieros a medida que se producen aumentos en el EBIT. Esto, siempre y cuando no se modifique la estructura de financiamiento de la empresa ni se incremente la tasa de interés del pago de los intereses.

Entonces, como primera conclusión, se puede afirmar que la tasa de rendimiento exigida por los accionistas siempre será mayor a la tasa exigida por los acreedores financieros ($K_e > K_d$). También, a medida que se toma deuda, los accionistas se encuentran más expuestos al riesgo financiero y mayor será su rendimiento esperado. Segunda conclusión, la estructura de capital de una empresa se encuentra determinada por la decisión política y financiera de la misma en establecer en qué porcentaje se financia con capital propio y/o de terceros.

Según Modigliani y Miller (1958), en sus primeros trabajos sostenían que la estructura de capital no era importante, bajo sus supuestos que no detallarán en este apartado a modo de no desviar los lineamientos teóricos. Empero, en el año 1963, tales autores generaron un aporte muy importante en la doctrina financiera, el escudo fiscal. Este concepto radica fundamentalmente en que los intereses que la empresa debe abonar por tomar dinero prestado representan un costo, el cual es deducible del impuesto a la renta. Este concepto conlleva a que una empresa con mayor apalancamiento financiero permite maximizar el valor de la empresa. Sus argumentos se basaban en que parte del pago del costo de capital de terceros se podía afrontar mediante la reducción de los impuestos.

Perossa (2010) infiere que el “*tax shield*” representa una perpetuidad constituida por el valor del ahorro impositivo (el monto de la deuda multiplicado por la tasa impositiva); y,

dado que la protección fiscal tiene el mismo riesgo que la deuda, la tasa de actualización que corresponde utilizar es la misma tasa.

$$\text{Tax Shield} = \text{Monto de la deuda} \times \text{Tasa Impositiva}$$

Como se mencionó anteriormente, el concepto del escudo fiscal podría generar valor a la empresa, haciendo reducir el costo promedio de capital. Aquello, generará valor siempre que no se incurra a costos de insolvencia. Se entiende por estos cuando no hay suficiente flujo de fondos para poder cancelar las obligaciones ya pactadas, repercutiendo de manera negativa en el valor del negocio y de sus acciones. Existen tres principales costos de insolvencia;

- a. Ilquidez financiera: corresponde a una situación temporal a falta de fondos generados por la empresa de manera tal que pueda cancelar sus pasivos comerciales y financieros. Esto genera mayores costos de capital de terceros, ya que sus riesgos se encuentran elevados.
- b. Cesación de pago: en esta instancia la empresa ya no tiene capacidad de generar fondos en el presente ni en el mediano plazo, motivo por el cual se da lugar a los acreedores a ejecutar las garantías sobre las obligaciones vigentes no canceladas.
- c. Quiebra: Situación irreversible en la cual se da la pérdida total del negocio.

Además, pueden existir conflictos de intereses entre los accionistas y acreedor, tanto en situación de solvencia como de insolvencia. En este último escenario, el conflicto se agrava. Esto se denomina costo de agencia. Ross et al. (2012) explica que, se denomina como tal, dado que aquello conlleva a que los accionistas tiendan a realizar estrategias egoístas, las cuales son costosas y generan reducción del valor de mercado de la empresa.

De acuerdo con lo expuesto, cada empresa deberá evaluar su necesidad de fondos y sus ventajas al momento de definir su estructura de capital. Ahora bien, ¿puede existir una estructura óptima de capital? Este concepto, es desarrollado según la teoría del “*Trade-off*”. Esta teoría, enuncia que el valor de la empresa crecerá siempre que los beneficios impositivos marginales sean mayores a los costos marginales de insolvencia. De lo contrario, se genera pérdida de valor y resulta imposible una estructura óptima de capital. En este sentido, el valor de una empresa apalancada corresponderá a la suma del valor de la empresa

sin deuda, el valor de los escudos fiscales y el valor presente de los costos de insolvencia, como se expresa en la fórmula:

$$VL = VU + V_{efi} - V_{cif}$$

Por lo tanto, la estructura de capital óptima se logra en el punto donde el costo promedio ponderado de capital se hace mínimo.

A principio los costos de insolvencia no son parte del escenario más probable y por lo tanto los beneficios fiscales tienden a imponerse, empujando el costo promedio ponderado de capital hacia abajo. Contrariamente, cuando el endeudamiento es excesivo, los costos de insolvencia superan los beneficios impositivos y el costo promedio ponderado de capital inicia su camino ascendente (González Isolio y Gustavo Tapia, 2017, p.188)

El monto óptimo de la deuda produce el costo promedio ponderado del capital más bajo. La exposición implica que la decisión de estructura de capital de una empresa requiere un equilibrio entre los beneficios fiscales de la deuda y los costos de las dificultades financieras. De hecho, este método se conoce con frecuencia como teoría del equilibrio o teoría del equilibrio estático de la estructura de capital. La implicación es que existe un monto óptimo de deuda para cada empresa. (Ross et al., 2012, p.531)

Resulta útil mencionar que, el costo promedio ponderado de capital se refiere a la tasa a la que se deben descontar los flujos de fondos esperados de la empresa. Su fórmula se expresa;

$$K_{wacc} = R_d (1-t) D/V + R_e E/V$$

D y **E** son los valores de mercado de la deuda y capital de la empresa (“*Equity*”).

V = D + E, es el valor total de mercado de la empresa.

T, es la tasa impositiva.

R_d y **R_e**, ya comentados anteriormente.

El resultado es que la fórmula arroja la tasa correcta de descuento solo para proyectos que son de características similares a la empresa que los emprende. La fórmula funciona para el proyecto promedio. Es incorrecta para proyectos más seguros o

riesgosos que el promedio de los activos que tiene la empresa. (Brealey et al, 2010, p.530)

En países donde existe mayor incertidumbre política, económica y, mayor volatilidad sobre los escenarios futuros es posible que al costo promedio de capital se le adicione la tasa de riesgo país a fin de compensar aquello. Madura (2009) alude que, el riesgo país es el impacto potencialmente negativo del entorno en un país sobre los flujos de efectivo de una empresa, su costo de financiamiento y el valor de la misma. Aquella, puede considerarse ajustando la tasa de descuento – Wacc – o mediante la estimación de los flujos de fondos. También, señala que debe realizar una macro evaluación del riesgo país, es decir una evaluación general del país sin tener en cuenta la empresa y, luego una micro evaluación. Esta última, comprende evaluar el riesgo país con relación a la empresa y la industria en que se encuentra inmersa, es decir, como le afecta el PIB, la inflación, las tasas de interés entre otros factores relevantes.

En el transcurso del trabajo se analizarán el ratio de endeudamiento (“*Debt/Total Value*”) y el ratio de capital propio (“*Equity/ Total Value*”). Ambos, de acuerdo con las fuentes de financiamiento a las que tengan acceso y a las políticas de la empresa tomada como muestra. Además, los ratios pueden permanecer constante como lineamiento del negocio o bien fluctuar en búsqueda de la estructura de capital que le resulte más fructífera. Aquellos ratios determinan tal estructura.

3. Análisis Contextual

El 27 de diciembre del 2006, se promulgó la Ley N° 26.190, a través de la cual se dictaminó el Régimen de Fomento para el uso de fuentes renovables de energía. Aquello, se declaró, en su artículo primero, de interés nacional con el plan de promover la investigación, avances tecnológicos, diversificación de la matriz energética, expandir la potencia instalada, emprendimientos locales, reducción del consumo de combustibles fósiles y los gases de efecto de invernadero, contribuir con la mitigación del cambio climático y generación de empleo. También, consideró a las fuentes renovables de energía como no fósiles e idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo: 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.

En el año 2015 fue ampliada y modificada por la Ley N°27.191, en su artículo ocho establece como objetivo lograr un incremento en la participación de las fuentes de energía renovable en la matriz eléctrica hasta alcanzar el 8% del consumo nacional al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar el 20% al 31 de diciembre del año 2025.

El Poder Ejecutivo Nacional tiene la firme convicción de que el cumplimiento de estos objetivos importará enormes beneficios para nuestro país en diversos aspectos, entre los que se destacan el crecimiento y consolidación del sector energético — inmerso desde hace años en una profunda crisis— mediante la expansión de la potencia instalada en plazos cortos, la reducción de costos de generación de energía y la previsibilidad de precios a mediano y largo plazo, generando condiciones para la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica” (Decreto N°882, 2016).

Ese contexto impulsó a Genneia S.A a incrementar su participación en la industria y fomentar el uso de fuentes renovables. Si bien en sus inicios se basó principalmente en el transporte, comercialización de gas y la generación térmica; adquirió en el año 2009 el Parque Eólico Rawson I y II, ubicados en la provincia de Chubut, mediante el Programa GENREN emitido ese mismo año, el cual se encontraba alineado a la Ley N°26.190 (2006) con la finalidad de impulsar proyectos que permitiesen incorporar 1.000 MW al mercado eléctrico mayorista. Ambos parques tuvieron su habilitación comercial en el año 2012, mismo momento en el que los accionistas impulsaron un cambio en la visión organizacional y la estrategia de negocio dirigidos al desarrollo de proyectos de energía renovable. Para ello, cedieron gran parte de su prestación de servicio de gas y decidieron no invertir más en generación térmica. En el año 2016 invirtió en el Parque Eólico Rawson III, siendo una ampliación de los dos parques anteriormente mencionados, el cual obtuvo su habilitación comercial en el año 2017. En ese mismo año, comenzó a construir los Parques Eólicos Madryn I y II. El primero, obtuvo su habilitación en el año 2018, mientras que el segundo, en el año subsiguiente.

También, en el año 2018 invirtió en el Parque Eólico Chubut Norte II, el cual se encuentra en fase de construcción y en dos más, ubicados en la provincia de Río Negro, denominados Villalonga II con habilitación comercial en ese mismo año y Pomona II, habilitado en el año 2019.

Consecuentemente, se pretende sumergirse en el contexto en el cual se desarrolló la industria y el caso de estudio, el cual permitirá abordar el análisis en su mayor completitud. En el presente apartado se utilizó el análisis PEST. Según Chapman (2006), es una herramienta útil para analizar el negocio y, en particular para comprender el mercado en el que se encuentra inmersa la organización. Mediante el análisis de los factores políticos, económicos, sociales y tecnológicos, se explican las influencias externas al desempeño de aquella, de las cuales no posee control alguno. También, permite entender la exposición al riesgo a la que se encuentra.

3.1 Factor Político y Regulatorio.

El Poder Ejecutivo nacional es el organismo encargado de promover todas las políticas públicas para fomentar las inversiones en la industria de energía renovable a través del Ministerio de Energía y Minería (...) Constituye una de las cuestiones de su máxima prioridad y política de Estado de largo plazo. (...) Además, cada provincia puede dictar sus propias leyes respecto a la promoción de la industria. (Decreto N°531, 2006)

La ley N°26.190 (2006), en su artículo sexto, menciona que tal organismo es el encargado de coordinar con las provincias el programa federal para el desarrollo de la industria, fomentar el desarrollo de las tecnologías y coordinar el mismo con las universidades, fusión del programa a nivel nacional y promover la capacitación de recursos humanos.

En el año 2015, mediante el Decreto N°134 se declaró la deficiente planificación en la distribución de energía; del esquema tarifario que permitiera un consumo eficaz; de la situación financiera del mercado eléctrico mayorista asociados a aportes continuos por parte del Tesoro Nacional, como se mencionará en el análisis del factor económico; la falta de inversiones y el detrimento en la calidad del servicio. Debido a aquello, se decretó la emergencia en el sector eléctrico nacional.

La composición del mercado energético se constituye por su oferta, la cual se compone de los generadores térmicos, nucleares, embalses y centrales térmicas, renovables e importación. Mientras que, la demanda comprende a los distribuidores de energía; los grandes usuarios denominados GUME y GUMA, grandes usuarios menores y grandes usuarios mayores del mercado eléctrico respectivamente, con demanda de potencia mayor o

igual a 300 KW; usuarios intermedios cuya demanda ronda entre los 10 KW y 300 KW y, por último, la exportación. El vínculo entre la oferta y la demanda es el transporte de energía.

Tabla 2

Participación de la Demanda

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|------------------|------|------|------|------|
| Distribuidores | 80% | 82% | 81% | 82% |
| Grandes Usuarios | 19% | 18% | 18% | 18% |
| Autogeneradores | 1% | 0% | 0% | 1% |

Fuente: Creación propia (2020), según Informes de Cammesa (2015-2018).

Como organismo principal se encuentra la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), la cual fue creada según el Decreto N°1192 (1992). Éste, instruyó que, si bien se trata de una sociedad anónima, sus funciones son de carácter público, consistiendo en determinar el despacho técnico y económico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI); planificar las necesidades de potencia; supervisar el funcionamiento del mercado a término y ejecutar las operaciones de importación o exportación de energía. Su capital accionario lo comprende en partes iguales el Estado Nacional, generadores, transportistas y grandes usuarios.¹

Ahora bien, solo tuvieron acceso al Régimen de Fomento de Energías Renovables, según lo menciona el artículo ocho del Decreto N°531 (2016), las personas físicas y jurídicas residentes cuyos proyectos de inversión, incluidos los de autogeneración, cogeneración y/o concesionarios, provengan de obras nuevas de generación de energía de fuentes renovables.

Cader (2017) menciona que, para obtener los beneficios impositivos y de financiación que incluyó la ley N°27.191, la empresa titular de un proyecto de generación de energía renovable debe tramitar ante el Ministerio de Energía y Minería la obtención del Certificado de inclusión en el Régimen de Fomento, para lo cual la autoridad evalúa las características técnicas, económicas y financieras del proyecto. Los Certificados fueron otorgados a aquellos que recibían mejor calificación por parte de la autoridad y según la disponibilidad de cupo fiscal que informó el Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas. El proyecto con

¹Las acciones de clase A comprende al Estado; clase B a la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA); Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA); Asociación de Transportistas Eléctrica de la República Argentina (ATEERA) y la Asociación de Grandes Usuarios Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA). (Decreto N° 1192, 1992, art.3).

la mayor cantidad de componentes locales y el menor periodo de ejecución fue el que recibía el mejor puntaje. Aquellos que hayan obtenido el certificado, quedaban automáticamente registrados en el Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables (RENPER). Los proyectos o ampliaciones que no hayan obtenido el certificado tenían la obligación de inscribirse en el mismo.

Los sujetos obligados a cumplir con los objetivos propuestos por el Régimen de Fomento, mencionados en la introducción del presente capítulo, son los autogeneradores; los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista y los grandes usuarios de distribución. Según lo establece el Decreto N°531 (2016), en su artículo nueve, la obligación a cumplir es mediante la contratación individual, por autogeneración o por cogeneración o por participación en el mecanismo de compras conjuntas, el cual es organizado por CAMMESA. Todos los sujetos obligados quedan automáticamente incluidos en la forma de contratación de compra conjunta, excepto que manifiesten en forma expresa su decisión por las otras opciones de contrato (“*OptOut*”). También, menciona que la falta de cumplimiento de obligaciones dará lugar a penalidades:

Los sujetos obligados gozarán de una tolerancia del 10% por año en el cumplimiento efectivo a cada etapa, que podrá ser compensado al año siguiente que se produjere. Si en el año siguiente al del incumplimiento parcial no se lograre cumplir con el consumo mínimo establecido para ese año más la compensación del faltante del año anterior, se aplicará penalidad. (Decreto N° 531, 2016, art. 10, inc 9).

Como se mencionó en el párrafo precedente y bien menciona el artículo cuatro del Decreto N°281 (2017), por defecto los sujetos obligados ingresan al mecanismo de contratación de compras conjuntas, debiendo abonar mensualmente cargos por comercialización y administración. Este último, comprende a cargos de 0,05 USD/MWh a partir del 2019 al año 2024 mientras que, los cargos de comercialización son crecientes, de 6 USD/MWh a 18 USD/MWh entre el año 2019 y 2030, alineados al porcentaje incremental de los objetivos del Régimen de Fomento. No obstante, los sujetos que hayan solicitado la exclusión no abonan dichos cargos.

Los contratos de abastecimiento (“*The Power Purchase Agreement - PPA*”) de energía mediante fuentes renovables, se llevaron a cabo mediante licitaciones públicas, cuyos lineamientos se encuentran establecidos en el Decreto N°531 (2016), en su artículo doce, el cual comprendió en el procedimiento de contratación pública, competitivo, reglas de

aplicación aprobadas, plazos de adjudicación ciertos y breves; búsqueda de diversificación geográfica de los proyectos; los contratos buscan favorecer las ofertas con el precio menos oneroso y plazos de instalación breves; posibilidad de ofertar precios nominados en dólares; establecimientos de garantías.

En cuanto a los tres mecanismos para efectuar el contrato de abastecimiento, uno de ellos es la contratación individual, en el cual se negocian libremente entre las partes y se realiza directamente con un generador o a través de una distribuidora y/o comercializador. Segundo, según el Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (2018) afirma que, se considera autogenerador a un consumidor de electricidad, el cual genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y servicios. Se considera cogenerador a aquel que genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o enfriamiento. Tercero, el mecanismo de compras conjuntas, es el cual acceden por defecto los sujetos obligados y aquellos con potencia inferior a los 300KW; quedando a cuenta del Ministerio de Energía y Minería evaluar, aprobar los términos y condiciones de contratación a ejecutarse por CAMMESA.

Según lo explica Cader (2018), CAMMESA publica un listado en el cual se detallan los grandes usuarios habilitados en condiciones de quedar excluidos del mecanismo de compras conjuntas. En caso de haber solicitado la exclusión, solo cuentan con un plazo de seis meses para rectificarse y retomar a las compras conjuntas; caso contrario se podrá retomar al mismo en un plazo de cinco años. No obstante; no se excluye la fiscalización por parte de CAMMESA en controlar el cumplimiento de los objetivos para los usuarios excluidos de compras conjuntas.

En consecuencia, mediante el artículo tres del Decreto N°882 (2016), se le dio la posibilidad al Estado Nacional de celebrar contratos con los beneficiarios del Régimen de Fomento que hayan realizado contratos de abastecimiento de energía con CAMMESA. Además, le ofrece la posibilidad de ejercer la opción de compra o de venta de la central de generación o de sus activos sin dañar la continuidad de su servicio. El precio de la compra no podrá ser inferior a la inversión no amortizada al momento de ejercer su derecho y, no podrá ser superior en el caso de la venta.

En el año 2016, el Ministerio de Energía y Minería mediante la Resolución N°71, dio lugar al programa Renovar, un proceso de convocatoria abierta, nacional e internacional. En

la misma se definieron las bases contractuales, identificándose así al vendedor como al agente generador, cogenerador o autogenerador y al comprador, siendo éste CAMMESA en representación de los distribuidores y grandes usuarios del MEM. Según el Decreto N°882 (2016): se trató de un esquema que fomenta la transparencia y calidad del proceso de la convocatoria, sometiendo a consulta pública una versión preliminar del Pliego de Bases y Condiciones a aplicar”. En éste, el Poder Ejecutivo declaró la necesidad de acelerar los tiempos de instalación de las centrales eléctricas de fuentes renovables para superar la emergencia del sector eléctrico.

En las tres rondas del Programa Renovar, 1, 1.5 y 2 en los años 2016 y 2017 respectivamente, las condiciones contractuales tuvieron puntos en común. Estas, comprendieron en una vigencia del contrato hasta un plazo máximo de veinte años desde la fecha de operación y remuneración en USD/MWh; una garantía de pago del contrato mediante el FODER; la emisión de la documentación comercial por parte de CAMMESA y su abono mensual del precio que corresponda a los contratos de abastecimiento. Esto último, mientras asuma la representación de la demanda de los distribuidores y los grandes usuarios del MEM. Además, el informe del Ministerio de Energía y Minería (2016) expresó que los proyectos adjudicados en la licitación tendrán acceso automático a los beneficios fiscales, a la financiación y garantías del FODER.

Las tres rondas del programa, mediante las Resoluciones N°71 (2016), N°136 (2016), N°252 (2016) y N°275 (2017), algunas mencionadas anteriormente, junto con la resolución N°202 (2016) se caracterizaron por ser el marco regulatorio de las compras conjuntas. En cuanto a esta última resolución, dio la posibilidad a los proyectos eólicos adjudicados en el Programa de Generación Renovable (GENREN) que no se hubiesen llegado a terminar, a adherirse al Régimen de Fomento, sí tenían principio efectivo de ejecución. Por lo tanto, la resolución N°712 (2009) dio las bases regulatorias para el GENREN y en su artículo cuatro dispuso que, la vigencia de los contratos de abastecimiento sería de quince años máximo con posible prolongación de hasta dieciocho meses, precios fijos y en dólares y la constitución de la garantía del FODER.

Una de las principales críticas al programa GENREN fue la falta de confianza del mercado para el acceso a créditos internacionales, debido a que la empresa que firmaba los contratos, CAMMESA, tenía un pasivo importante y por ello no

satisfacía las garantías de los inversores internacionales. El Programa Renovar intentó salvar esta situación con la garantía de pago del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), la garantía con letras del Tesoro y la garantía del Banco Mundial. (Bertinat y Chemes, 2018, p.25)

Consiguientemente, las dos leyes citadas al comienzo del presente capítulo dieron el efecto impulsor para el desarrollo y fomento de la energía renovable, en un contexto donde la crisis energética imperaba a nivel nacional en toda la matriz, independientemente del tipo de generación y las fuentes de recursos que utilizaba. Además, permitieron iniciar toda una serie cronológica de emisiones de decretos y resoluciones que acompañaron al Régimen de Fomento y, proveer herramientas legales y respaldatorias a fin de otorgar confianza al inversor. Esto, principalmente por la cuantía del monto a invertir y el largo plazo que implica este tipo de proyectos de inversión, en el cual el principal participante en todo el proceso fue el Estado. Por tal motivo, el factor político, legal y el resto que se detallarán en los siguientes subapartados, presentaron un hito importante para el desarrollo del proyecto.

Tal como menciona la Resolución N°71 (2016), el objeto de las licitaciones públicas fue atraer inversiones y reducir el costo de financiamiento y precio de la energía renovable. Para ello, se aseguró el pago de los contratos mediante el FODER. De acuerdo con el Contrato del Fideicomiso (2016), la estructura del mismo comprende al fiduciante y fideicomisario representado por el Ministerio de Energía y Minería y, al Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) en carácter de Fiduciario. Los beneficiarios son los proyectos adjudicados que hayan suscriptos contratos de abastecimiento con CAMMESA y al acuerdo del fideicomiso.

Consecuentemente, el Fiduciario creó cuentas fiduciarias, como la cuenta de financiamiento, de garantía, de garantía de pago por energía, de gastos, de garantía de pago por energía, entre otras. Entonces, todos los fondos que ingresaron a dichas cuentas quedaron automáticamente incorporados al patrimonio del fondo. Éste, se encuentra constituido por los bienes fideicomitados. Ejemplo de ello, los que provengan del Tesoro Nacional, los cuales no pueden ser inferiores al 50% del ahorro efectivo en combustibles fósiles; cargos determinados a la demanda de energía; el recupero del capital e intereses de las financiaciones que se otorguen; los dividendos o utilidades percibidas por la titularidad de acciones o participaciones en los proyectos elegibles y los ingresos provenientes de su venta;

el resultado de sus bienes fideicomitidos invertidos. Además, con el objeto del cumplir con los fines de la cuenta de financiamiento, se le otorgó la posibilidad de realizar aportes de capital u otros instrumentos financieros con el objetivo de financiar los proyectos; ofrecer tasas de interés más ventajosas y otorgamiento de garantías.

En cuanto a la vigencia de la adhesión, comprende desde la fecha de suscripción hasta que ocurran determinadas opciones, seleccionando la cual contenga un plazo inferior. Las opciones comprenden a treinta años desde la fecha de suscripción; el FODER haya emitido y cobrado las financiaciones realizadas; el cumplimiento de los avales y garantías a favor de los beneficiarios. Respecto a estas dos últimas opciones, es requisito el cumplimiento de los objetivos de la segunda etapa del Régimen de Fomento.

El FODER, estará garantizado con Letras del Tesoro y con Garantía del Banco Mundial en caso de que el Tesoro no provea los fondos necesarios. De acuerdo con la Carta de Intención del Banco Mundial (2016) en respuesta a la solicitud enviada por el Ministerio de Finanzas y Ministerio de Energía y Minería: “respaldo al programa para el desarrollo de energías renovables de la República Argentina a través el otorgamiento de una Garantía del BIRF² a favor del FODER (...)”. La garantía consistió en un monto total de 500 millones de dólares, a aplicarse en dos tramos, 250 millones de dólares en el año 2016 y el remanente en el segundo semestre del año 2017, alineados a las fechas del Programa Renovar. En la carta se detalló el procedimiento por el cual el beneficiario del FODER puede ejercer la opción de venta y exigir al fondo la compra sus activos, ante el incumplimiento por parte del Ministerio de Energía y Minería de proveer los fondos necesarios, mencionados anteriormente; ante el incumplimiento del pago de las Letras del Tesoro al fondo y ante la falta de pago del fondo por la energía brindada. La garantía del Banco Mundial tendrá un vencimiento a veinte años o cuando se alcancen los objetivos establecidos por el Régimen de Fomento.

El circuito comprende pagos mensuales garantizados, mediante la cuenta de garantía de pago de energía al proyecto, ante incumplimientos de pago por parte de CAMMESA. Por tal motivo, los contratos de abastecimiento se encuentran garantizados mediante las cuentas de reserva constituidas por el fiduciario, a doce meses para los contratos del Programa Renovar

²Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento.

Ronda 1 y 1.5, la Resolución N°202 (2016) y a seis meses para la Ronda 2. En el Anexo A se encuentra el detalle del circuito de las tres garantías mencionadas.

En el año 2015, el gobierno de turno hizo hincapié en el desarrollo de este tipo de industria y acompañar el mismo con apoyo financiero. Por lo tanto, si el inversor observaba un cambio o avicinaba la presencia de mayor riesgo en alguno o todos de los cuatro factores desarrollados, el desenlace es negativo no solo para la organización que emprende el proyecto sino para la eficiencia energética que se pretende lograr en el país. Por ello, la garantía del Banco Mundial dio un encuadre de confianza y respaldo al Estado y al inversor.

Respecto a la contratación individual mediante el Mercado a Término, la autogeneración o cogeneración se encuentran reguladas bajo la Resolución N°281 (2017). Además del ahorro de los cargos, ya mencionados, al igual que las compras conjuntas se les permitió bajo esta modalidad de contratación la comercialización de excedentes con precio garantizado hasta el 10% de la energía contratada y el remanente en el mercado spot. Empero, esa exclusión derivó a estar sujetos a fiscalización anual del cumplimiento de sus objetivos del régimen de fomento.

La Ley N°27.424(2017), ofreció el marco regulatorio para los usuarios que demandan menos de 300KW. Según Cader (2018): “si bien fue promulgada en diciembre de 2017, hasta la fecha aún no fue reglamentada, lo que representa un freno significativo para la evolución de este sector. Se trata de un nicho de mercado de incipiente desarrollo que presenta una gran oportunidad en materia de generación de empleo y un incentivo al desarrollo de proveedores locales de partes, piezas y servicios asociados a las instalaciones de menor potencia”. La ley, en su artículo segundo, declaró de interés nacional la generación eléctrica distribuida de fuentes renovables propias del autoconsumo y la inyección de excedentes a la red de distribución. El usuario de la red de distribución podía generar hasta una potencia equivalente a la potencia que efectivamente tiene contratada para su demanda. En caso de que, la potencia a instalar sea superior, deberá requerir autorización. Mediante la ley se instruyó a la creación de un fondo fiduciario público; Fondo para la Generación Distribuida de Energía Renovables (FODIS) en pos de otorgar financiamiento, garantías, aportes de capital, entre otros.

Inmersos en esta perspectiva y marco político y/o regulatorio, también se puede categorizar al poder de los clientes que posee la empresa, caso de estudio. La energía que

produce tiene como principales clientes a empresas con participación estatal. En su balance consolidado del año 2015, menciona en su gestión de riesgo al crédito: “ Los resultados dependen del gasto del sector público en materia de energía, transporte (...), el gasto del sector público ha dependido, y es probable que siga dependiendo, de las condiciones económicas del país” Aquello, representa el poder que tienen los clientes para la renegociación de los contratos, tanto como el cumplimiento en el pago, pudiendo afectar negativamente a la situación financiera de la empresa.

Desde este punto de vista la empresa queda sujeta a que CAMMESA reciba pagos de otros agentes del MEM, ya sea como otras empresas de energía o el mismo gobierno para aquellos proyectos adjudicados con garantía del FODER. Si bien en virtud de los PPAs le corresponde a CAMMESA cubrir los efectos de cualquier fluctuación cambiaria durante los primeros 41 días contados a partir de la fecha de facturación mediante pagos en función del tipo de cambio de referencia a dicha fecha, las fluctuaciones del tipo de cambio pueden tener un impacto negativo en los resultados de la Emisora en tanto se produzca una devaluación del peso durante el período comprendido entre el 42 días desde la fecha de facturación y la fecha de pago efectivo, efecto que podría incrementarse en caso de demoras en el pago.(Genneia , 2020)

Su parque eólico Madryn I y II se encuentran bajo el mecanismo de compras conjuntas con CAMMESA, mediante la Resolución N°202 (2016) cuya duración es de veinte años. También, sus parques eólicos Rawson I y II, con plazo de vigencia de quince años con posibilidad de extenderse dieciocho meses más. Contratos celebrados con Integración Energética Argentina S.A. En cambio, los contratos de sus parques eólicos Rawson III, Pomona II y Chubut Norte II se celebraron en el Mercado a Término, en el cual el usuario privado pagará, bajo la modalidad de compra en firme (“*take or pay*”) un determinado porcentaje acordado entre las partes de la electricidad efectivamente entregada, independientemente del consumo real. Por ello, el usuario privado no está obligado a tomar ni pagar un monto en exceso del porcentaje acordado.

3.2 Factor Económico.

De acuerdo con el Decreto N°882(2016), la Ley N°26.190 (2006), modificada por la Ley N°27.191 (2015), establece beneficios promocionales a ser asignados a quienes sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables. No obstante, dicha ley en su artículo cuatro profundiza que tales beneficios lo percibirán siempre y cuando alcancen el principio efectivo de ejecución antes del 31 de diciembre del 2017. Esto significa que las erogaciones asociadas al proyecto no resulten inferiores al 15% de la inversión total antes de la fecha estipulada.

Algunos de los principales beneficios consistieron en la aplicación de la Ley N°26.360 (2008), en cuanto a la solicitud de la devolución anticipada del impuesto al valor agregado y la amortización acelerada del impuesto a las ganancias, no excluyentes entre sí. Esta última se podrá realizar una vez que se obtenga la habilitación del bien.

El beneficio de la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado se hará efectivo luego de transcurrido como mínimo un período fiscal contado a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones y se aplicará respecto del Impuesto al Valor Agregado facturado a los beneficiarios por las inversiones que realicen hasta la conclusión de los respectivos proyectos dentro de los plazos previstos para la entrada en operación comercial de cada uno de los mismos. (Ley N°27.191, 2015, art. 1, inc.3)

El decreto N°531 (2015), en su artículo nueve dispone que el Banco de la Nación Argentina dispondrá líneas de crédito especiales, de corto plazo y con tasa de interés diferencial, tendientes a financiar la cancelación del impuesto al valor agregado que deban abonar los beneficiarios del Régimen de Fomento durante la ejecución del proyecto y hasta su entrada en operación comercial. Estos créditos debían ser devueltos una vez recibidas las devoluciones de IVA o producida la absorción de créditos fiscales.

Además, se dictaminó el otorgamiento de un certificado fiscal para aquellas empresas que pudiesen acreditar un 60% de componente nacional en sus instalaciones o un porcentaje menor en el caso que acrediten la inexistencia de producción local, cuyo porcentaje no fuera inferior al 30%. El valor del certificado equivalía al 20% del componente nacional, el cual se podía afectar al pago de impuestos internos, ganancias, ganancia mínima presunta e impuesto al valor agregado. Los proyectos adjudicados al beneficio recibían un certificado de inclusión al régimen promocional de energías renovables emitido por el Ministerio de

Energía³. Se profundizará el cálculo del certificado en el apartado 3.4 del análisis del factor tecnológico.

El beneficio fiscal persiguió dos fines, ayuda fiscal para las empresas que invertían en la industria e impulsar la producción en el país. Esto último, si bien gran parte de la tecnología es de origen importado, también la norma señalaba la producción de piezas que se deben producir para llevar a cabo un parque eólico.

Otro beneficio relevante que enumeraba la Ley N°27.191(2015) fue la exención del pago de derechos de importación para aquellos bienes de capital o partes de los mismos, que fueran necesarios para la construcción del proyecto, con vencimiento al 31 de diciembre del 2017.

También, otros beneficios consistieron en la extensión del plazo de compensación de quebrantos a diez años; la exención del impuesto a la ganancia mínima presunta, desde el principio ejecutivo de ejecución de las obras, proyecto hasta ocho ejercicios posteriores a su puesta en marcha; deducción de intereses y diferencias de cambio generadas por la adquisición de financiaciones de las obras, proyectos referidas a tal industria, cuando la empresa obtenga pérdidas; exención del impuesto a las ganancias sobre dividendos y utilidades cuando éstos fueran reinvertidos en el negocio. El Decreto N°882 (2016), estableció en su artículo trece la posibilidad de trasladar al precio de los contratos de abastecimiento de energía renovable los costos derivados de incrementos de impuestos, tasas, contribuciones u otros tributos, posteriores a la celebración de los contratos.

En el año 2017, se modificó el régimen fiscal a través de la Ley N°27.430, cuyos cambios se aplicaban a proyectos en curso o futuros de generación de energía renovable. Una modificación fue la alícuota al impuesto a las ganancias sobre los dividendos a distribuir, la cual pasaba de un 35% en aquel año y a partir del año 2018 a una tasa del 30%. También, se realizó un pacto fiscal entre el Estado y las provincias, las cuales se comprometían a disminuir ciertos impuestos si el proyecto se encontraba en producción. Ejemplo de ello, el impuesto a los ingresos brutos y el impuesto a los sellos.

Para el otorgamiento de los beneficios, se previó un cupo fiscal anual correspondiente en el Presupuesto Público. Consecuentemente, y según los datos oficiales del Ministerio de Hacienda, en el año 2015 se asignaron a Energía, Combustibles y minería 167.580 millones

³En el año 2018, el Ministerio de Energía pasó a ser Secretaría de Energía dentro del Ministerio de Hacienda.

de pesos; en el año 2016, 143.055 millones de pesos; en el año 2017, 168.480 millones de pesos y en el año 2018, 124.894 millones de pesos.

En el informe de Ejecución Física y Financiera del Ministerio de Hacienda (2015), explica que, en la asignación del Presupuesto Nacional se encuentran las iniciativas de eficiencia energética. Éstas, consistieron en todas las acciones a brindar energía eléctrica a poblaciones rurales, con poco acceso a las redes de distribución, mediante las instalaciones de paneles solares, equipamiento eólico, con el fin de lograr un menor impacto ambiental. Si bien, tal impacto tendrá su análisis en el factor social- apartado 3.3-, en el presente apartado se mencionan las iniciativas y su significancia financiera. Algunas de ellas, consistieron en el Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), tratándose de compensaciones a productores de energía eléctrica a partir de sistemas de generación eólicos, solares, geotérmicos, maremotriz, de biomasa, y sistemas hidroeléctricos de hasta 30 megawatts de potencia para que vuelquen su producción en el Mercado Mayorista o brinden prestación a servicios públicos. Empero, aquellas asignaciones no tuvieron ejecuciones financieras en el año mencionado.

En el año 2016 se asignaron 365.000 millones de pesos al PERMER, de los cuales se ejecutaron solamente tres millones de pesos, debido a las demoras en los procesos administrativos y de licitación. Como hito importante, se denominó a nivel nacional el Proyecto de Eficiencia Energética Argentina, en vez de considerarse meras iniciativas. Además, se devengaron 6.000 millones de pesos, para el incremento de las cuentas a cobrar, las cuales son destinadas a la implementación del FODER. En el año siguiente, en la emisión del mismo informe, en cuanto a la función de los gastos de energía, combustibles y minería, se mencionaron las iniciativas y programas, denominando a los mismos como “desarrollar las energías renovables”. Dando así, mayor análisis y profundización en la asignación presupuestaria.

En el 2017 se devengaron 53.000 millones de pesos a acciones del PERMER, destinadas principalmente a la atención de transferencias para la instalación de equipos de generación de energía, mediante fuentes renovables. Sin embargo, su instalación tampoco ocurrió en ese año debido a la demora en la firma de los contratos para las obras adjudicadas y a los extensos plazos de importación de los componentes. También, se asignaron 3.596 millones de pesos para todos los gastos vinculados a la atención del Régimen de Fomento, de los cuales se

devengaron 3.000 millones de pesos para el incremento de cuentas a cobrar, destinado a la cuenta de garantía del FODER.

En el año 2018, se devengaron 6.000 millones de pesos, en concepto de aplicaciones financieras, principalmente para todos aquellos gastos necesarios destinados al Régimen de Fomento. En cuanto al proyecto PERMER, se le asignó 575 millones de pesos, de los cuales fueron devengados 185 millones pesos.

Ahora bien, en la tabla 3 se señala la asignación presupuestaria en cuanto a las transferencias ejecutadas a CAMMESA, las cuales se vieron incrementadas en un 25% promedio ponderado y acumulado en el periodo de estudio. El año 2016 muestra el mayor salto de asistencia financiera, vinculado con la creación del FODER.

Tabla 3

Principales conceptos de la función Energía, Combustible y Minería - Ejercicio 2015~2018.

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|-------------------------------------|--------|---------|--------|---------|
| Asistencia Financiera a Cammesa (*) | 89.725 | 142.154 | 75.319 | 103.095 |

Fuente: Creación propia (2020), según Informe de Ejecución Física y Financiera del Ministerio de Hacienda.

(*) Valores expresados en millones de pesos y devengados según su asignación presupuestaria.

Respecto a la asistencia financiera a CAMMESA comprende porque: “los costos promedios de producción de energía no son cubiertos totalmente por los precios que se abona por la misma, por tal motivo se recurre a fondos del Estado Nacional para solventar y brindar asistencia a CAMMESA” (Ministerio de Hacienda, 2017, p.187).

A modo de reflejar la brecha entre el precio y costo en el sistema eléctrico argentino, contemplando todas fuentes de generación existentes en los años 2015 al 2018, el gráfico 1 muestra evidencia de aquellos. Éste, presenta datos anuales y los expone en los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, cuyos meses indican el cambio de estación, el cual tiene una correlación positiva con la demanda de energía. Esta correlación impacta en los precios y los costos del sistema. Aquellos, se muestran en pesos y dólares medidos por mega watt hora. El costo de generación representa el precio promedio que recibe la oferta que, de acuerdo con el precio pagado y recaudado por la demanda solo alcanzó a cubrir el 32%, 42%, 59% y 62% en los años 2015, 2016, 2017 y 2018 respectivamente. Ese desfase implicó

subsidios⁴ a la demanda por parte del Estado en 8.541 millones, 7.280 millones, 5.056 millones y 4.827 millones en el orden cronológico de los años de estudio y con cifras expresadas en dólares. Medidos en relación con el producto interno bruto representó un 1.3% en los años 2015 y 2016, mientras que en el año 2017 disminuyó a 0,8% y finalizó en el 2018 en 0,9%.

El gráfico 2 muestra la evolución de los subsidios de la electricidad total en función del producto bruto interno, no solo contemplando los subsidios a la demanda sino también, otros conceptos como ser aquellos al Ente Binacional Yacypretá, letras, acreencias según Res. N° 406, compensaciones, asistencia a distribuidoras, convergencia tarifaria entre otros. Además, expone los subsidios al petróleo, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP).

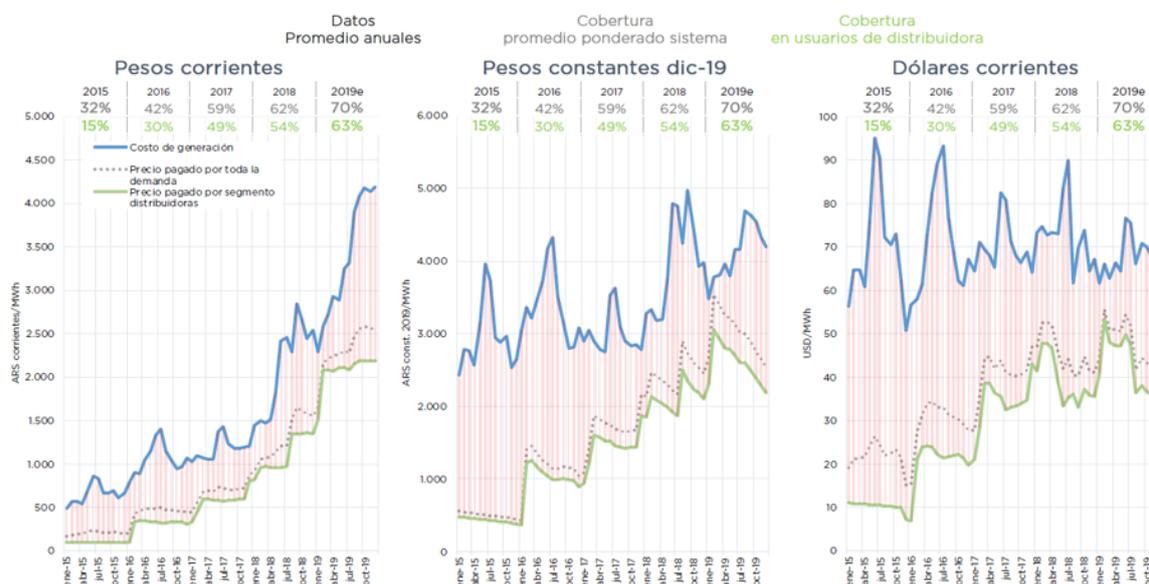


Gráfico 1. Fuente: Secretaría de energía (2019). Balance de gestión en energía 2016-2019. Emergencia, normalización y bases para la transformación.

⁴Los subsidios a la demanda de electricidad no incluyen los subsidios que realiza el Estado a la demanda de gas natural, petróleo y derivados por tratarse de costos pertenecientes a fuentes de generación de energía convencionales. Para su profundización se recomienda leer Balance de gestión en energía 2016-2019. Emergencia, normalización y bases para la transformación. (Secretaría de Energía, 2018).

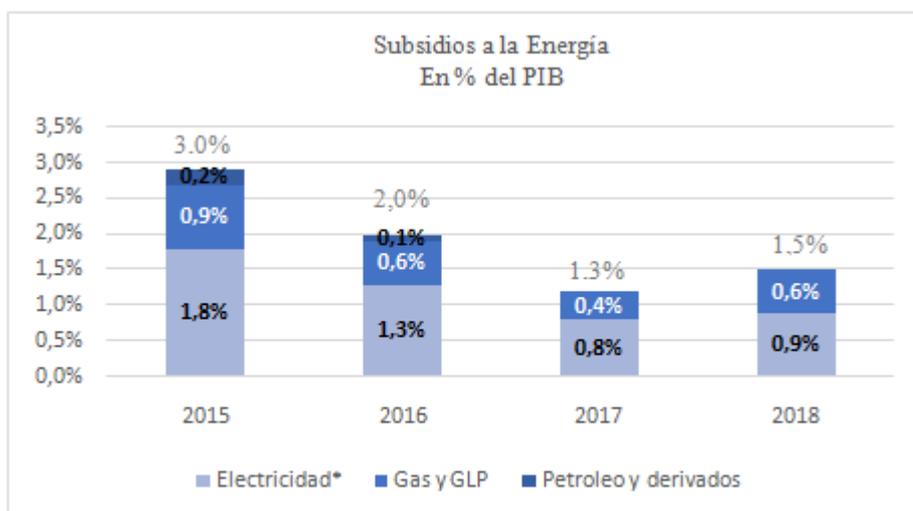


Gráfico 2. Fuente: Creación propia (2020), según Argentina: evolución de subsidios, oferta y demanda de energía 2015-2019. Gas, electricidad y petróleo (2019).

Por lo tanto, la evolución del subsidio por parte del Estado tendió a la baja debido en gran parte al ajuste de tarifas. Según la Secretaría de energía (2019), el precio abonado por la demanda subió un 158% entre el año 2015 y 2018, en 18 USD/MWh a 47 USD/MWh. También, desde el 2015 a principios del 2019, hubo una disminución en el costo de generación, es decir en el precio recibido por la oferta, debido a la reducción en la generación térmica de 95 USD/MWh a 88 USD/MWh, generación nuclear de 120 USD/MWh a 96 USD/MWh y la generación renovable de 136 USD/MWh a 93 USD/MWh. En el caso de la generación térmica, esa reducción se debió al reemplazo de combustibles importados por gas doméstico más barato.

Si bien la generación térmica corresponde a la generación convencional, no renovable, forma parte del sistema eléctrico como así también, a los costos y subsidios explicados anteriormente. Por ello, se procede a detallar el consumo y precios de estos para representar su significatividad.

Tabla 4
Consumo de combustibles y sus precios

| Consumo | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Gas Natural (Miles Darn3) | 14.418 | 15.589 | 17.119 | 18.036 |
| Fuel Oil (Miles Toneladas) | 3.088 | 2.651 | 1.286 | 565 |
| Gas Oil (Miles m3) | 2.240 | 2.381 | 1.397 | 875 |
| Carbón Mineral (Miles Toneladas) | 949 | 725 | 654 | 657 |
| Biodisel (Miles Toneladas) | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Participación por tipo de combustible | | | | |
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Gas Natural (Miles Darn3) | 69% | 72% | 84% | 90% |
| Fuel Oil (Miles Toneladas) | 17% | 14% | 7% | 3% |
| Gas Oil (Miles m3) | 11% | 11% | 7% | 5% |
| Carbón Mineral (Miles Toneladas) | 3% | 2% | 2% | 2% |
| Biodisel (Miles Toneladas) | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Precio promedio USD/MBTU | | | | |
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Gas Natural (Miles Darn3) | 4,90 | 4,60 | 5,20 | 4,90 |
| Fuel Oil (Miles Toneladas) | 14,00 | 13,62 | 10,40 | 10,80 |
| Gas Oil (Miles m3) | 17,00 | 12,78 | 11,50 | 14,40 |
| Carbón Mineral (Miles Toneladas) | 6,30 | 6,63 | 8,40 | 7,00 |

Cuadro X. Fuente: Creación propia (2020), según información de Camuesa.
* MBTU conforma "British Thermal Unit", un millón de BTU equivale a 27,8 m3 de gas oil.
Se utiliza esta unidad de medida para que los precios sean representativos y comparables según el tipo de consumo.

En ese contexto, el gas natural fue logrando mayor participación en el mercado, logrando así un 90% en el año 2018, con una tendencia estable en su precio promedio. De esta forma, el sistema se fue despojando del consumo de fuel oil y gas oil, los cuales representaban costos superiores al gas natural.

Comparativamente, la generación renovable eólica no precisa del consumo de combustible, principal diferenciación con la generación térmica. La Secretaría de Energía (2008) afirma que:

Desde el punto de vista económico, aun cuando la inversión inicial necesaria para la instalación de los sistemas de captación eólica es mayor que la requerida para un sistema diesel, los equipamientos eólicos tienen bajos costos de mantenimiento, “combustible” gratis y una vida útil prolongada (20 años o más), lo que les permite competir cada vez más eficazmente con otras fuentes energéticas. (p.7)

El Conicet (2017) realizó un estudio de los costos por fuente de generación de energía, según datos a diciembre del 2015, a fin de revelar cuál resultaba ser más competitiva:

Del análisis surge que los proyectos de ciclo combinado son los más competitivos, siendo rentables con precios de la energía en el entorno de los 38,4 USD/MWh; los proyectos eólicos resultan en promedio competitivos con valores del orden de los

74,7 USD/MWh; en tercer orden se ubican los proyectos hidroeléctricos, los cuales mantienen un alto nivel de volatilidad, con un valor promedio de 96 USD/MWh; los proyectos de biomasa resultan apenas un poco menos competitivos, con valores medios del orden de 107,7 USD/MWh; y los proyectos menos competitivos resultan ser los fotovoltaicos con valores de 249,3 USD/MWh. (p.31)

A pesar de ello, los precios renovables tendieron a la baja relacionado a la normativa formulada para el fomento de este tipo de tecnología. Ejemplo de ello, fue el programa GENREN y la Resolución N°202 del 2016 ya que en su artículo siete determinó el precio de estos proyectos, correspondiente al cálculo de una ecuación⁵ que comprende al precio más alto de las ofertas adjudicadas en el programa Renovar Ronda 1, con un umbral mínimo en 65 USD/MWh. Este, debía ser ajustado en forma anual por Factor de Ajuste y Factor de Incentivo que la norma aclara y se detalla en el Anexo B. Esto provocó una variación en el precio, de 121/134 USD/MWh, originales del GENREN, a 73,13 USD/MWh.

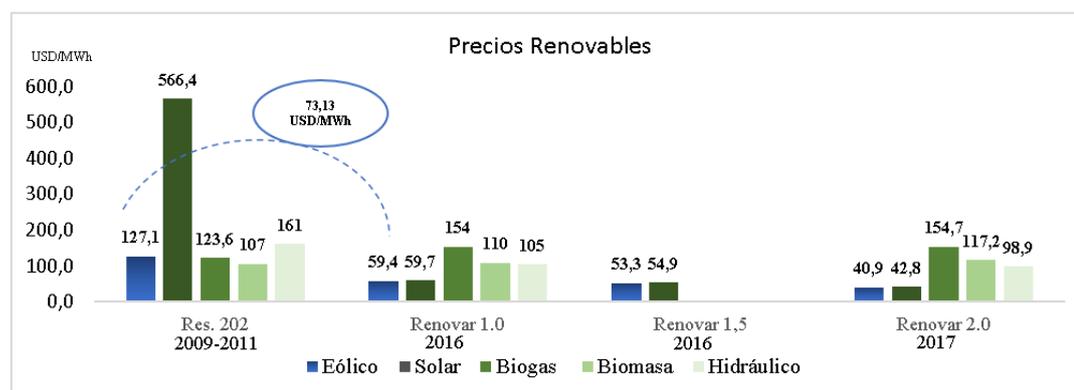


Gráfico 3. Fuente: Creación propia (2020), según información de Cammesa, Ministerio de Energía y Minería (2015-2018).

También, en cada ronda del programa Renovar se redujo el precio adjudicado. En el gráfico 3 representa aquello mediante el precio promedio ponderado de acuerdo con la potencia adjudicada por tecnología. La tendencia a la baja en los precios principalmente correspondió a la energía eólica y solar, no así en Biogas, Biomasa e Hidráulica. Según

⁵Ecuación: $P = 1/3 * 85 + 2/3 * PMA$; PMA es el precio más alto de las ofertas de generación de origen eólico que resulten adjudicadas en la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación —el Programa Renovar (Ronda 1) (...). (Resolución N° 202, 2016, art 7).

Cader (2018) los precios más bajos en cada ronda significaron un ahorro al sistema del 27% para la energía eólica, debiéndose a que las empresas fueron tomando mayor conocimiento del mercado, afrontando mayores riesgos ante un precio más bajo de adjudicación.

Entre Ronda 1 y Ronda 2 (13 meses), los precios promedio han bajado un 15% caída aún mayor en eólico (-31%) y solar (-27%). No se debe tanto a mejoras en la tecnología, como a un clima de mayor confianza de los inversores después de la reinscripción de Argentina en el mercado internacional de capitales, la reducción general de los subsidios a los servicios públicos, el incremento gradual de las tarifas para adaptarlas al coste de generación, eliminación de las restricciones a la repatriación de beneficios y el tipo de cambio flotante” (Jiménez Jambrina J, 2018, p.6).

En el caso de estudio, el parque eólico Rawson I y II, ambos proyectos adjudicados a través del programa GENREN, no necesitaron adherirse al Régimen de Fomento dado que ya se encontraban operativos en el año 2012. Por lo tanto, su precio no se vio modificado y correspondió en 128,7 USD/MWh y 124,2 USD/MWh respectivamente. En cuanto a los parques eólicos Madryn I y II, ambos licitados en el año 2017 y mediante la Resolución 202/2016 sus precios si se vieron ajustados a la Ronda Renovar 1 en 76,2 USD/MWh con un ajuste anual adicional. Respecto a los parques eólicos Rawson III, Villalonga II, Pomona II y Chubut Norte II, como ya se explicó en el apartado 8.1, se trata de contrataciones individuales cuyos precios comprende a negociaciones entre particulares.

En el año 2015 el sistema presentaba una elevada incobrabilidad por parte de Cammesa, con días de cobranza en los 107 días promedios. Según la Secretaría de energía (2019): “esto representaba un serio problema para el sistema, ya que existen distribuidoras que no pagan y hacen uso de la electricidad (que por otra parte sí cobran de sus usuarios) y la infraestructura financiada por los demás”. En el año 2016, mejoró la incobrabilidad, disminuyendo el indicador en 67 días promedios. En los años 2017 y 2018 ha mejorado en 42 y 43 días promedios respectivamente. En consecuencia, la demora en el cobro no solo le genera un descalce financiero a la empresa, sino también un “*payback*” más lento sobre la inversión realizada, encontrarse expuestos al riesgo cambiario dado que su facturación se encuentra denominada en dólares y el cobro lo percibe en pesos. Por tal motivo, cuando el parque operativo se encuentra adherido al régimen del FODER elimina aquellos

inconvenientes financieros dado que tienen derecho de cobro en su totalidad a los 42 días de efectiva generación de energía; mientras que, aquellos parques que no se encuentran adheridos dependerán de la situación del sistema energético en sí mismo y sostenibilidad del Estado.

En la tabla 5 se puede observar el cubrimiento de la demanda medida en gigawatt y fuente de generación para su abastecimiento. La demanda total del sistema comprendió a consumo por parte de residenciales, consumos intermedios y gran demanda. Según Cammesa (2018) los giga watt hora fueron de 132.110; 133.111; 132.530; y 133.088 en los años 2015 al 2018, como se explicará en el factor tecnológico, apartado 3.4. Sin embargo, este dato se expone en el presente apartado con el objetivo de exponer que, en el caso de la energía renovable se produjo un incremento en su generación en el año 2018. Tal incremento sucedió a pesar de que el año anterior la demanda total sufrió una desaceleración en su crecimiento, en un -0,4%. Este hecho suele traer aparejado su relación al producto bruto interno.

Tabla 5
Indicadores del Sector Energético - Ejercicio 2015~2018.

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| Demanda~ GWh (*) | 135.209 | 136.600 | 136.464 | 137.481 |
| Generación por Fuente~GWh(*) | | | | |
| ▪ Térmica | 86.317 | 90.068 | 88.530 | 87.725 |
| ▪ Hidráulica | 39.840 | 36.192 | 39.584 | 39.953 |
| ▪ Nuclear | 6.519 | 7.677 | 5.716 | 6.453 |
| ▪ Renovable | 2.533 | 2.663 | 2.634 | 3.350 |

Fuente: Creación propia (2020), según Informe de Ejecución Física y Financiera del Ministerio de Hacienda.

(*) Comprende la demanda para usuarios residenciales, comerciales, industriales e incluye la demanda por operaciones de exportación, pérdidas y bombeos. No comprende energía importada.

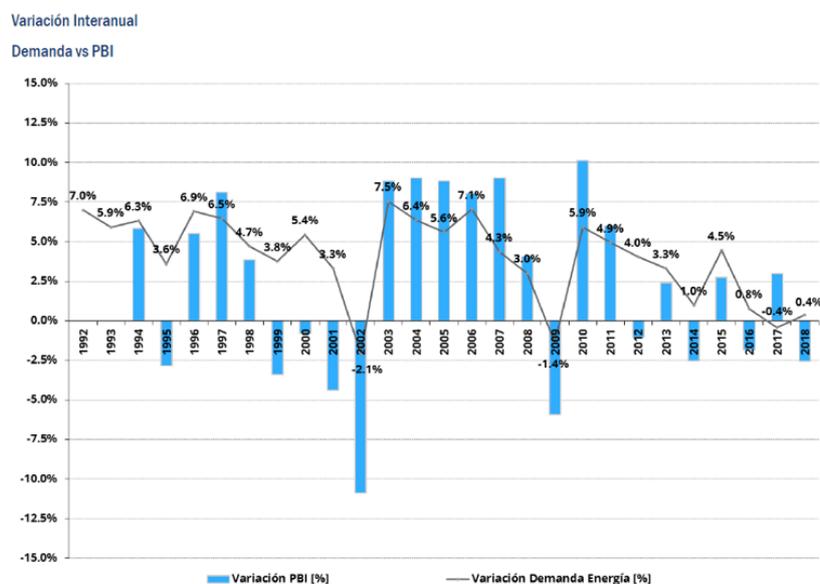


Gráfico 4. Fuente: Cammesa (2018).

En relación con el Producto Bruto Interno (PIB) y la demanda de energía, algunos autores han desarrollado estudios tomando casos de países desarrollados y emergentes a fin de evaluar su resultado y la elasticidad de la demanda de energía. Ejemplo de ello, Campo R. y Sarmiento G (2011) tomaron 10 países latinoamericanos como campo de estudio y en sus conclusiones arribaron que existe una retroalimentación entre el consumo de energía y el PIB. Además, señalaron:

Es muy importante que se conozcan los efectos que tiene el incremento del consumo de energía eléctrica sobre el PIB, sobre todo que los conozcan los hacedores de política económica, con el fin de que se tengan en cuenta en el momento de diseñar políticas efectivas del uso y eficiencia de la energía eléctrica, o también de la conservación de la energía cuando sea el caso. (p.17)

Por lo tanto, como se observa en el gráfico 4, en gran medida la demanda de energía guarda una variación en el mismo sentido que el PIB, pero no en su misma proporción en los años 2003 al 2015 inclusive, año en el cual el coeficiente de elasticidad energía/PIB da un salto de 1,65 a 0,38; 0,15 y, 0,16 en los años sucesivos.

Este coeficiente, o también llamado tasa de intensidad energética está definida por el incremento porcentual en el consumo energético respecto al incremento porcentual en el producto económico (...) y está a su vez correlacionado con las tecnologías de producción utilizadas y la evolución de los precios de la canasta energética. Una

estructura productiva asociada a los servicios consume menos energía por unidad de producto que una estructura productiva industrial. (Montamat, 2007, p. 75)

La definición económica de la elasticidad ingreso de la demanda, según Parkin y Loria (2010) mide la sensibilidad de la demanda de un bien o servicio ante un cambio en el ingreso, cuando los demás factores permanecen constantes. Ejemplo de ello fue en el año 2017, en el cual junto con la quita de subsidios y aumento de precios generó una demanda inelástica a pesar de que el PIB tuvo un crecimiento. Esto tiene su impacto a nivel corporativo, dado que, a menor demanda de energía, mayor probabilidad de afectación en sus ingresos proyectados.

Según el INDEC, la serie histórica del estimador mensual de actividad económica (EMAE), tuvo un incremento del 2,73% en el 2015; una caída del 2,08% en el 2016; nuevamente se incrementó en 2,82% en el 2017 y finalmente, disminuyó en 2,57% en el 2018, porcentajes calculados respecto al estimador acumulado promedio comparado al año anterior correspondiente. En consecuencia, de la misma forma, las variaciones anuales del estimador en el sector de electricidad, gas y agua (en adelante EMAEs), guarda la misma relación que el PIB y demanda de energía. Esto se evidenció dado que en el año 2015 el EMAEs representó un incremento respecto al año 2014 en un 4,42%, es decir, creció más que el doble que el EMAE, similar situación al PIB y demanda de energía. En el año 2016 cayó en un 0,99% cuya disminución fue en una proporción menor que el EMAE. En el año 2017 a pesar de que el EMAE creció, al igual que el PIB, el EMAEs cayó en un 1,01%, mismo año en el que la demanda de energía sufrió el impacto de los ajustes de tarifas. Por último, en el 2018 se incrementó en un 0,24% pese a que el PIB y el EMAE disminuyeron. Tal relación guarda su sentido y en concordancia a Gregorio (2012): “El nivel de actividad de un país se mide a través del producto interno bruto, que representa el valor de la producción final de bienes y servicios de un periodo”.

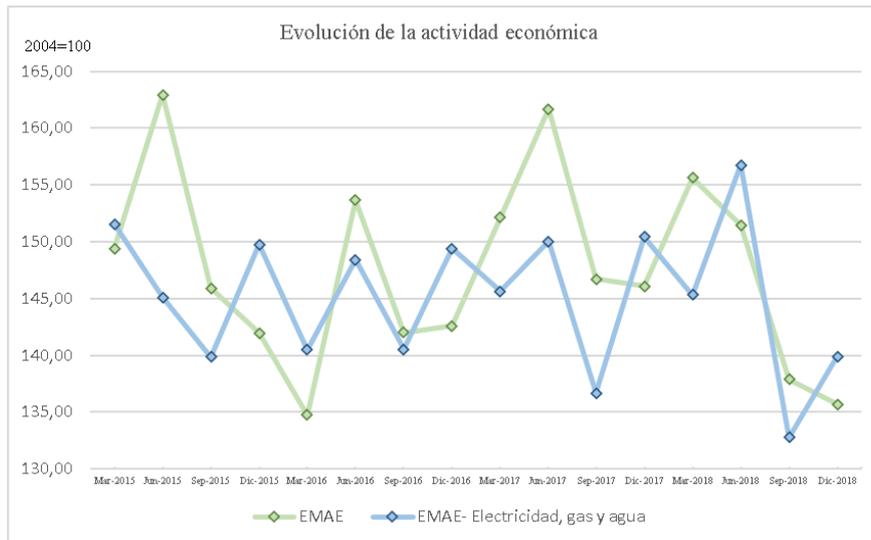


Gráfico 5. Fuente: Creación Propia (2020). Según información histórica del INDEC.

Pérez Enri (2000), afirma que:

El PIB se descompone a través de consumo; la inversión residencial, en referencia a la adquisición de plantas y maquinarias por parte de empresas y, no residencial en función de la compra de inmuebles por parte de individuos; y el gasto público. Además, exhibió la interrelación entre la producción, la renta y la demanda. (p.49)

A raíz de tal interrelación, se expondrá los principales hitos económicos con la finalidad de conocer los mismos en los años de estudio.

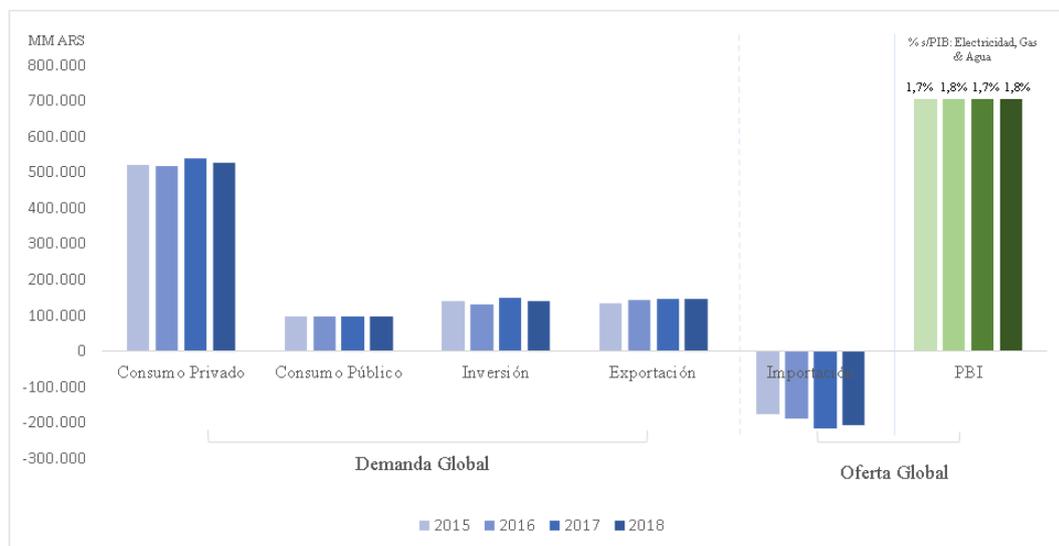


Gráfico 6. Fuente: Creación propia (2020), según información estadística del Ministerio de Economía.

(*) PIB real, valores expresados en millones de pesos.

El gráfico 6 se observa los componentes del PIB real, mencionados en los párrafos anteriores, de los cuales se tomaron datos de informes del INDEC y del Banco Central de la República Argentina (BCRA) con la finalidad de exponer datos cuali y cuantitativos.

El consumo privado fue el componente que preponderó en todo el periodo. Esto, se debió por la creación de planes y programas en fomento a la demanda privada, como ser el programa de fomento al ahorro y la producción; Ahora 12; precios cuidados; a rodar para créditos de vehículos; Renovate; Procrear entre otros. También, en el gráfico se expone el porcentaje, estable, que representa el suministro de electricidad, gas y agua.

En el periodo de estudio imperó el déficit fiscal cuya recaudación promedió en un 18,63% sobre el producto bruto interno mientras que el gasto fue mayor, en un 23,97%. Con saldos deficitarios en 219.354; 471.729; 616.599, y a fines de diciembre de 2018 en 813.735, valores expresados en millones de pesos. Aquello, encaminó a una curva alcista del gasto público con más del 20% por encima de los recursos efectivamente recaudados en los cuatro años. El déficit se conformó principalmente de transferencias sobre recursos propios, al Tesoro Nacional y al crédito interno. También, parte del gasto fue asignado a energía, combustibles y minería.

La inversión se caracterizó principalmente en residencial, en mayor medida de origen importado y, en segundo lugar, el material de transporte. Respecto a este último, preponderó la inversión de origen nacional. Ambos representaron en ronda al 20% del PIB real. En cuanto a las energías renovables, de acuerdo con Ministerio de Economía, en el año 2015 no hubo prácticamente inversiones. En el año 2016, según la secretaría de Energía, se habilitaron cinco de los cincuenta y nueve proyectos adjudicados en el Programa de Rondas 1 y 1.5 en el cual representaron una inversión de 7.500 millones de dólares cuyos proyectos de inversión generarían al país un ahorro superior a 5.000 millones de dólares en el plazo de duración de los mismos, los cuales comprenden en veinte años. Además de reactivarse el programa PERMER, con una inversión de 66.000 millones de dólares en todo el periodo de estudio.

En aquel año la inversión total de infraestructura energética rondó en los 50.000 millones de pesos, destinándose en primer lugar con un 31% a la energía térmica, un 19% al transporte y distribución, en tercer lugar, al transporte y distribución de gas y energía nuclear con el 13% y con un 12% fueron asignadas las inversiones a energías renovables. El resto comprende a la energía hidroeléctrica y la minería con el 10% y 2% respectivamente.

En el año 2017 la inversión se incrementó a 90.000 millones de pesos, de los cuales el 39% se destinó a la energía térmica, y en segundo lugar a la energía renovable y transporte y distribución con el 17%. En cambio, en el 2018, la energía térmica continuó con el mayor porcentaje de asignación de inversiones con un 30% y luego, la energía renovable con el 29%. Esta inversión se profundizó en la Patagonia con una inversión per cápita entre 600 y 900 dólares. En ese año, se destinó más inversión a la eficiencia energética en 22 millones de pesos.

En cuanto al caso de estudio, Genneia S.A, ha invertido 154 millones de dólares en su Parque Rawson I y II, cuyo período de construcción fue un año. Como una ampliación de ambos parques, invirtió 39 millones de dólares en el Parque Rawson III, cuya construcción duró un año, habiendo finalizado en el 2017, mismo año en el que comenzó a construir los Parques Eólicos Madryn I y II. El primero implicó una inversión de 115 millones de dólares y el segundo de 205 millones de dólares. Luego, en el 2018 con la construcción de tres parques más, Villalonga II, Pomona II y Chubut Norte II; realizó una inversión de 5 millones de dólares en el primero y 14,4 millones de dólares en el segundo. Chubut Norte II, el cual se encuentra en fase de construcción, se estimó su inversión total de 38,9 millones de dólares.

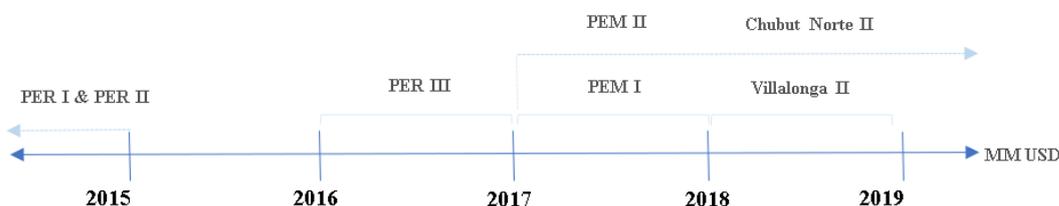


Figura 1. Fuente: creación propia (2020). Inversión de Genneia S.A. por parque eólico.
* Inversión estimada ya que el parque aún se encuentra en fase de construcción.

De acuerdo con los informes publicados semestralmente por el BCRA (2015-2018), en lo que respecta a la balanza comercial durante el 2015, cerró con déficit de 3.419 millones de dólares, hecho que no ocurría desde el año 1999. Debido a la elevada influencia de las cotizaciones internacionales de las materias primas de exportación deterioraron los términos de intercambio de mercancía, debido a la caída en sus precios. Además de la caída en la demanda por parte de Brasil. En cuanto a la balanza comercial energética, imperó la importación en 1.655 GWh, mientras que se exportó 55 GWh. Esto, arrojó un saldo negativo de 2.400 millones de dólares.

En el año 2016 se logró superar el déficit del año anterior, finalizando con un saldo positivo en 2.057 millones de dólares debido al mayor flujo de exportaciones en productos primarios, combustibles y energía, teniendo como principales socios estratégicos a Brasil, ya en vías de su recuperación, EEUU y China. La disminución de las importaciones se debió a los precios y no a las cantidades. Dentro de los bienes que registraron caídas, se presentó el gas oil y gas natural. La balanza comercial energética mejoró su saldo, pero aún éste fue negativo en 800 millones de dólares; las exportaciones se quintuplicaron en giga watt, mientras que las importaciones tuvieron una variación negativa del 11%, por 1.470 GWh.

En el año 2017, a pesar de la reactivación de la economía mundial y recupero del principal socio estratégico Brasil, las exportaciones no repuntaron y en dicho año la balanza comercial nuevamente arrojó saldo negativo en 8.293 millones de dólares. El descenso de las exportaciones se explicó en las cantidades de productos primarios y de manufactura de origen agropecuario. En lo que respecta a las importaciones, los bienes de capital fueron los que predominaron, incrementándose un 19,7% respecto al 2016. No obstante, las exportaciones de combustible y energía se incrementaron un 25% en términos nominales, mientras que en giga watt pasaron de 329, del año 2016, a 69,2. En cambio las importaciones energéticas, se redujeron un 50% y ello generó un saldo negativo en 700 millones de dólares.

En el año 2018, continuó con saldo negativo, pero éste se redujo en 3.701 millones de dólares. Similar situación al año anterior, las exportaciones se vieron disminuidas debido a las cantidades y no así por la variación de precios. En cuanto a las importaciones, aumentó significativamente los bienes intermedios, los cuales se caracterizan por ser los alimentos y bebidas básicos para la industria, y suministros industriales y continuaron en la misma línea de crecimiento del 2017, los bienes de capital. Respecto a la balanza energética; las exportaciones de energía se triplicaron en 280,2 GWh y las importaciones se redujeron en un 53%, equivalente a 343,5GWh. Esto generó un saldo positivo de 1.900 millones de dólares.

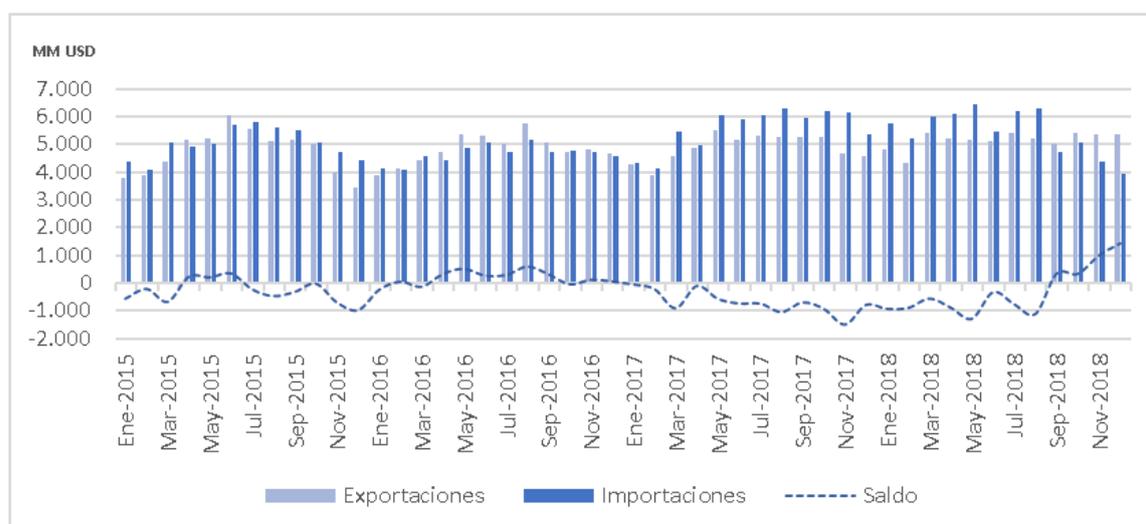


Gráfico 7. Fuente: Creación propia (2020), según información del Ministerio de Economía y Finanzas (2015-2018).

De acuerdo con los informes de política monetaria brindados por el BCRA, en el año 2015, aquella se focalizó en los agregados monetarios. Para ello, elevó las tasas de interés a fin de favorecer los depósitos en plazos fijos y el ahorro en moneda nacional, en vistas a más largo plazo, ya que éstos constituyen la principal fuente de fondeo del sistema financiero local con una mayor ponderación de aquellos que provienen del sector privado. La tasa monetaria correspondió a las Lebac a un plazo de 90 a 120 días, las cuales se trasladaban a las tasas activas y pasivas. Por estas últimas, tenían el objetivo puesto en que no sean inferiores a la tasa de referencia. En búsqueda de lograr una curva de rendimientos alcista y lograr equilibrio en la oferta y demanda de dinero, emitieron deuda soberana, mediante bonos del Tesoro denominados Bonac a fin de fomentar las colocaciones en pesos en el mercado local, a través de sus negociaciones en el mercado secundario y otorgar incentivo al financiamiento. También, el gobierno de turno realizó colocaciones en dólar y dólar link para la búsqueda de su financiamiento. Empero, las cotizaciones de los títulos fueron fluctuantes durante todo ese año debido a la mayor volatilidad en el mercado internacional y local. También, comenzó a realizar compras de divisas para incrementar sus reservas internacionales a fin de poder intervenir ante cualquier fluctuación cambiaria. La base monetaria cerró en ese año en 622.263 millones de pesos.

El BCRA impulsó la compra de divisas a fin de incrementar sus reservas Internacionales, cuyo incremento se vio favorecido debido al aumento de los depósitos privados, la emisión del Bonar 2024 por un valor de 1.458 millones de dólares, además del acuerdo swap con

China por 8.700 millones de dólares. También se utilizaron tales reservas para cancelar servicio de deuda pública. Las reservas finalizaron aquel año con 24.815 millones de dólares.

A fin de ese año se implementó el régimen de tipo de cambio flexible. En línea al nuevo régimen, a principios del año 2016 estableció metas de inflación del 12% al 17% para el año 2017 y del 8% al 12% para el año siguiente. Para ello, el principal instrumento de política monetaria pasaba a ser la tasa de interés, en vez de los agregados monetarios. En este sentido, la tasa política monetaria, la LEBAC, pasó a ser del plazo de 35 días, la cual se licitaba semanalmente y con el objetivo que sea superior a la tasa de inflación. Para ello, intervino en el mercado secundario, mediante la compra y venta de este instrumento para evitar mayor volatilidad en la tasa de interés. De aquí, la vinculación de la política monetaria con la cambiaria.

“Para mantener el nivel de tasas de interés en el valor requerido, el Banco Central debe absorber cualquier expansión monetaria que no estuviera convalidada con una mayor demanda de dinero” (BCRA, 2016, p.71).

Estas medidas lograron una apreciación del peso en el segundo trimestre del 2016, como se puede apreciar en el gráfico 9, pero el tercer trimestre nuevamente se depreció con una variación acumulada del 18%. Para mantener cierta estabilidad cambiaria en el cuarto trimestre, el BCRA tuvo que intervenir vendiendo reservas internacionales con la finalidad de evitar mayor volatilidad. Pero, no generó una disminución en aquellas dado las compras de divisas anticipadas que se realizó al Tesoro y las colocaciones de deuda finalizando ese año en 37.853 millones de dólares.

Con una política monetaria restrictiva y con la tasa de interés como instrumento de la misma, se pretendía mejorar la curva de rendimientos, desinflación y el nivel de actividad económica, la cual como ya se mencionó, recién se recuperó en el año 2017. La base monetaria cerró en 787.895 millones de pesos.

En línea con estas medidas, el año 2017 se caracterizó en contar con un mercado cambiario menos restrictivo y continuó acumulando reservas internacionales mediante colocaciones de deuda local como las LETES y del exterior y compras de divisas al Tesoro. A fines del tercer trimestre, con una tendencia en alza en el tipo de cambio, el BCRA intervino vendiendo aquellas reservas. A pesar de ello, las reservas finalizaron el año con 55.581 millones de dólares. Según el BCRA (2017), para esterilizar la expansión monetaria a raíz de la acumulación de divisas, se emite deuda; es decir, se incrementan los pasivos no

monetarios, como las LEBAC, los pasas netos mientras que, aumentan los activos externos. Esto, no solo por la mera acumulación de dólares sino porque el rendimiento de las reservas internacionales compensaba el costo financiero de la emisión de deuda para poder esterilizar aquella compra.

Los bancos centrales compensan (esterilizan) el impacto de la intervención en los mercados de divisas sobre la oferta monetaria mediante operaciones de mercado abierto. Así, un país con un déficit que vende divisas y reduce su oferta monetaria puede compensar esta reducción mediante compra de bonos en el mercado abierto que restituya la oferta monetaria (...) mantiene activamente la cantidad de dinero (...). (Dornbusch, Fischer y Startz, 2009, p.524)

En el 2018, el tipo de cambio continuó en alza junto con la tasa de inflación, por lo que se ingresó en una fase recesiva, en la cual la política monetaria estuvo basada en metas de bases monetarias, en zonas de intervención y no intervención. Esto implicó aumentar la tasa de referencia, incrementar los encajes bancarios, eliminar las transferencias al Tesoro, lo cual se observa en gráfico 10. Según informó el BCRA (2018):

Al establecerse una meta sobre la cantidad de dinero, la tasa de interés de referencia (la tasa de LELIQ) pasa a determinarse por la oferta y demanda de liquidez, y se ubica en el nivel que resulte consistente con el compromiso de crecimiento nulo de la base monetaria. (p.46)

La base monetaria ese año cerró en 1.336 millones de pesos. El tipo de cambio tenía una condición de flotación libre en una zona de 34 y 44 pesos. Si el tipo de cambio se encontraba por encima de 44 pesos, el BCRA podía intervenir a través de la venta de moneda extranjera, hasta la suma de 150 millones de dólares con la finalidad de reducir la cantidad de pesos en circulación en pos de lograr la apreciación del peso. Cuando el tipo de cambio se encontraba por debajo de los 34 pesos, se realizaba la acción inversa en la cual el BCRA intervenía mediante la compra de moneda extranjera a fin de lograr la depreciación del peso.

A partir del tercer trimestre del año, se generó una depreciación del peso con tan solo una variación del 37% en ese periodo, de acuerdo con lo expuesto por el BCRA, esto se debió a que la economía estaba expuesta a la salida de capitales y en un contexto de déficit fiscal, causas judiciales a nivel político y el acuerdo con el FMI intensificó el desequilibrio

financiero. Esto, llevó al incremento de la tasa de política monetaria y nuevamente intervención de aquella autoridad de aplicación, mediante venta de divisas. Además, con una mayor depreciación del peso, se desplazaron a la tasa de inflación y por efecto en incremento a la tasa monetaria.

En cuanto a las reservas internacionales, su incremento se debió principalmente a desembolsos con organismos internacionales, de los cuales predominó el Fondo Monetario Internacional por 7.460 millones de dólares. Como el tipo de cambio no se ubicó por fuera de las zonas de intervención el BCRA no tuvo necesidad de realizar operaciones de compraventa en el mercado cambiario. Finalizando así las reservas internacionales en 56.978 millones de dólares.

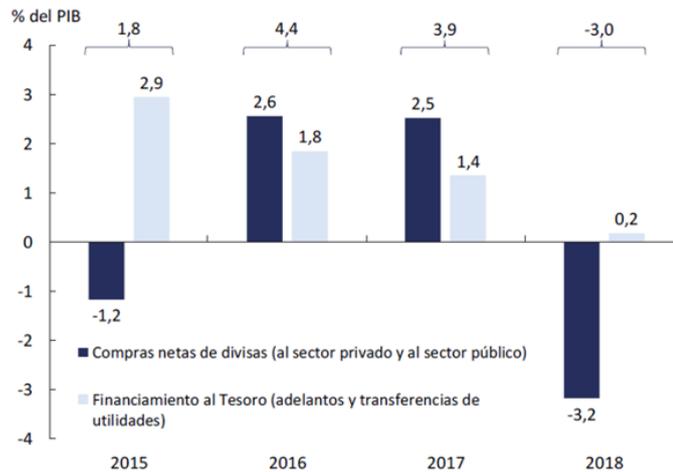


Gráfico 8. Fuente: Informe de Política Monetaria, BCRA (2018).

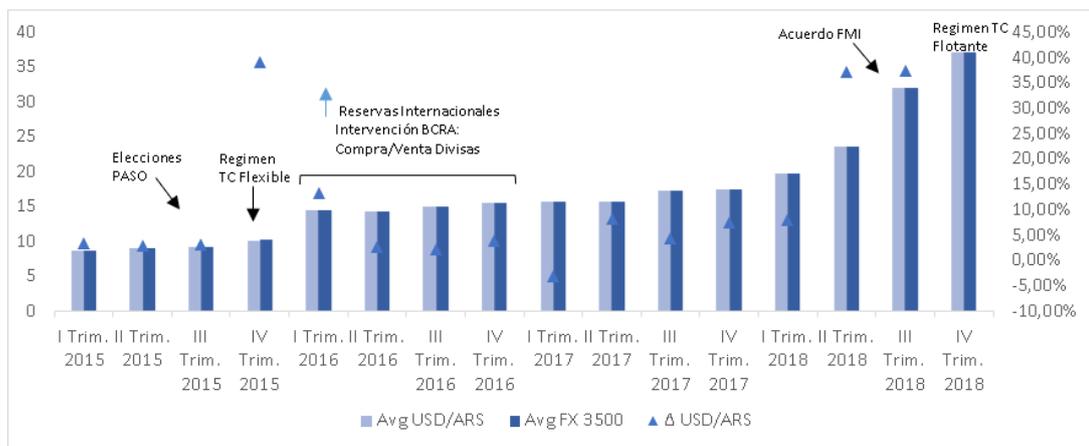


Gráfico 9. Fuente: Creación propia (2020).

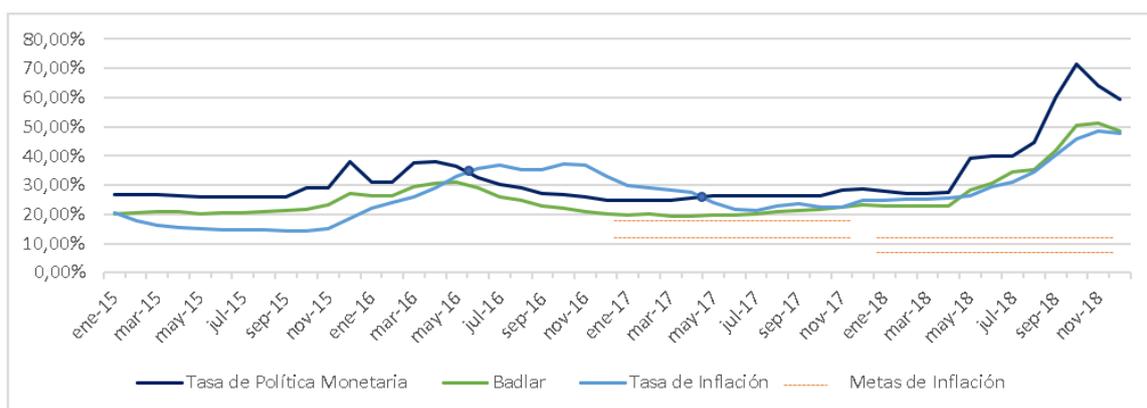


Gráfico 10. Fuente: Creación propia (2020), según información del Ministerio de Economía y Finanzas (2015-2018).

Respecto al balance cambiario energético, en dicho sector, el pago de importaciones se encontró alineado a la tendencia cambiaria en el año 2015, representando una mayor proporción al ingreso al Mercado Libre de Cambios con un tipo de cambio más bajo a comparación del año 2016, mientras que los años subsiguientes con apreciación del dólar cayeron los volúmenes transaccionales al mercado cambiario. En el año 2015, se realizaron pagos en un 31% menor que a comparación del 2014, según el BCRA (2015) se debió a caídas en el nivel de compras externas.

En el año 2016 continuó la tendencia hacia la baja, disminuyendo un 29% anual. Mismo porcentaje en el que nuevamente repitió su disminución en el año 2017. Aquello, ocurrió a pesar del levantamiento de restricciones para el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones mediante la emisión de la COM5850 (2015), la cual establecía un límite de dos millones de dólares mensuales; eliminándose aquel límite a partir de abril 2016 a través de la COM5955.

En el año 2018 se mantuvo similar al año anterior, solo con una caída del 8%.

Por el lado de los ingresos del cobro de exportaciones, en todo el periodo de estudio abarcó tan solo un 0,43% del balance energético cambiario, mientras que el 99,57% comprendió a las importaciones del sector. Por lo tanto, las exportaciones representaron 1.584 millones de dólares; 6.556 millones de dólares; 7,431 millones de dólares; 13.089 millones de dólares en los años 2015, 2016, 2017 y 2018 respectivamente.

Además del ingreso o egreso al Mercado Libre de Cambios a través de exportaciones e importaciones, en el gráfico 11 se expone todas las operaciones cuya participación tuvieron. En aquel, se observa el predominio de la venta de divisas para efectuar operaciones de pago a proveedores, servicios de deuda, flujo por utilidades y dividendos, inversiones directas, financiamientos locales y del exterior, movimientos de divisas bajo el concepto de formación de activos externos, operaciones de canje, compraventa de títulos valores. Sin embargo, dentro del balance cambiario energético en el rubro de financiamiento, predominó el ingreso de divisas en todo el periodo, principalmente en el año 2017 a través de préstamos del exterior y títulos de deuda. Además, en ese año estuvieron asociados esos desembolsos al foco que se le dio al Programa Renovar. Esto, se dio aparejado mediante el levantamiento de restricciones cambiarias.

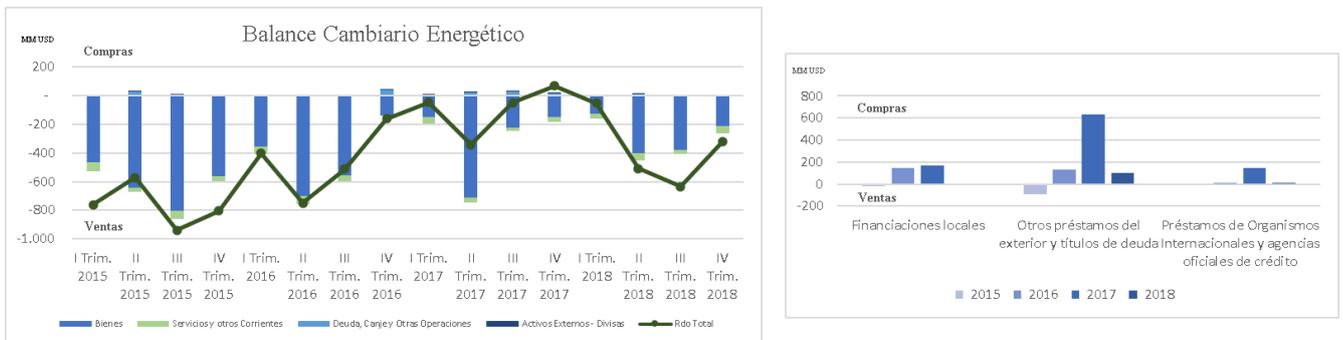


Gráfico 11. Balance Cambiario Energético (Generación, Transporte & Distribución). Fuente: Creación propia (2020), según información del BCRA.

3.3 Factor Social.

El crecimiento en la industria renovable ha tenido causas y consecuencias sociales. Entiéndase como el impulso social en detrimento a la utilización de fuentes de energía convencionales, consideradas por tener elevada influencia negativa al medio ambiente; empujando a fuerzas más sustentables y sostenibles en el tiempo. Debido a aquel impulso, grandes corporaciones a nivel mundial fomentaron el cambio de paradigma, conllevando a inversiones con compromisos sociales.

El modelo energético en base a las energías renovables: disminuye la necesidad de inversión de transporte eléctrico (...) Fomenta el desarrollo de empresas en las economías regionales. Requiere gran cantidad de mano de obra. Disminuye la

emisión de gases de invernadero. Racionaliza la demanda y genera conciencia en los usuarios sobre la eficiencia energética. (Cader, 2018, p.68)

En relación a los gases de invernadero, Argentina forma parte del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de Las Naciones Unidas sobre el cambio climático (1998) el cual en su artículo dos hace referencia a: fomento de la eficiencia energética en los sectores pertinentes de la economía nacional; investigación, promoción, desarrollo y aumento del uso de formas nuevas y renovables de energía (...), de tecnologías de secuestro del dióxido de carbono y de tecnologías avanzadas y novedosas que sean ecológicamente racionales (...); fomento de reformas apropiadas en los sectores pertinentes con el fin de promover unas políticas y medidas que limiten o reduzcan las emisiones de los gases de efecto invernadero (...). En este sentido Genneia S.A, habiendo obtenido su parque eólico Rawson como mecanismo de desarrollo limpio ante Las Naciones Unidas y en relación con el protocolo mencionado, en el año 2015 celebró un acuerdo con Natura Cosméticos S.A. para la venta de setenta mil bonos de carbono por un precio de trescientos mil dólares.

Las preocupaciones relativas al clima, las políticas energéticas y las fuerzas del mercado serán clave para forjar los futuros mercados de energía, al tiempo que la regulación energética y los precios interactúan para estimular o restringir la innovación tecnológica. Corresponde a las autoridades aprovechar esas interacciones con miras a desarrollar economías ecológicamente sostenibles. (FMI, 2018, p.68)

El Fondo Monetario Internacional preponderó el seguimiento de la industria y el análisis de su alcance. Por ese motivo, alineado con el Acuerdo de París del 2015, el cual consistía en lograr el ahorro, como mínimo, de 2 grados centígrados en el aumento de la temperatura mundial; considera que la transición hacia energías con emisiones de carbono bajas o nulas es una meta prioritaria en aquel objetivo. Además, considera que aquello puede perjudicar a países en los cuales predomina el petróleo y no les resulte viable explotar sus reservas, convirtiéndolas en activos abandonados en el transcurso del tiempo.⁶

En este escenario, Genneia S.A tiene como misión: suministrar energía eléctrica confiable y sustentable a grandes clientes mediante el desarrollo, construcción y operación de sistemas de alta eficiencia energética y reducido impacto ambiental. La misma, denota su

⁶Para su mayor profundización, se recomienda leer el Acuerdo de París, emitido por Las Naciones Unidas en el año 2015.

responsabilidad social y el énfasis en el cuidado ambiental. Siendo explícito el mensaje de sustentabilidad e impacto social en sus acciones. Enriquez Pérez (2014) menciona que:

Alineado al concepto que la relación sociedad/naturaleza resulta fundamental para comprender los alcances del proceso económico y del proceso de desarrollo en general puesto que a través de la dimensión ambiental se crean las mínimas condiciones materiales para gestar la producción de bienes y servicios. De esta manera, es posible argumentar que la dimensión ambiental es condición indispensable para la producción y reproducción de la sociedad; sin ella, la vida humana misma no sería factible. (p.122)

En la tabla 6, se expone la capacidad de abastecimiento de sus parques operativos, medida en cantidad de hogares y, el ahorro en dióxido de carbono. Para abastecer un hogar se requiere 4,5 MWh y 1 MWh producido permite la reducción de 0,45 toneladas de dióxido de carbono. Esto, muestra los beneficios al medio ambiente y la proyección a largo plazo de estas obras en la sociedad.

Tabla 6

Capacidad de abastecimiento.

| Parque | Tn | MWh | Q Hogares |
|----------------|------------|------------------|----------------|
| | Ahorro CO2 | Producción Anual | Abastecimiento |
| P.E Rawson I | 86.291 | 193.158 | 42.924 |
| P.E Rawson II | 51.573 | 114.607 | 25.468 |
| P.E Rawson III | 41.474 | 92.164 | 20.481 |
| P.E Madryn I | 144.903 | 322.006 | 71.557 |
| Villalonga II | 6.664 | 14.809 | 3.291 |

Fuente: Creación propia, según información de Gerneia S.A. (2020).

Por tanto, el impulso social ayudó a propiciar la energía renovable con el fin de conseguir beneficios a todos los interesados o involucrados en la materia, la sociedad en sí misma. Aquellos interesados, definiéndolos como “*stakeholders*” de la industria, los cuales se destacan los individuos, el Estado en todos sus niveles, organizaciones socioambientales, organismos de energía y producción, mercado financiero, mercado energético, inversores, corporaciones, agencias de exportación, tecnólogos, organismos de contralor, proveedores de tecnología de punta, recursos humanos, universidades, entre otros.

Desde el punto de vista de individuo o sociedad en su conjunto, se logró identificar una necesidad social, la cual consistió en mejorar el proceso y resultado final de la generación de energía, en pos del cuidado del medio ambiente y así mejorar la calidad de vida humana. En cuanto al rol del Estado, en los últimos años fue importante, no solo desde la perspectiva legal, regulatoria, política para el fomento de la industria, sino también por la vinculación de aquello en la protección ambiental. Esto, tiene su premisa principal desde la Constitución Nacional (1994), en su artículo cuarenta y uno:

Todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras; y tienen el deber de preservarlo. El daño ambiental generará prioritariamente la obligación de recomponer, según lo establezca la ley. Las autoridades proveerán a la protección de este derecho, a la utilización racional de los recursos naturales, a la preservación del patrimonio natural y cultural y de la diversidad biológica, y a la información y educación ambientales.

El mercado financiero local tuvo un rol creciente, como también los bancos e inversores internacionales. Esto se debe que, ante un contexto de necesidades de entrada de capital al país, este auge y promoción a la industria podría promover ese ingreso en inversiones de largo plazo para mejorar la matriz energética, cuyo usuario final obtiene los beneficios de un sistema más eficiente.

En el análisis del factor económico se evidenció un contexto económico y financiero volátil en la economía argentina, en la cual la mayoría de los proyectos de inversión en la industria se encuentran denominados en dólares, como moneda dominante, también comentado en el análisis político y/o regulatorio. Entonces, la falta de acceso al financiamiento local hizo que las empresas recurran a la búsqueda de financiamiento en bancos internacionales y un ejemplo de ello es Genneia S.A. Este tema, se profundizará en el capítulo 4.

Consecuentemente, y en relación con los “*stakeholders*” mencionados anteriormente, denota la interrelación existente entre ellos. Ejemplo, el Banco Mundial hizo una gestión de nexos entre el Estado y el sector privado (corporaciones), no solo desde el punto de vista económico sino también social, para promover el desarrollo de este tipo de energía que fomenta el cuidado del medio ambiente y sus implicancias sociales. Por lo tanto, aquellos

proyectos de generación de energía cuya proyección futura de ingresos permite que sean financiados y confiables, extra de cumplir ciertos requisitos legales y estándares del Banco Mundial, podían tener acceso a la garantía de tal banco, explicada en el apartado 3.1. Esto permite una mayor confianza a los inversores dado que ante algún riesgo de mercado, riesgo macroeconómico que afecten sus ingresos o ponga en peligro la continuidad del proyecto o generación de energía, pueden acudir a la garantía.

Consecuentemente, el Ministerio de Energía y Minería desarrolló, con el objetivo de acceder a la garantía del Banco Mundial y el programa Renovar, un marco de gestión de riesgo ambiental y social (MGRAS). El mismo, presenta los lineamientos, pautas y procedimientos en materia de gestión ambiental y social. Además, establece los objetivos de política ambiental:

Asegurar la participación social; preservación, conservación, recuperación y mejoramiento de la calidad de los recursos ambientales naturales y culturales; coordinación interjurisdiccional; libre acceso a la información ambiental; conservación de la diversidad biológica y mantener el equilibrio y dinámica de los sistemas ecológicos; promover cambios en los valores y conductas sociales; uso racional y sustentable de los recursos; prevenir los efectos nocivos o peligrosos. (Ley N°25.675, 2002, art. 2)

El Banco Mundial, en agosto 2015, emitió las guías sobre medio ambiente y seguridad para la energía eólica: la aplicación de las guías debe adaptarse a los peligros y riesgos establecidos para cada proyecto sobre la base de los resultados de una evaluación ambiental en la que se tengan en cuenta las variables específicas del emplazamiento, como las circunstancias del país receptor, la capacidad de asimilación del medio ambiente y otros factores relativos al proyecto. Éstas, se deben aplicar desde la fase de evaluación del proyecto, como de construcción y operación. También, a fines del 2018 desarrolló un borrador junto con el Banco Interamericano de Desarrollo, sobre una guía de buenas prácticas para el desarrollo eólico en Argentina: gestión de impacto en las aves y murciélagos. La finalidad consistía en impulsar el desarrollo sostenible del sector eólico. La misma presenta un proceso estandarizado y estructurado en fases, que los desarrolladores de energía terrestre pueden aplicar a lo largo del ciclo de vida del proyecto. Esto se debe a que los parques eólicos pueden producir la colisión de diferentes aves debido al movimiento de las palas del aerogenerador o desplazamiento de especies.

Otros tres impactos que puede tener la generación eólica, de acuerdo con los lineamientos publicados por el Ministerio de Energía y Minería consisten en los riesgos sobre la seguridad y navegación aérea; el impacto acústico y parpadeos por sombra. Todos deberán ser evaluados a fin de analizar la viabilidad del proyecto y del cumplimiento con la normativa local. El primer impacto mencionado se refiere a la altura de las palas de los aerogeneradores, las cuales pueden alcanzar una altura máxima hasta doscientos cincuenta metros aproximadamente en algunos casos. Esto representa un riesgo para rutas aéreas, aeropuertos cercanos o radares aeronáuticos. El segundo impacto, acústico, se debe ya que el ruido de la turbina es mayor a bajas velocidades del viento. Por tal motivo, consiste en estudiar la población cercana y como afecta tal señal sonora, debiendo cumplir con la norma del Instituto Argentino de Normalización y Certificación 4062. Por último, los parpadeos por sombra se producen cuando las palas generan sombras intermitentes, pudiendo tener un impacto negativo para la población. Entonces, infiere la evaluación de la latitud del proyecto y las condiciones climáticas con la finalidad de identificar cómo afecta el parpadeo, si es evitable o en su defecto, producir medidas para su mitigación.

Todas las empresas de la industria se encuentran obligadas a emitir informes ambientales de sus parques o centrales, en construcción o en fase de operatividad y mantenimiento, con el objetivo de informar el impacto y resultados socioambientales esperados y las medidas de prevención, mitigación. Aquello, denota el cumplimiento del artículo número trece de la Ley N°25.675 (2002): “los estudios de impacto ambiental deberán contener como mínimo una descripción detallada del proyecto de la obra o actividad a realizar, la identificación de las consecuencias sobre el ambiente, y las acciones destinadas a mitigar los efectos negativos”.

Vinculado a aquello y a nivel global, las Naciones Unidas en el 2015, estableció una agenda universal con diecisiete objetivos de desarrollo sostenible y ciento sesenta y nueve metas que componen a la misma. Ésta, anunció:

Aspiramos a un mundo en el que cada país disfrute de un crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible y de trabajo decente para todos; un mundo donde sean sostenibles las modalidades de consumo y producción y la utilización de todos los recursos naturales, (...), la protección del medio ambiente, (...), un mundo en que el desarrollo y la aplicación de las tecnologías respeten el clima y la biodiversidad (...).

Dos de aquellos objetivos se encuentran directamente relacionados con la industria. El primero, corresponde al séptimo objetivo de la agenda, comprende la energía asequible y no contaminante. Parte de las metas que lo comprenden consisten en aumentar al año 2030 considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas y duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética. El segundo objetivo es el decimotercero y se denomina acción por el clima. Éste, induce al hecho de reducir la emisión de dióxido de carbono, generar energía mediante fuentes y recursos limpios sin dañar al ecosistema.

En relación con los recursos humanos, son considerados como “*stakeholders*” por su participación, necesidad en el desarrollo de la industria, como también, por la fuente de empleo que genera la misma. A raíz del programa Renovar, se creó el Indicador de Empleo Directo en Energías Renovables (IEDER). Éste, sostiene que la cadena de valor del sector de energía renovables consta de cuatro eslabones: el desarrollo de proyectos; la fabricación y distribución de equipos; la construcción e instalación y la operación y el mantenimiento. Estos dos últimos son considerados para el análisis de generación de empleo. El cuadro 3, detalla el Indicador de Empleo Directo, es decir directamente asociados al proyecto en los dos eslabones que considera el mismo, inversión en activo fijo y operación y mantenimiento. Éste, denota la cantidad de empleados que se requiere por megawatt de potencia instalada.

| IEDER | | | | |
|------------|--------------|-------|-------|-----|
| Tecnología | Construcción | | | O&M |
| | Año 1 | Año 2 | Año 3 | |
| BIOGÁS | 9,7 | 13,1 | 3,2 | 4,6 |
| BIOMASA | 4,3 | 7,3 | 4,4 | 2,2 |
| BRS | 6,7 | 0,8 | 0,1 | 4,2 |
| PAH | 13,2 | 13,5 | 11,5 | 2,5 |
| EÓLICO | 1,6 | 1,9 | 0,7 | 0,2 |
| SOLAR | 2,3 | 2,8 | 0,2 | 0,2 |

Cuadro 3. Fuente: IEDER, Ministerio de Energía y Minería, (2018).

Entonces, de acuerdo con los datos expuestos, se observa que, según el Indicador de Empleo, en la fase de construcción se requiere mayor cantidad de empleados, en comparación con la fase de operación y mantenimiento. Además, los pequeños

aprovechamientos hidroeléctricos (PAH) es la tecnología con mayor necesidad de empleados, mientras que la generación eólica ocupa el último lugar.

La Subsecretaría de Energías Renovables (2018), informó que a la fecha el programa Renovar y Mater generaron a fin del año de su publicación cinco mil noventa y cuatro empleos, distribuidos en un 52% para energía eólica, 36% solar, 11% bioenergía y 1% para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Además, proyectaron en el programa un total de potencia de 6.047MW, dando lugar a 15.391 empleos en la fase de construcción y 2.055 en operación y mantenimiento.

Para la fase de construcción de los parques ya operativos de Genneia S.A., empleó a más de trescientos empleados, en promedio en los cuatro años de estudio. Si bien aquella fase comprende la de mayor riesgo en accidentes laborales, el índice de accidentes reportado fue de cero. Esto demuestra el cumplimiento de protocolos de seguridad en pos del cuidado de sus recursos. En la tabla 7 se observa la tendencia incremental en incorporaciones, si bien el staff administrativo y de gerencia no presentó variaciones significativas.

Tabla 7

Cantidad de empleados.

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|------------------------------------|------------|------------|------------|------------|
| Gerencia de Primera Línea | 7 | 8 | 6 | 7 |
| Profesionales | 106 | 131 | 190 | 202 |
| Administrativos | 20 | 16 | 20 | 21 |
| Personal Operación y Mantenimiento | 111 | 116 | 122 | 122 |
| Total | 244 | 271 | 338 | 352 |

Fuente: Creación propia, según información de Genneia S.A. (2020).

Además, en este sentido, para fortalecer, transparentar su vínculo con la comunidad y mantener la confianza de sus diferentes “*stakeholders*” la organización posee una Política Social, en la cual se menciona que todas sus actividades tienen en cuenta la dimensión social. Ésta, cuanta con tres pilares principales.

- Relación con los colaboradores: promueve el trabajo decente, la igualdad de oportunidades, capacitación continua y trabajo en equipo.
- Relación con los proveedores: cumplimiento recíproco de las obligaciones, selección transparente y en pos del fomento de la responsabilidad social y cuidado del medio ambiente. Es decir, los valores que predica también son exigibles a sus

proveedores/socios comerciales. Rechazo de prácticas desleales, trabajo infantil, forzado o compulsivo.

- Relación con las comunidades: se caracteriza por procurar tener y mantener relaciones armónicas con las comunidades en donde realiza sus actividades, promoviendo la formación y conocimiento de la organización, estando atento a las necesidades sociales y compromiso en las solicitudes que pudieran hacerle. Además, en primera instancia se intenta emplear a mano de obra del lugar. Búsqueda de comunicación abierta.

Las operaciones de la empresa pueden tener impacto en las comunidades locales. Si no se manejan las relaciones con las comunidades locales, gobiernos y organizaciones no gubernamentales, tanto la reputación de la misma como su capacidad de poner en funcionamiento sus proyectos de desarrollo podrían verse perjudicados (...).El daño en la relación de la compañía con los grupos de interés podría impedir continuar operando los activos que posee en la actualidad y resultar adjudicataria de nuevos proyectos o desarrollarlos, lo que a su vez podría afectar sus negocios y los resultados de sus operaciones. (Genneia S.A., 2020)

El Instituto Argentino de Gobierno Organizacional (2004) considera que, el código de mejores prácticas de gobierno proporciona pautas para la mejor administración y control de las empresas, dirigidas a incrementar su valor. Esas pautas, a su vez, tienen origen en la necesidad de una mayor transparencia en el gobierno corporativo, para facilitar así el acceso al mercado de capitales, mejorar la gestión empresarial y el manejo de los riesgos implícitos en el gerenciamiento societario, reducir costos transaccionales y permitir la identificación y resolución de los conflictos de interés. Para ello, la empresa incorpora el informe sobre el grado de cumplimiento del código de gobierno societario en sus balances, afianzando aún más la confianza y transparencia a sus interesados.

Por último, Genneia S.A cuenta con tres programas de difusión interna y externa, relacionados con esta perspectiva. El programa de inversión social, el cual se realiza de manera conjunta y continuada con el programa educativo en escuelas. Esto consiste, en asistir a escuelas cercanas a los parques que se encuentran ya generando energía o en proceso de construcción y se realizan talleres con la finalidad de concientizar sobre el cuidado del

medio ambiente. El tercero es el programa de medioambiente, el cual consiste concientizar sobre el proceso de reciclaje, incluidas las obras, parques y sede administrativa.

3.4 Factor Tecnológico.

El principal bien de la energía eólica es el viento. De acuerdo con la definición de C. González, Pérez, Santos y Gil (2009):

El viento es una consecuencia de la radiación solar. Debido, fundamentalmente, a la redondez de la Tierra se originan diferencias de insolación entre distintos puntos del planeta. En los polos, los rayos solares inciden oblicuamente, por lo que calientan menos la superficie de la Tierra. Los rayos solares inciden perpendicularmente en el ecuador y calientan más la superficie de la Tierra, ya que se reparten sobre una superficie más pequeña que en los polos. Estas diferencias de insolación dan lugar a diferentes zonas térmicas que provocan diferencias de densidad en las masas de aire (...) El aire que envuelve a la Tierra, como cualquier gas, se mueve desde las zonas de mayor presión atmosférica (mayor densidad) a las de menor presión (...) Este aire en movimiento horizontal es el viento. (p. 335)

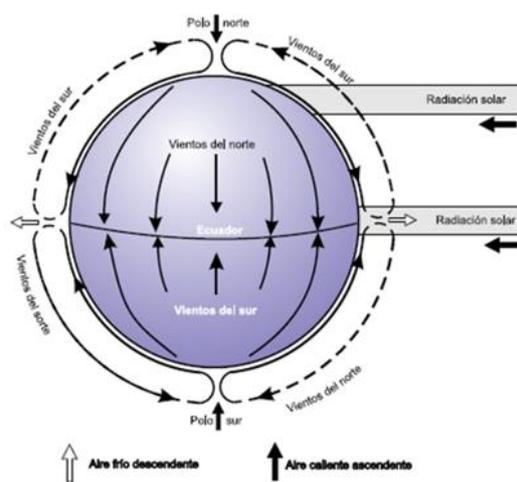


Figura 2. Fuente: Centrales de Energías Renovables. Generación eléctrica con energías renovables. de C. Gonzalez, Perez, Santos y Gil (2009).

En línea con los autores mencionados, en la generación de energía eólica es primordial la velocidad del viento con la altura. Ésta disminuye a gran altura, alrededor de dos mil metros sobre el suelo, denominada altura gradiente. Los cambios a esa altura dependen del campo

de las presiones y de la latitud. A los tecnólogos les interesa las capas de límites superficiales, dentro de las cuales quedan instaladas las turbinas eólicas, y las capas de Ekman, como se ilustran en la figura3.

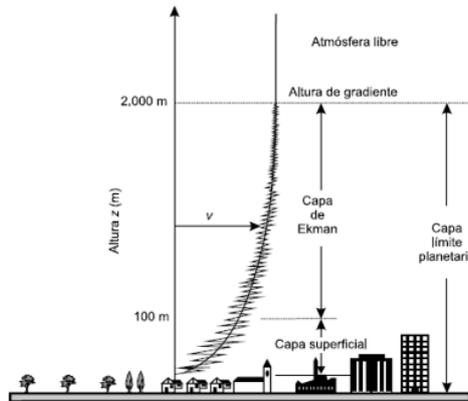


Figura 3. Fuente: Centrales de Energías Renovables. Generación eléctrica con energías renovables. de C. Gonzalez, Perez, Santos y Gil (2009).

Además, mencionan que la intensidad del viento se encuentra influenciada por el relieve del terreno. Entonces, se debe evaluar no solo la velocidad, la altura, sino también el suelo en el cual se desarrolla el parque eólico. El terreno, tiene impacto en la velocidad del viento, incrementándolo o generando turbulencias y, en consecuencia, modificando su dirección o incluso puede generar la fatiga en las palas de las turbinas eólicas.

En términos generales no se requieren grandes velocidades de viento para producir energía, más bien al contrario, cuando el viento es demasiado intenso se hace necesario detener los equipos para evitar deterioro. En la mayoría de los casos, un equipo comienza a generar energía con una velocidad del viento de 4 metros por segundo (m/s), equivalente a unos 15 km/h. Entrega su potencia máxima cuando la velocidad es del orden de los 12 a 15m/s (40 a 55 km/h) y es necesario sacarla de servicio cuando alcanza 25m/s (90km/h). (Secretaría de Energía, 2008, p.5)

“Los relieves más beneficiosos corresponden a perfiles redondeados con pendientes suaves. Dichos perfiles, tienen un efecto acelerador sobre la velocidad del viento”. (C. González, Pérez, Santos y Gil, 2009, p. 353)

Según el Conicet (2017), se destacan dos tipos de proyectos de energía eólica; de alta y baja potencia. La primera se inserta en el SADI o se utiliza para la provisión local. En cambio, la segunda, se utiliza en sistemas aislados, como las viviendas o escuelas. También,

resalta la importancia técnica en los parques y su necesidad de evaluación previa. Para ello, cita el ejemplo del parque de Comodoro Rivadavia, el cual fue el más grande de América Latina con veintiséis aerogeneradores y 16 MW de potencia instalada, el cual dejó de funcionar por varios inconvenientes. Unos de los más importantes, fue el equipamiento comprado dado que no soportaron los fuertes vientos, el emplazamiento seleccionado.

En línea con lo mencionado en el párrafo precedente, el Instituto Nacional Tecnológico Industrial (2018), acordó con varias empresas, principalmente Pymes, un proceso de certificación. Helena Marchini, (2018) afirma que: “la certificación permitirá minimizar la pérdida de eficiencia de aerogeneradores, roturas, accidentes, mantenimientos no programados y otros costos asociados a equipos mal instalados” (p. 2).

Por el momento, la producción local de aerogeneradores logró desarrollarse sin necesidad de apoyo estatal. Esta situación se explica por la complejidad propia de los vientos locales (sobre todo en la Patagonia). Incluso, las primeras empresas fabricantes se iniciaron reparando aerogeneradores importados que no soportaban los vientos locales. Asimismo, estas empresas han desarrollado constantes mejoras tecnológicas de sus equipos. (Conicet, 2018)

Ahora bien, como se ha mencionado al aerogenerador (“*wind turbine generator*”), el cual es el equipamiento utilizado para la generación eléctrica eólica, su descripción técnica según la Secretaría de Ambiente y Desarrollo (2019):

Están conformados básicamente por un elemento portante denominado torre, un rotor compuesto por un eje y las palas que son accionadas por el viento, y un generador que se mueve por arrastre del rotor. El movimiento de rotación del rotor se traspa al generador que lo transforma en energía eléctrica (...) Se clasifican en dos clases, de acuerdo a la posición del eje de rotación: las turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT), se componen de palas situadas perpendicularmente a la dirección del flujo del viento (...) y los aerogeneradores de eje vertical (VAWT) poseen mejor eficiencia de conversión energética, por lo cual no suelen utilizarse en proyectos de generación a gran escala (...) El rendimiento de un aerogenerador depende de la velocidad del viento, del área cubierta por el rotor, la densidad del aire, el diseño técnico del equipo, la altura de la torre y la topografía de la zona. Cuanto más largas

son las palas, mayor es el área barrida por el rotor y, por lo tanto, mayor será la producción de energía. (p.19)

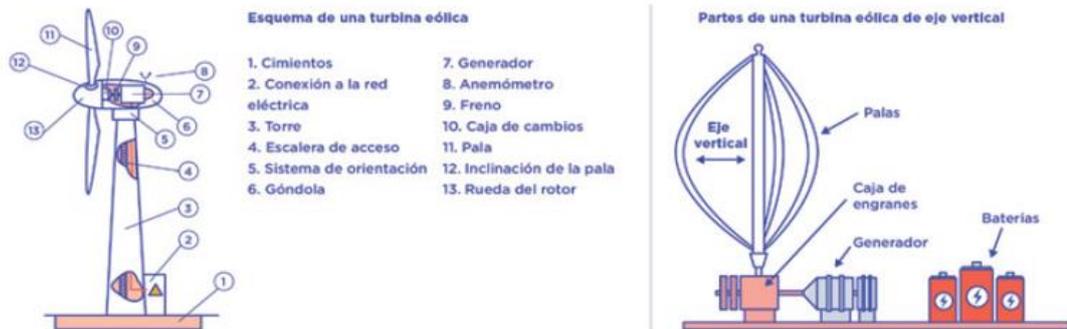


Figura 4. Fuente: Guía para la elaboración de estudios de impacto ambiental de proyectos de energías renovables. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, Buenos Aires, 2019.

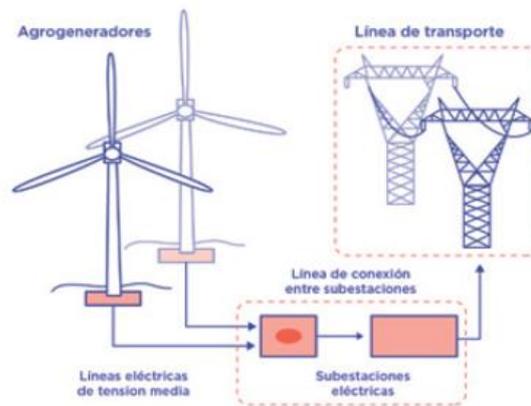


Figura 5. Fuente: Guía para la elaboración de estudios de impacto ambiental de proyectos de energías renovables. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, Buenos Aires, 2019.

Según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (2006), las palas de un aerogenerador no son muy distintas de las alas de un avión, ya que el diseño de la turbina le debe mucho a la tecnología aeronáutica. Además, de hacer hincapié en el equipamiento y análisis del terreno, también pone foco en la infraestructura eléctrica, como se observa en la figura 5, para recoger la energía de los aerogeneradores y llevarla hasta la línea de distribución y, en la infraestructura de control, en donde se recibe y analiza todos los datos

de funcionamiento y ambientales registrados, pudiendo detectar cualquier incidencia u obtener bases de datos históricas. Por último, el almacén, donde se guardan repuestos, herramientas y aceite, mencionando que cada dieciocho meses se debe renovar el aceite de las máquinas.

La Ley N°27.191 (2015) presenta en sus objetivos el fomento de la industria nacional a través de la fabricación local de bienes de capital, partes y componentes destinados a la producción de equipamiento de energía renovable. Aquello, lo infiere en su artículo nueve, inciso seis:

Los beneficiarios del presente régimen que en sus proyectos de inversión acrediten fehacientemente un sesenta por ciento (60%) de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil, o el porcentaje menor que acrediten en la medida que demuestren efectivamente la inexistencia de producción nacional —el que en ningún caso podrá ser inferior al treinta por ciento (30%)—, tendrán derecho a percibir como beneficio adicional un certificado fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales, por un valor equivalente al veinte por ciento (20%) del componente nacional de las instalaciones electromecánicas —excluida la obra civil— acreditado (Artículo 9°, inciso 6), de la Ley N° 26.190, modificado por la Ley N° 27.191 y Artículo 9°, inciso 6), del Anexo I del Decreto N° 531/2016).

También, en su artículo catorce, hace hincapié al fomento, en el sentido que dispone la exención del pago de los derechos de importación al introducir bienes de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes, repuestos y accesorios e insumos que resulten ser necesarios para la ejecución del proyecto de inversión. Tal exención, comprende a bienes de capital, insumos, bienes intermedios en la cadena de valor de fabricación de equipamiento de generación eléctrico de fuente renovable, ya sea para la venta dentro del país o su exportación. Para aquello, debe acreditarse la no existencia de producción nacional de los bienes a importar.

En consecuencia, para determinar las condiciones que debían cumplir los bienes para ser considerados nacionales, surgió la Resolución Conjunta N°123 y N°313 y el Decreto N°531, en el año 2016. Éste último, en su artículo nueve, inciso seis determinó que el compute del

componente nacional no se incluía el costo de transporte y montaje de equipamiento, cediendo a la Administración Federal de Ingresos Públicos la organización del circuito administrativo para la solicitud de la emisión del certificado fiscal, antes o después de la fecha de operación comercial del proyecto de inversión. En caso de solicitarse antes de la fecha indicada, se exigirá al beneficiario garantías de cumplimiento, las cuales serán devueltas luego de la entrada en operación comercial. Caso opuesto, si el proyecto no comienza a operar en el lapso comprometido y previsto por tal autoridad de aplicación o que ésta determine el incumplimiento de la integración del componente nacional u otra obligación que sea condicionante a la vigencia del certificado fiscal, éste será cancelado sin intimación previa. Además, definió la no existencia de producción nacional cuando no se encuentre disponible en los tiempos y condiciones requeridas para el cumplimiento del cronograma del proyecto o no reúna los requisitos necesarios de calidad, técnicos y de confiabilidad.

Entonces, la Resolución Conjunta N°123 y N°313 (2016) determinaron el cálculo del total de componente nacional (T.C.N) incorporado en el proyecto. Debiéndose cumplir dos requisitos, no excluyentes, para ser considerado nacional. El primero, consta que el contenido máximo importado (C.M.I) no debe superar el 40%. En la figura 6, se visualiza el cálculo numérico. En su definición del valor del bien final ex – fábrica, lo define como el precio de venta en el mercado interno, el cual se calculará tomando como base las erogaciones a abonar por la compra de bienes de origen nacional, neto de impuesto al valor agregado.

$$\text{C.M.I.} = \frac{\text{Suma del valor CIF de los componentes importados}}{\text{Valor del bien final Ex - fábrica}} \times 100 \leq 40\%$$

Figura 6. Fuente: Resolución Conjunta N° 123 y N° 313, 2016, art. 7.

El segundo, comprende las partes, piezas, conjuntos y subconjuntos de bienes producidos a partir de materias primas nacionales o las elaboradas con materias primas importadas siempre que del proceso de transformación obtengan una nueva individualidad.

A cualquier de los dos requisitos que se presenten, se adiciona hasta un 15% de partes o piezas defectuosas a fin de arribar al T.C.N. Por tanto, el porcentaje de integración del componente nacional declarado (C.N.D) se calcula;

$$\text{C.N.D.} = \frac{\text{T.C.N.}}{\text{T.C.N.} + \text{Total CIF}} \times 100$$

Figura 7. Fuente: Resolución Conjunta N° 123 y N° 313, 2016, art. 7.

En la figura 7, se infiere al total CIF, el cual la resolución lo determina como el costo de las mercaderías importadas correspondientes a las importaciones electromecánicas, más el seguro y flete internacional, calculado en puerto de destino.

De acuerdo con lo mencionado en párrafos precedentes y según desarrolla la Resolución Conjunta, se otorgará el certificado fiscal de encontrarse en el rango del 30% y 60% del C.N.D y su cálculo consiste en aplicar el 20% al T.N.C.

Alineado al desarrollo de la industria nacional, el decreto N°814 del año 2017, planteó la reducción al 0% de las alícuotas por derecho de exportación extrazona de los bienes que no tienen producción local o los que resulten necesarios para integrarlos con bienes locales. Ejemplo de ello, era un arancel al 0% durante sesenta meses a la importación de productos de forma plana autoadhesivas, chapas de acero de anchura igual o superior a 2.750 mm, turbinas específicas. Para los aerogeneradores con una potencia superior a los 700 Kw, determinó un arancel del 14%. Sin embargo, mediante la Resolución Conjunta 1, del mismo año del decreto mencionado, estableció un porcentaje mínimo de componentes nacionales en el caso del aerogenerador. Aquello se puede revisar en detalle en el Anexo C.

Alcanzar tal porcentaje le permite al inversor o tecnólogo acceder a aranceles de 0% para los componentes indicados en el Anexo I del Decreto 814, junto con la obtención de un certificado fiscal por el 20% del componente nacional de las instalaciones electromecánicas, incluyendo los aerogeneradores. (Cader, 2018, p.43)

En el encuadre de la normativa desarrollada, se dictó la Resolución N°71 (2016), mencionada en el apartado del factor político, con la cual se realizó el proceso de convocatoria abierta para la contratación, en el mercado eléctrico mayorista, de energía de fuentes renovables. Esto, tenía como objetivo introducir 1.000 MW, mediante la ronda 1 del Programa Renovar, de los cuales 600 MW correspondían a la energía eólica.

Los requerimientos a los proyectos eólicos consistían en 1 MW de potencia mínima y 100 MW como máximo, con un plazo de dos años de ejecución, contados desde la fecha de suscripción de la Cámara Argentina de Energía Renovable.

Se deberán incluir los estudios y documentación que permitan acreditar el rendimiento de las máquinas y equipos que se encuentran comprometidos en la Oferta, la potencia a instalar y la descripción técnica de todos los componentes de la Central de Generación, equipos y obras complementarias, en particular, de la/s unidad/es generadora/s que serán habilitadas, su descripción técnica y consumo específico medio, cuando corresponda. También deberán especificar los proveedores y el origen del equipamiento electromecánico y de los componentes a utilizar. Deberán proporcionarse asimismo las certificaciones de los equipos, las cuales deberán estar realizadas bajo normas internacionales comúnmente aceptadas” (Resolución 275, 2017, art. 12.6)

Empero, se presentaron un total de cuarenta y dos proyectos, entre todas las tecnologías, por un total de 2.864 MW de potencia. Finalmente, se adjudicaron veintinueve proyectos renovables, siendo doce de tecnología eólica por 707 MW, pudiendo brindar al sistema 3.002 GWh/año.

En paralelo, la Resolución N°202 (2016) derogaba a la Resolución N°712 del 2009. Ésta última, también tenía como efecto el crecimiento de la industria y el cumplimiento de las metas establecidas, afectándose los proyectos que no tenían la habilitación comercial hasta ese momento o que incumplieron los plazos comprometidos para comenzar a operar bajo el programa GENREN. Por tal motivo, la Resolución N°202 (2016) consideró oportuno aprovechar las inversiones realizadas en los proyectos, teniendo en cuenta que los mismos disponen de diseños desarrollados, con autorizaciones y habilitaciones ambientales y de participación en el mercado eléctrico mayorista pertinentes. Se adjudicaron diez proyectos por un total de 500 MW, siendo 445 MW solamente eólicos.

La Resolución N°252 del año 2016, denota la gran cantidad de proyectos presentados en la Ronda 1 y la calidad de los mismos. Entonces, el Ministerio de Energía y Minería consideró conveniente lanzar la Ronda 1.5, principalmente para las tecnologías eólicas y solares. Para ello, se tuvo el objetivo de adjudicar 400 MW para eólico. Habiéndose presentado diecinueve proyectos por un total de 1.560 MW, de los cuales se adjudicaron diez por 765,4 MW, con un promedio anual de 3.037 GWh/año. Además de dar la posibilidad a proyectos excluidos en la primera ronda del programa, también se profundizó en hacer más extensivo el programa a todo el territorio nacional.

Luego, mediante la Resolución N°275 del año 2017, se dio lugar a una tercera convocatoria. La denominada Ronda 2, en primera instancia tenía como target una potencia a adjudicar de 1.200 MW, de los cuales 550 MW era requerida para la tecnología eólica. Adjudicándose en aquella, cuatro proyectos por un total de 327,6 MW.

En el gráfico 12 muestra los “*mega-watts*” que fueron adjudicados en el transcurso del periodo 2016-2018, según las ofertas calificadas en las rondas del Programa Renovar y la Resolución N°202. La tecnología eólica y solar fueron los proyectos de mayor participación y calificación. Además, expone los parques eólicos Madryn I y II, otorgados en 71,1 MW y 151,2 MW, correspondientes a Genneia S.A. No obstante, el Mercado a Término, permitió incorporar al sistema de interconexión, mediante fuentes renovables, 1.164,4 MW en los años 2017 y 2018. Esto comprende en 876,9 MW energía eólica y 287,5 MW energía Solar. El caso de estudio también fue partícipe en aquel mercado, a través de su parque eólico Villalonga II y Pomona II con 3,5 MW y 11,7 MW de potencia respectivamente adjudicada.

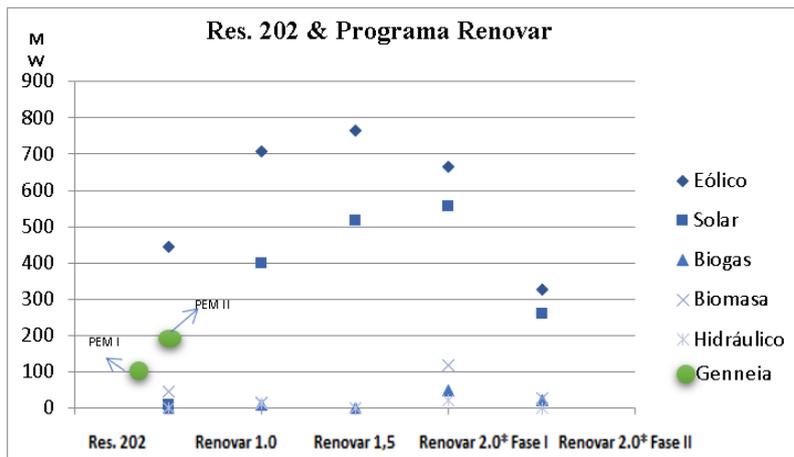


Gráfico 12. Fuente: Creación propia (2020). MW Adjudicado en la Resolución 202/2016 y Programa Renovar.

Consecuentemente, aquello intenta contribuir con el target propuesto mediante la Ley N°27.191, como se expone en el gráfico 13. Las proyecciones emitidas en el año 2018 por la Cámara Argentina de Energía Renovables, de los programas mencionados, estimó operación comercial de 3.625 MW, 4.890 MW y 4.966 MW para los años 2019, 2020 y 2021.

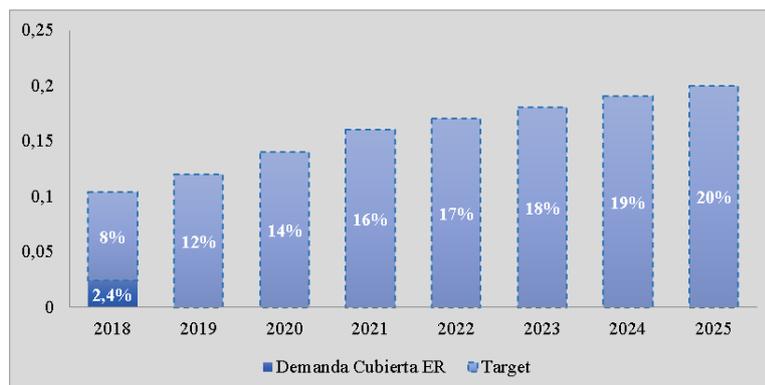


Gráfico 13. Fuente: Creación propia (2020).

La generación eléctrica mediante el uso de fuentes renovables, en la práctica y en los años de estudio no representó, tal tecnología, el porcentaje target de cubrimiento de la demanda. En cambio, la generación térmica e hidráulica continuó siendo gran participante en el mercado eléctrico.

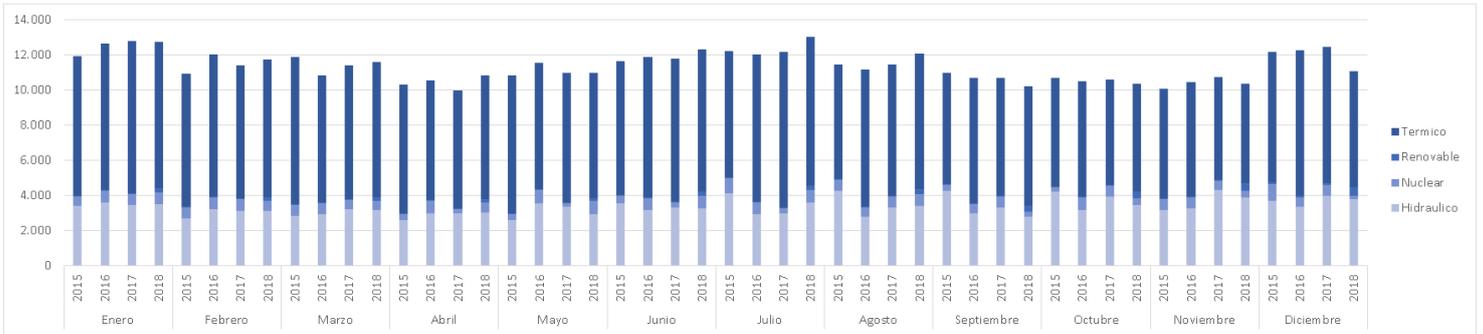


Gráfico 14. Fuente: Creación propia (2020). Generación y Tendencia Mensual, según información de Cammesa en los años involucrados. Se expone los GWh por tecnología.

Si bien la tendencia mensual por tecnología en los cuatro años de estudio no representó una variación significativa en cada una de ellas, si lo fue la potencia incorporada por región a nivel federal. Esto, ocurrió debido a los programas de profundización en las fuentes renovables, como se observa en la figura 8.

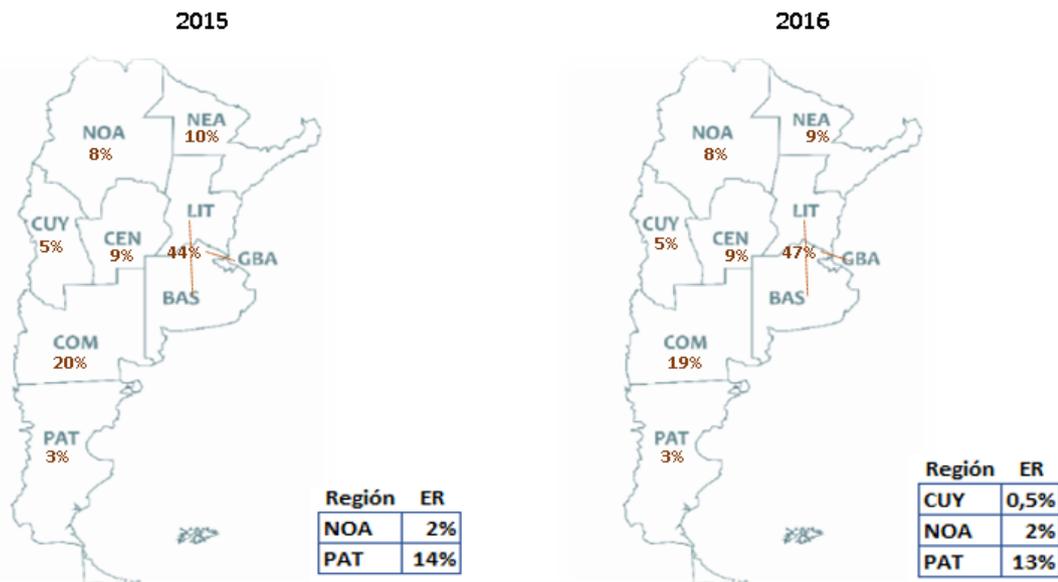


Figura 8. Fuente: Creación propia (2020), según Informes de Cammesa.

(*) Potencia instalada medida en MW; potencia efectiva de agentes generadores y cogeneradores con habilitación comercial al cierre de cada año expuesto.

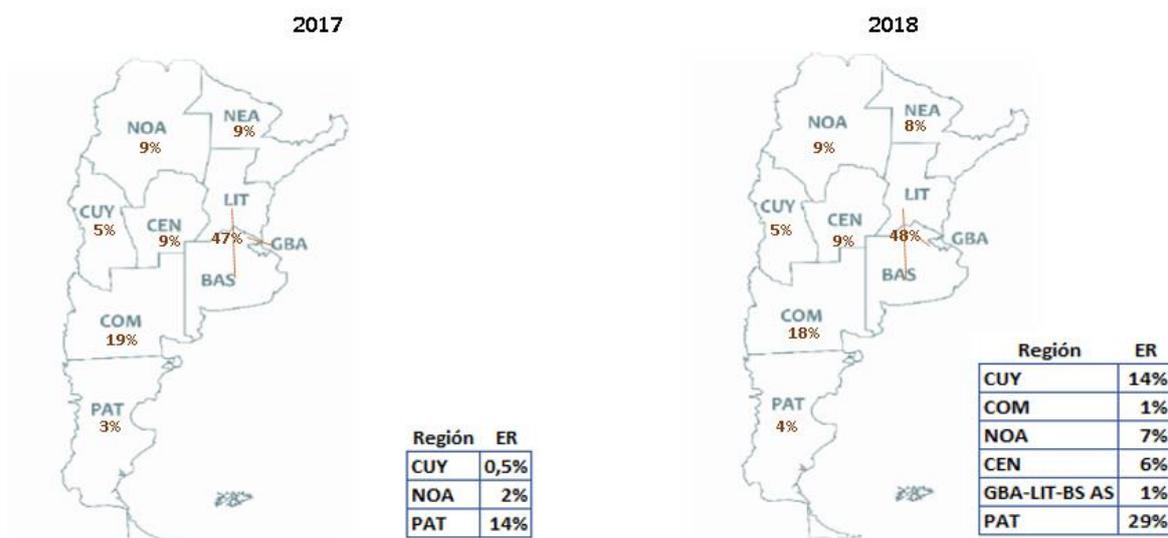


Figura 8. Fuente: Creación propia (2020), según Informes de Cammesa.

(*) Potencia instalada medida en MW; potencia efectiva de agentes generadores y cogeneradores con habilitación comercial al cierre de cada año expuesto.

En el año 2018, se observó un incremento a nivel regional de la energía eólica, principalmente en la Patagonia cuya demanda cubrió el 29% del 4% de potencia efectiva. También, en la región cuyana logró mayor participación, a través del desarrollo de la tecnología solar. Los datos estadísticos del balance energético, incluyendo todas las tecnologías, demuestran el crecimiento.

| Demanda cubierta por Energía Renovable | | | | |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|
| GWh: | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Biodisel | - | 1 | - | - |
| Biomasa | 155 | 193 | 243 | 252 |
| Eólica | 593 | 547 | 616 | 1.413 |
| Hidro Renovable | 1.624 | 1.820 | 1.696 | 1.432 |
| Solar | 15 | 14 | 16 | 108 |
| Biogas | 84 | 58 | 64 | 145 |
| Total GWh | 2.471 | 2.633 | 2.635 | 3.350 |
| Demanda MEM | 132.110 | 133.111 | 132.530 | 133.088 |
| % Demanda MEM cubierta por ER | 1,9% | 2,0% | 2,0% | 2,4% |

Cuadro 4. Fuente: Creación propia (2020), según Informe anual de Cammesa, año 2018.

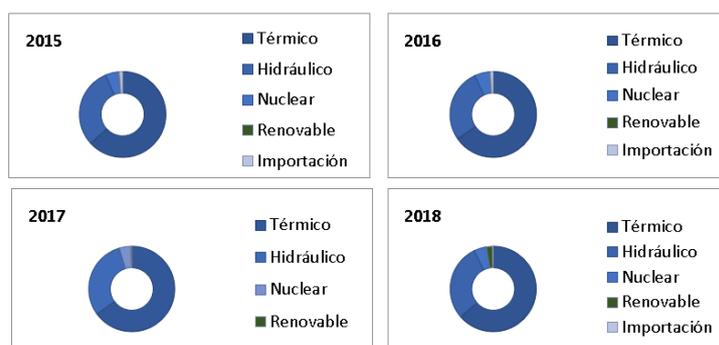
En pos de lograr un equilibrio entre la oferta y la demanda, cuando se incorpora generación renovable al sistema requiere de un equipamiento tecnológico adicional para regular la frecuencia al sistema, denominado “control automático de generación-AGC”. Este comprende a la combinación de varias máquinas de distintas centrales

gobernadas por un control maestro cuyo objetivo es mantener una consigna con el fin de lograr calidad en la frecuencia, seguridad y economía en la operación. (Cammesa,2018)

No obstante, la tecnología térmica continuó siendo líder en el abastecimiento del mercado eléctrico mayorista, en un 64% promedio. Según el FMI (2018):

Falta mucho para que los mercados emergentes lleguen a su punto de saturación de demanda de energía, aun suponiendo que habrá mejoras constantes en la eficiencia energética. La saturación, sin embargo, está probablemente mucho más cerca en el caso de algunas fuentes de energía, tales como el carbón y el petróleo, lo cual eleva el riesgo de que haya activos inutilizados en el caso de proyectos altamente costosos, mientras que otras fuentes, tales como el gas natural y las energías renovables, cobrarían más importancia como componentes de la matriz energética al aumentar las tasas de electrificación. Es importante entender el papel del cambio tecnológico en los mercados energéticos, ya que dicho cambio determina en gran medida el destino del petróleo y de los países y empresas que de él dependen. (p.68)

| Balance Energético | | | | |
|----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| GWh: | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Térmico | 86.625 | 90.349 | 88.838 | 87.727 |
| Hidráulico | 41.464 | 38.012 | 41.280 | 41.384 |
| Nuclear | 6.519 | 7.677 | 5.716 | 6.453 |
| Renovable | 608 | 561 | 632 | 1.918 |
| Importación | 1.655 | 1.470 | 734 | 344 |
| Total Oferta | 136.871 | 138.069 | 137.200 | 137.826 |
| Agentes MEM | 132.110 | 133.111 | 132.530 | 133.088 |
| Exportación | 55 | 329 | 69 | 280 |
| Bombeo | 578 | 465 | 401 | 282 |
| Perdidas y Consumos | 4.136 | 4.306 | 4.294 | 4.255 |
| Total Demanda | 136.879,00 | 138.211,00 | 137.294,00 | 137.905,00 |
| Térmico | 63,30% | 65,40% | 64,80% | 63,70% |
| Hidráulico | 30,30% | 27,50% | 30,10% | 29% |
| Nuclear | 4,80% | 5,60% | 4,20% | 4,70% |
| Renovable | 0,40% | 0,40% | 0,50% | 2,40% |
| Importación | 1,20% | 1,10% | 0,50% | 0,20% |



Cuadro 5. Fuente: Creación propia (2020), según Informes de Cammesa (2015-2018).

Como bien se citó al autor Madura (2009) en el marco teórico, quien remarcaba la necesidad de hacer un análisis macro y luego micro para determinar cómo afectaba el PIB, la inflación, el riesgo país y todas las variables ya mencionadas en el presente capítulo; se pudo concluir que, el caso de estudio pudo aprovechar los cambios regulatorios en el periodo, los cuales acompañaron a modificar su visión de negocio, al volcarse a la energía renovable. El impulso a nivel Estado para el desarrollo de la industria acompañó también al desarrollo de la empresa.

No obstante, los plazos que exigía llevar a cabo la ejecución de los proyectos fueron de corto plazo. Para ello, se necesitaba ímpetu para la búsqueda de financiamiento y/o la posibilidad de contar con recursos patrimoniales significativos. Para los proyectos con mayor capacidad instalada (MW) era imperioso cumplir con los plazos de su habilitación comercial a fin de evitar penalidades. Además, si esos proyectos obtenían la garantía FODER, más imperioso aún resultaba dado que comenzaban a percibir los ingresos de su generación y poder efectuar el repago de su inversión en activos fijos.

También, el periodo de estudio se destacó por la inestabilidad económica y financiera; con elevada deuda pública, externa; tasas como instrumentos dominantes de política monetaria; volatilidad cambiaria. Es decir, el realce en la coyuntura fue breve, la cual no dejó bases sólidas para proyectos de gran envergadura, con cuantiosos montos de inversión por los cuales se necesita mayor estabilidad. En este sentido, esa coyuntura impacto directamente en el contexto en el que se desempeñó el caso de estudio y por defecto, en sus decisiones financieras. Estas últimas, se desarrollará en el siguiente capítulo.

4. Análisis y decisiones de financiamiento

El análisis contextual permitió ubicar en tiempo y espacio la industria en la cual se encuentra inmersa el caso de estudio, explicada desde los cuatro factores descriptos con la finalidad de desarrollar y analizar, bajo un amplio espectro, lo sucedido en cada uno de aquellos, su interrelación y su repercusión en la organización.

Los factores permitieron revelar que los proyectos de energías renovables se caracterizan por ser de extensa duración, con elevado nivel de inversión inicial cuya capacidad de recupero también es a largo plazo. Como se evidenció en el factor político y/o regulatorio, los plazos contractuales de los PPA son mayores a los quince años. Estos, al necesitar una inversión significativa en el corto plazo, principalmente para que ocurra la fase de construcción, trajo aparejado la necesidad de financiamiento con el objetivo de ejecutarse y acotar el horizonte que se prevé la generación de ingresos. Vinculado a aquello, se encuentran los riesgos que afrontan, con mayor incidencia en la fase inicial y de construcción.

Los riesgos asociados a cada uno de los cuatro factores repercuten al proyecto en todas sus aristas, desde las fluctuaciones cambiarias; regulaciones de comercio exterior; decisiones

gubernamentales; política fiscal y monetaria, acceso al crédito y/o costos de financiamiento. El factor tecnológico incide en la capacidad que tenga el proyecto de ejecutarse efectivamente de acuerdo con los estudios técnicos realizados previamente a la inversión inicial, capacidad de mantenimiento, reparación, ampliación e innovación al equipamiento. Además, al tener como recurso esencial al viento, se debe analizar los efectos climáticos. En un escenario pesimista, ante la falta del viento no hay operación y, en consecuencia, no hay ingresos, dificultándose el ciclo efectivo de caja.

Respecto al riesgo político y/o regulatorio implica que cualquier disposición gubernamental también puede afectar el funcionamiento del proyecto. Ejemplo de ello, ante una resolución que modifique los precios de la energía o el cálculo de remuneración o su moneda, repercute directamente en el flujo de fondos de aquel. En cambio, desde el factor social, si bien el objeto del caso de estudio como otras empresas que se encuentran trabajando en la industria es totalmente positivo y con vistas a la eficiencia del uso de los recursos, los riesgos se focalizan principalmente en la fase de construcción en cuanto al cuidado de la población, la flora y fauna en donde se realiza la obra, brindar educación e información a la sociedad.

Los riesgos asociados al factor económico acompañan en todo el horizonte del proyecto dado que la falta de políticas fiscales y monetarias estables en el tiempo en países emergentes como Argentina, conllevan un mayor riesgo que los inversores deben afrontar, obligándolos a mitigar aquellos con el objetivo de obtener la tasa de retorno requerida. Por ello, un hito importante fue el Régimen del FODER, el cual permitió brindar mayor confianza al inversor y seguridad en cuanto al cobro de la energía generada a través de la cuenta de garantía de pago creado por el fondo fiduciario. Esto, le permitió mitigar el riesgo crediticio.

También, el análisis contextual permitió delimitar que, anterior al año 2015 las iniciativas no eran del todo suficientes y, con el refuerzo en el marco regulatorio, las licitaciones públicas permitieron dar un mayor impulso al desarrollo de la industria. Tal impulso se vio influenciado a raíz de las sinergias de los cuatro factores ya mencionados. Por este motivo, la importancia de adentrarse en cada uno de ellos.

En consecuencia, el financiamiento es un pilar importante para los proyectos de energías renovables y uno de los componentes que deben acompañar el capital intensivo que aquellos generan. Este pilar es el que se profundizará en el presente capítulo, partiendo desde un análisis macro hasta arribar al análisis micro, caso de estudio.

Entonces, la coyuntura macroeconómica influye en la capacidad de crédito del sistema financiero de un país y, por consiguiente, en la necesidad de la propia financiación de aquél. En los gráficos 15 y 16, se evidencia que, a partir del año 2015 se incrementa la emisión y stock de deuda pública y, principalmente en moneda extranjera. Aquel movimiento, se encuentra alineado a lo expuesto en el apartado 3.2 en el cual se explicó que en ese mismo año la balanza comercial fue deficitaria, en deterioro del ingreso de capitales. Además, en todo el periodo de estudio imperó el déficit fiscal, el crecimiento inflacionario y la inestabilidad cambiaria. Debido a aquello, el gobierno necesitó emitir deuda para su propio financiamiento como también, el Banco Central para colocar pesos en el mercado en búsqueda del equilibrio e incentivo al financiamiento. Esto, provocó que la deuda pública corresponda al 86,4% en relación con el PIB, cifra que no ocurría desde el año 2004, como se observa en el gráfico 15.

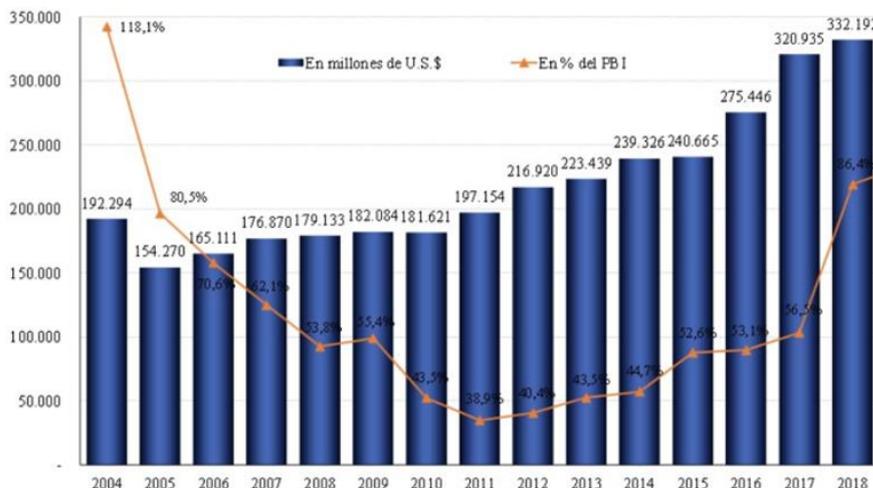
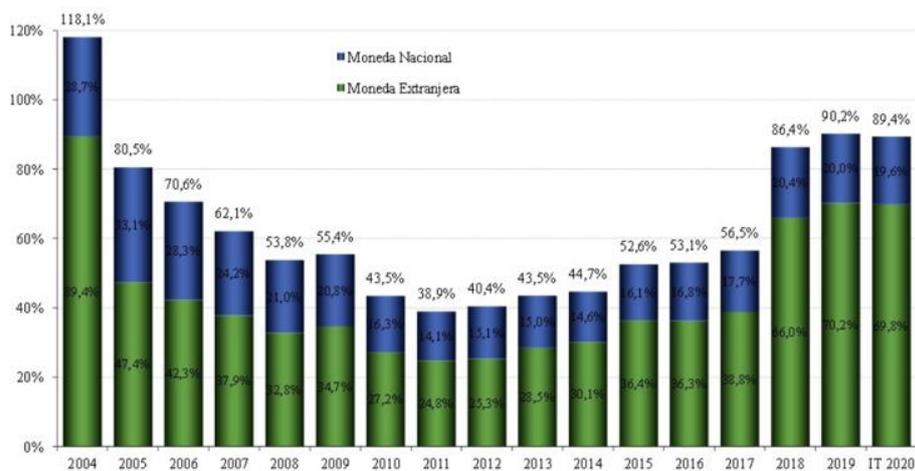


Gráfico 15. Evolución de la Deuda Pública. Fuente: <https://www.argentina.gob.ar>



(1) Los datos del PIB publicados por INDEC corresponden a cifras provisionales, provisionales o preliminares. Cifras redondeadas.

Gráfico 16. Evolución de la Deuda Pública. Fuente: <https://www.argentina.gob.ar>

En el año 2015 la deuda pública se caracterizó por la emisión de títulos públicos y letras. Los primeros equivalieron a 9.809 millones de dólares y dólares link a tasa fija, en rangos de 4% a 8,75% y 0,75% y 2,5% respectivamente. Las tasas más bajas de la deuda en dólar link se debió a que el pago del servicio estuvo sujeto a la volatilidad del tipo de cambio, cuya moneda transaccional es el peso. En cambio, los títulos denominados en pesos se emitieron a tasas variables, sujetas a las Lebac, tasa de política monetaria en ese momento y por un monto de 70.321 millones de pesos. La “*maturity*” de los mismos correspondió a un promedio de seis años. A diferencia de las letras que se hicieron emisiones en las tres monedas mencionadas y, por las características propias del instrumento su plazo promedio fue entre los seis meses y el año. Según Moody’s, la calificación crediticia era positiva, estable en CAA1 mientras que, para Fitch Ratings era considerada como RD, es decir, con dificultades de recuperación.

El año 2016 se caracterizó por la emisión de más deuda pública y principalmente bonos internacionales por 19.250 millones de dólares y 2.500 millones de euros a tasas promedios del 7% y rango de 3% y 5% respectivamente. También a largo plazo, como los títulos emitidos en pesos por 251.628 millones. Las emisiones de letras se duplicaron, principalmente en pesos a tasa variable; Badlar entre 200 y 300 bps. Estos montos, superiores respecto al año anterior, se debieron a la necesidad del gobierno y el Banco Central de inyectar pesos en el mercado y por la imperiosa necesidad del pago de deuda reestructurada por canjes de deuda del año 2005 y 2010, denominados “*holdouts*”. La calificación crediticia

se recategorizó en B, tanto para Moody’s como para Fitch Ratings, denotando significativo grado de especulación, pero menor riesgo inherente.

Los años 2017 y 2018 tuvieron comportamientos similares en cuanto a la emisión de deuda, con 9.750 millones de dólares y 9.000 millones de dólares de títulos internacionales a tasa fija, entre el 4% y 7% con “*maturity*” variadas entre los cinco, diez y treinta años. Solo en el 2017 se volvió a emitir títulos internacionales en euro por 2.750 millones, cifra similar al año anterior a tasa fija. También, se emitieron 400 millones de francos suizos a una tasa del 3,4%. Las emisiones de letras en esos dos años fueron de periodos más cortos, triplicándose el monto en el 2018 en 684.414 millones de pesos. Además, en esos dos años se mantuvo la calificación crediticia en la categoría B, excepto para la deuda en moneda local, la cual en el año 2018 Standard & Poor's Financial Services LLC – S&P- clasificó aquella en CCC, de riesgo sustancial.

Si bien se mencionó la emisión de títulos internacionales, la evolución de la deuda externa, como se visualiza en el gráfico 17, se incrementó un 91% considerando todo el periodo de estudio y tomando en cuenta solamente la deuda del gobierno y del Banco Central. Aquella, predominó en títulos de deuda, pero los préstamos también ocuparon un lugar importante cuyo crecimiento en todo el periodo fue del 107%, donde el mayor salto incremental lo tuvo en el año 2018 con un crecimiento interanual del 51,6%.

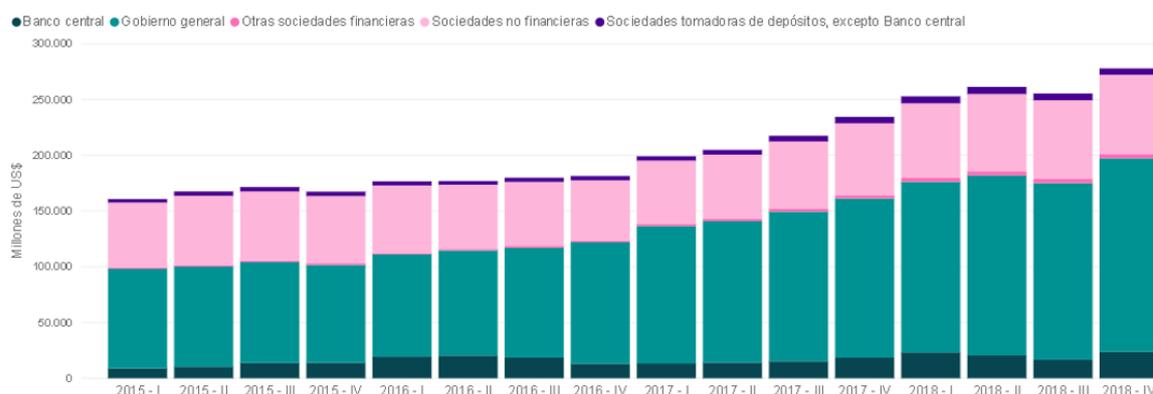


Gráfico 17. Evolución del stock de deuda externa. Fuente: Indec (2020).

Un factor que tiene impacto directo en la deuda pública y en la capacidad de crédito de un país es su riesgo, dado que a mayor riesgo país mayor será la tasa en la que el gobierno se financie. En el marco teórico se desarrolló que aquel factor es uno de los componentes que pueden formar parte de la tasa del costo promedio ponderado de capital ya que desde el punto de vista del inversor le resulta un indicador para saber el rumbo económico del país en el que destinan sus fondos con esperanza de repago. En proyectos de capital intensivo y recupero de inversión a largo plazo, como lo es el caso de estudio, es un factor de influencia directa.

En enero del 2015 se inició el año con 726 puntos básicos de riesgo país. Empero, al cierre de ese año se logró reducir aquel en un 39,67%, equivalentes en 438 bps; cifra que se mantuvo estable en los años 2016 y 2017. Incluso, al cierre de aquel último año mencionado finalizó en 351 bps. Por consiguiente, se pudo inferir que su descenso se debió principalmente a la solución del conflicto de los holdouts, el cambio de gobierno en el año 2015 el cual impulsó a insertarse en el mercado financiero internacional.

En cambio, al cierre del año 2018, con un contexto diferente bajo una recesión económica, volatilidad cambiaria, elevados niveles inflacionarios y con vistas al cambio de gobierno, se disparó el riesgo país en 817 bps. Esto, significó un incremento en ese mismo año del 135%. Según Invecq Consulting S.A (2018) en el 2018 Argentina tuvo el mayor aumento dentro de todos los países que conforman el EMBI y dentro de la región Latinoamérica. Resultó fácilmente identificable que aquellas condiciones repercutieron en la confianza de los inversores, ante el incremento del riesgo país y posible riesgo de default, mayor fue su necesidad de desprenderse de sus inversiones. Esto, trajo aparejado la caída en el precio de los bonos y acciones, fuga de capitales acentuándose aún más el proceso de recesión.

En consecuencia, se pudo diagnosticar que, ante una persistencia en el déficit fiscal durante el periodo de estudio, elevadas tasas de interés y las condiciones económicas ya explicadas generó caída en los niveles de inversión; el efecto de “*crowding out*”.

En función de lo ya expuesto, en la tabla 8 se resume la situación del sistema financiero argentino. El margen financiero en el año 2015 fue el más alto en todo el periodo, debido a lo ya comentado en el factor económico en base al incremento de tasas en fomento de colocación de pesos, lo cual provocaron un aumento en los depósitos bancarios. En ese año, se obtuvo el ratio de apalancamiento más alto en todo el periodo, mitigado por un mayor margen también. Además, el rendimiento sobre los activos y sobre el patrimonio neto fue

prácticamente igual al 2018; la diferencia radica que aquel año el ROE de 36,1% denota una pérdida de patrimonio neto, teniendo mismo resultado total respecto al año 2015.

Tabla 8
Sistema Financiero

| % del Activo Neto | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|--------------|-------------|-------------|-------------|
| Margen financiero | 11,8 | 11,4 | 10,1 | 10,8 |
| Ingresos por intereses | 12,6 | 12,5 | 10,5 | 11,2 |
| Ajustes CER y CVS | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 1,5 |
| Diferencias de cotización | 0,8 | 1,0 | 0,8 | 0,9 |
| Resultado por títulos valores | 5,6 | 5,5 | 3,8 | 7,3 |
| Primas por pases | 0,1 | 0,2 | 0,5 | 0,2 |
| Egresos por intereses | - 7,3 | - 7,9 | - 5,7 | - 10,2 |
| Otros resultados financieros | - 0,2 | - 0,2 | - 0,2 | - 0,1 |
| Resultado por servicios | 3,7 | 3,3 | 2,8 | 2,2 |
| Cargos por incobrabilidad | - 0,9 | - 0,8 | - 1,0 | - 1,4 |
| Gastos de administración | - 7,7 | - 7,7 | - 7,1 | - 6,3 |
| Impuestos y otros | - 2,8 | - 2,5 | - 2,0 | - 2,1 |
| Resultado | 4,1 | 3,6 | 2,7 | 3,2 |
| Otros resultados integrales (ORI) | - | - | - | 0,8 |
| Resultado total (ROA) | 4,1 | 3,6 | 2,7 | 4,1 |
| Resultado total / Patrimonio neto (ROE) - En % | 32,4 | 29,6 | 23,4 | 36,1 |
| Ratio de Apalancamiento | 10,4 | 9,8 | 10,1 | 8,8 |
| Integración de efectivo mínimo y disponibilidades - Moneda Local | 16,6 | 18,8 | 16,1 | 23,7 |
| Integración de efectivo mínimo y disponibilidades - Moneda Ext. | 109,5 | 82,8 | 54,6 | 52,9 |

Fuente: BCRA.

Los egresos por intereses se incrementaron en 10,2% al final del periodo, vinculado a la suba del costo de fondeo, cuyo spread con la tasa activa obtuvo el mayor descenso, como se observa en el gráfico 18. El efectivo mínimo exigido en moneda local tuvo una tendencia incremental, representado por un 16,6%; 18,8%; 16,1% y 23,7%, porcentaje sobre los depósitos. Esto, no ocurrió en la misma proporción para la moneda extranjera ya que comenzó el año 2015 con un 109,5% y luego descendió en 82,8%; 54,6% y 52%. Como se ha trabajado en el análisis PEST, las modificaciones en materia cambiaria, el levantamiento de restricciones en moneda extranjero puede verse como un desencadenante en esos porcentajes con tendencia a la baja. No obstante, fueron porcentajes elevados sobre el activo y, al tema que nos compete, resulta importante resaltar que aquello repercute directamente en la capacidad disponible del sistema financiero para ofrecer crédito; cuanto mayor sea el porcentaje restringido, menor liquidez y/o disponibilidad para su capacidad de prestamista.

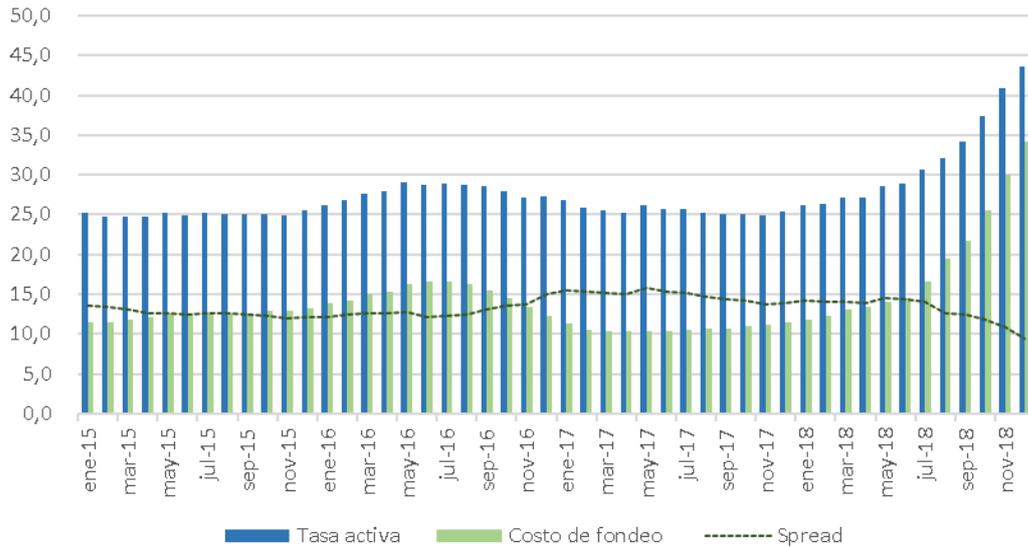


Gráfico 18. Fuente: Creación propia, según información del BCRA.

En el mercado local, los instrumentos más utilizados en el periodo como fuente de financiamiento, sin intermediación bancaria dado que por el volumen que se requiere para este tipo de proyectos se focalizará su estudio en el caso concreto y sus comparables en el transcurso del presente capítulo, fue pionera la emisión de obligaciones negociables. Los gráficos 19; 20 y 21 exponen su evolución, contruidos según la información pública suministrada por la Comisión Nacional de Valores y con el criterio de unificar la evaluación en una sola moneda, las emisiones realizadas fueron calculadas en dólares equivalentes al tipo de cambio correspondiente a la fecha de colocación.



Gráfico 19. Fuente: Creación propia (2020), según información de la Comisión Nacional de Valores.

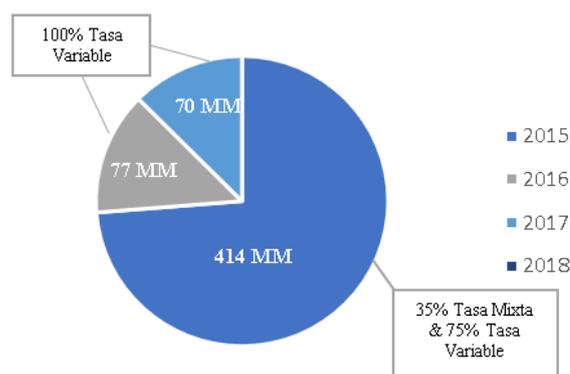


Gráfico 20. Fuente: Creación propia (2020), según información de la Comisión Nacional de Valores.

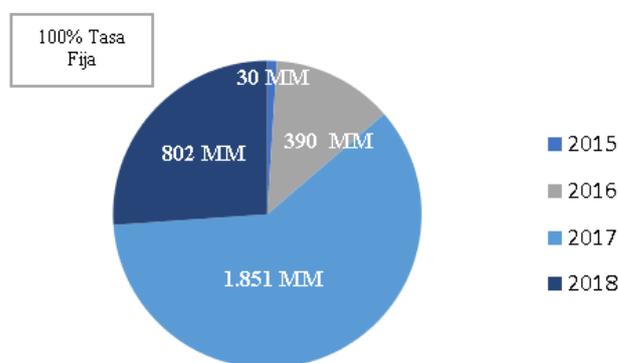


Gráfico 21. Fuente: Creación propia (2020), según información de la Comisión Nacional de Valores.

Por consiguiente, en el gráfico 19 se observa la tendencia alcista en emisiones de este instrumento de financiación hasta el año 2018, asociado a un mercado y economía en recesión en ese último año. Situación que no distó en el sector eléctrico argentino, el cual cerró el año 2015 con emisiones en pesos por un monto de 414 millones de dólares equivalente y, con gran predominio a tasa variable (Badlar) y luego, tasas mixtas, con vencimiento que rondaron entre los dos y cinco años. En cambio, en dólares se emitieron un importe inferior en 30 millones a tasa fija. Esta situación se invirtió en el año siguiente, con emisiones en dólares en más de 390 millones cuyos vencimientos operaron a partir del quinto año desde su fecha de colocación. Mientras que, en pesos se emitieron 77 millones de dólares equivalentes a tasa variable y en períodos más cortos; entre uno o dos años como plazo máximo.

En el año 2017, como se observa en el gráfico 21 creció exponencialmente la colocación de obligaciones negociables en dólares por un total de 1.851 millones a tasa fija y en plazos más largos aún, en siete; diez u once años. La colocación en pesos, continuó en descenso en 70 millones de dólares equivalentes. Aquello, alineado al gráfico 19 el cual demuestra el salto incremental en las emisiones en el sector eléctrico, evidencia lo explicado en el factor político y económico – apartado 3.1 y 3.2 – con el lanzamiento de los Programar Renovar de ese mismo año; liberación de las restricciones cambiarias; mayor fomento y acceso al mercado de capitales que promovió el gobierno de turno. Entonces, se pudo dilucidar que la coyuntura política y económica son elementos claves al momento de tomar decisiones de financiamiento y principalmente, emisiones de deuda y la búsqueda de tenedores para la misma. Ello, conlleva la búsqueda de confianza en la capacidad de repago de deuda y viabilidad del proyecto y por lo tanto, el análisis macro es inherente a aquellas decisiones. Los valores expuestos anteriormente denotan esa inherencia.

En el año 2018, según registros públicos, colocaciones en pesos prácticamente no hubieron y en dólares sufrió una disminución en más del 50%, totalizado en 802 millones. También, vinculado a lo comentado en el párrafo precedente, bajo el contexto de crisis cambiaria que asomaba en ese año, elevado nivel inflacionario, deficit fiscal y con la proximidad a un año electoral cuya imagen del gobierno de turno se veía debilitada, fueron factores que dieron señales al mercado y, por lo cual generó incertidumbre. Producto de aquel contexto, las emisiones internacionales se vieron afectadas, con menor acceso al mercado externo motivo por el cual, como se observa en el gráfico 22, sufrió una fuerte caída.

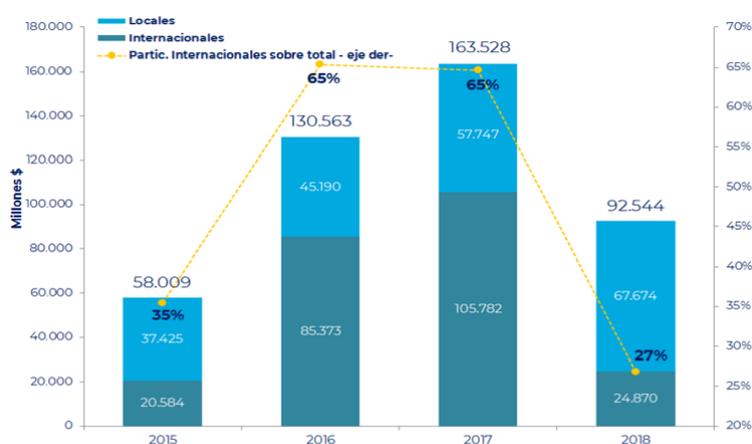


Gráfico 22. Fuente: Comisión Nacional de Valores (2018).

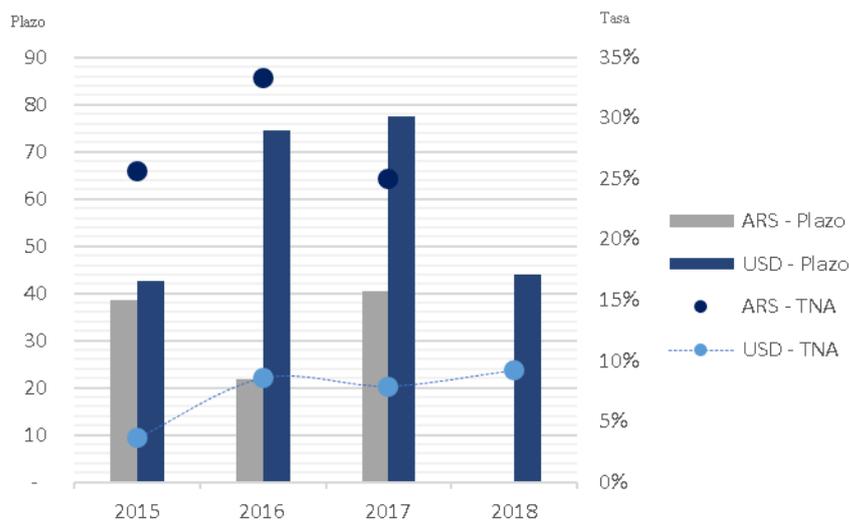


Gráfico 23. Fuente: Creación propia (2020), según información de la Comisión Nacional de Valores.
 Plazos y Tasas - Colocaciones de ON en mercado Local, según moneda. Dólar Link se expone como dólares.
 Los plazos y tasas se exponen en promedio del total colocado en cada año.

En cuanto a plazos y tasas, el gráfico 23 expone la tendencia más gradual y estable de las tasas en dólares y más volátiles en pesos. Esto último, con mayor predominio en tasas variables, Badlar, la cual teóricamente se ajusta a los efectos cambiarios e inflacionarios con el objetivo de evitar perjuicio al inversor y/o prestamista. Por tal motivo, su volatilidad en el transcurso del periodo.

Otra alternativa de financiamiento, la emisión de acciones, fue de menor utilización en el sector eléctrico en el periodo de estudio. De acuerdo con lo desarrollado en el marco teórico – capítulo 2 –, aquello, también se debe por tratarse de deuda más cara, asociada a mayor riesgo asumido por los propietarios. Entonces, a mayor riesgo, mayor la exigencia al retorno esperado y, como se visualiza en el gráfico 24, respondió a la alternativa menos seleccionada para financiar activos de mediano, largo plazo. Asimismo, el salto incremental ocurrido en el año 2018, se pudo relacionar a las dificultades en el mercado para emitir obligaciones negociables y a la coyuntura explicada anteriormente en su análisis, disparador de asumir un mayor costo asociado. Ejemplo de ello, fue Central Puerto S.A., cuya empresa emitió en pesos 200 millones de nominales a un precio de 32,13, equivalente a 6 billones de pesos.

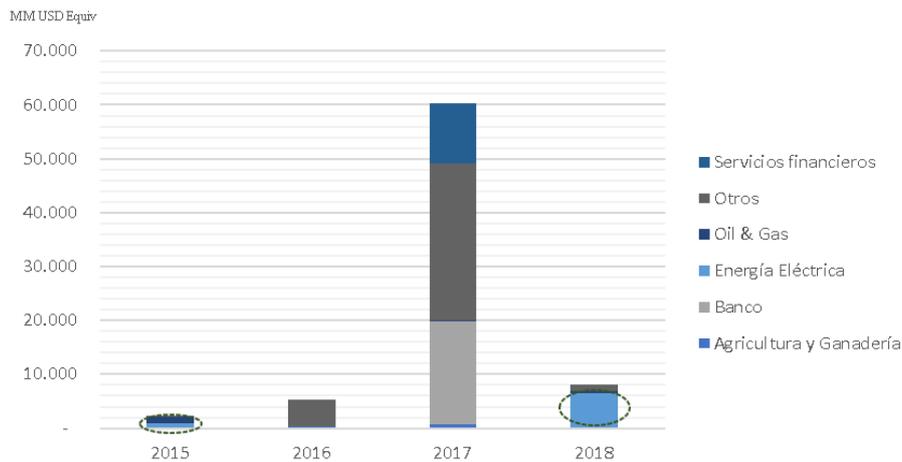


Gráfico 24. Fuente: Creación propia (2020), según información de la Comisión Nacional de Valores.

En cuanto a los fideicomisos financieros en el mercado local, no fueron significativos en el periodo para el sector energético, a diferencia de los instrumentos desarrollados.

En consecuencia, al considerar que Genneia S.A. por sus parques operativos le generó una inversión total de 571 millones de dólares; en comparación con las cifras emitidas y mencionadas en el período, se pudo dilucidar que el volumen en el mercado local resultó ser reducido para inversiones con necesidad cuantiosa de financiamiento y de industrias que son nuevas o incipientes, aunque resulten prometedoras. Por lo tanto, aunque las obligaciones negociables fueron uno de los principales instrumentos de financiación utilizados, los valores arrojados mostraron que el mercado no tuvo la dimensión necesaria para acompañar 100% la magnitud de aquellas inversiones y, que las fluctuaciones macroeconómicas o la falta de estabilidad política, económica influyeron en el mismo. Esta conclusión, fue centralizada en el análisis del caso de estudio, como se desarrolla en párrafos siguientes.

En el año 2015 Genneia S.A. finalizó el ejercicio con 2.677 millones de pesos en concepto de deuda⁷. Aquella cifra, es equivalente a 205 millones de dólares equivalentes, según el tipo de cambio al cierre de ejercicio 13,04 USD/ARS. A continuación, las cifras se presentan en su equivalencia en dólares con la finalidad de simplificar el valor a exponer y no depender de variables que afecten a la exposición en pesos como, por ejemplo, la inflación.

⁷El monto de deuda no incluye deuda Intercompany dado que en el presente trabajo solamente se analiza Genneia S.A individual.

El primer lugar correspondió con un 76% a las obligaciones negociables en 53 millones de dólares en el corto plazo y, 103 millones de dólares como deuda no corriente. En segundo lugar, correspondió con un 14% las líneas de crédito de entidades financieras por un total de 28 millones de dólares. En tercer lugar, los adelantos en cuenta corriente con un 10% sobre el total de deuda y, por último, con un ínfimo porcentaje el cual no fue del 1%, los leasings financieros.

Del stock de deuda (205 millones), el 46%, 88 millones correspondieron a financiamiento destinado a los parques específicos de energías renovables, compuestos por una obligación negociable emitida en el año 2010 por 77 millones de dólares link. Aquella emisión tuvo la finalidad de destinar los fondos al Parque eólico Rawson I y II; cuyo stock de deuda al cierre de ejercicio fue de 68 millones. Asimismo, otra emisión efectuada en el año 2015 por 20 millones de dólares link, con una tasa fija del 2% y una “*maturity*” de cinco años, tuvo fondos destinados al financiamiento del Parque Eólico Rawson III y Madryn I. También, hubo otras dos emisiones, una correspondió por 10,2 millones de dólares link a una tasa fija del 5,25%, con una “*maturity*” de dos años y, la segunda, en pesos por 48,8 millones con vencimiento a dos años, a una tasa variable Badlar más un spread de 550bps. El destino de los fondos de aquellas dos emisiones fue destinadas a la refinanciación de pasivos y cancelación de un préstamo sindicado con vencimiento al año 2018.

Por lo tanto, el 54% del stock de deuda comprende a obligaciones negociables, acuerdos en descubiertos y préstamos sindicados. Los fondos de éstos fueron aplicados al capital de trabajo, refinanciamiento de pasivos, mantenimiento y capex - “*Capital Expenditure*” - de las centrales térmicas operativas en ese momento.

En relación con el costo de fondeo sobre el stock de deuda, la tasa ponderada de acuerdo con la deuda en pesos consistió en 33,6%. Ésta, se conformó en créditos por adelanto en cuenta corriente – giro en descubierto – con un rango de tasa entre 32% y 40%. La tasa pactada dependió del monto disponible de la línea de crédito aprobada por el banco según acuerdo obtenido y el cupo utilizado de la misma. Si bien aquella clase de operaciones dependen de factores comerciales, también a la entidad financiera le representa un riesgo de crédito, por tal motivo la tasa de este tipo de créditos dependió de la línea aprobada y la relación comercial. También, parte de la deuda en pesos se debió a una obligación negociable cuyo costo, según monto y “*maturity*”, es menor a la deuda tomada por créditos y préstamos sindicados con entidades financieras. En este punto, se cumplió la teoría, explicada en el capítulo 2 en el cual se mencionaba que en las emisiones de títulos negociables desaparece

el spread propio de la intermediación del sistema financiero y esto, le posibilita al tomador tener contacto directo con tenedor, pudiendo obtener fondos más significativos a menor costo. Por lo tanto, aquello fue un ejemplo práctico de lo teórico desarrollado.

Respecto a la deuda en dólares y dólar link, la tasa ponderada se ubicó en 7,2%. La tabla 9 y la figura 9, intentan resumir lo desarrollado;

Tabla 9
Stock de deuda (Capital) al 2015
Expresados en millones y por su moneda de origen

| Pesos | 378,5 | 33,63% |
|--------------------------------|---------------|---------------|
| Obligaciones Negociables | 48,9 | 32,75% |
| Préstamos Sindicados | 307,03 | 33,55% |
| Deudas Bancarias y Financieras | 2,3 | 32,75% |
| Adelantos en Cuenta Corriente | 20,25 | 37,14% |
| Dólar | | |
| Deudas Bancarias y Financieras | 3,69 | 10% |
| Dólar Link | | |
| Obligaciones Negociables | 159,85 | 7,2% |

Fuente: Creación Propia (2020). Información del stock de deuda, considerando el capital sin devengamiento de intereses y amortizaciones.

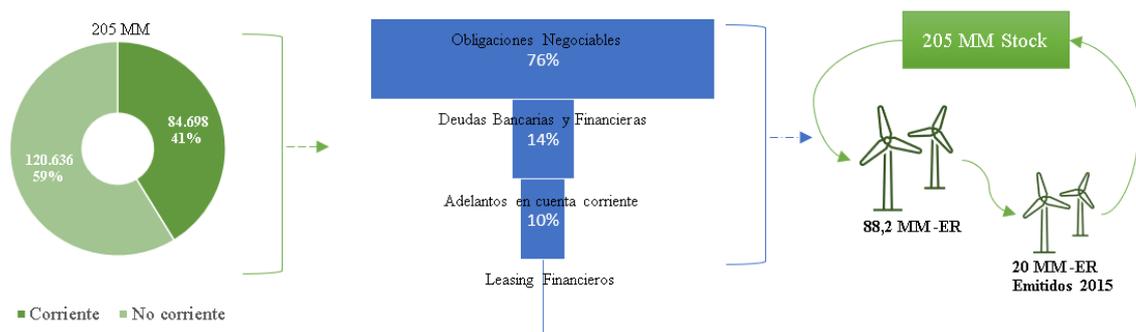


Figura 9. Stock de deuda al 2015, exposición de deuda destinada a inversión de energías renovables específicamente, con el desglose de la emisión de obligación negociable.

Por lo mismo, en el costo de fondeo por la deuda efectivamente emitida en el año 2015, sin considerar el stock remanente, en pesos se mantiene un costo similar al ya mencionado en el párrafo precedente, en 33,4% y en dólares link debido a emisión de títulos, un 3,1%. Particularmente, hubo una obligación negociable (ON XVIII) emitida en noviembre de ese año que se obtuvo a la mitad de la tasa del título emitido en agosto (ON XVII) y, por monto y plazo que lo duplican. Aquello, se debió a que la ON XVIII fue calificada como inversión productiva computable en el inciso k del artículo treinta y cinco de la Resolución N°38.708 (2014) de la Superintendencia de Seguros de La Nación, la cual tenía como objetivo el desarrollo de las actividades productivas y el mercado local. Por tal motivo, obligaba a la Industria del Seguro, una de las más grandes en carácter de inversora en el país, a invertir

hasta el 30% en fondos que se compongan de activos expresados en aquel artículo, que tuviesen como objetivo financiar proyectos productivos o de infraestructura en el país. En ese contexto, se trató de inversiones por obligación y cumplimiento a la norma; ante la fuerte demanda de la Industria del Seguro en este tipo de activos, provocó abrir las puertas a un mercado de capitales con mayor liquidez y posibilidad de emisión a tasa bajas.

Según la calificadora de riesgo Fitch Rating todas las obligaciones emitidas en el 2015 como las de años anteriores fueron calificadas como A-(arg), según dicha organización explica que, Genneia S.A. cuenta con sólida calidad crediticia y el signo negativo denota que determinados factores, algunos ya explicados al principio del capítulo y en el factor económico, apartado 3.2, pueden afectar su capacidad de pago. Enumera aquellos factores en el cambio de regulación que puede modificar el régimen de remuneración de energía afectando negativamente los ingresos de la empresa; la dependencia de cobro por parte del Estado ya sea por atrasos de Cammesa o ajustes impuestos por aquel y a nivel inherente a la empresa, por su propia calendarización de la deuda. Como se analizó en el capítulo 3, algunos factores exógenos repercuten a la empresa la cual no tiene control alguno e implican incrementar su riesgo y otros factores endógenos, que depende exclusivamente del análisis de las propias condiciones de mercado y eficiencia de la dirección financiera.

En el año 2016, mantuvo el stock de deuda, salvo aquel que operaba el vencimiento de ese año, y se focalizó en tomar deuda de corto plazo para refinanciar pasivos y destinarlos al capital de trabajo con el objetivo de disminuir aquel stock y respetar su vencimiento. Incluso, se volcó en deuda en moneda dura, asociada a las condiciones de mercado con eliminación de barreras al mercado cambiario y cierto fomento al crédito. Una sola obligación negociable emitió y en pesos, única deuda en moneda local, a tasa variable – Badlar – con 550 bps, costo inferior respecto al monto emitido y, también por la variabilidad que tuvo la tasa variable durante aquel año, ya que en su comienzo se encontraba en alza mientras que, a partir del mes de mayo empezó a descender hasta ubicarse en valores inferiores, incluso al año 2015.

Por lo tanto, el stock de deuda total al cierre de ejercicio fue de 257 millones de dólares. La composición de deuda corriente y no corriente se modificó respecto al año anterior, siendo inferior esta última. También, la distribución de los instrumentos financieros utilizados tuvo variaciones; las obligaciones negociables se ubicaron en un 51% sobre el total de deuda y un 49% los créditos bancarios. Esto, vinculado a lo explicado en el párrafo precedente en dirigir más su financiamiento a través de la intermediación bancaria. Además,

se cerraron los acuerdos de adelantos en cuenta corriente ya que, no fueron utilizados y los leaseings financieros se mantuvieron en un porcentaje poco significativo.

En relación con el costo por tomar deuda de terceros, en pesos se ubicó en una tasa ponderada del 25,5%; en dólares de 6,9% debido únicamente a créditos bancarios y, en dólar link en 6,5%, compuesto solamente por títulos emitidos anteriormente.

Tabla 10
Stock de deuda (Capital) al 2016
Expresados en millones y por su moneda de origen

| | | |
|--------------------------------|---------------|--------------|
| Pesos | 676,5 | 25,5% |
| Obligaciones Negociables | 511,1 | 25,38% |
| Préstamos Sindicados | 165,40 | 25,88% |
| Dólar | 150,7 | 6,9% |
| Préstamos Sindicados | 102,00 | 7,00% |
| Deudas Bancarias y Financieras | 48,65 | 6,71% |
| Dólar Link | | |
| Obligaciones Negociables | 103,57 | 6,5% |

Fuente: Creación Propia (2020). Información del stock de deuda, considerando el capital sin devengamiento de intereses y amortizaciones.

Respecto a la deuda específicamente tomada en el año 2016, se encontró una obligación negociable en pesos por 29 millones de dólares equivalentes a una tasa Badlar que al cierre de ejercicio correspondía a 19,875 más 5,5% de spread. Un préstamo sindicado por 102 millones de dólares a una tasa fija del 7% y, 47 millones de dólares de créditos bancarios locales cuyo costo ponderado fue del 6,88%. A diferencia del año 2015, no se tomó deuda en dólar link. Por las cifras mencionadas, los valores desembolsados no fueron destinados precisamente a energía renovable sino a capital de trabajo y refinanciación de pasivos los cuales sus destinos fueron en tanto para energía renovable como térmica.

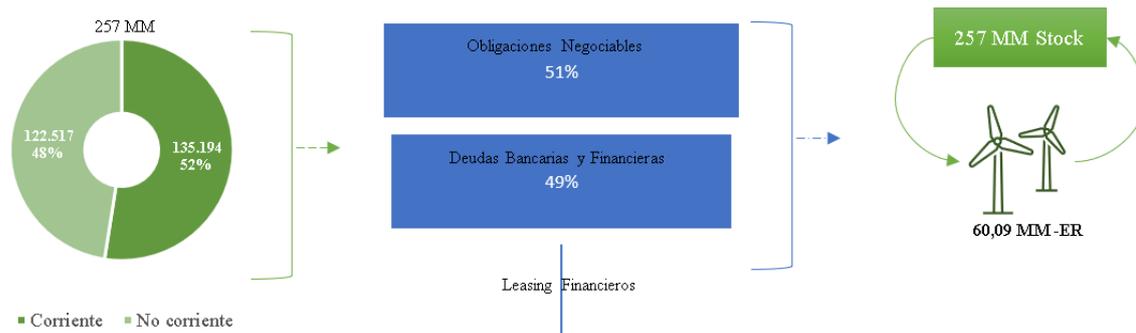


Figura 10. Stock de deuda al 2016, exposición de deuda destinada a inversión de energías renovables específicamente, con el desglose de la emisión de obligación negociable.

Entonces, se pudo inferir que del stock de deuda al cierre de ejercicio 2016, 60 millones de dólares, correspondieron a inversiones en sus parques eólicos.

Su calificación crediticia se mantuvo igual al año anterior, Fitch Ratings explicó en su informe que debido al fuerte apalancamiento no consideraba mejorar la clasificación en el corto plazo. También, mantuvo los mismos factores de riesgo agregando dos más. El primero, riesgo de ejecución de la obra en el parque eólico Madryn ya que, ante retrasos en la fecha de inicio de operación, producía multas con riesgos de la propia ejecución del mismo. Segundo, la exposición al riesgo climático el cual puede afectar a su cartera de inversiones y plazos estipulados de ejecución.

En la continua búsqueda de mejorar la calendarización de vencimientos y frente a la fuerte necesidad de financiamiento para afrontar los proyectos de inversión en la ampliación del parque eólico Rawson y fase de construcción del parque eólico Madryn, entre los más representativos, en el año 2017 impulsó la búsqueda de capital de terceros en el mercado internacional. Como figura en el gráfico 22, en ese año se dio gran impulso a las emisiones en el mercado externo; el mismo gobierno había comenzado a emitir en aquel mercado a mayor volumen vinculado con su política de apertura y participación activa en el mismo, pudiendo brindar fomento e impulso.

Debido a lo mencionado en el párrafo anterior, el stock de deuda al finalizar ese año fue de 422 millones de dólares. La composición dista del año anterior, con 52 millones como deuda corriente y 370 millones deuda no corriente. Para ello, las obligaciones conformaron un 95% de ese stock, seguido de un 4% de créditos con entidades financieras. Esto último, totalmente opuesto al año 2016 y el motivo principal fue la emisión de títulos en el mercado internacional, lo cual permitió cancelar deuda a su vencimiento y precancelar aquellas con

elevadas tasas. Por consiguiente, a través de la búsqueda en el mercado externo se emitió deuda por 350 millones de dólares con vencimiento a enero del año 2022, bajo la denominación ON XX. Aquella, permitió cancelar deuda por 241 millones de dólares, de los cuales 191 millones se abonaron anticipadamente respecto de su vencimiento y, el resto se respetó su cronograma. En efecto, los 109 millones que formaron parte de la emisión fueron destinados a los proyectos de energía renovable. Respecto a los leasings financieros no tuvieron variaciones significativas y no hubo adelantos en cuentas corrientes.

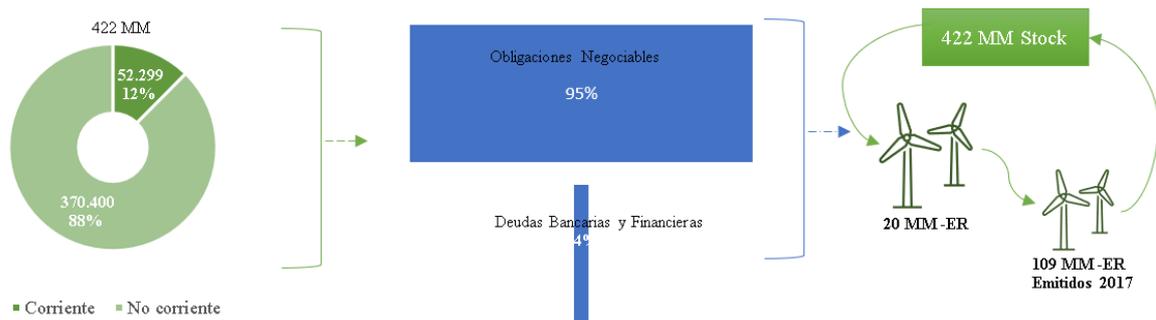


Figura 11. Stock de deuda al 2016, exposición de deuda destinada a inversión de energías renovables específicamente, con el desglose de la emisión de obligación negociable.

Entonces, del stock de deuda al cierre de ejercicio del 2017 se vio reducido en cuanto a la cartera, pero no así en volumen. La tabla 11 muestra el costo ponderado de la deuda en dólares, el cual fue de 8,59%, compuesto por tres líneas de crédito con entidades financieras y la obligación negociable comentada en el párrafo anterior. En cuanto al costo de la deuda en dólar link fue de 3,11%, la cual se redujo en tres puntos respecto del año anterior debido a la cancelación de su stock mediante el desembolso del título internacional.

Tabla 11
Stock de deuda (Capital) al 2017
Expresados en millones y por su moneda de origen

| Dólar | 368,0 | 8,59% |
|--------------------------------|--------------|--------------|
| Obligaciones Negociables | 350,00 | 8,75% |
| Deudas Bancarias y Financieras | 18,00 | 5,53% |
| Dólar Link | | |
| Obligaciones Negociables | 45,00 | 3,11% |

Fuente: Creación Propia (2020). Información del stock de deuda, considerando el capital sin devengamiento de intereses y amortizaciones.

Al analizar solo el costo por la deuda efectivamente tomada en el año 2017, correspondió a 10 millones de dólares de créditos bancarios a un costo ponderado del 3,46% y los 350 millones de la ON XX a una tasa del 8,75%. De acuerdo con los títulos que tenía en cartera localmente, la búsqueda de fondos en el exterior le representó un costo más elevado, con un diferencial de más de tres puntos. Empero, debido a que al cierre de ejercicio del 2016 contaba con un flujo de efectivo de 53 millones de dólares y con un fuerte programa de inversiones, compromisos de pagos financieros; al comparar el costo de la emisión y el costo que enfrentaba por capital de terceros ya adquiridos, éste último resultaba mayor. En este sentido ese mayor costo aparente, le permitió cambiar y cancelar deuda por otra a largo plazo y más conveniente en términos de costos si se lo compara con su stock al finalizar el año 2016 y su capacidad de caja. Además, como ya se mencionó al inicio del capítulo, los parques eólicos en fase de construcción son de capital intensivos, los cuales requieren fuerte inversión al comienzo y dependen totalmente de la capacidad de financiamiento. Por último, agregar que el título emitido internacionalmente le permitió tomar deuda por el monto más elevado en la historia de la empresa, liberar líneas de crédito con los bancos locales y posicionarse con otra imagen en el mercado.

En la tabla 12 se expone la composición de los 241 millones de deuda que se cancelaron a raíz del desembolso de la emisión internacional, según su moneda de origen y su tasa. Ello, denota como el costo ponderado de la deuda local en dólares y dólar link en stock, cancelada era inferior en más de un punto respecto a la obligación negociable en el mercado externo. Empero, si bien esta última era más costosa, al encontrarse el riesgo país como elemento inherente a la tasa del 8,75%, fue una oportunidad ventajosa para Genneia S.A. ya que contaba específicamente con títulos de menor cuantía y a tasas más elevadas, principalmente en moneda de dólar link. Además, el contexto de aperturas al mercado externo y con un riesgo país estable en ese año, fue aprovechado por la empresa.

Respecto a la deuda local en pesos, debido a que representó tan solo un 17% de la deuda que se canceló y con un escenario, al inicio del 2017, de tasas Badlar muy por debajo de los niveles de inflación, su análisis comparativo con la deuda internacional resultó poco significativo y representativo.

Tabla 12
Destino de fondos de la emisión de deuda internacional.

| | | |
|--------------------------------|---------------|---------------|
| Pesos | 42,6 | 25,50% |
| Obligaciones Negociables | 32,2 | 25,38% |
| Préstamos Sindicados | 10,41 | 25,88% |
| Dólar | 199,2 | 7,54% |
| Préstamos Sindicados | 102,00 | 7,00% |
| Deudas Bancarias y Financieras | 38,65 | 6,59% |
| Obligaciones Negociables | 58,57 | 9,11% |
| Total | 241,79 | |
| Deuda Internacional | 350,00 | 8,75% |

Fuente: Creación Propia (2020).

Los pesos se encuentran expresados en dólares equivalentes y las tasas ponderadas según el monto y costo asociado.

En el 2018, de acuerdo con los saldos contables la deuda ascendía en 677 millones de dólares, la cual se conformó en un 90% como deuda no corriente y el remanente en deuda corriente. La composición del stock de deuda varió a comparación del año anterior en un 86% las obligaciones negociables, 14% de deudas con entidades financieras. Solo aquellos dos instrumentos fueron los utilizados ya que los leasings financieros finalizaron su vencimiento y tampoco hubo adelantos en cuentas corrientes.

Entonces, del stock mencionado, el costo ponderado en dólares fue del 9,17% mientras que en pesos fue del 2% correspondiente a una sola obligación negociable a tasa fija emitida en el año 2015.

Tabla 13
Stock de deuda (Capital) al 2018
Expresados en millones y por su moneda de origen

| | | |
|--------------------------------|---------------|--------------|
| Dólar | 649,85 | 9,17% |
| Obligaciones Negociables | 601,50 | 9,38% |
| Deudas Bancarias y Financieras | 48,35 | 6,59% |
| Dólar Link | 20,00 | 2,00% |
| Obligaciones Negociables | 20,00 | 2,00% |

Fuente: Creación Propia (2020). Información del stock de deuda, considerando el capital sin devengamiento de intereses y amortizaciones.

En cuanto a la financiación del año 2018, se volcó totalmente al dólar con tasas fijas tanto en el mercado local, al aprovechar las líneas de crédito de corto plazo aprobadas por entidades financieras líderes que apoyaron a la industria; mientras que, a largo plazo se focalizó en emisión de obligaciones negociables. Estas últimas, se conformaron por dos emisiones locales; una con oferta pública por 51 millones con una “*maturity*” de dos años, con una tasa del 12% y otra con oferta privada por 50 millones, a un plazo de tres años y una tasa del 13% que ajusta por periodos –“*retap*” –. También, se emitió en el mercado internacional en concepto de ampliación en 150 millones de dólares por el título emitido el año anterior (ON XX), manteniéndose la tasa original.

Respecto con la emisión privada, fue suscripta por ciertos accionistas de la empresa con la finalidad de respaldar su crecimiento; similar a obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones. Aquella, fue utilizada para refinanciar pasivos e inversiones en los proyectos eólicos. Tal como se mencionó en párrafos precedentes cuando se analizó el financiamiento a nivel macro, es decir el sector eléctrico, el acta de asamblea en la cual se aprobó la emisión privada, mencionó que ante las condiciones de inestabilidad y volatilidad en los mercados de capitales y financieros han dificultado al acceso a compañías de mercados emergentes a los mismos. Por este motivo, Genneia S.A. tuvo que recurrir al título privado para acompañar la evolución de la empresa y no perjudicar las fechas comprometidas de ejecución comercial de sus parques eólicos.

El flujo de caja a principios del año 2018 inició en 53 millones de dólares con vencimientos de deuda en el transcurso del año en 39 millones y frente a la última fase de construcción del parque eólico Madryn y con tres parques más iniciándose su obra – parque eólico Villalonga II, Pomona II y Chubut Norte II – con inversiones de 58 millones aproximadamente; requería de obtener y mantener líneas de créditos locales vigentes, búsqueda de financiamiento en el mercados de capital local e internacional. Es por ello por lo que, tantos los créditos bancarios como los títulos se focalizaron en la refinanciación de pasivos de corto plazo, capital de trabajo y su remanente destinarlos a los planes de inversión de sus parques eólicos.

En consecuencia, los créditos con entidades financieras obtenidas en el transcurso del año tuvieron un costo ponderado del 7,51%, un punto más alto respecto al año anterior y, la emisión de títulos tuvo un costo ponderado del 10.26%. Particularmente, las dos obligaciones negociables emitidas en el mercado local por montos y “*maturity*” inferiores respecto a la ON XX, tuvieron costos mayores a aquella por encima de tres puntos.

De todos los títulos emitidos, sus fondos no fueron destinados totalmente al programa de inversión de Genneia S.A., sino que de los 251 millones emitidos en títulos locales y del exterior, se utilizaron 55 millones para la refinanciación de pasivos y, el remanente para capital de trabajo e inversión de energía renovable. Por tal motivo, como se observa en la figura 12, se estimó un monto total de 196 millones de dólares destinados al financiamiento de energía renovable en ese año por las colocaciones efectuadas.

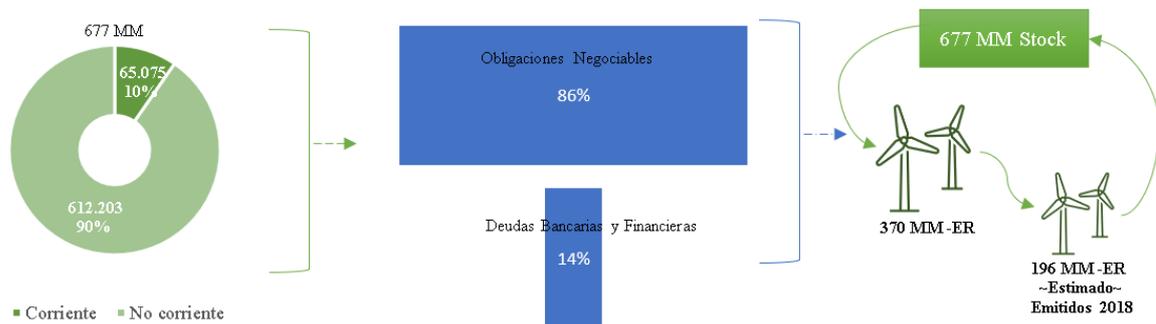


Figura 12. Stock de deuda al 2016, exposición de deuda destinada a inversión de energías renovables específicamente, con el desglose de la emisión de obligación negociable.

La calificación crediticia, tanto en el 2017 y 2018 se mantuvo igual a años anteriores y, según Fitch Ratings la misma se encontraba condicionada por los compromisos asumidos por la empresa respecto a la construcción de su parque eólico Madryn. Respecto a los factores de riesgo, se mantuvieron los ya mencionados e incluyó la exigencia de los proyectos de inversión en cartera en ambos años. Además, agregó el riesgo de construcción debido a que la empresa necesitaba llegar con la fecha de habilitación comercial del aquel parque, con la finalidad de comenzar a operar y reemplazar los ingresos térmicos cuyos contratos de venta de energía tenían vencimientos en gran parte en el 2018.

El financiamiento a través de capital propio también fue protagonista para Genneia S.A.; en el año 2015 realizó un aumento de capital por 50 millones de dólares, mediante la emisión de 17.173.416 acciones a un peso de valor nominal, habiéndose integrado un 75% en especie y un 25% en efectivo. En el año 2017 realizó otra emisión en dos tramos de 50 millones de dólares cada una, por una cantidad total de acciones emitidas de 29.440.142, cuya integración se realizó en su totalidad en efectivo. A diferencia de la anterior emisión, los 100 millones de dólares eran destinados específicamente a la construcción de sus parques eólicos.

Por último, en el año 2018 se realizaron aportes por 20 millones de dólares. Esto, relevó el compromiso de los accionistas al crecimiento de la empresa.

La tabla 14 resume el financiamiento obtenido, si bien los años 2016 y 2017 se destacaron por la mayor cantidad de deuda contraída, habiendo un pasaje de moneda de acuerdo con las circunstancias de crédito y mercado; en todo el periodo el volumen se mantuvo en cifras similares. El 2018 se expuso con una deuda de capital de terceros por 333 millones de dólares, parte de la misma se encuentra incluida la emisión privada por 50 millones la cual manifestó el apoyo de los accionistas, siendo éstos sus tenedores.

Tabla 14
Emisión de deuda en el período de estudio.
Expresado en millones

| | 2015 | | 2016 | | 2017 | | 2018 | |
|--------------------------------------|---------------|-----------------------|---------------|-----------------------|---------------|--------------|---------------|--------------|
| | Monto | Tasa | Monto | % | Monto | % | Monto | % |
| ARS | 309,14 | 33,43% | 462,16 | 25,38% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| Obligaciones Negociables | 48,89 | 32,75% ⁽¹⁾ | 462,16 | 25,38% ⁽³⁾ | 0 | 0% | 0 | 0% |
| Préstamos Sindicados | 240 | 33,25% ⁽²⁾ | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| Otras deudas bancarias y financieras | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| Adelantos de cuenta corriente | 20,25 | 37,14% | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| USD | 0 | 0,00% | 149,6 | 6,88% | 360 | 8,60% | 333,70 | 9,58% |
| Obligaciones Negociables | 0 | 0 | 0 | 0% | 350,00 | 8,75% | 251,50 | 10,26% |
| Préstamos Sindicados | 0 | 0 | 102,00 | 7,00% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| Otras deudas bancarias y financieras | 0 | 0 | 47,6 | 6,63% ⁽⁴⁾ | 10,00 | 3,46% | 82,20 | 7,51% |
| Adelantos de cuenta corriente | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| USD Link | 30,21 | 3,10% | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| Obligaciones Negociables | 30,21 | 3,10% | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| Préstamos Sindicados | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| Otras deudas bancarias y financieras | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| Adelantos de cuenta corriente | 0 | 0 | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| Aportes de Capital | 50,00 | | 0,00 | | 100,00 | | 20,00 | |

Fuente: Creación propia (2020).

(1) La tasa obligación negociable en el año 2015 era variable, en badlar + 550 bps, calculada la badlar al 31 de diciembre de aquel año.

(2) La tasa del préstamo sindicado en el año 2015 era variable, en badlar + 600 bps, calculada la badlar al 31 de diciembre de aquel año.

(3) La tasa obligación negociable en el año 2016 era variable, en badlar + 550 bps, calculada la badlar al 31 de diciembre de aquel año.

(4) Una crédito bancario por 10 millones de dólares fue a tasa variable, libor + 600 bps, calculada al 31 de diciembre de aquel año.

Además, permitió comprender que los accionistas tuvieron gran compromiso, demostrando aquel a través de aportes suscritos e integrados y, su vuelco al mercado de capitales en estos años para mejorar los vencimientos de su deuda, reducir su stock, principalmente financiar la construcción y expansión de su capacidad instalada en sus parques eólicos. Ese desafío de refinanciación constante se pudo relacionar a la fase en que se encontraba, la cual se caracterizó de capital intensivo por tratarse de la etapa de construcción. Entonces, al no percibir ingresos de esos parques y con una cartera de inversión exigente frente a un mercado local inestable, impuso un requerimiento elevado de financiamiento, del cual aquel no le era suficiente. Es por ello, que lo impulsó a la búsqueda de fondos en el mercado externo.

No obstante, se destaca que tuvo importantes líneas de crédito aprobadas en el país, tanto por el auge de la industria como también al posicionarse como líder. En este sentido, Genneia S.A se caracterizó y se caracteriza por ser pionera en energías renovables, principalmente a través de sus parques eólicos a nivel individual o consolidado, mediante sus sociedades subsidiarias. Por tal motivo, se buscó dos empresas, también inmersas en la industria, para contrastar, comparar y evaluar las similitudes o diferencias. Para ello, se seleccionó a Pampa Energía y CP Renovables S.A. Empero, como el periodo de estudio fue el auge y promoción a la industria; éste fue el motivo por el cual no hay una coincidencia exacta respecto al año inicial como punto de comparación entre el caso de estudio y las empresas seleccionadas. Ambas empresas, fueron elegidas por tener una capacidad instalada, medidas en “*megawatt*”, similar a Genneia S.A. Además, de la posibilidad de contrastar las posibilidades de financiamiento en función de otros tamaños de empresa, con otra solvencia financiera.

Pampa Energía S.A. es un ejemplo de la comparación que se intentó exponer ya que es una empresa dedicada al petróleo, distribución de gas, generación de energía convencional y también se volcó en el periodo bajo análisis a las energías renovables mediante parques hidráulicos y eólicos. En el año 2016 obtuvo la adjudicación del Parque Eólico Pampa Energía I, o también denominado Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro, mediante el Programa Renovar Ronda 1. Sobre aquel, tiene el 50% del capital accionario y el remanente su subsidiaria. La habilitación comercial fue en el año 2018, mismo año que comenzó con la construcción de dos parques eólicos, Pampa Energía II y III, regulado a través del Mercado a Término - MATER – cuyos activos los posee al 100%. Entre los tres parques eólicos, le representó aproximadamente una inversión de 275 millones de dólares, es decir, un 48,1% del total de inversión de Genneia S.A. y un 58% de capacidad instalada en MW.

En el año 2016, su composición de deuda, en corriente y no corriente, fue similar a Genneia S.A., con una mínima diferencia en la deuda a largo plazo en un 58%, seis puntos más. Un hito importante fue la emisión de una obligación negociable en el mercado local, a través de Petrobras, por 500 millones de dólares a tasa fija del 7,375% cuyo vencimiento opera en el año 2023. En su suplemento no se detalló específicamente si el destino de los fondos lo dirigió a su negocio de energía convencional o renovable, pero se hizo mención que parte del monto desembolsado se utilizaba para proyectos en curso. Por este motivo, se supone que se destinó en parte al Parque Eólico I, el cual se encontraba en construcción en ese año.

Por lo mencionado en el párrafo precedente, se puede inferir que Pampa Energía posee un mayor dominio en el mercado local dado que, el título de deuda emitido en 150 millones de dólares más que la obligación negociable internacional emitida por Genneia S.A un año posterior – en adelante ON XX –, se logró obtener con una tasa en más de un punto inferior a aquella. Además, si se compara el stock de deuda, en términos de títulos negociables, con monto superior, “*maturity*” más extensas en el tiempo y tasas que rondaron entre el 2% y 11%; la deuda del caso de estudio resultó ser más costosa.

En el año 2017 con el objetivo de su búsqueda de financiamiento para los Parques Eólicos Pampa II y III logró un préstamo sindicado con bancos locales y del exterior por 104 millones de dólares a largo plazo, con vencimiento a nueve años. En este caso, el monto es bastante similar a los obtenidos por Genneia S.A. bajo este tipo de instrumento de crédito, la diferencia radica en el plazo. Por último y más importante, la emisión de una obligación negociable en 750 millones de dólares, emitida bajo la par con el objetivo de refinanciar pasivos, financiar capital de trabajo y las inversiones en curso de sus activos físicos. Ello, fue otro ejemplo que, el monto de la deuda emitida en el mercado local fue el doble de la ON XX, con una tasa en más de un punto más baja y el doble de duración, en diez años.

Debido a la emisión de deuda a largo plazo, su composición se profundizó aún más en no corriente bajo un 84% y, el 16% como deuda corriente. Porcentaje similar sostuvo en el 2018, año que su Parque Eólico Pampa I ya se encontraba generando energía, es decir, obtuvo su habilitación comercial y, sin grandes cambios en su financiamiento.

No obstante, Pampa Energía S.A (2018) mencionó en sus estados financieros que: “al cierre de ejercicio debido a la volatilidad económica, cambios en la legislación impactaron negativamente en el comienzo de la obra del Parque Eólico Pampa IV, evaluándose su asequibilidad”. Esto evidencia lo ya expuesto en el apartado 3.2, en el cual se explicó la recesión económica del país y su repercusión en este tipo de proyectos; similar situación transitó Genneia S.A. y por tal motivo necesitó del título de emisión privada.

En todo el periodo, se caracterizó por la búsqueda de financiamiento mediante emisión de obligaciones negociables en el mercado local a tasa fija y en dólares. Difiere este punto respecto a Genneia S.A. ya que ésta se volcó mayormente en deuda en moneda dura en el año 2018 y previo a ese año predominaban los pesos y dólar link. Además, no hubo aportes de capital como fuente de financiamiento a la energía eólica, incluso en el año 2018 redujo aquel a través de recompra de acciones propias y nominales de títulos de deuda.

En consiguiente, tener socios estratégicos influyen tes en el mercado doméstico, como YPF S.A; Petrobras; controlante de una de las distribuidoras de energía más grandes en el país, Edenor, y un plan de negocio diversificado con foco en el petróleo, energía convencional y renovable (hidráulica y eólica) le permitió tener otras posibilidades en dicho mercado. También, con un flujo de caja 100% mayor al de Genneia S.A. y, un patrimonio que en promedio equivale a cinco veces más que aquella, indica una mejor capacidad de repago, confianza, permitiéndole emitir deuda cuyos vencimientos superan los del caso de estudio. Esto, permitió concluir que, lo mencionado le otorgó mayor facilidad al acceso al mercado local, emitiendo deuda con montos superiores a tasas más bajas.

En cambio, CP Renovables S.A. su plan de negocio está totalmente orientado a la generación de energía de fuentes renovables, eólica. Fue constituida en el año 2016 y presenta la particularidad que cada parque eólico en construcción representa una sociedad individual, es decir, es controlante a pesar de tener el 100% de la participación accionaria. No obstante, más allá de su estructura societaria, se evaluó el financiamiento en su conjunto. En todo el período a raíz de la construcción de sus parques, la potencia de los mismos representaba un 12% más que Genneia, en 418,95 MW, pero a fines del año 2018 cedió su paquete accionario por los parques Genoveva I y II reduciendo aquel en 290 MW.

En el año 2016 comenzó a construir dos parques eólicos denominados La Castellana y Achiras, con un total de 147 MW. La fuente de financiamiento fue solamente aportes de capital equivalentes en 20 millones de dólares⁸, integrados en su totalidad en efectivo. En cambio, en el año 2017 en proceso de otro parque eólico denominado La Genoveva, tuvo financiamiento de capital de terceros por 204 millones de dólares equivalentes, significativamente concentrado en el corto plazo, menor a los dos años, de los cuales 104 millones fue otorgado por una sola entidad financiera local. En cuanto al monto remanente, 100 millones de dólares, correspondió a la implementación de un programa administrado de préstamos multilaterales, en los cuales intervinieron entidades como International Finance Corporation – IFC –, Inter American Development Bank – IDB – e Inter American Investment Corporation – IIC –, entidades reconocidas por impulsar el desarrollo en energía renovable. Aquello, se estructuró mediante una serie de contratos de préstamos, regulado

⁸Los aportes de capital, si se toma el tipo de cambio al cierre de ejercicio, equivalen a 20 millones de dólares. En pesos fue de 326.736.362.

mediante un fideicomiso financiero y con el apoyo de las entidades mencionadas le permitió obtener préstamo a tasa más bajas; Libor más un spread que estuvo entre el 3,25% y 5,25%.

Además de obtener el tipo de instrumento de crédito mencionado, diferente a los citados en Pampa Energía S.A, en ese año se realizaron significativos aportes de capital por 36 millones de dólares equivalentes⁹ integrados en efectivo y especie (letras del tesoro) con el objetivo de financiar los proyectos en curso.

En el año 2018, se caracterizó por ampliar más la cartera de inversión a través de nuevos parques eólicos, La Castellana II; Manque; Los Olivos; Achiras II y La Genoveva II. Para ello, obtuvo financiamiento por la misma entidad financiera del año anterior por un monto de 7 millones de dólares y en el mercado internacional mediante otro programa de préstamos multilaterales con los mismos organismos intervinientes del año anterior, pero por un monto inferior en 50,7 millones de dólares a una tasa variable, Libor con un spread entre el 4% y 5,25%. También, hubo aportes de capital, integrados en su totalidad en efectivo por 204 millones de dólares equivalentes. En este caso, en primera instancia los aportes se efectuaron como irrevocables, regularizándose en el plazo de dos meses de realizado el mismo, mediante su capitalización. Esto denota su necesidad de inyectar flujo a los proyectos para que den sus cursos, dado que generalmente se realizan aportes irrevocables para financiar la empresa en plazos inferiores a los que demanda el aumento de capital directo.

Como resultado de lo expuesto para CP Renovables S.A. tuvo la característica de tener sucesivos aportes de capital y financiarse mediante capital de terceros a través de la modalidad de préstamos multilaterales y créditos con una sola entidad financiera local. Esto último, se puede inferir la inclinación de la entidad a financiar este tipo de proyectos y en particular, a la empresa en cuestión debido a que comparten algunos miembros como carácter de accionistas. Asimismo, se desprende la posibilidad de obtener préstamo a tasa fijas y sin cambios en el año 2017 y 2018, escenario no ocurrido para Genneia S.A. y tampoco Pampa Energía S.A, además de haber resultado dos puntos inferiores a las tasas obtenidas por aquellas en el periodo de estudio.

En consecuencia, el análisis comparable permitió también concluir que, si bien la posición de mercado que ocupa el caso de estudio en la industria de energía renovable fue importante para su crecimiento, la búsqueda de apoyo en entidades financieras y tenedores

⁹Los aportes de capital, si se toma el tipo de cambio al cierre de ejercicio, equivalen a 36 millones de dólares. En pesos fue de 685.805.997.

locales; empresas con estructura patrimonial más significativas, incluso con el objeto del negocio no tan arraigado a la energía renovable, lograron fondos de terceros en mayor cuantía e incluso en algunos casos a tasas más bajas.

Entonces, en el periodo, se pudo observar el predominio en la emisión de bonos y créditos bancarios. La disminución en la brecha entre las tasas activas y pasivas; la suba en los encajes monetarios dificultó el acceso al crédito y por ello, también predominó la búsqueda de financiamiento externo para obtener un mayor volumen de deuda. Escenario que, el caso de estudio pudo aprovechar mientras el contexto en el país permitió la apertura al mercado financiero externo. Ya en el año 2018, bajo otro contexto económico, era más complejo acceder a aquel mercado y, si Genneia S.A no hubiese aprovechado su emisión en el año anterior; sin dudas su estructura de capital hubiera sido otra.

Empero, como se demostró en el presente capítulo, en gran parte el acceso al mercado local, pese a las condiciones coyunturales, también está dado por las propias condiciones de la empresa; su negocio; su patrimonio; su mitigación al riesgo entre otras características. Ejemplo de ello, fue Pampa Energía S.A., la cual obtuvo gran volumen de financiamiento en el mercado local y a costos más bajos.

5. Evolución de los principales indicadores.

En el presente apartado se expondrán los principales indicadores financieros, económicos y patrimoniales que permitieron conocer aún más la salud financiera del caso de estudio. También, aquellos más representativos o ilustrativos en el mercado, los cuales se utilizaron para ser contrastados con las dos empresas comparables.

Tabla 15
Indicadores Genneia S.A.

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|--------|--------|--------|--------|
| Liquidez Corriente | 0,53 | 0,67 | 0,95 | 1,05 |
| Prueba Ácida | 0,52 | 0,66 | 0,94 | 1,05 |
| Flujo de Fondos ~ <i>Cash/Short Term Debt</i> | 0,01 | 0,26 | 0,66 | 0,68 |
| Financiación de la inmovilización | 0,32 | 0,31 | 0,38 | 0,28 |
| Rentabilidad del patrimonio ~ <i>ROE</i> | 18,86% | 27,82% | 25,33% | 45,14% |
| Rentabilidad de la inversión total ~ <i>ROA</i> | 4,83% | 6,47% | 8,22% | 10,38% |
| Apalancamiento ~ <i>ROE/ROA</i> | 3,91 | 4,30 | 3,08 | 4,35 |
| Solvencia | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Endeudamiento | 2,91 | 3,30 | 2,08 | 3,35 |
| Grado de Inmovilización | 2,85 | 2,93 | 1,52 | 2,13 |
| EPS | 3,87 | 7,90 | 12,44 | 41,71 |

Fuente: Creación Propia (2020). Indicadores Financieros, Económicos y Patrimoniales.

Debido a su fuerte cartera de inversiones y su stock de deuda, en los primeros dos años de estudio se observó un indicador de liquidez corriente bajo en consecuencia de ello. A partir del año 2017, comenzó a incrementarse porque mejoró su solvencia en el corto plazo para afrontar sus obligaciones. Esto, también se pudo lograr mediante su programa de financiamiento y los desembolsos obtenidos en ese mismo año, principalmente a través de la emisión internacional de deuda. Entonces, logró revertir ese indicador y finalizó el 2018 con más de un punto al haber mejorado su calendarización de su deuda; disminuir su stock a largo plazo y mantener deuda de corto plazo con bancos de primera línea. Aquello, le permitió incrementar su caja. Por lo tanto, su capital de trabajo fue positivo, es decir su activo corriente fue mayor a su pasivo corriente.

En cambio, Pampa Energía S.A. y CP Renovables S.A. cuyos indicadores fueron 1,32 y 1,52 respectivamente, en el año 2017, demostró una solvencia en el corto plazo mejor que Genneia S.A. Esto, denota una mayor solidez debido a su sinergia y diversificación en el negocio. En el caso de CP Renovables S.A sus aportes de capital de 206 millones de dólares en el periodo, los cuales fueron integrados en efectivo, le permitieron contar con una mayor liquidez y solvencia. Empero, en el año 2018 disminuyó su indicador en 0,80 debido a incrementarse su stock de deuda cuyo vencimiento operaba en el corto plazo y a raíz de esto, disminuyó su caja y equivalentes en ese mismo año.

Similar comportamiento manifestó la prueba ácida, dado que la industria no se caracteriza por tener elevado stock de inventarios en su activo; al contrario, al ser de capital intensivo, los bienes de uso se destacan por acrecentarse en el periodo. Por tal motivo, en los primeros

años se tuvo el 50% y 60% aproximadamente de liquidez para cumplir con sus obligaciones en el corto plazo. En el año 2018, el indicador destacó una mayor liquidez en el corto plazo, aparejado por la generación de energía de sus parques eólicos, ya operativos para ese año y su gestión de financiamiento.

Desde un escenario más restrictivo o conservador y habiendo considerado solamente los activos más líquidos, es decir, su caja disponible y sus inversiones transitorias en el corto plazo para afrontar sus obligaciones en el mismo lapso temporal; su liquidez se redujo aún más. Esto, reflejó la necesidad de desembolsos ya que no tiene suficiente liquidez, efectivo para pagar su deuda. Debido a las características inherentes de la industria, este indicador reflejó similar evolución tanto en Genneia S.A. como en las dos empresas utilizadas como comparativas. Por lo tanto, se pudo distinguir que no se describen por tener elevado stock de efectivo inmovilizado. No obstante, al final del periodo Genneia S.A mejoró este indicador, incrementándose en más del 0,6 y siendo mayor a Pampa Energía S.A. y CP Renovables S.A.

El indicador de financiación de la inmovilización se mantuvo constante en todo el periodo, alrededor del 0,30. Esto demostró que más del 70% la inversión que ejecuta Genneia S.A. fue cubierta con recursos de terceros. Similar al ratio de solvencia, el cual indicó el grado de propiedad similar a aquel en 0,26; 0,23; 0,32 y 0,23. Visiblemente demostró como el activo estuvo gran parte financiado por recursos de terceros. La misma industria al tener elevados niveles de inversión, le son propios los resultados de ambos ratios, los cuales demostraron la significativa necesidad de financiamiento, objetivo del presente trabajo. No obstante, el ratio constante en el periodo indica el equilibrio en su solvencia, la cual es positiva.

También, el rendimiento sobre el capital – ROE – mejoró, en términos contables, vinculado a la generación de energía renovable ya en estado operativo en los últimos dos años. Por lo tanto, el apoyo financiero de los accionistas a la empresa fue cobrando mayor rentabilidad. En ese contexto, lo mismo sucedió con la rentabilidad sobre la inversión total – ROA –, debiéndose principalmente al incrementarse el margen sobre utilidad neta. Por lo tanto, de acuerdo con la información contable, aquello indicó que las inversiones y proyectos ejecutados se veían reflejados ante un mayor rendimiento para los accionistas en función del apalancamiento operativo y financiero, encuadrado en el mismo indicador.

Finalmente, se pudo concluir que el ROE superó en todo el periodo al ROA, es decir que en efectos de apalancamiento le otorgó rentabilidad financiera.

No obstante, estos dos últimos indicadores – ROE y ROA – fueron bajos en el periodo y esto indica las características propias de la empresa, las cuales depende de significativa financiación para afrontar su impronta en inversión de energía eólica y su recupero en lapsos más tardíos. No solo en Genneia S.A. se dieron esas características; Pampa Energía S.A. con un ROE del 21% y 6% en el año 2017 y 2018 respectivamente; CP Renovables S.A. con un 14% ese último año. En términos de ROA, finalizan el año 2018 aquellas empresas con indicador similar al caso de estudio, aunque inferior en un 6%.

En consecuencia, el indicador de endeudamiento se mantuvo en un umbral relativamente constante entre 2,08 y 3,4. Esto, refleja como el caso de estudio se encontró apalancado en gran medida con recursos de terceros y a raíz de ello, el “*trade off*” propio entre el riesgo que conlleva y la rentabilidad exigida por los accionistas en carácter de su derecho residual, a un rendimiento exigido mayor.

Entonces, el apalancamiento se ubicó en 3,91; 4,30; 3,08 y 4,35 en el periodo. Al analizar como repercutió el capital de terceros en la empresa, se dedujo que el rendimiento obtenido ha sido superior al costo; éste último se vio en detalle en el capítulo anterior. En este sentido, ese mayor apalancamiento tuvo buenos resultados para los accionistas, los cuales se observan según los valores arrojados en el EPS – *Earning Per Share* – en 3,87; 7,90; 12,44; 41,71. Principalmente en el último año de estudio dio un salto significativo, mismo año en que el margen de utilidad fue superior y hubo mayor cantidad de acciones en circulación, las cuales fueron en su totalidad acciones comunes.

Al analizar la capacidad de la empresa para cubrir su deuda, el “*Net Leverage*” también mostró un indicador elevado, denotando como su deuda creció en mayor proporción que su EBITDA en el año 2015. Luego, presentó un valor inferior, el cual se vio aparejado al crecimiento de un 33% en promedio del EBITDA en los años 2016 y 2017 y, la mejora continua en su stock de caja y efectivo. En el año 2018, si bien aquel rubro tuvo un crecimiento seis veces más respecto al año anterior, el crecimiento en un 60% de la deuda, como se observa en la tabla 16, hizo que se incrementara en 5,91.

Tabla 16
 Stock de Deuda
 Expresados en millones de dólares

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Obligaciones Negociables | 156,5 | 131,0 | 403,7 | 581,3 |
| Deudas con Entidades Financieras | 28,4 | 125,4 | 18,1 | 95,9 |
| Leasing Financieros | 0,1 | 1,3 | 0,9 | 0,1 |
| Adelantos de cuenta corriente | 20,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total Deuda | 205,33 | 257,71 | 422,70 | 677,28 |
| | | | | |
| Δ Deuda | - | 26% | 64% | 60% |

Fuente: Creación Propia (2020).

La industria mostró que es un indicador elevado, Pampa Energía S.A. con 17,36 en el año 2017 y luego cayó en 4,27 al año siguiente. Esa variación se debió principalmente por triplicar su EBITDA, es decir un menor grado de apalancamiento operativo, mantener constante su stock de deuda o sin grandes variaciones y mejorar su caja disponible. En cuanto a CP Renovables S.A, se observó como este indicador también puede resultar negativo, como le sucedió en el año 2017 ya que su EBITDA fue inferior a cero al no contar con ingresos operativos en ese momento debido a su incipiente constitución y, por poseer deuda que supera en 30 veces el stock de caja al cierre de ejercicio fiscal. En cambio, en el año 2018 su “*Net Leverage*” se incrementó en 18,53, similar a Pampa Energía S.A. el año anterior. Aquello se debió al disminuir su caja y crecimiento exponencial de su deuda, a pesar de contar con ingresos operativos y un EBITDA positivo.

En cuanto al ratio que indica la capacidad de la empresa y su solvencia en cuanto a cancelar sus obligaciones de deuda, principalmente los gastos de intereses – Cobertura de Intereses –, también mostró cifras bajas asociado a su característica de capital intensivo y elevado grado de financiamiento. La evolución para Genneia S.A. fue favorable en el transcurso del periodo ya que, a pesar de su crecimiento en el stock de deuda, focalizado en un 86%, según saldos contables, en obligaciones negociables cuya falta de pago implica un default; ha mejorado la calendarización y caída de pagos como también ha mejorado su EBIT. También, se mostraron las empresas comparables con cifras bajas, aunque Pampa Energía S.A pudo revertirlo en el año 2018 debido a su logro en incrementar más del 40% sus ingresos, permitiéndole mejorar su resultado antes de intereses e impuestos.

En las tablas 17 y 18, resume los indicadores expuestos de las empresas comparables y los principales flujos ya explicados en cada uno de ellos, en los párrafos precedentes.

Tabla 17

Flujos y principales indicadores ~ Industria, año 2017.

Expresados en millones de dólares

| | | Genneia S.A | Pampa Energía S.A | CP Renovables S.A. |
|--------------------------------|------------------------|--------------------|--------------------------|---------------------------|
| <i>Revenues</i> | Ventas | 135,38 | 1.025,79 | - |
| <i>EBITDA</i> | EBITDA | 62,38 | 119,15 | (1,60) |
| <i>Cash & Equivalents</i> | Caja y Equivalentes | 80,76 | 35,55 | 8,11 |
| <i>Current Liquidity Ratio</i> | Liquidez Corriente | 0,95 | 1,32 | 1,52 |
| <i>Cash/ Short Term Debt</i> | Flujo de Fondos | 0,66 | 0,04 | 0,48 |
| <i>Net Leverage</i> | Apalancamiento Neto | 3,91 | 17,36 | (61,42) |
| <i>Int. Coverage</i> | Cobertura de Intereses | 0,80 | 0,02 | (0,80) |
| <i>Total Debt</i> | Deuda Total | 422,70 | 2.103,76 | 106,39 |
| <i>Equity</i> | Capital | 258,44 | 914,31 | 51,83 |

Fuente: Creación Propia (2020).

Flujos expresados en millones de dólares al tipo de cambio del cierre de ejercicio fiscal y deuda total, según saldo contable.

Tabla 18

Flujos y principales indicadores ~ Industria, año 2018.

Expresados en millones de dólares

| | | Genneia S.A | Pampa Energía S.A | CP Renovables S.A. |
|--------------------------------|------------------------|--------------------|--------------------------|---------------------------|
| <i>Revenues</i> | Ventas | 126,88 | 1.321,81 | 15,53 |
| <i>EBITDA</i> | EBITDA | 58,21 | 395,70 | 8,16 |
| <i>Cash & Equivalents</i> | Caja y Equivalentes | 122,42 | 170,34 | 0,80 |
| <i>Current Liquidity Ratio</i> | Liquidez Corriente | 1,05 | 1,52 | 0,89 |
| <i>Cash/ Short Term Debt</i> | Flujo de Fondos | 0,68 | 0,30 | 0,04 |
| <i>Net Leverage</i> | Apalancamiento Neto | 5,91 | 4,27 | 18,53 |
| <i>Int. Coverage</i> | Cobertura de Intereses | 0,96 | 1,83 | 0,23 |
| <i>Total Debt</i> | Deuda Total | 677,28 | 1.859,64 | 152,03 |
| <i>Equity</i> | Capital | 246,65 | 1.334,79 | 80,23 |

Fuente: Creación Propia (2020).

Flujos expresados en millones de dólares al tipo de cambio del cierre de ejercicio fiscal y deuda total, según saldo contable.

En cuanto a la evolución de las ventas y costos del caso de estudio, tuvo un impacto positivo a partir del 2017, año en el cual la empresa comenzó a incrementar sus ventas en energía renovable y disminuir la generación de energía térmica – Energía Convencional – a raíz de la caída de los contratos de sus centrales térmicas y, en consecuencia del objeto del negocio el cual implicaba dejar de invertir en ese tipo de tecnología para volcarse 100% a la energía renovable. Aquello, implicó un mayor margen de utilidad bruta y reducción en sus costos.

Si bien al cierre del año 2018 la generación convencional aún era significativa, esto principalmente surgió porque el parque eólico Madryn comenzó a operar a fin de ese año y percibir ingresos en el año 2019. A pesar de ello, se pudo concluir el impacto positivo en sus

márgenes de utilidad y la menor proporción en costos a diferencia de la energía convencional. Esto es importante resaltar ya que, si bien la energía renovable se caracteriza por ser muy costosa en su inversión inicial, a medida que se comienza a operar se observa el impacto positivo. Es costosa en su inversión, no así en su mantenimiento a diferencia de la energía convencional. Esta conclusión puede acoplarse a nivel sistema energético, es decir, en la etapa inicial los costos de energía renovable superan ampliamente a la energía convencional, pero los beneficios posteriores a largo plazo en término de costos, eficiencia, distribución de energía e impacto ambiental superan aquello. No obstante, es imperioso contar con un Estado que respalde ese proceso.

La tabla 19 resume lo expuesto y permite visibilizar en términos porcentuales los márgenes de costos sobre el nivel de ventas para la energía renovable y convencional, siendo ésta última superadora en más del 36% promedio en el periodo.

Tabla 19
Ingresos y Costos
Expresados en millones de dólares

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|--------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Energía Convencional | 84,83 | 113,53 | 95,00 | 78,88 |
| Energía Renovable | 26,70 | 30,81 | 34,41 | 37,74 |
| Gas | 4,10 | 5,07 | 5,97 | 10,25 |
| Total Ventas | 115,64 | 149,41 | 135,38 | 126,88 |
| Energía Convencional | (60,94) | (81,61) | (48,43) | (39,08) |
| Energía Renovable | (7,29) | (10,46) | (9,82) | (9,46) |
| Gas | (0,83) | (0,99) | (0,83) | (0,81) |
| Otros | | | | (1,52) |
| Total Costos | (69,07) | (93,06) | (59,08) | (49,35) |
| Utilidad Bruta | 46,57 | 56,35 | 76,30 | 77,53 |
| % Margen EC~ Costos | 53% | 55% | 36% | 31% |
| % Margen ER~ Costos | 6% | 7% | 7% | 7% |
| Margen de Utilidad Bruta | 40% | 38% | 56% | 61% |
| Margen de Costos | 60% | 62% | 44% | 39% |

Fuente: Creación Propia (2020).

Flujos expresados en millones de dólares al tipo de cambio del cierre de ejercicio fiscal.

Otros indicadores permitieron profundizar aún más en la estructura de capital del caso de estudio y así arribar a la construcción de su costo de capital; la tasa de descuento. La tabla 20 expone cada uno de ellos;

Tabla 20
Indicadores ~ Costo de Capital, Genneia S.A.

| | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|--------------------------|--------|--------|--------|--------|
| <i>Unlevered Beta/Beta Asset</i> | Beta Desapalancada | 0,53 | 0,46 | 0,59 | 0,48 |
| <i>Levered Beta</i> | Beta Apalancada | 0,87 | 0,85 | 1,04 | 1,07 |
| <i>Tax</i> | Alicuota Tax | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,30 |
| <i>Debt/Total Value</i> | Deuda % | 50% | 56% | 53% | 63% |
| <i>Equity/Total Value</i> | Capital % | 50% | 44% | 47% | 37% |
| <i>Debt/Equity</i> | Deuda/Capital | 0,98 | 1,29 | 1,14 | 1,72 |
| <i>Risk Free Rate</i> | Tasa Libre de Riesgo | 2,55% | 2,22% | 2,65% | 3,02% |
| <i>Country Risk Premium</i> | Prima Riesgo País | 4,38% | 4,55% | 3,51% | 8,17% |
| <i>Equity Risk Premium</i> | Prima Riesgo de Mercado | 6,11% | 6,02% | 4,68% | 5,68% |
| <i>Cost of Equity</i> | Costo de Capital ~ Ke | 12,27% | 11,90% | 11,01% | 17,25% |
| <i>Debt Cost</i> | Costo de Deuda ~ Kd | 6,00% | 7,00% | 7,26% | 14,84% |
| <i>Weighted Average Cost of Capital</i> | Wacc ~ Tasa de Descuento | 8,1% | 7,8% | 7,7% | 12,9% |

Fuente: Creación Propia (2020).

La beta desapalancada ha sido tomada a nivel industria de energía, utilizada para empresas con características similares. En función de aquella, se construyó un coeficiente beta apalancado según las características propias de Genneia S.A., el cual es mayor a la beta sin deuda debido al mayor riesgo inherente. En consecuencia, en la medida que se incrementa el ratio de deuda, mayor volatilidad y sensibilidad al riesgo que se traduce en un coeficiente más alto, como se observa en los dos últimos años en 1,04 y 1,07.

Para la tasa libre de riesgo, se utilizó la curva de rendimientos del T-Bill norteamericano a veinte años, similar al plazo a los contratos de abastecimiento de los parques eólicos del caso de estudio. La prima de riesgo país utilizada fue el EMBI – “*Emerging Markets Bonds Index*” – al cierre de ejercicio fiscal, ya informado en el apartado 3.2. En cuanto a la prima de riesgo de mercado, se consideró la de mercados desarrollados ya que la tasa de costo de capital fue ajustada por los riesgos englobados en el país.

Según Fornero (2003), el modelo CAPM es válido bajo determinadas características de mercado, las cuales consisten en profundidad de mercado; fuerte regulaciones en el control societario; transparencia contable y gran liquidez en títulos que permita ajustarse rápidamente a los cambios de información. También, infiere que, en mercados emergentes como Argentina, esas condiciones no necesariamente se cumplen y el concepto de la cartera diversificada deja de tener sustento ya que el inversor absorbe la variabilidad total, cuyos títulos poseen mayor riesgo. Por tal motivo, explica que el rendimiento requerido es más alto y en efecto, el valor de las empresas menor. Es por ello que, plantea la necesidad de utilizar

una tasa de actualización razonable, agregando a la misma el adicional de riesgo país, ya mencionado. Explica que en cierta forma hay más razones para ajustar los diferentes riesgos que enfrenta un país emergente en sus proyecciones de flujo de fondos, como posibles devaluaciones e inflación. Pero, por cuestión de practicidad en la práctica se utiliza el ajuste en la tasa de descuento. Empero, aquello no quita tener en cuenta los posibles riesgos en los flujos de fondos, en caso de estimarlos en su moneda local.

“El valor de una empresa es más una idea que un cálculo. Ese cálculo de valor es la confirmación cuantitativa de la idea que se tiene del valor de la empresa en un mundo tal como se lo imagina, con una perspectiva realista de los factores que hacen que la empresa valga eso y, ahora no más ni menos”. (Fornero, 2003, p. 123)

De acuerdo con lo explicado en párrafos precedentes, a la tasa de descuento se le adicionó el riesgo país a través de la construcción del costo de capital propio (“Ke”).

También, como se observa en la tabla 20, la alícuota impositiva pasó de ser del 35% al 30% en el último año. Esto, se debió a la reforma impositiva, encuadrada en el marco de la Ley N° 27.430 (2017) actualizada, la cual en su artículo ochenta y seis estableció que la alícuota aplicable en las ganancias netas imponibles será del 30% para los ejercicios fiscales que inicien a partir del primer día hábil del año 2018 hasta el 31 de diciembre del año 2019 y, con posterioridad a esta última fecha será del 25%.

Por último, el costo de deuda para el año 2015 se calculó en base a la obligación negociable más representativa, emitida por Genneia S.A en ese año, en términos de costo a un plazo de dos años. En este caso particular, no se contempló el título de deuda de mayor monto debido a que su tasa fue inferior a la del mercado en un 2%. Como se explicó en el capítulo 4, esa emisión de 20 millones de dólares tuvo una tasa diferencial por formar parte de las emisiones en las cuales las aseguradoras estaban obligadas a financiar infraestructura. Por lo tanto, la emisión representativa en dólares tuvo un costo del 5% y ante un spread contra un título soberano de igual “*maturity*” fue del 1%. Entonces, se consideró el costo de deuda en un 6%.

En el año 2016, se tomó la deuda más representativa, en costo y monto, correspondiente a un préstamo sindicado de 102 millones de dólares, el cual pondera al resto de la deuda tomada en ese año, a una tasa del 7%. En lo que respecta al costo de deuda para los años 2017 y 2018 se tomó el rendimiento de la emisión de deuda internacional, por 350 millones de dólares y su ampliación en 150 millones de dólares, respectivamente. El rendimiento fue

obtenido de acuerdo con la construcción del cuadro de marcha de deuda y los precios al cierre de cada año. Este cálculo, puede observarse en detalle en el Anexo E.

Tanto el costo de deuda como el costo de capital propio en el año 2018 tuvieron un incremento significativo, el cual se explica principalmente a mayor riesgo sistémico, el cual se explica con una beta apalancada más elevada respecto a años anteriores y un mayor riesgo país aparejada a la crisis económica que empezó a atravesar el país, ya mencionado en el apartado 3.2. Esa mayor volatilidad, se tradujo en costos superiores y en una tasa de descuento que creció en el periodo, finalizando en 12,9%.

Habiendo definido la estructura de capital en los años de estudio, se pudo concluir que Genneia S.A no mantuvo constante su ratio deuda sobre capital. Este, fue incrementándose a mayor apalancamiento, tal como se observó en su índice de endeudamiento. Su ratio de deuda presentó cambios ante una mayor necesidad de financiamiento y, en consecuencia, su estructura de capital tuvo que ajustarse frente aquello. Debido a esto, surgió la necesidad de calcular una estructura dinámica de capital proyectada, la cual se utilizará en el próximo capítulo con el objetivo de determinar si las decisiones financieras desde el momento en el cual comenzó a volcar su negocio a las energías renovables fueron fructíferas y según las estimaciones futuras lograron ser optimas y, agregarle valor a la empresa.

En la tabla 21 se plantea la estructura dinámica con ajustes con el objetivo que en el largo plazo tienda a estar totalmente financiada por capital propio, volcada solamente a las energías renovables excepto la venta residual de gas, la cual no es representativa en términos de ingresos y la mantendría por su relación con una sociedad vinculada. Esos ajustes en la estructura se encuentran vinculado a lo mencionado por Brealey et.al (2010): "...es suficiente con suponer un ajuste gradual, pero constante para llegar a una meta de largo plazo. Pero si la empresa planea realizar cambios significativos a su estructura de capital la fórmula Wacc no funcionará" (p.544).

Tabla 21
Indicadores ~ Costo de Capital, Genneia S.A.

| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|---------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Beta Desapalancada | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 |
| Beta Apalancada | 1,08 | 1,12 | 1,12 | 1,00 | 0,91 | 0,83 | 0,77 | 0,72 | 0,67 |
| Alicuota Tax | 0,30 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 |
| Deuda % | 63% | 63% | 63% | 58% | 53% | 48% | 43% | 38% | 33% |
| Capital % | 37% | 37% | 37% | 42% | 47% | 52% | 57% | 62% | 67% |
| Deuda/Capital | 1,68 | 1,68 | 1,68 | 1,36 | 1,11 | 0,91 | 0,75 | 0,61 | 0,49 |
| Tasa Libre de Riesgo | 2,40% | 1,49% | 1,49% | 1,49% | 1,49% | 1,49% | 1,49% | 1,49% | 1,49% |
| Prima Riesgo País | 17,44% | 14,56% | 12,56% | 10,56% | 8,56% | 8,56% | 8,56% | 8,56% | 8,56% |
| Prima Riesgo de Mercado | 5,68% | 5,68% | 5,68% | 5,68% | 5,68% | 5,68% | 5,68% | 5,68% | 5,68% |
| Costo de Capital ~ Ke | 25,95% | 22,39% | 20,39% | 17,73% | 15,20% | 14,77% | 14,42% | 14,13% | 13,88% |
| Costo de Deuda ~ Kd | 23,50% | 15,63% | 14,05% | 12,05% | 10,05% | 10,05% | 10,05% | 10,05% | 10,05% |
| Wacc ~ Tasa de Descuento | 20,0% | 15,7% | 14,2% | 12,7% | 11,2% | 11,3% | 11,5% | 11,6% | 11,8% |

| | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | > 2036 & <2046 |
|---------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| Beta Desapalancada | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 |
| Beta Apalancada | 0,64 | 0,60 | 0,57 | 0,55 | 0,52 | 0,50 | 0,49 | 0,49 | 0,49 |
| Alicuota Tax | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 |
| Deuda % | 28% | 23% | 18% | 13% | 8% | 3% | 0% | 0% | 0% |
| Capital % | 72% | 77% | 82% | 87% | 92% | 97% | 100% | 100% | 100% |
| Deuda/Capital | 0,38 | 0,29 | 0,22 | 0,15 | 0,08 | 0,03 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Tasa Libre de Riesgo | 1,49% | 1,49% | 1,49% | 1,49% | 1,49% | 1,49% | 1,49% | 1,49% | 1,49% |
| Prima Riesgo País | 8,56% | 8,56% | 8,56% | 8,56% | 8,56% | 8,56% | 8,56% | 8,56% | 8,56% |
| Prima Riesgo de Mercado | 5,68% | 5,68% | 5,68% | 5,68% | 5,68% | 5,68% | 5,68% | 5,68% | 5,68% |
| Costo de Capital ~ Ke | 13,66% | 13,47% | 13,31% | 13,16% | 13,03% | 12,91% | 12,86% | 12,86% | 12,86% |
| Costo de Deuda ~ Kd | 10,05% | 10,05% | 10,05% | 10,05% | 10,05% | 10,05% | 10,05% | 10,05% | 10,05% |
| Wacc ~ Tasa de Descuento | 12,0% | 12,1% | 12,3% | 12,4% | 12,6% | 12,8% | 12,9% | 12,9% | 12,9% |

Fuente: Creación Propia (2020).

En este sentido, se asumió una disminución del ratio de deuda en un 5% a partir del 2022, año en el cual ya tendrá todos sus parques operativos y no se proyecta volumen de Capex; comenzaría su fase de recupero y cancelación de deuda remanente. Entonces, se puede visualizar como el costo de capital propio comienza a disminuir en la medida que la deuda tiende a cero, ya que el riesgo financiero para los accionistas es menor, dependerá solamente del riesgo propio del negocio y, la wacc es igual a aquel.

En párrafos precedentes se mencionó al tratamiento que se realizó en cuanto a la prima de riesgo país, la cual se mantuvo incluso en la estructura dinámica presentada. No obstante, se hace una salvedad en cuanto a los valores presentados en los años 2019 y 2020, los cuales al ser tan elevados pueden distorsionar la tasa de descuento. Es por ello, que se intentó hacer otro método que suele también utilizarse en la práctica, utilizando el EMBI como porcentual de incremento sobre la prima de riesgo de mercado, no como puntos adicionales, tal como menciona Gnecco (2008);

$$K_e = RF + (RM - RF) * \text{Beta} * \left(1 + \frac{\text{EMBI}}{1000}\right)$$

Figura 13. Fuente: Creación Propia (2020).

A pesar de que el método fue considerado para el cálculo, distorsionaba aún más el costo de capital propio. Entonces, se continuó con las bases establecidas de tomar el riesgo país como adición, para no incluirlo de esa forma el cual presta a interpretación que ese mismo riesgo es inherente a las características de la empresa; cuando se consideró que la afecta a todas las empresas incluidas en la industria, de la misma manera. A partir del año 2021 se consideró una disminución constante del riesgo país en un 2% hasta retomar valores más estables luego del año 2023.

Si bien la estructura dinámica de capital proyectada servirá como base para el próximo capítulo; en el período de estudio se pudo concluir que, a medida que la deuda se incrementa, el ratio “*Equity/Total Value*” disminuye. Esto, ocurrió principalmente, en el año 2018 cuyo acceso al crédito se vio más debilitado en el mercado local y la apertura al mercado externo. Esto, aparejado a un riesgo país en alza. En este sentido, el costo de capital propio fue mayor debido a que el riesgo por encontrarse más apalancada fue más alto.

6. Estructura de capital & Trade Off

En el capítulo anterior se presentó el rendimiento – económico – que obtuvieron los accionistas en el periodo de estudio a través del EPS. Para el cálculo de aquel indicador, se tomó el resultado neto del ejercicio el cual considera todo tipo de apalancamiento; operativo y financiero. Respecto a este último, foco del presente trabajo, se intentó exponer determinados escenarios en cuanto a la estructura de capital que podría haber tenido el caso de estudio y cómo hubiera afectado a su rendimiento, alterando solo las variables que afectarían a la misma.

Entonces, en la tabla 22 se muestran los diferentes escenarios planteados para ver la evolución del indicador en función de las variaciones en el capital propio, de terceros o ambos.

Tabla 22
EPS, según escenarios.

| | Deuda | Capital | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|--------|-------|---------|------|-------|-------|-------|
| 1) EPS | - | - | 3,87 | 7,90 | 12,44 | 41,71 |
| 2) EPS | ↓ 20% | - | 4,47 | 8,73 | 12,93 | 43,01 |
| 3) EPS | ↓ 20% | ↑ 20% | 3,72 | 7,27 | 10,77 | 35,84 |
| 4) EPS | 0% | ↑ 100% | 3,43 | 6,02 | 7,80 | 24,09 |
| 5) EPS | ↑ 20% | - | 3,27 | 7,07 | 11,59 | 40,42 |
| 6) EPS | ↑ 20% | ↓ 20% | 4,08 | 8,84 | 14,49 | 50,52 |
| 7) EPS | ↑ 45% | ↓ 45% | 4,57 | 10,98 | 19,56 | 70,54 |

Fuente: Creación Propia (2020).

Para realizar los diferentes escenarios, se realizó un análisis teórico afectando las variables más significativas ante un mayor o menor grado de apalancamiento financiero en el estado de resultados de la compañía, manteniéndose el resto constante. Es por ello, que se afectaron las deducciones en concepto de gastos de intereses y, en consecuencia, la línea impositiva, específicamente impuesto a las ganancias; en el anexo F se detalla el cambio de variables asumido. Además, como el ratio “*Debt/Total Value*” se mantuvo relativamente constante, en un 56% promedio en todo el periodo, los escenarios planteados se propusieron en ajustar mismos porcentajes, como figuran en la tabla 22, para los cuatro años. Por tal motivo, se sostiene que solo es un ejercicio teórico con fines de interpretar que hubiese sucedido si las variables de la estructura de capital fueran distintas con su indicador EPS y conocer aún más el impacto en su estructura.

El primer escenario, es el denominado base ya que contempla las cifras reales obtenidas en el periodo, explicado en el capítulo anterior y, en función de éste se realizaron las comparaciones. Sobre aquel, se puede cotejar como es mayor frente al escenario cuatro, el cual plantea la no existencia de deuda y en efecto duplicar las acciones en circulación en reemplazo de capital de terceros. Sin embargo, el EPS resulta mayor si se obtiene mayor deuda en un 20% y, en forma proporcional disminuye la cantidad de acciones en circulación; escenario seis. Incluso, si la deuda incrementase en un 45% y el capital propio disminuye en el mismo porcentaje, el EPS es aún mayor que el escenario base y los ya planteados.

No obstante, de plantearse la posibilidad de poseer menor deuda y mantener constante el capital propio, arroja un indicador también mayor al escenario base. Entonces, bajo esa estructura, el accionista también podría obtener un superior rendimiento por acción; aunque resulta poco sostenible en el tiempo la falta de necesidad de inyectar aportes de capital. Por

tal motivo, según el escenario tres el cual plantea ese escenario, refleja como el EPS disminuye y resulta ser inferior al escenario base.

Si bien este ejercicio teórico permite entrever la cantidad de estructuras de capital que se pueden plantear en forma hipotética y ver el resultado que eso conlleva; se evidenció como el último escenario presentó un mayor EPS en todo el periodo al asumir más deuda. Aquello da lugar al cumplimiento teórico sobre el beneficio que implica el escudo fiscal, siempre que se contemplen los posibles costos de insolvencia que se pudiesen generar, dado que estos pueden cambiar la ecuación del análisis.

Entonces, de acuerdo con la estructura dinámica y el cálculo de la tasa de descuento acompañando a la misma, planteadas en el capítulo anterior, se procedió a la proyección de los flujos para la confección del “Free Cash Flow”, como se observa en la tabla 23. Su construcción se explica en detalle en el Anexo G.

| | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 |
|-----------------------------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
| Ventas | 120,8 | 122,4 | 10,7 | 123,9 | 115,1 | 116,5 | 116,5 | 93,9 | 31,9 | 31,9 | 31,6 | 23,8 | 21,3 | 19,8 |
| Costos | (11,7) | (11,8) | (1,0) | (12,0) | (11,1) | (11,3) | (11,3) | (3,9) | (1,3) | (1,3) | (1,2) | (0,9) | (0,8) | (0,7) |
| Contribución Marginal | 109,1 | 110,5 | 9,7 | 111,9 | 103,9 | 105,2 | 105,3 | 90,0 | 30,5 | 30,5 | 30,4 | 22,8 | 20,5 | 19,1 |
| Costos Fijos | (17,5) | (17,8) | (17,0) | (18,5) | (18,8) | (19,1) | (19,5) | (19,6) | (19,4) | (19,8) | (20,1) | (20,5) | (20,8) | (21,2) |
| EBITDA (Ajustado) | 91,7 | 92,7 | (7,3) | 93,4 | 85,2 | 86,1 | 85,8 | 70,4 | 11,1 | 10,8 | 10,2 | 2,4 | (0,3) | (2,1) |
| Depreciaciones y Amortizaciones | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) |
| EBIT | 72,2 | 73,2 | (26,8) | 73,9 | 65,7 | 66,6 | 66,3 | 50,9 | (8,3) | (8,7) | (9,3) | (17,1) | (19,8) | (21,6) |
| -Tax | (18,1) | (18,3) | - | (18,5) | (16,4) | (16,7) | (16,6) | (12,7) | - | - | - | - | - | - |
| NOPAT | 54,2 | 54,9 | (26,8) | 55,5 | 49,3 | 50,0 | 49,7 | 38,2 | (8,3) | (8,7) | (9,3) | (17,1) | (19,8) | (21,6) |
| - Capex | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) |
| +/- WC | 1,3 | (0,2) | 17,6 | (17,8) | 1,4 | (0,2) | 0,0 | 3,2 | 10,1 | 0,0 | 0,1 | 1,3 | 0,4 | 0,3 |
| + Depreciaciones y Amortizaciones | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 |
| FCF | 72,0 | 71,2 | 7,3 | 54,1 | 67,2 | 66,3 | 66,2 | 57,8 | 18,3 | 7,8 | 7,3 | 0,7 | (2,9) | (4,9) |

Fuente: Creación Propia (2020).

Tabla 23

Proyección Free Cash Flow

Expresados en millones de dólares

| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
|-----------------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Ventas | 159,5 | 200,2 | 196,6 | 189,0 | 194,8 | 196,8 | 169,9 | 171,5 | 133,3 | 122,7 | 124,3 | 125,8 | 127,4 | 129,1 |
| Costos | (53,7) | (52,0) | (47,2) | (45,4) | (46,8) | (47,3) | (40,8) | (41,2) | (23,7) | (11,9) | (12,0) | (12,2) | (12,3) | (12,5) |
| Contribución Marginal | 105,8 | 148,3 | 149,4 | 143,6 | 148,0 | 149,6 | 129,1 | 130,3 | 109,6 | 110,8 | 112,2 | 113,7 | 115,1 | 116,6 |
| Costos Fijos | (13,9) | (14,6) | (14,8) | (15,0) | (15,3) | (15,6) | (15,6) | (15,9) | (15,8) | (16,0) | (16,3) | (16,6) | (16,9) | (17,2) |
| EBITDA (Ajustado) | 91,9 | 133,7 | 134,6 | 128,7 | 132,8 | 134,0 | 113,6 | 114,4 | 93,8 | 94,9 | 96,0 | 97,1 | 98,2 | 99,4 |
| Depreciaciones y Amortizaciones | (37,9) | (36,8) | (38,3) | (38,3) | (38,3) | (38,3) | (38,3) | (38,3) | (38,3) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) |
| EBIT | 54,0 | 96,9 | 96,3 | 90,3 | 94,4 | 95,7 | 75,3 | 76,1 | 55,5 | 75,4 | 76,5 | 77,6 | 78,7 | 79,9 |
| -Tax | (16,2) | (24,2) | (24,1) | (22,6) | (23,6) | (23,9) | (18,8) | (19,0) | (13,9) | (18,9) | (19,1) | (19,4) | (19,7) | (20,0) |
| NOPAT | 37,8 | 72,7 | 72,2 | 67,8 | 70,8 | 71,8 | 56,4 | 57,1 | 41,6 | 56,6 | 57,4 | 58,2 | 59,0 | 59,9 |
| - Capex | (127,1) | (40,5) | (11,7) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) |
| +/- WC | 6,0 | (6,9) | 0,2 | 1,1 | (0,8) | (0,3) | 3,9 | (0,2) | 4,9 | 0,8 | (0,2) | (0,2) | (0,2) | (0,2) |
| + Depreciaciones y Amortizaciones | 37,9 | 36,8 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 |
| FCF | (45,5) | 62,1 | 99,1 | 104,2 | 105,3 | 106,8 | 95,7 | 92,2 | 81,8 | 73,8 | 73,6 | 74,5 | 75,3 | 76,2 |

Al igual que en la construcción de la tasa de descuento, el “Free Cash Flow” fue proyectado mediante un periodo explícito y no se han agregado al mismo perpetuidades. Esto, se debió a que se consideraron flujos con grado de certeza a raíz de considerar hasta el último año de vigencia de los contratos de generación de energía de cada parque eólico operativo e incluso sus centrales térmicas. En el apartado 3.1, en el cual se analizó el factor político y/o regulatorio, se indicó que la vigencia de los contratos de energía posee una duración aproximada de veinte años y, en función de los vencimientos del caso de estudio, el periodo explícito de proyección abarcó veintiocho años. Por esa misma razón se consideró la proyección hasta el año 2046.

También, aquella construcción partió del planteo de una estructura dinámica, la cual se debió a que, si bien en los cuatro años de estudio la relación deuda financiera y valor de la empresa en términos promedio no tuvo ajustes sustanciales, tampoco se mantuvo constante. Por lo tanto, considerarla sin variación alguna en la construcción de la tasa y de los flujos sería una simplificación que en el presente trabajo no fue considerada. Además, el escenario proyectado en la tabla 23, partió del objetivo de disminuir en forma gradual el stock de deuda a partir del 2022, año en el que afronta el vencimiento de su obligación negociable internacional con un capital de 500 millones de dólares; todos sus parques se encontrarán totalmente operativos y le permitirán obtener mayor solvencia para el repago de la deuda o posible refinanciación a menor volumen.

Tabla 24
Proyección Escenario Target
Expresados en millones de dólares

| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|-------------------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
| D/V | | 63% | 63% | 63% | 58% | 53% | 48% | 43% | 38% | 33% | 28% | 23% | 18% | 13% |
| E/V | | 37% | 37% | 37% | 42% | 47% | 52% | 57% | 62% | 67% | 72% | 77% | 82% | 87% |
| Ke | | 25,9% | 22,4% | 20,4% | 17,7% | 15,2% | 14,8% | 14,4% | 14,1% | 13,9% | 13,7% | 13,5% | 13,3% | 13,2% |
| Kd | | 23,5% | 15,6% | 14,1% | 12,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% |
| Wacc | | 20,0% | 15,7% | 14,2% | 12,7% | 11,2% | 11,3% | 11,5% | 11,6% | 11,8% | 12,0% | 12,1% | 12,3% | 12,4% |
| EBIT | | 54,0 | 96,9 | 96,3 | 90,3 | 94,4 | 95,7 | 75,3 | 76,1 | 55,5 | 75,4 | 76,5 | 77,6 | 78,7 |
| Intereses | | 59,3 | 55,6 | 55,6 | 55,6 | 52,8 | 50,2 | 47,7 | 45,3 | 43,0 | 40,9 | 38,8 | 36,9 | 35,1 |
| Tax Shield | | 17,8 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,2 | 12,6 | 11,9 | 11,3 | 10,8 | 10,2 | 9,7 | 9,2 | 8,8 |
| FCF | | (45,5) | 62,1 | 99,1 | 104,2 | 105,3 | 106,8 | 95,7 | 92,2 | 81,8 | 73,8 | 73,6 | 74,5 | 75,3 |
| Σ VP (FCF) | 517,5 | (37,9) | 46,4 | 66,5 | 64,6 | 62,0 | 56,1 | 44,7 | 38,2 | 30,0 | 23,8 | 20,9 | 18,5 | 16,4 |
| Σ VP (Tax Shield) | 92,6 | 14,4 | 10,4 | 9,4 | 8,8 | 8,2 | 7,1 | 6,1 | 5,3 | 4,5 | 3,9 | 3,4 | 2,9 | 2,5 |

| | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 |
| D/V | 13% | 8% | 3% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| E/V | 87% | 92% | 97% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Ke | 13,2% | 13,0% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% |
| Kd | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% | 10,1% |
| Wacc | 12,4% | 12,6% | 12,8% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% | 12,9% |
| EBIT | 78,7 | 79,9 | 72,2 | 73,2 | (26,8) | 73,9 | 65,7 | 66,6 | 66,3 | 50,9 | (8,3) | (8,7) | (9,3) | (17,1) | (19,8) | (21,6) |
| Intereses | 35,1 | 33,3 | 31,6 | 30,1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Tax Shield | 8,8 | 8,3 | 7,9 | 7,5 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| FCF | 75,3 | 76,2 | 72,0 | 71,2 | 7,3 | 54,1 | 67,2 | 66,3 | 66,2 | 57,8 | 18,3 | 7,8 | 7,3 | 0,7 | (2,9) | (4,9) |
| Σ VP (FCF) | 16,4 | 14,4 | 11,9 | 10,3 | 0,9 | 6,1 | 6,8 | 5,9 | 5,2 | 4,0 | 1,1 | 0,4 | 0,4 | 0,0 | (0,1) | (0,2) |
| Σ VP (Tax Shield) | 2,5 | 2,2 | 1,9 | 1,6 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Fuente: Creación Propia (2020).

En la tabla 24 expone el ratio “*Debt/Total Value*” objetivo con reducción gradual del 5% a partir del año 2022 y en consecuencia, el ratio “*Equity/Total Value*” se incrementa en la misma proporción. El costo de capital propio tiende a decrecer en la medida que hay menor deuda y al normalizarse el riesgo país. En cambio, el costo de capital de terceros en los primeros años queda sujeto al rendimiento de la obligación negociable internacional y luego, se proyecta un menor rendimiento exigido por la deuda a tomar y/o a refinanciar al considerarse buena situación de financiera, solvencia y mantener e incluso mejorar su calificación crediticia.

El gráfico 25 muestra como a partir del año 2034, cuyo financiamiento es totalmente con capital propio, la tasa de descuento “*wacc*” se igual al costo de capital propio “*ke*”; el “*tax shield*” es cero y los flujos al final del periodo explícito cobran menor peso en el valor de la compañía. También, el EBIT comienza a reducirse hasta resultar negativo debido a la caída de los contratos de generación de energía y en efecto, menor flujo de ingresos operativos.

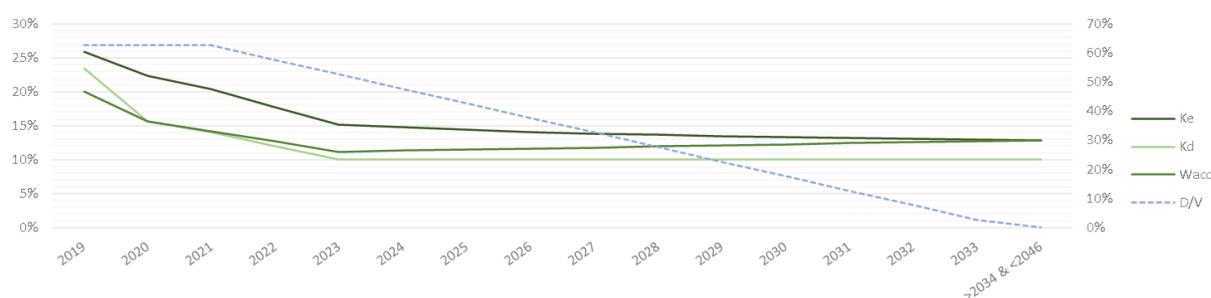


Gráfico 25. Evolución de tasas. Fuente: Creación Propia (2020).

En consecuencia, con los datos expuestos el valor de Genneia S.A suma un total de 610 millones de dólares, valuados al momento cero, el cual en el presente trabajo es el año 2018. Tal valuación, considerada desde la proyección objetivo del caso de estudio y en pos de mejorar en forma progresiva su ratio de solvencia; endeudamiento; cobertura de intereses

los cuales les permitiría a mediados del periodo proyectado tomar deuda a menor costo. Ante este escenario y las razones planteadas no se consideraron probabilidad alguna de presentarse costos de insolvencia.

Los flujos presentados corresponden al escenario target, el cual define la estructura planteada; su valor y proyección. De acuerdo con los objetivos del caso de estudio, se plantearon diversos escenarios para comprender más en detalle las posibles circunstancias que podrían presentarse ante la probabilidad de mantener constante el ratio “*Debt/Total Value*”; ajustes más sustanciales que tiendan aún más a disminuir el stock de deuda en los primeros años y por último, un escenario agresivo en el cual se planteó la posibilidad de afrontar mayor endeudamiento el cual provoque castigar sus ratios y por lo tanto, caer en costos de insolvencia.

Entonces, de asumir un menor stock de deuda a partir del año 2023 al cancelar totalmente los 500 millones de dólares de su obligación negociable internacional, los accionistas enfrentan un menor riesgo. Por ello, el costo de capital propio tiende a disminuir al igual que los intereses a pagar por su deuda y, en consecuencia, menor escudo fiscal. Por lo tanto, se asumió un menor costo de deuda en comparación al escenario target, cuya tasa a partir del año 2022 disminuye en un 30%, similar comportamiento del ratio “*Debt/Total Value*”. No obstante, dependerá de las condiciones del mercado, las cuales se asumen que la empresa al afrontar menor riesgo financiero mejorará su situación crediticia y, si las condiciones del mercado lo permiten, las tasas tenderán a disminuir en un 0,5% hasta el año donde se plantea el cese de financiamiento con capital de terceros.

En la tabla 25 se puede visualizar que el “*Free Cash Flow*” no sufre modificaciones al ser un flujo desapalancado y al considerar su tasa de descuento después de impuestos. No ocurre lo mismo, con los flujos proyectados del escudo fiscal. Bajo este escenario de menor deuda, la “*wacc*” comienza a ser mal alta al no beneficiarse del escudo fiscal en la misma proporción que el escenario target y, el caso de estudio destruye valor en 55 millones de dólares.

Tabla 25
Proyección Escenario Menor Deuda
Expresados en millones de dólares

| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|-------------------|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
| D/V | | 63% | 63% | 63% | 30% | 30% | 25% | 20% | 15% | 10% | 5% | 0% | 0% | 0% |
| E/V | | 37% | 37% | 37% | 70% | 70% | 75% | 80% | 85% | 90% | 95% | 100% | 100% | 100% |
| Ke | | 25,95% | 22,39% | 20,39% | 15,76% | 13,76% | 13,56% | 13,38% | 13,23% | 13,09% | 12,97% | 12,86% | 12,86% | 12,86% |
| Kd | | 23,50% | 15,63% | 14,05% | 10,00% | 10,00% | 9,50% | 9,00% | 8,50% | 8,00% | 7,50% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| Wacc | | 19,99% | 15,70% | 14,21% | 13,28% | 11,88% | 11,95% | 12,06% | 12,20% | 12,38% | 12,60% | 12,86% | 12,86% | 12,86% |
| EBIT | | 54,0 | 96,9 | 96,3 | 90,3 | 94,4 | 95,7 | 75,3 | 76,1 | 55,5 | 75,4 | 76,5 | 77,6 | 78,7 |
| Intereses | | 59,3 | 55,6 | 55,6 | 55,6 | 9,1 | 8,6 | 8,2 | 7,8 | 7,4 | 7,0 | 6,7 | - | - |
| Tax Shield | | 17,8 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 2,3 | 2,2 | 2,1 | 1,9 | 1,9 | 1,8 | 1,7 | - | - |
| FCF | | (45,5) | 62,1 | 99,1 | 104,2 | 105,3 | 106,8 | 95,7 | 92,2 | 81,8 | 73,8 | 73,6 | 74,5 | 75,3 |
| Σ VP (FCF) | 502,8 | (37,9) | 46,4 | 66,5 | 63,3 | 60,1 | 54,3 | 43,1 | 36,7 | 28,6 | 22,5 | 19,5 | 17,4 | 15,6 |
| Σ VP (Tax Shield) | 51,9 | 14,4 | 10,4 | 9,4 | 9,5 | 1,4 | 1,3 | 1,1 | 1,0 | 0,9 | 0,9 | 1,7 | - | - |

| | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 |
|-------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 |
| D/V | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| E/V | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Ke | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% |
| Kd | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| Wacc | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% | 12,86% |
| EBIT | 79,9 | 72,2 | 73,2 | (26,8) | 73,9 | 65,7 | 66,6 | 66,3 | 50,9 | (8,3) | (8,7) | (9,3) | (17,1) | (19,8) | (21,6) |
| Intereses | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Tax Shield | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| FCF | 76,2 | 72,0 | 71,2 | 7,3 | 54,1 | 67,2 | 66,3 | 66,2 | 57,8 | 18,3 | 7,8 | 7,3 | 0,7 | (2,9) | (4,9) |
| Σ VP (FCF) | 14,0 | 11,7 | 10,3 | 0,9 | 6,1 | 6,8 | 5,9 | 5,2 | 4,0 | 1,1 | 0,4 | 0,4 | 0,0 | (0,1) | (0,2) |
| Σ VP (Tax Shield) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Fuente: Creación Propia (2020).

Partiendo del mismo escenario de la no refinanciación de los 500 millones de dólares, pero, en vez de disminuir un 5% en forma gradual el ratio “*Debt/Total Value*” a partir del año 2022, se disminuye en un 6%. Pero, el costo de deuda se mantiene igual al escenario target; Genneia S.A. queda valuada en 600 millones de dólares. Si la deuda disminuyera en un 10% gradual, su valuación sería de 575 millones de dólares; en un 15% sería de 561 millones de dólares y, si disminuyera en un 20% sería de 553 millones de dólares.

El modelo de CAPM muestra como el caso de estudio perdería valor en la medida que tiene menor deuda y se financia aún más con capital propio, incluso cuando el costo de deuda no varía. Sin embargo, ante un escenario en el cual el caso de estudio se encuentre con mayor apalancamiento financiero e incluso peligro su ratio de solvencia, el modelo no captura ese mayor riesgo. Es decir, solo refleja las ventajas del escudo fiscal desde una óptica optimista pero no así el riesgo de insolvencia financiera.

Asimismo, al plantearse un escenario cuya estructura de capital se mantiene constante durante todo el periodo explícito de proyección; con una prima de riesgo inherente a la empresa del 1% constante la cual afecta directamente al costo de deuda y en efecto a la tasa de descuento y, con cero probabilidades de costos de insolvencia en el periodo genera que

el caso de estudio quede valuado en 662 millones de dólares. Este mayor valor, a diferencia del escenario target, se debe principalmente al escudo fiscal.

A diferencia de los escenarios planteados, se construyó aquel en el cual se plantea la refinanciación de la obligación negociable de 500 millones de dólares, debiendo recurrir en tomar aún más deuda en los próximos años en un 5% acumulado hasta lograr un ratio de “*Debt/Total Value*” en un 88% constante. Para ello, se mantuvo la prima del 1% sobre el costo de deuda, tal como se mencionó en el párrafo precedente. En ese contexto, el costo de capital propio muestra un incremento en los primeros años hasta mantener una tasa elevada. Como se observa en la tabla 26, el modelo CAPM captura esa estructura más apalancada como aporte de valor al tener mayor peso su escudo fiscal, valuando al caso de estudio en 685 millones de dólares.

Tabla 26
Proyección Escenario Mayor Deuda
Expresados en millones de dólares

| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|------------------------------------|---------------|------|------|------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
| Costos de Insolvencia ~ CIF | | | | | | | | | | | | | | |
| P(Iliquidez Financiera) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P(Cesación de pagos) | | 0 | 0 | 0 | 20% | 5% | 5% | 5% | 5% | 27% | 5% | 5% | 5% | 5% |
| P(Quiebra) | | 0 | 0 | 0 | 5% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% |
| V(Iliquidez Financiera) | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| V(Cesación de pagos) | | - | - | - | (23,6) | (6,0) | (6,1) | (5,6) | (5,5) | (27,0) | (4,6) | (4,6) | (4,6) | (4,7) |
| V(Quiebra) | | - | - | - | (5,9) | (2,4) | (2,4) | (2,2) | (2,2) | (2,0) | (1,8) | (1,8) | (1,8) | (1,9) |
| Σ VP (Iliquidez Financiera) | (1,9) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Σ VP (Cesación de pagos) | (60,8) | - | - | - | (14,6) | (3,5) | (3,3) | (2,7) | (2,4) | (10,5) | (1,6) | (1,4) | (1,3) | (1,2) |
| Σ VP (Quiebra) | (15,2) | - | - | - | (3,6) | (1,4) | (1,3) | (1,1) | (0,9) | (0,8) | (0,6) | (0,6) | (0,5) | (0,5) |

| | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 |
|--------------------------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 |
| D/V | 88% | 88% | 88% | 88% | 88% | 88% | 88% | 88% | 88% | 88% | 88% | 88% | 88% | 88% | 88% |
| E/V | 12% | 12% | 12% | 12% | 12% | 12% | 12% | 12% | 12% | 12% | 12% | 12% | 12% | 12% | 12% |
| Ke | 27,9% | 27,9% | 27,9% | 27,9% | 27,9% | 27,9% | 27,9% | 27,9% | 27,9% | 27,9% | 27,9% | 27,9% | 27,9% | 27,9% | 27,9% |
| Kd | 11,6% | 11,6% | 11,6% | 11,6% | 11,6% | 11,6% | 11,6% | 11,6% | 11,6% | 11,6% | 11,6% | 11,6% | 11,6% | 11,6% | 11,6% |
| Wacc | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% |
| EBIT | 79,9 | 72,2 | 73,2 | (26,8) | 73,9 | 65,7 | 66,6 | 66,3 | 50,9 | (8,3) | (8,7) | (9,3) | (17,1) | (19,8) | (21,6) |
| Intereses | 71,0 | 71,0 | 71,0 | 71,0 | 71,0 | 71,0 | 71,0 | 71,0 | 71,0 | 71,0 | 71,0 | 71,0 | 71,0 | 71,0 | 71,0 |
| Tax Shield | 17,7 | 17,7 | 17,7 | 17,7 | 17,7 | 17,7 | 17,7 | 17,7 | 17,7 | 17,7 | 17,7 | 17,7 | 17,7 | 17,7 | 17,7 |
| FCF | 76,2 | 72,0 | 71,2 | 7,3 | 54,1 | 67,2 | 66,3 | 66,2 | 57,8 | 18,3 | 7,8 | 7,3 | 0,7 | (2,9) | (4,9) |
| Σ VP (FCF) | 17,6 | 15,0 | 13,4 | 1,2 | 8,2 | 9,2 | 8,2 | 7,4 | 5,8 | 1,6 | 0,6 | 0,5 | 0,0 | (0,2) | (0,3) |
| Σ VP (Tax Shield) | 3,8 | 3,4 | 3,1 | 2,8 | 2,5 | 2,2 | 2,0 | 1,8 | 1,6 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,0 | 0,9 | 0,8 |
| <i>Interest Coverage</i> | 1,1 | 1,0 | 1,0 | - 0,4 | 1,0 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,7 | - 0,1 | - 0,1 | - 0,1 | - 0,2 | - 0,3 | - 0,3 |

Fuente: Creación Propia (2020).

Sin embargo, que la empresa mantenga alrededor de un 90% de deuda en su estructura durante todo su periodo de vida proyectado sin reflejar o exponer el riesgo en términos nominales que ello conlleva no sería del todo válido o real. Por la misma razón, se procedió a aplicar la teoría del “*trade off*” y aplicar las siguientes probabilidades de costos de insolvencia;

Tabla 27
Proyección Costos de Insolvencia Financiera ~ CIF
Expresados en millones de dólares

| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|------------------------------------|---------------|------|------|------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
| Costos de Insolvencia ~ CIF | | | | | | | | | | | | | | |
| P(Ilíquidez Financiera) | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| P(Cesación de pagos) | | 0 | 0 | 0 | 20% | 5% | 5% | 5% | 5% | 27% | 5% | 5% | 5% | 5% |
| P(Quiebra) | | 0 | 0 | 0 | 5% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% |
| V(Ilíquidez Financiera) | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| V(Cesación de pagos) | | - | - | - | (23,6) | (6,0) | (6,1) | (5,6) | (5,5) | (27,0) | (4,6) | (4,6) | (4,6) | (4,7) |
| V(Quiebra) | | - | - | - | (5,9) | (2,4) | (2,4) | (2,2) | (2,2) | (2,0) | (1,8) | (1,8) | (1,8) | (1,9) |
| Σ VP (Ilíquidez Financiera) | (1,9) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Σ VP (Cesación de pagos) | (60,8) | - | - | - | (14,6) | (3,5) | (3,3) | (2,7) | (2,4) | (10,5) | (1,6) | (1,4) | (1,3) | (1,2) |
| Σ VP (Quiebra) | (15,2) | - | - | - | (3,6) | (1,4) | (1,3) | (1,1) | (0,9) | (0,8) | (0,6) | (0,6) | (0,5) | (0,5) |

| | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 |
|------------------------------------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 |
| Costos de Insolvencia ~ CIF | | | | | | | | | | | | | | | |
| P(Ilíquidez Financiera) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10% | 10% | 10% | 30% | 30% | 30% |
| P(Cesación de pagos) | 5% | 5% | 5% | 80% | 5% | 11% | 0% | 5% | 23% | 80% | 80% | 80% | 80% | 80% | 80% |
| P(Quiebra) | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 2% | 10% | 10% | 10% | 30% | 30% | 30% |
| V(Ilíquidez Financiera) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (3,2) | (3,2) | (3,2) | (7,1) | (6,4) | (5,9) |
| V(Cesación de pagos) | (4,7) | (4,5) | (4,4) | (20,0) | (3,6) | (9,5) | - | (4,6) | (17,6) | (28,8) | (20,4) | (20,0) | (14,7) | (11,9) | (10,3) |
| V(Quiebra) | (1,9) | (1,8) | (1,8) | (0,5) | (1,4) | (1,7) | (1,7) | (1,7) | (1,5) | (3,6) | (2,6) | (2,5) | (5,5) | (4,5) | (3,9) |
| Σ VP (Ilíquidez Financiera) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (0,3) | (0,3) | (0,2) | (0,5) | (0,4) | (0,3) |
| Σ VP (Cesación de pagos) | (1,1) | (0,9) | (0,8) | (3,4) | (0,5) | (1,3) | - | (0,5) | (1,8) | (2,6) | (1,7) | (1,5) | (1,0) | (0,7) | (0,6) |
| Σ VP (Quiebra) | (0,4) | (0,4) | (0,3) | (0,1) | (0,2) | (0,2) | (0,2) | (0,2) | (0,2) | (0,3) | (0,2) | (0,2) | (0,4) | (0,3) | (0,2) |

Fuente: Creación Propia (2020).

La probabilidad de ilíquidez financiera fue considerada desde el punto de vista de sus flujos operativos. Dado que, en la medida que cesan sus contratos de energía convencional sus costos tienden a disminuir y sus ingresos se encuentran asegurados en aquellos parques eólicos que cuentan con la garantía del FODER, los cuales son su principal fuente de cobranzas; solo se han asignado un 10% en los años 2041 a 2043 y un 30% al finalizar el periodo. Aquello, se encuentra relacionado con el resultado que arroja su EBIT en esos años, los cuales son negativos e incluso no alcanzarían a cubrir los gastos de deuda.

En cambio, la probabilidad de cesación de pagos, vinculada directamente a la capacidad que tiene la empresa para afrontar sus servicios de deuda tuvo un mayor peso. En el año 2022 dado los vencimientos que enfrenta, pero aún con un sólido indicador de cobertura de intereses a raíz de contar con un amplio margen entre su EBIT y sus gastos de intereses, se le otorgó únicamente un 20%. Luego, un 5% constante, misma proporción del incremento de deuda, salvo en el año 2027 donde esa relación sufre una caída. Finalmente, en los años cuyos resultados operativos no pueden hacer frente a sus obligaciones financieras, la probabilidad sufre un salto en un 80%.

Por último, la probabilidad de quiebra asignada es mínima en los primeros años, totalmente vinculada al riesgo de default técnico de su deuda. Aquella, se incrementa a partir del año 2041 mismo año en el cual su flujo operativo comienza a decrecer.

Esas probabilidades asignadas a los propios flujos proyectados de valuación y en el caso de iliquidez financiera a sus ingresos, arrojaron un valor de costos de insolvencia en 78 millones de dólares; cifra que disminuye el valor de la empresa, dejando a la misma valuada en 607 millones de dólares.

A diferencia del modelo CAPM, la proyección de los costos de insolvencia permite reflejar los mayores riesgos a los que enfrentaría el caso de estudio en caso de volcar su estructura de capital en mayor medida a capital de terceros.

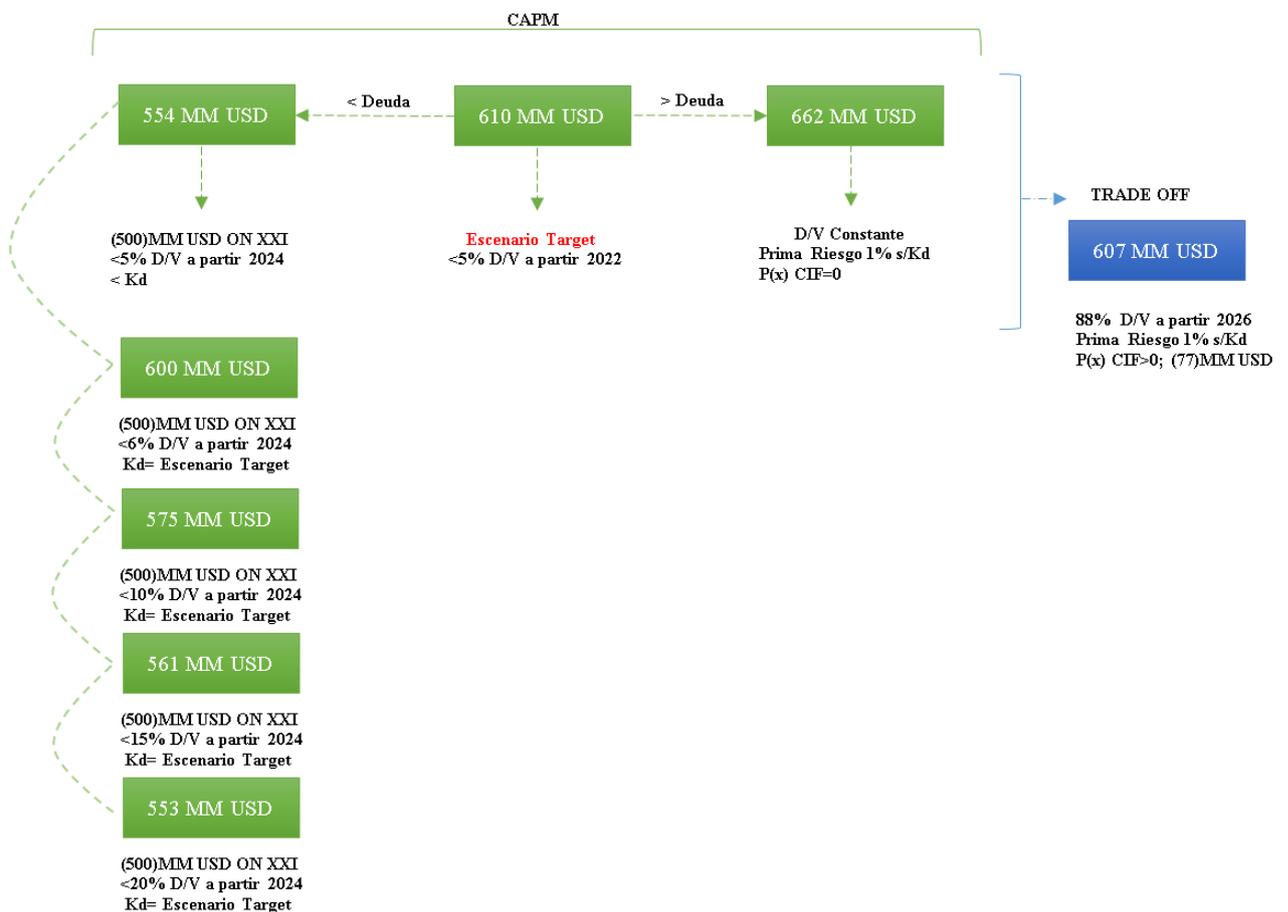


Figura 14. CAPM & Trade Off. Fuente: Creación Propia (2020).

Por consiguiente, ante el escenario target continúa con ratios de solvencia y cobertura de intereses que le permiten repagar su deuda y financiarse con vistas en menor volumen, sin presentarse costos de insolvencia alguna ya que su propio flujo le permitiría mantener dicha

estructura. En caso de repagar en forma total o parcial su principal deuda en el año 2022, según el modelo CAPM reduciría valor al tener menor predominio el beneficio de la deducción de intereses por servicios de deuda. No obstante, ese escenario requeriría aportes de capital para mantener relativamente el valor del caso de estudio.

En cambio, frente al escenario de mantener constante la deuda, se agregaría mayor valor, pero como se ha demostrado, resultaría poco real que efectivamente la estructura sea igual en todo el periodo de proyección. Entonces, frente a un escenario con necesidades de refinanciamiento de su deuda e incluso incremento de la misma, el riesgo será mayor hasta el punto de que sus flujos no puedan sobrellevar sus obligaciones. Aquello, implica incumplimiento de covenants, detrimento de su calidad crediticia, impedimento para continuar tomando líneas de crédito y falta de confianza en sus “*stakeholders*”. Por ese motivo, se asignaron probabilidades de costos de insolvencia financiera para incluirlo en su valuación final.

7. Conclusiones

En el transcurso del trabajo se trató de dar respuesta a los interrogantes, planteados en el primer capítulo, los cuales dieron origen y fueron el disparador de aquel. Esto, permitió emprender su desarrollo; cumplir con los objetivos y arribar a las respuestas de las hipótesis.

Para tal fin, se dispuso a conocer las condiciones de financiamiento en términos generales y luego, como repercutía las mismas en una empresa generadora de energía renovable; Genneia S.A. En cada capítulo desarrollado, se comenzó con un análisis macro para arribar el efecto y repercusión que tuvo sobre la empresa mencionada; se explicaron las variables que la afectaron y/o permitieron su accesibilidad a las fuentes de financiamiento local o externo, según el año explicado. Luego, se profundizó en su apalancamiento, la estructura de capital escogida por Genneia S.A. y sus costos. También, la evolución de sus principales ratios; sus riesgos; su tasa de descuento. Todo aquello, correlacionado con la posibilidad o no de acceder a capital de terceros.

De acuerdo con lo desarrollado, permitió cumplir en su totalidad el objetivo general, el cual consistía en analizar las condiciones de financiamiento para una empresa argentina generadora de energía renovable, y la relación con su estructura de capital. Dicho cumplimiento también sucedió con los objetivos específicos. El primero, consistió en analizar la accesibilidad a las fuentes de financiamiento local y externo, su relación con la coyuntura financiera, el impacto en la estructura de endeudamiento y costo de capital. Este, se logró cumplir a lo largo de todo el trabajo, desde el análisis PEST hasta el análisis propio de la estructura de capital del caso de estudio; la interrelación de las principales variables; identificación de causas y consecuencias.

En este sentido, tanto el segundo objetivo como el tercero, analizar el ratio “*Equity/Total Value*” y su relación con las barreras al financiamiento local y, analizar si es posible lograr una estructura óptima de capital ante un escenario exiguo del financiamiento local, respectivamente, se logró cumplir a través de la identificación de los principales factores y sus relaciones planteadas en cada capítulo, los cuales permitieron arribar a la comprobación de las hipótesis.

Entonces, al planteo de la primera hipótesis, si las barreras al financiamiento local conllevan a su búsqueda en el mercado externo, con mayores costos financieros y riesgos de default; se encontró que la inestabilidad en la coyuntura económica y financiera local dificultó el acceso al crédito. Para proyectos de energía renovable, con las características ya explicadas, como se desarrolló en el análisis PEST, poseen significativa repercusión a nivel social, ambiental, tecnológico, político y económico.

El auge de la industria en el periodo de estudio impulsó su crecimiento, en conjunto con nuevas regulaciones; beneficios impositivos, fiscales; garantías del Banco Mundial, FODER; financiamientos locales, los cuales no fueron suficientes para evitar su búsqueda en el mercado externo. Principalmente, aquello se debió a que, en este tipo de proyectos de inversión predominó el financiamiento a través del mercado de capitales por los elevados montos de deuda que se precisan obtener al comienzo de vida del proyecto. El mercado local, no tuvo el mismo volumen ni desarrollo que el mercado de créditos o de capitales extranjeros, en mayor medida en países desarrollados.

Respecto al riesgo de default, se encontró presente tanto en deuda local como extranjera; con mayor impacto en esta última debido a que los tenedores presentan en bloque o en forma

individual cláusulas a favor de ellos con mayor rigurosidad para mitigar los riesgos tanto de la empresa como el país en el cual invierten su capital y asegurarse su rendimiento.

No obstante, el acceso al mercado financiero internacional se pudo lograr en un año en el cual se dio la apertura al mercado de capitales extranjeros ya que el país había mejorado su posición frente al riesgo; apertura, condiciones políticas y económicas las cuales parecían recuperar la confianza de los inversores. Ese contexto, fue aprovechado por Genneia S.A. para buscar capitales de terceros en el extranjero. Sin embargo, aquello le implicó enfrentarse con un costo financiero más alto en comparación con los costos asociados a su deuda local. Pero, el volumen de deuda no podía haberlo obtenido a nivel local. Por tal motivo, se concluye que fue aprovechado el momento oportuno para emitir deuda en el extranjero.

Como se explicó en el capítulo 5, ese volumen de deuda obtenido en el mercado externo no fue utilizado en su totalidad para destinarlo a la inversión en energía renovable sino para mejorar y eficientizar su calendarización de deuda; cancelar aquella de largo plazo y costosa ya que su stock implicaba valores de menor cuantía en comparación con su emisión externa. Esa decisión financiera permitió tomar ventaja sobre su stock de deuda y contemplando todo aquello en el análisis surgió que, ponderando la cancelación de deuda en forma anticipada bajo aquellas condiciones, el resultado total ofreció un costo financiero inferior. Es decir, fue ventajosa la emisión y el destino de sus fondos.

El financiamiento en el mercado externo implicó costos financieros más altos y ante una estimación futura de fondos inferior a la esperada, implicaba un riesgo de default en alza. Pero, las decisiones financieras tomadas en el uso de su deuda lograron disminuir en parte el costo financiero total sobre su stock de deuda.

La segunda hipótesis planteada consistía en determinar si el financiamiento externo permitía mantener el ratio "*Equity/Total Value*" constante. Esta hipótesis, resultó falsa a diferencia de la primera, desarrollada en los párrafos precedentes. Ese resultado se evidenció con claridad en el caso de estudio, el cual ante la falta de acceso al crédito en el mercado local, en el volumen que requería para afrontar su cartera de inversiones, emitió deuda en el mercado externo, incrementándose su ratio de deuda. Bajo ese contexto, si bien su estructura de capital sufrió variaciones graduales en los cuatro años, no se mantuvo constante en el tiempo; su ratio de "*Equity/Total Value*" fue disminuyendo a medida que su apalancamiento era mayor.

Por último, la tercera hipótesis pretendía responder si ante un escenario de escasez en el financiamiento local, no se podía determinar una estructura óptima de capital. Para dar respuesta a aquello, en el capítulo anterior, se plantearon diferentes escenarios. Ejemplo de ello, si la estructura de capital se mantenía constante al igual que los costos de deuda, solo afectándole una prima del 1%, la empresa quedaba valuada en el mayor valor ya que el resto de las variables permanecían constantes. Se podría decir que esa era la estructura óptima que debería mantener en el tiempo dado que, según el modelo CAPM es la que mayor valor le genera.

Ahora bien, resulta poco probable por todo lo desarrollado en el trabajo que se mantenga el volumen de deuda cuando no se proyectó inversiones en parques eólicos nuevos. Por lo tanto, al no tener fuertes erogaciones de capex, no es viable sostener costos financieros de deuda en mismo volumen y stock, sin una inversión estimada e incluso con parques ya operativos, cuyos fondos se pueden utilizar en parte para el repago de deuda, en principio en los primeros 10 o 15 años del periodo explícito de proyección.

En sentido opuesto, en caso de no contar con acceso al financiamiento local, no impide tampoco lograr una estructura de capital lejana a lo óptimo. Esto, dependerá del ratio de deuda y los costos a los que se enfrenta. Si la brecha entre los costos financieros locales y extranjeros son muy altos, por supuesto que perderá valor la empresa al tener una tasa de descuento más alta; pero no necesariamente incurrir en costos de insolvencia.

Entonces, dependerá de las condiciones de la empresa; las condiciones del mercado local; situación del país; de la industria y las decisiones financieras que se tomen para lograr tener la mejor estructura de capital a menores costos financieros posibles o la “óptima” en un momento dado. Esa estructura es difícil que sea estática en el transcurso del tiempo; las reglas de juego son dinámicas y por defecto su estructura de capital.

Existe literatura que menciona cierta utopía en la teoría de la estructura óptima de capital. Empero, en el presente trabajo se concluyó que es complejo decir que la estructura es óptima durante todo el horizonte de vida del proyecto, sino en cierto momento y bajo las condiciones a las que se enfrente la empresa.

Por consiguiente, el caso de estudio logró optimizar su estructura de capital en el periodo, dado el contexto en el que se encontraba y, se observó que aprovechó las condiciones de mercado; el auge y fomento de la industria para impulsar su negocio como también, la búsqueda de su financiamiento en el momento oportuno para que aquel continúe en marcha.

Es decir, buscó la optimización de su estructura de capital. Para ello, fue esencial dirigirse al mercado internacional en búsqueda de financiamiento, permitiéndole cumplir con sus objetivos de inversión y poner en marcha su principal parque eólico, con mayores ingresos (Parque Eólico Madryn). Bajo ese contexto, se determinó que la hipótesis resultó ser falsa. Las barreras al mercado local no conllevan necesariamente una estructura no óptima, a pesar de enfrentar mayores costos.

8. Referencias

- Aire, C., & Tapia, G. (2011). *Conducción estratégica para la evaluación de proyectos de inversión*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Edicon.
- Asociación Grandes Usuarios Energía Eléctrica República Argentina (AGUEERA). (2018). *Energías Renovables: rumbo a 2025*. Buenos Aires.
- Banco Central de la República Argentina. (2015). Circular CAMEX 1 - 749. Mercado Único y Libre de Cambios. Buenos Aires.
- Banco Central de la República Argentina. (2015). *Informe de Política Monetaria*. Buenos Aires.
- Banco Central de la República Argentina. (2016). Circular CAMEX 1 - 762. Mercado Único y Libre de Cambios. Buenos Aires.
- Banco Central de la República Argentina. (2016). *Informe de Política Monetaria*. Buenos Aires.
- Banco Central de la República Argentina. (2017). *Informe de Política Monetaria*. Buenos Aires.
- Banco Central de la República Argentina. (2018). *Informe de Política Monetaria*. Buenos Aires.
- Banco Mundial, Banco Interamericano de Desarrollo. (2015). *Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para la energía eólica*.
- Banco Mundial, Banco Interamericano de Desarrollo. (2019). *Guía de buenas prácticas para el desarrollo eólico en Argentina: gestión de impactos en aves y murciélagos*.
- Barreto Nieto, C. A., & Campo Robledo, J. (2012). *Relación a largo plazo entre consumo de energía y PIB en América Latina: Una evaluación empírica con datos panel*. Colombia.
- Bertinat, P., & Chemes, J. (2018). *Políticas Públicas en el sector de energías renovables 2003-2018*.
- Blanchard, O., & Perez Enri, D. (2000). *Los mercados financieros. Teoría y política económica con aplicaciones en América Latina*.
- Bodie, Z., Kane, A., & Marcus, A. (2003). *Investments*. EEUU: McGraw Hill.
- Camara Argentina de Energía Renovables (CADER). (2017). *Anuario*. Buenos Aires.
- Camara Argentina de Energía Renovables (CADER). (2018). *Anuario*. Buenos Aires.
- Camara Argentina de Energías Renovables (CADER). (2018). *Sinergia entre Nación, empresas y provincias: los desafíos de promover la generación distribuida*. Buenos Aires.
- Cámara Argentina de Energías Renovables. (2018). *Financiamiento: condición sine qua non para las energías renovables*. Buenos Aires.
- Campo Robledo, J., & Sarmiento Guzman, V. (2011). *Relación Consumo de Energía Eléctrica y PIB: Evidencia desde un Panel Cointegrado de 10 países de América Latina entre 1971 - 2007*. Colombia.
- Carrizo, S. (2015). *Redes de energía en la Argentina del siglo XXI*. Junín, Buenos Aires : ICT UNPA.
- Carta Gonzales, J. A., Calero Perez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M. A. (2009). *Centrales de energías renovables. Generación eléctrica con energías renovables*. Madrid: Pearson.
- Chapman, R. J. (2006). *Simple tools and techniques for enterprise risk management*. England.

- Comisión Nacional de Energía Atómica. (2015). *Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina*. Buenos Aires.
- Comisión Nacional de Energía Atómica. (2016). *Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina*. Buenos Aires.
- Comisión Nacional de Energía Atómica. (2017). *Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina*. Buenos Aires.
- Comisión Nacional de Energía Atómica. (2018). *Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina*. Buenos Aires.
- Comisión Nacional de Valores. (2018). *Financiamiento en el mercado de capitales*. Buenos Aires.
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2015). *Informe Anual*. Buenos Aires.
- Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. (2016). *Informe Anual*. Buenos Aires.
- Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. (2017). *Informe Anual*. Buenos Aires.
- Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. (2018). *Informe Anual*. Buenos Aires.
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2018). *Informe Renovables*. Buenos Aires.
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2018). *Integración y despacho renovables*. Buenos Aires.
- Congreso de La Nación. (1994). *Constitución de la Nación Argentina*. Buenos Aires.
- CONICET. (2017). *Energías Renovables en Argentina: Visiones y perspectivas de los actores sociales. Hacia un análisis integral de los sistemas Tecnológicos Sociales, desarrollo productivo y sustentabilidad socio-ambiental*. Buenos Aires.
- Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (CEADS). (2018). *Power Purchase Agreements en Argentina*. Buenos Aires.
- Damodaran, A. (2006). *Security Analysis for Investment and Corporate Finance*. New Jersey, EEUU: John Wiley & Sons.
- de Gregorio, J. (2012). *Macroeconomía. Teorías y Políticas*. Santiago de Chile.
- Decreto N° 1192. (10 de julio de 1992). *Dispónese la constitución de la sociedad Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. Apruébanse sus estatutos societarios*. Buenos Aires.
- Decreto N° 134. (16 de diciembre de 2015). *Declárase emergencia del Sector Eléctrico Nacional*. Buenos Aires.
- Decreto N° 281. (18 de agosto de 2017). *Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable*. Buenos Aires.

- Decreto N° 531. (30 de marzo de 2016). *Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la producción de energía eléctrica*. Buenos Aires.
- Decreto N° 814. (10 de octubre de 2017). *Derecho de importación extrazona. Alícuotas*. Buenos Aires.
- Decreto N° 882. (21 de julio de 2016). *Establécese Cupo Fiscal para el Ejercicio 2016*. Buenos Aires.
- Dornbusch, R., Fischer, S., & Startz, R. (2009). *Macroeconomía*. México: 9a.
- Enriquez Perez, I. (2014). *La perspectiva del desarrollo sostenible en el pensamiento del Banco Mundial. Realidad Económica*.
- Fondo Monetario Internacional. (2018). *Finanzas y Desarrollo*.
- Fondo Monetario Internacional. (2018). *Perspectivas de la Economía Mundial. Retos para un crecimiento Sostenido*. Washington.
- Fornero, R. A. (2003). *Finanzas de Empresas Emergentes*.
- Fornillo, B. (2014). Energy Transition in Argentina and Brazil: basic matrix and renewable sources. *Revista de Ciencias Sociales*, 141-165.
- Franklin Allen, S. M. (2010). *Principios de finanzas corporativas*. Mexico: Novena Edición.
- Gonzalez Isolio, D., & Tapia, G. (2017). *Instrumentos de Renta Fija y Variable. Análisis, Valuación y Estructura de Capital*. Buenos Aires: La Ley.
- Instituto Argentino para el Gobierno de las Organizaciones. (2004). *Código de mejores prácticas de gobierno de las organizaciones para la República Argentina*.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. (2006). *Energía Eólica*. Madrid.
- Isolio, D. G. (2017). *Instrumentos de renta fija y variable. Analisis, valuación y estructura de capital*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: La Ley.
- Jimenez Jambrina, J. I. (2018). *El mercado de las energías renovables en Argentina*. Buenos Aires.
- Las Naciones Unidas. (1998). *Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de Las Naciones Unidas sobre el cambio Climático*. Kyoto.
- Las Naciones Unidas. (2015). *Acuerdo de París*. París.
- Las Naciones Unidas. (2015). *Transformar nuestro mundo: la agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible*.
- Ley N° 25.675. (6 de noviembre de 2002). *Política Ambiental Nacional*. Buenos Aires.
- Ley N° 26.190. (6 de diciembre de 2016). *Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica*. Buenos Aires.
- Ley N° 26.360. (12 de marzo de 2008). *Promoción de Inversiones en bienes de capital y Obras de Infraestructura*. Buenos Aires.
- Ley N° 27.191. (23 de septiembre de 2015). *Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación*. Buenos Aires.

- Ley N° 27.424. (27 de diciembre de 2017). *Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública*. Buenos Aires.
- Ley N° 27.430. (29 de diciembre de 2017). *Impuesto a las Ganancias*. Buenos Aires.
- Lopez Dumrauf, G. (2006). *Cálculo Financiero Aplicado. Un enfoque empresarial*. Buenos Aires: La Ley.
- Lopez Dumrauf, G. (2014). *Análisis Cuantitativo de Bonos*. Buenos Aires: Alfaomega Grupo Editor Argentino.
- Madura, J. (2009). *Administración Financiera Internacional*. Santa Fé, México: 9na Edición.
- Mancini, J. B. (2009). *Repaso de la actividad económica mediante un indicador alternativo: demanda de energía eléctrica*. La Plata, Buenos Aires.: CIEPYC.
- Marchini, H. (2018). *La industria asociada a la energía eólica sube un escalón en calidad*. Buenos Aires.
- Mas, A. (2012). *Títulos Públicos y Obligaciones Negociables en el Mercado de Capitales Argentino*. Buenos Aires: Técnicas Empresarias.
- Ministerio de Energía. (2018). *Generación de empleo. Energías Renovables, Programa Renovar y Mater*. Buenos Aires.
- Ministerio de Energía y Minería. (2016). *Contrato de Fideicomiso Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables*. Buenos Aires.
- Ministerio de Hacienda. (2018). *Marco de Gestión de Riesgo Ambiental y Social. Banco Mundial, Garantía Foder - Fondo de Energías Renovables*. Buenos Aires.
- Ministerio de Hacienda. (2019). *Argentina: evolución de subsidios, oferta y demanda de energía 2015-2019. Gas, electricidad y petróleo*. Buenos Aires.
- Ministerio de Hacienda e INDEC. (2016). *Intercambio Comercial Argentina*. Buenos Aires.
- Ministerio de Hacienda e INDEC. (2017). *Intercambio Comercial Argentina*. Buenos Aires.
- Ministerio de Hacienda e INDEC. (2018). *Intercambio Comercial Argentina*. Buenos Aires.
- Montamat, D. G. (2007). *El uso eficiente de la energía en la actividad económica*.
- P. Chevez, I. M. (2016). *Avances en energías renovable y medio ambiente*. La Plata, Buenos Aires.: Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas.
- Parkin, M., & Loria, E. (2010). *Microeconomía*. México: Pearson.
- Pascale, R. (2009). *Decisiones Financieras*. Buenos Aires: Pearson Education.
- Perossa, M. L. (2010). *Introducción a las Finanzas Corporativas*. Buenos Aires: Aplicación Tributaria SA.
- Peterson Drake, P., & Fabozzi, F. (2010). *The Basic of Finance. An introduction to financial markets, business finance, and portfolio managment*. New Jersey, EEUU: John Wiley & Sons.
- Resolución Conjunta N° 1. (16 de mayo de 2017). Buenos Aires.
- Resolución Conjunta N° 123 y N° 313. (5 de julio de 2016). Buenos Aires.

Resolución N° 136. (25 de julio de 2016). Buenos Aires.

Resolución N° 202. (28 de septiembre de 2016). *Energías Renovables*. Buenos Aires.

Resolución N° 252. (28 de septiembre de 2016). *Energías Renovables*. Buenos Aires.

Resolución N° 275. (16 de agosto de 2017). *Energía Eléctrica de Fuentes Renovables. Convocatoria Abierta*. Buenos Aires.

Resolución N° 38.708. (6 de noviembre de 2014). *Reglamento General de la Actividad Aseguradora*.

Resolución N° 488. (19 de diciembre de 2017). Buenos Aires.

Resolución N° 71. (17 de mayo de 2016). *Energía Eléctrica de Fuentes Renovables. Convocatoria Abierta*. Buenos Aires.

Resolución N° 712. (9 de octubre de 2009). *Habílitase la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista y*. Buenos Aires.

Roberto Hernández Sampieri, C. F. (2010). *Metodología de la Investigación*. México: Ed. Mc Graw - Hill.

Rojo, J. (Septiembre de 2018). *Instituto Argentino de la Energía*. Obtenido de <http://web.iae.org.ar>

Ross, S., Westerfield, R., & Jaffe, J. (2012). *Finanzas Corporativas*. México: McGraw Hill.

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (2019). *Guía para la elaboración de estudios de impacto ambiental de proyectos de energías renovables*. Buenos Aires.

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. (2019). *Guía para la elaboración de estudios de impacto ambiental de proyectos de energías renovables*. Buenos Aires.

Secretaría de Energía. (2008). *Energías Renovables. Energía Eólica*. Buenos Aires.

Secretaría de Energía. (2019). *Balance de gestión en energía 2016-2019. Emergencia, normalización y bases para la transformación*. Buenos Aires.

Subsecretaría de Energía. (2016). *Energías Renovables en Argentina. Nuevo Marco Regulatorio y Perspectivas 2016*. Buenos Aires.

Subsecretaría de Presupuesto. (2015). *Ejecución Físico Financiera*. Buenos Aires.

Subsecretaría de Presupuesto. (2016). *Ejecución Físico Financiera*. Buenos Aires.

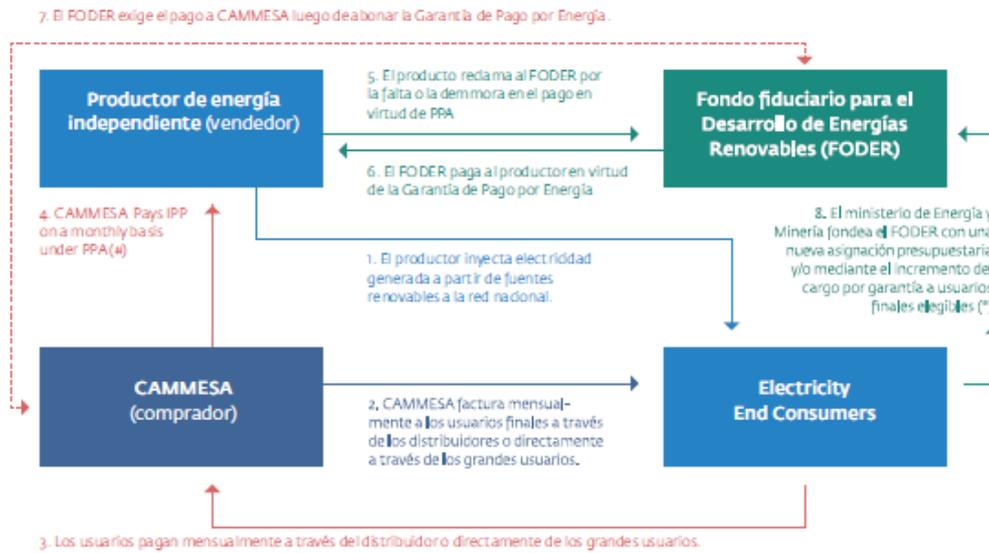
Subsecretaría de Presupuesto. (2017). *Ejecución Físico Financiera*. Buenos Aires.

Subsecretaría de Presupuesto. (2018). *Ejecución Físico Financiera*. Buenos Aires.

The World Bank. (2016). *Carta de Intención del Banco Mundial*.

Anexo A

1. Garantía de pago por energía



2. Garantía del pago por terminación a través de letras del tesoro

3. El Banco Mundial



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, Subsecretaría de Energías Renovables (2016)

Según la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional en el marco de la Res. N° 136 (2016), establece las siguientes definiciones;

- Factor de ajuste anual: significa, para cada año de producción, el valor indicado en el anexo 8 del pliego de bases y condiciones del Programa Renovar Ronda 1.
- Factor de Incentivo: significa, para cada año calendario indicado en la columna “año calendario” del anexo 9 del pliego de bases y condiciones del Programa Renovar Ronda 1; el factor de ajuste al Precio Anual indicado en la columna “factor de incentivo” del citado Anexo 9 para tal año calendario.

FACTOR DE AJUSTE ANUAL

| Año de Producción | Factor de Ajuste Anual |
|-------------------|------------------------|
| 1 | 1,0171 |
| 2 | 1,0344 |
| 3 | 1,0521 |
| 4 | 1,0701 |
| 5 | 1,0883 |
| 6 | 1,1069 |
| 7 | 1,1258 |
| 8 | 1,1450 |
| 9 | 1,1646 |
| 10 | 1,1845 |
| 11 | 1,2047 |
| 12 | 1,2253 |
| 13 | 1,2462 |
| 14 | 1,2675 |
| 15 | 1,2891 |
| 16 | 1,3111 |
| 17 | 1,3335 |
| 18 | 1,3563 |
| 19 | 1,3794 |
| 20 | 1,4030 |

FACTOR DE INCENTIVO

| Año Calendario | Factor de Incentivo |
|--------------------|---------------------|
| 2017 | 1,20 |
| 2018 | 1,15 |
| 2019 | 1,15 |
| 2020 | 1,15 |
| 2021 | 1,15 |
| 2022 | 1,10 |
| 2023 | 1,10 |
| 2024 | 1,10 |
| 2025 | 1,05 |
| 2026 | 1,05 |
| 2027 | 1,05 |
| 2028 | 1,00 |
| 2029 | 1,00 |
| 2030 | 1,00 |
| 2031 | 1,00 |
| 2032 | 1,00 |
| 2033 | 0,90 |
| 2034 | 0,90 |
| 2035 | 0,90 |
| 2036 | 0,80 |
| 2037 | 0,80 |
| 2038 y posteriores | 0,80 |

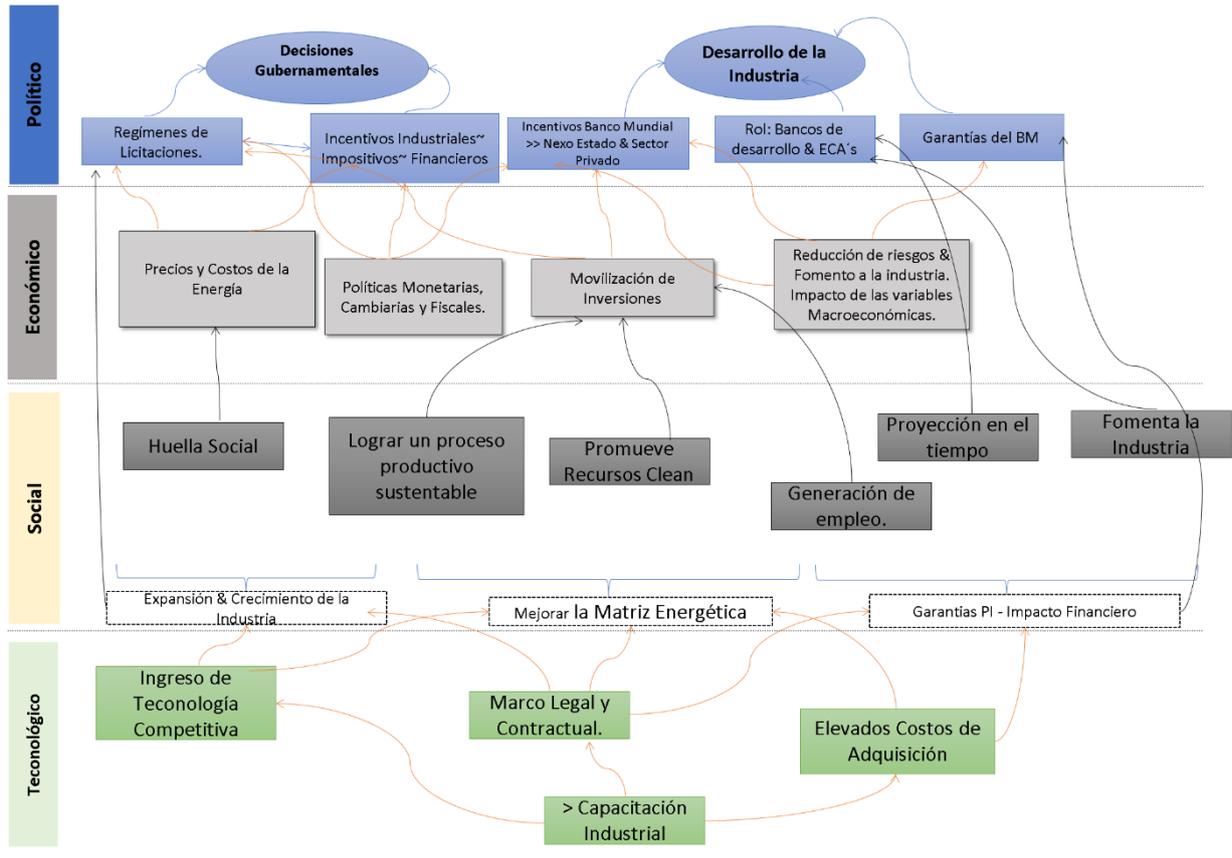
Anexo C

| Partes, piezas, conjuntos y procesos del Aerogenerador | Ponderación % |
|--|---------------|
| Palas | 20% |
| Torres e Interiores | 23% |
| Elementos de Conexión | 3% |
| Sistema Pitch | 4% |
| Mecanizado de Buje | 3% |
| Rodamientos de Palas | 2% |
| Ensamble de Buje | 3% |
| Piezas de fundición de góndola | 3% |
| Carcasa, columnas y bastidores de góndolas | 2% |
| Ensamble de Góndola | 10% |
| Sistema Yaw | 3% |
| Convertidor de Potencia | 3% |
| Generador | 6% |
| Caja Multiplicadora | 11% |
| Eje de Transmisión | 4% |
| Radiador | 1% |
| Equipos eléctricos de Maniobra | 1% |
| Transformador | 2% |
| Total Aerogenerador | 100% |

Fuente: Cader, 2018. Ponderación de la integración de partes, piezas, conjuntos y procesos de un aerogenerador.

Anexo D

En el presente anexo, se muestra un resumen de las principales interrelaciones encontradas en los cuatro factores del análisis PEST, a modo de mapa estratégico.



Precio: 109,5

| Emisión | Moneda | Fecha | Tasa | Desembolso | Saldo Deuda | Amortización | Interés | Cash Flow |
|--------------------------|--------|------------|-------|-------------|---------------|---------------|--------------|-------------------|
| ON XX | USD | 20/1/2017 | 8,75% | 350.000.000 | | | | |
| ON XX | USD | 20/7/2017 | 8,75% | | | | | |
| ON XX | USD | 31/12/2017 | 8,75% | | | | | 383.250.000 |
| ON XX | USD | 20/1/2018 | 8,75% | | (350.000.000) | - | (15.312.500) | (15.312.500) |
| ON XX | USD | 20/7/2018 | 8,75% | | (350.000.000) | - | (15.312.500) | (15.312.500) |
| ON XX | USD | 20/1/2019 | 8,75% | | (350.000.000) | - | (15.312.500) | (15.312.500) |
| ON XX | USD | 19/7/2019 | 8,75% | | (350.000.000) | - | (15.312.500) | (15.312.500) |
| ON XX | USD | 15/1/2020 | 8,75% | | (350.000.000) | - | (15.312.500) | (15.312.500) |
| ON XX | USD | 20/7/2020 | 8,75% | | (350.000.000) | - | (15.312.500) | (15.312.500) |
| ON XX | USD | 20/1/2021 | 8,75% | | (350.000.000) | - | (15.312.500) | (15.312.500) |
| ON XX | USD | 20/7/2021 | 8,75% | | (350.000.000) | - | (15.312.500) | (15.312.500) |
| ON XX | USD | 20/1/2022 | 8,75% | | (350.000.000) | (350.000.000) | (15.312.500) | (365.312.500.000) |
| Yield 31.12.2017: | | | | | | | | 7,26% |

Precio: 90,45

| Emisión | Moneda | Fecha | Tasa | Desembolso | Saldo Deuda | Amortización | Interés | Cash Flow |
|--------------------------|--------|------------|-------|-------------|---------------|---------------|--------------|---------------|
| ON XX | USD | 20/1/2017 | 8,75% | 350.000.000 | | | | |
| ON XX | USD | 10/1/2018 | 8,75% | 150.000.000 | | | | |
| ON XX | USD | 20/7/2018 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 31/12/2018 | 8,75% | | | | | 452.250.000 |
| ON XX | USD | 20/1/2019 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 19/7/2019 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 15/1/2020 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 20/7/2020 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 20/1/2021 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 20/7/2021 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 20/1/2022 | 8,75% | | (500.000.000) | (500.000.000) | (21.875.000) | (521.875.000) |
| Yield 31.12.2018: | | | | | | | | 14,84% |

Precio: 82,49

| Emisión | Moneda | Fecha | Tasa | Desembolso | Saldo Deuda | Amortización | Interés | Cash Flow |
|--------------------------|--------|------------|-------|-------------|---------------|---------------|--------------|---------------|
| ON XX | USD | 20/1/2017 | 8,75% | 350.000.000 | | | | |
| ON XX | USD | 10/1/2018 | 8,75% | 150.000.000 | | | | |
| ON XX | USD | 20/7/2018 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 20/1/2019 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 19/7/2019 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 31/12/2019 | 8,75% | | | | | 412.450.000 |
| ON XX | USD | 15/1/2020 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 20/7/2020 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 20/1/2021 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 20/7/2021 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 20/1/2022 | 8,75% | | (500.000.000) | (500.000.000) | (21.875.000) | (521.875.000) |
| Yield 31.12.2019: | | | | | | | | 23,50% |

Precio: 92,77

| Emisión | Moneda | Fecha | Tasa | Desembolso | Saldo Deuda | Amortización | Interés | Cash Flow |
|--------------------------|--------|-----------|-------|-------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| ON XX | USD | 20/1/2017 | 8,75% | 350.000.000 | | | | |
| ON XX | USD | 10/1/2018 | 8,75% | 150.000.000 | | | | |
| ON XX | USD | 20/7/2018 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 20/1/2019 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 19/7/2019 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 15/1/2020 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 20/7/2020 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 17/8/2020 | 8,75% | | | | | 463.850.000 |
| ON XX | USD | 20/1/2021 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 20/7/2021 | 8,75% | | (500.000.000) | - | (21.875.000) | (21.875.000) |
| ON XX | USD | 20/1/2022 | 8,75% | | (500.000.000) | (500.000.000) | (21.875.000) | - |
| Yield Dic - 2020: | | | | | | | | 15,6% |

Anexo F

En el presente anexo se exponen los cálculos de los escenarios para el cálculo del EPS, en el cual solo se afectaron las principales variables, como los gastos de intereses e impuesto a las ganancias. Respecto a este último, solo se manipuló el impuesto sobre la utilidad antes de impuestos, no se afectaron conceptos como quebrantos impositivos; resultados de inversiones no corrientes y diferencias de cambio por conversión, informados en el balance.

Escenario 1- Base:

| ARS(Miles) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|------------------|----------------|------------------|--------------------|
| Ingresos por ventas netas | 1.507.906 | 2.374.193 | 2.524.761 | 4.897.397 |
| Costo de Ventas | (900.611) | (1.478.763) | (1.101.875) | (1.963.481) |
| Utilidad Bruta | 607.295 | 895.430 | 1.422.886 | 2.933.916 |
| Gs de Comercialización | (18.604) | (17.308) | (25.313) | (51.046) |
| Gs de Administración | (138.366) | (138.336) | (234.170) | (635.973) |
| Resultado de Inversiones no corrientes | (26.088) | (2.162) | 206.610 | (490.505) |
| Otros ingresos netos | (14.918) | (3.676) | (66.761) | (190.958) |
| Resultados financieros | (517.269) | (397.152) | (743.071) | (2.287.206) |
| Utilidad neta antes de Tax | (107.950) | 336.796 | 560.181 | (721.772) |
| IIGG | (91.676) | (124.117) | 80.812 | (458.533) |
| Utilidad neta del ejercicio | (199.626) | 212.679 | 640.993 | (1.180.305) |
| Otros rds integrales: | | | | |
| Dif de cambio por conversión | 465.171 | 329.877 | 579.789 | 5.478.429 |
| Resultado integral del ejercicio | 265.545 | 542.556 | 1.220.782 | 4.298.124 |
| Acciones en Circulación | 68.693.664 | 68.693.664 | 98.133.806 | 103.040.496 |
| EPS | 3,87 | 7,90 | 12,44 | 41,71 |

Escenario 2- Menos deuda en un 20% y se mantiene constante el capital propio:

| ARS(Miles) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Ingresos por ventas netas | 1.507.906 | 2.374.193 | 2.524.761 | 4.897.397 |
| Costo de Ventas | (900.611) | (1.478.763) | (1.101.875) | (1.963.481) |
| Utilidad Bruta | 607.295 | 895.430 | 1.422.886 | 2.933.916 |
| Gs de Comercialización | (18.604) | (17.308) | (25.313) | (51.046) |
| Gd de Administración | (138.366) | (138.336) | (234.170) | (635.973) |
| Resultado de Inversiones no corrientes | (26.088) | (2.162) | 206.610 | (490.505) |
| Otros ingresos netos | (14.918) | (3.676) | (66.761) | (190.958) |
| Resultados financieros | (453.866) | (309.753) | (642.338) | (2.096.565) |
| Utilidad neta antes de Tax | (44.547) | 424.195 | 660.914 | (531.131) |
| IIGG | (113.867) | (154.706) | 27.722 | (515.726) |
| Utilidad neta del ejercicio | (158.415) | 269.489 | 688.636 | (1.046.857) |
| Otros rds integrales: | | | | |
| Dif de cambio por conversión | 465.171 | 329.877 | 579.789 | 5.478.429 |
| Resultado integral del ejercicio | 306.756 | 599.366 | 1.268.425 | 4.431.572 |
| Acciones en circulación | 68.693.664 | 68.693.664 | 98.133.806 | 103.040.496 |
| EPS | 4,47 | 8,73 | 12,93 | 43,01 |

| Resultados Financieros ARS(Miles) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|-----------------------------------|------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Otros Ingresos: | | | | |
| Int y otros | 96.636 | 88.025 | 25.467 | 72.606 |
| Diferencias de cambio | 125.990 | 53.616 | - | - |
| Otros Reclamos | 20.286 | 46.839 | 44.814 | - |
| Costos Financieros: | - | - | - | (408.217) |
| Intereses | (253.610) | (349.596) | (402.933) | (762.564) |
| Dif de cambio | (380.791) | (71.690) | (195.672) | (839.552) |
| Gastos de emisión | (26.047) | (20.403) | (57.899) | (47.959) |
| Diversos | (36.330) | (56.544) | (56.115) | (110.879) |
| Total | (453.866) | (309.753) | (642.338) | (2.096.565) |
| Var Gs Intereses ~ % | -20% | -20% | -20% | -20% |

Escenario 3 - Menos deuda en un 20% y se mantiene constante el capital propio:

| ARS(Miles) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---------------------------------------|------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Ingresos por ventas netas | 1.507.906 | 2.374.193 | 2.524.761 | 4.897.397 |
| Costo de Ventas | (900.611) | (1.478.763) | (1.101.875) | (1.963.481) |
| Utilidad Bruta | 607.295 | 895.430 | 1.422.886 | 2.933.916 |
| Gs de Comercialización | (18.604) | (17.308) | (25.313) | (51.046) |
| Gd de Administración | (138.366) | (138.336) | (234.170) | (635.973) |
| Resultado de Inversiones no corriente | (26.088) | (2.162) | 206.610 | (490.505) |
| Otros ingresos netos | (14.918) | (3.676) | (66.761) | (190.958) |
| Resultados financieros | (453.866) | (309.753) | (642.338) | (2.096.565) |
| Utilidad neta antes de Tax | (44.547) | 424.195 | 660.914 | (531.131) |
| IIGG | (113.867) | (154.706) | 27.722 | (515.726) |
| Utilidad neta del ejercicio | (158.415) | 269.489 | 688.636 | (1.046.857) |

Otros rds integrales:

| | | | | |
|---|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| Dif de cambio por conversión | 465.171 | 329.877 | 579.789 | 5.478.429 |
| Resultado integral del ejercicio | 306.756 | 599.366 | 1.268.425 | 4.431.572 |
| Acciones en circulación | 82.432.397 | 82.432.397 | 117.760.567 | 123.648.595 |
| EPS | 3,72 | 7,27 | 10,77 | 35,84 |

| Resultados Financieros ARS(Miles) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|-----------------------------------|------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Otros Ingresos: | | | | |
| Int y otros | 96.636 | 88.025 | 25.467 | 72.606 |
| Diferencias de cambio | 125.990 | 53.616 | - | - |
| Otros Reclamos | 20.286 | 46.839 | 44.814 | |
| Costos Financieros: | | | | (408.217) |
| Intereses | (253.610) | (349.596) | (402.933) | (762.564) |
| Dif de cambio | (380.791) | (71.690) | (195.672) | (839.552) |
| Gastos de emisión | (26.047) | (20.403) | (57.899) | (47.959) |
| Diversos | (36.330) | (56.544) | (56.115) | (110.879) |
| Total | (453.866) | (309.753) | (642.338) | (2.096.565) |
| Var Gs Intereses ~ % | -20% | -20% | -20% | -20% |

Escenario 4 –Sin deuda y se duplica la cantidad de acciones en circulación a VN \$1 para financiar sus parques eólicos:

| ARS(Miles) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---------------------------------------|------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Ingresos por ventas netas | 1.507.906 | 2.374.193 | 2.524.761 | 4.897.397 |
| Costo de Ventas | (900.611) | (1.478.763) | (1.101.875) | (1.963.481) |
| Utilidad Bruta | 607.295 | 895.430 | 1.422.886 | 2.933.916 |
| Gs de Comercialización | (18.604) | (17.308) | (25.313) | (51.046) |
| Gd de Administración | (138.366) | (138.336) | (234.170) | (635.973) |
| Resultado de Inversiones no corriente | (26.088) | (2.162) | 206.610 | (490.505) |
| Otros ingresos netos | (14.918) | (3.676) | (66.761) | (190.958) |
| Resultados financieros | (200.256) | 39.843 | (239.405) | (1.334.001) |
| Utilidad neta antes de Tax | 209.063 | 773.791 | 1.063.847 | 231.433 |
| IIGG | (202.631) | (277.065) | (113.304) | (744.495) |
| Utilidad neta del ejercicio | 6.432 | 496.726 | 950.543 | (513.062) |

Otros rds integrales:

| | | | | |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Dif de cambio por conversión | 465.171 | 329.877 | 579.789 | 5.478.429 |
| Resultado integral del ejercicio | 471.603 | 826.603 | 1.530.332 | 4.965.367 |
| Acciones en circulación | 137.387.328 | 137.387.328 | 196.267.612 | 206.080.992 |
| EPS | 3,43 | 6,02 | 7,80 | 24,09 |

| Resultados Financieros ARS(Miles) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|-----------------------------------|------------------|---------------|------------------|--------------------|
| Otros Ingresos: | | | | |
| Int y otros | 96.636 | 88.025 | 25.467 | 72.606 |
| Diferencias de cambio | 125.990 | 53.616 | - | - |
| Otros Reclamos | 20.286 | 46.839 | 44.814 | |
| Costos Financieros: | | | | (408.217) |
| Intereses | - | - | - | - |
| Dif de cambio | (380.791) | (71.690) | (195.672) | (839.552) |
| Gastos de emisión | (26.047) | (20.403) | (57.899) | (47.959) |
| Diversos | (36.330) | (56.544) | (56.115) | (110.879) |
| Total | (200.256) | 39.843 | (239.405) | (1.334.001) |
| Var Gs Intereses ~ % | 0% | 0% | 0% | 0% |

Escenario 5 –20% más de deuda y se mantiene constante el capital propio:

| ARS(Miles) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|--|------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Ingresos por ventas netas | 1.507.906 | 2.374.193 | 2.524.761 | 4.897.397 |
| Costo de Ventas | (900.611) | (1.478.763) | (1.101.875) | (1.963.481) |
| Utilidad Bruta | 607.295 | 895.430 | 1.422.886 | 2.933.916 |
| Gs de Comercialización | (18.604) | (17.308) | (25.313) | (51.046) |
| Gd de Administración | (138.366) | (138.336) | (234.170) | (635.973) |
| Resultado de Inversiones no corrientes | (26.088) | (2.162) | 206.610 | (490.505) |
| Otros ingresos netos | (14.918) | (3.676) | (66.761) | (190.958) |
| Resultados financieros | (580.672) | (484.551) | (843.804) | (2.477.847) |
| Utilidad neta antes de Tax | (171.353) | 249.397 | 459.448 | (912.413) |
| IIGG | (69.486) | (93.527) | 98.235 | (401.341) |
| Utilidad neta del ejercicio | (240.838) | 155.870 | 557.683 | (1.313.754) |

Otros rđos integrales:

| | | | | |
|---|----------------|----------------|------------------|------------------|
| Dif de cambio por conversi3n | 465.171 | 329.877 | 579.789 | 5.478.429 |
| Resultado integral del ejercicio | 224.333 | 485.747 | 1.137.472 | 4.164.675 |
| Acciones en circulaci3n | 68.693.664 | 68.693.664 | 98.133.806 | 103.040.496 |
| EPS | 3,27 | 7,07 | 11,59 | 40,42 |

| Resultados Financieros ARS(Miles) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|-----------------------------------|------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Otros Ingresos: | | | | |
| Int y otros | 96.636 | 88.025 | 25.467 | 72.606 |
| Diferencias de cambio | 125.990 | 53.616 | - | - |
| Otros Reclamos | 20.286 | 46.839 | 44.814 | - |
| Costos Financieros: | - | - | - | (408.217) |
| Intereses | (380.416) | (524.394) | (604.399) | (1.143.846) |
| Dif de cambio | (380.791) | (71.690) | (195.672) | (839.552) |
| Gastos de emisi3n | (26.047) | (20.403) | (57.899) | (47.959) |
| Diversos | (36.330) | (56.544) | (56.115) | (110.879) |
| Total | (580.672) | (484.551) | (843.804) | (2.477.847) |
| Var Gs Intereses ~ % | 20% | 20% | 20% | 20% |

Escenario 6 –20% m1s de deuda y se disminuye el capital propio en mismo porcentaje:

| ARS(Miles) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|--|------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Ingresos por ventas netas | 1.507.906 | 2.374.193 | 2.524.761 | 4.897.397 |
| Costo de Ventas | (900.611) | (1.478.763) | (1.101.875) | (1.963.481) |
| Utilidad Bruta | 607.295 | 895.430 | 1.422.886 | 2.933.916 |
| Gs de Comercializaci3n | (18.604) | (17.308) | (25.313) | (51.046) |
| Gd de Administraci3n | (138.366) | (138.336) | (234.170) | (635.973) |
| Resultado de Inversiones no corrientes | (26.088) | (2.162) | 206.610 | (490.505) |
| Otros ingresos netos | (14.918) | (3.676) | (66.761) | (190.958) |
| Resultados financieros | (580.672) | (484.551) | (843.804) | (2.477.847) |
| Utilidad neta antes de Tax | (171.353) | 249.397 | 459.448 | (912.413) |
| IIGG | (69.486) | (93.527) | 98.235 | (401.341) |
| Utilidad neta del ejercicio | - 240.838 | 155.870 | 557.683 | - 1.313.754 |

Otros rđos integrales:

| | | | | |
|---|----------------|----------------|------------------|------------------|
| Dif de cambio por conversi3n | 465.171 | 329.877 | 579.789 | 5.478.429 |
| Resultado integral del ejercicio | 224.333 | 485.747 | 1.137.472 | 4.164.675 |
| Acciones en circulaci3n | 54.954.931 | 54.954.931 | 78.507.045 | 82.432.397 |
| EPS | 4,08 | 8,84 | 14,49 | 50,52 |

| Resultados Financieros ARS(Miles) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|-----------------------------------|------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Otros Ingresos: | | | | |
| Int y otros | 96.636 | 88.025 | 25.467 | 72.606 |
| Diferencias de cambio | 125.990 | 53.616 | - | - |
| Otros Reclamos | 20.286 | 46.839 | 44.814 | - |
| Costos Financieros: | - | - | - | (408.217) |
| Intereses | (380.416) | (524.394) | (604.399) | (1.143.846) |
| Dif de cambio | (380.791) | (71.690) | (195.672) | (839.552) |
| Gastos de emisi3n | (26.047) | (20.403) | (57.899) | (47.959) |
| Diversos | (36.330) | (56.544) | (56.115) | (110.879) |
| Total | (580.672) | (484.551) | (843.804) | (2.477.847) |
| Var Gs Intereses ~ % | 20% | 20% | 20% | 20% |

Escenario 7 –45% m1s de deuda y 45% menos de capital propio:

| ARS(Miles) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|--|------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Ingresos por ventas netas | 1.507.906 | 2.374.193 | 2.524.761 | 4.897.397 |
| Costo de Ventas | (900.611) | (1.478.763) | (1.101.875) | (1.963.481) |
| Utilidad Bruta | 607.295 | 895.430 | 1.422.886 | 2.933.916 |
| Gs de Comercializaci3n | (18.604) | (17.308) | (25.313) | (51.046) |
| Gd de Administraci3n | (138.366) | (138.336) | (234.170) | (635.973) |
| Resultado de Inversiones no corrientes | (26.088) | (2.162) | 206.610 | (490.505) |
| Otros ingresos netos | (14.918) | (3.676) | (66.761) | (190.958) |
| Resultados financieros | (659.925) | (593.800) | (969.721) | (2.716.148) |
| Utilidad neta antes de Tax | (250.606) | 140.148 | 333.531 | (1.150.714) |
| IIGG | (41.747) | (55.290) | 142.306 | (329.851) |
| Utilidad neta del ejercicio | (292.353) | 84.858 | 475.837 | (1.480.565) |

Otros rđos integrales:

| | | | | |
|---|----------------|----------------|------------------|------------------|
| Dif de cambio por conversi3n | 465.171 | 329.877 | 579.789 | 5.478.429 |
| Resultado integral del ejercicio | 172.818 | 414.735 | 1.055.626 | 3.997.864 |
| Acciones en circulaci3n | 68.693.664 | 68.693.664 | 98.133.806 | 103.040.496 |
| EPS | 4,57 | 10,98 | 19,56 | 70,54 |

| Resultados Financieros ARS(Miles) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|-----------------------------------|------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Otros Ingresos: | | | | |
| Int y otros | 96.636 | 88.025 | 25.467 | 72.606 |
| Diferencias de cambio | 125.990 | 53.616 | - | - |
| Otros Reclamos | 20.286 | 46.839 | 44.814 | - |
| Costos Financieros: | - | - | - | (408.217) |
| Intereses | (459.669) | (633.643) | (730.316) | (1.382.147) |
| Dif de cambio | (380.791) | (71.690) | (195.672) | (839.552) |
| Gastos de emisi3n | (26.047) | (20.403) | (57.899) | (47.959) |
| Diversos | (36.330) | (56.544) | (56.115) | (110.879) |
| Total | (659.925) | (593.800) | (969.721) | (2.716.148) |
| Var Gs Intereses ~ % | 45% | 45% | 45% | 45% |

En el presente anexo se procede a detallar la tabla 23 expuesta en el capítulo Estructura de Capital y Trade Off.

Tabla 23
Proyección Free Cash Flow
Expresados en millones de dólares

| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
|-----------------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Ventas | 159,5 | 200,2 | 196,6 | 189,0 | 194,8 | 196,8 | 169,9 | 171,5 | 133,3 | 122,7 | 124,3 | 125,8 | 127,4 | 129,1 |
| Costos | (53,7) | (52,0) | (47,2) | (45,4) | (46,8) | (47,3) | (40,8) | (41,2) | (23,7) | (11,9) | (12,0) | (12,2) | (12,3) | (12,5) |
| Contribución Marginal | 105,8 | 148,3 | 149,4 | 143,6 | 148,0 | 149,6 | 129,1 | 130,3 | 109,6 | 110,8 | 112,2 | 113,7 | 115,1 | 116,6 |
| Costos Fijos | (13,9) | (14,6) | (14,8) | (15,0) | (15,3) | (15,6) | (15,6) | (15,9) | (15,8) | (16,0) | (16,3) | (16,6) | (16,9) | (17,2) |
| EBITDA (Ajustado) | 91,9 | 133,7 | 134,6 | 128,7 | 132,8 | 134,0 | 113,6 | 114,4 | 93,8 | 94,9 | 96,0 | 97,1 | 98,2 | 99,4 |
| Depreciaciones y Amortizaciones | (37,9) | (36,8) | (38,3) | (38,3) | (38,3) | (38,3) | (38,3) | (38,3) | (38,3) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) |
| EBIT | 54,0 | 96,9 | 96,3 | 90,3 | 94,4 | 95,7 | 75,3 | 76,1 | 55,5 | 75,4 | 76,5 | 77,6 | 78,7 | 79,9 |
| -Tax | (16,2) | (24,2) | (24,1) | (22,6) | (23,6) | (23,9) | (18,8) | (19,0) | (13,9) | (18,9) | (19,1) | (19,4) | (19,7) | (20,0) |
| NOPAT | 37,8 | 72,7 | 72,2 | 67,8 | 70,8 | 71,8 | 56,4 | 57,1 | 41,6 | 56,6 | 57,4 | 58,2 | 59,0 | 59,9 |
| - Capex | (127,1) | (40,5) | (11,7) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) |
| +/- WC | 6,0 | (6,9) | 0,2 | 1,1 | (0,8) | (0,3) | 3,9 | (0,2) | 4,9 | 0,8 | (0,2) | (0,2) | (0,2) | (0,2) |
| + Depreciaciones y Amortizaciones | 37,9 | 36,8 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 |
| FCF | (45,5) | 62,1 | 99,1 | 104,2 | 105,3 | 106,8 | 95,7 | 92,2 | 81,8 | 73,8 | 73,6 | 74,5 | 75,3 | 76,2 |

| | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 |
|-----------------------------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
| Ventas | 120,8 | 122,4 | 10,7 | 123,9 | 115,1 | 116,5 | 116,5 | 93,9 | 31,9 | 31,9 | 31,6 | 23,8 | 21,3 | 19,8 |
| Costos | (11,7) | (11,8) | (1,0) | (12,0) | (11,1) | (11,3) | (11,3) | (3,9) | (1,3) | (1,3) | (1,2) | (0,9) | (0,8) | (0,7) |
| Contribución Marginal | 109,1 | 110,5 | 9,7 | 111,9 | 103,9 | 105,2 | 105,3 | 90,0 | 30,5 | 30,5 | 30,4 | 22,8 | 20,5 | 19,1 |
| Costos Fijos | (17,5) | (17,8) | (17,0) | (18,5) | (18,8) | (19,1) | (19,5) | (19,6) | (19,4) | (19,8) | (20,1) | (20,5) | (20,8) | (21,2) |
| EBITDA (Ajustado) | 91,7 | 92,7 | (7,3) | 93,4 | 85,2 | 86,1 | 85,8 | 70,4 | 11,1 | 10,8 | 10,2 | 2,4 | (0,3) | (2,1) |
| Depreciaciones y Amortizaciones | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) | (19,5) |
| EBIT | 72,2 | 73,2 | (26,8) | 73,9 | 65,7 | 66,6 | 66,3 | 50,9 | (8,3) | (8,7) | (9,3) | (17,1) | (19,8) | (21,6) |
| -Tax | (18,1) | (18,3) | - | (18,5) | (16,4) | (16,7) | (16,6) | (12,7) | - | - | - | - | - | - |
| NOPAT | 54,2 | 54,9 | (26,8) | 55,5 | 49,3 | 50,0 | 49,7 | 38,2 | (8,3) | (8,7) | (9,3) | (17,1) | (19,8) | (21,6) |
| - Capex | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) | (3,0) |
| +/- WC | 1,3 | (0,2) | 17,6 | (17,8) | 1,4 | (0,2) | 0,0 | 3,2 | 10,1 | 0,0 | 0,1 | 1,3 | 0,4 | 0,3 |
| + Depreciaciones y Amortizaciones | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 |
| FCF | 72,0 | 71,2 | 7,3 | 54,1 | 67,2 | 66,3 | 66,2 | 57,8 | 18,3 | 7,8 | 7,3 | 0,7 | (2,9) | (4,9) |

Fuente: Creación Propia (2020).

Ventas:

- a) Las ventas de Gas: se deja constante dado que el flujo que genera no resulta ser significativo a su EBITDA.

| | Historia | Historia | Historia | Historia | Historia | | | | | | | | | | | |
|-----|----------|----------|----------|----------|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Gas | 4,10 | 5,07 | 5,97 | 10,25 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 |

| | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Gas | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 | 10,72 |

- b) Las ventas de Centrales Térmicas: la facturación se efectúa en función de dos conceptos; el primero comprende a la capacidad en firme, es decir, por dejar a disposición la máquina y sea utilizada para generar energía. En segundo lugar, por la

energía efectivamente despachada. Entonces, en este caso se desglosó la proyección de los ingresos en esos dos conceptos.

Ingreso por Capacidad en Firme;

| Central | COD | Fin PPA | Potencia | USD/MW/Mes Precio | Meses Fin PPA |
|--------------|--------------|--------------|----------|----------------------|---------------|
| Las Armas II | Jun 1, 2011 | Jan 20, 2021 | 24,0 MW | 21.275 | 1,00 |
| Bragado I | Nov 1, 2009 | Jun 15, 2021 | 50,0 MW | 21.275 | 6,00 |
| Bragado II | Feb 10, 2017 | Jan 1, 2027 | 58,0 MW | 25.000 | 1,00 |
| Bragado III | May 5, 2017 | May 1, 2027 | 60,3 MW | 19.000 | 5,00 |

A las centrales térmicas operativas, se contempló su fecha de vencimiento de los contratos con CAMMESA, la potencia disponible de cada una, el precio establecido. En función de ello, al precio multiplicado por la potencia y anualizado, se construyó la siguiente proyección;

| USD/MW | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|----------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-----------|
| Central | | | | | | | | |
| Las Armas II | 6.128.477 | 510.706 | - | - | - | - | - | - |
| Bragado I | 12.765.000 | 6.382.500 | - | - | - | - | - | - |
| Bragado II | 17.403.000 | 17.403.000 | 17.403.000 | 17.403.000 | 17.403.000 | 17.403.000 | 17.403.000 | 1.450.250 |
| Bragado III | 13.748.400 | 13.748.400 | 13.748.400 | 13.748.400 | 13.748.400 | 13.748.400 | 13.748.400 | 5.728.500 |
| Total MM USD: | 50,04 | 38,04 | 31,15 | 31,15 | 31,15 | 31,15 | 31,15 | 7,18 |

Ingreso por energía efectivamente despachada;

| Central | COD | Fin PPA | Potencia | USD/MW Precio | Generación Gwh | | Factor de Carga | Factor de Carga | Ejercicio Fin PPA | Días Fin PPA | Generación Prorateo |
|--------------|--------------|--------------|----------|------------------|----------------|--------|-----------------|-----------------|-------------------|--------------|---------------------|
| | | | | | 2019 | 2020 | | | | | |
| Las Armas II | Jun 1, 2011 | Jan 20, 2021 | 24,0 MW | 9,79 | 113 | 53,74% | 53,74% | 31/12/2021 | 20 | 113 | |
| Bragado I | Nov 1, 2009 | Jun 15, 2021 | 50,0 MW | 9,79 | | | 28% | 31/12/2021 | 166 | 125 | |
| Bragado II | Feb 10, 2017 | Jan 1, 2027 | 58,0 MW | 9,79 | 420 | | 28% | 31/12/2027 | 1 | 145 | |
| Bragado III | May 5, 2017 | May 1, 2027 | 60,3 MW | 9,79 | | | 28% | 31/12/2027 | 121 | 150 | |

$MW * \text{Días del año} * 24 \text{hs} * \text{Factor de Carga} = \text{Energía Generada}$

En este caso, se construyó un precio promedio ponderado por el tipo de combustible utilizado y los precios estimados de cada uno. De acuerdo con la información disponible de cada central térmica respecto a su factor de carga y la potencia medida en MW de cada una, se calculó la generación en forma individual para la central térmica Bragado.

Luego, con la generación calculada 113 Gwh; 125 Gwh; 145 Gwh y 150 Gwh para las centrales Las Armas II; Bragado I; Bragado II y Bragado III respectivamente, se las

transformó en medición MW para multiplicarlas por el precio estimado en esa unidad de medida. Entonces, los ingresos proyectados resultaron;

| USD/MW | | | | | | | | |
|----------------------|-----------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|
| Central | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Las Armas II | 1.106.270 | 60.617,53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Bragado I | 1.221.496 | 555.529,71 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Bragado II | 1.417.180 | 1.417.180 | 1.417.180 | 1.417.180 | 1.417.180 | 1.417.180 | 1.417.180 | 3.883 |
| Bragado III | 1.473.124 | 1.473.124 | 1.473.124 | 1.473.124 | 1.473.124 | 1.473.124 | 1.473.124 | 488.351 |
| Total MM USD: | 5,22 | 3,51 | 2,89 | 2,89 | 2,89 | 2,89 | 2,89 | 0,49 |

Sumando los dos conceptos;

| USD/MW | | | | | | | | |
|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Total MM USD: | 55,26 | 41,55 | 34,04 | 34,04 | 34,04 | 34,04 | 34,04 | 7,67 |

c) Ventas de Energía Renovable

| Precios | Clausula de Ajuste | Central | COD | Fin PPA | Potencia Instalada | | | | | | Factor de Carga | 31/12/2020 31/12/2021 | | Hs |
|---------|--------------------|-----------------|--------------|--------------|--------------------|---------|---------|---------|----------|------|-----------------|--------------------------|------|----|
| | | | | | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | | Dias Transcurridos (COD) | | |
| | | | | | | | | | | | | 2020 | 2021 | |
| 126,45 | No | PER I-II | Jan 1, 2012 | Jan 1, 2027 | 83,7 MW | 83,7 MW | 83,7 MW | 83,7 MW | | | 40,51% | 365 | 365 | 24 |
| 71 | No | PER III | Dec 20, 2017 | Dec 20, 2042 | | | 25,1 MW | 25,1 MW | | | 51,95% | 365 | 365 | 24 |
| 76,23 | Si | PEM I | Nov 2, 2018 | Nov 25, 2039 | | | | 71,1 MW | | | 52,02% | 365 | 365 | 24 |
| 71 | No | Villalonga II | Feb 1, 2019 | Feb 1, 2044 | | | | | 3,5 MW | | 52,19% | 365 | 365 | 24 |
| 76,23 | Si | PEM II | Sep 25, 2019 | Oct 30, 2039 | | | | | 151,2 MW | | 52,02% | 365 | 365 | 24 |
| 71 | No | Pomona II | Jul 1, 2019 | Jul 1, 2044 | | | | | 11,7 MW | | 38,92% | 365 | 365 | 24 |
| 71 | No | Chubut Norte II | Mar 1, 2021 | Mar 1, 2046 | | | | | 26,3 MW | | 55,49% | - | 305 | 24 |

Similar al tratamiento de las proyecciones de las centrales térmicas, para cada parque eólico se identificó la fecha de inicio y fin de cada contrato; sus precios; su potencia instalada; los días transcurridos para exponerlos correctamente en el periodo explícito de proyección y su factor de carga. Respecto a este último, para poder proyectarlos se tomaron los datos reales obtenido a raíz de información pública, según prospectos de emisión de deuda. En el caso del parque eólico Chubut Norte II se estimó un factor de carga similar al parque eólico Pomona II, por ser una ampliación del mismo y poseer características similares (ambos parques comprenden a la contratación del Mater).

| Según Prospecto: Generación neta por Gwh | | | | Potencia*Hs*Días*Factor de carga=Energía Generada | |
|--|------|------|----|---|--------|
| Central | 2018 | 2019 | >> | Factor de carga 2019 | 2020 |
| PER I-II | 283 | 297 | | 40,51% | 40,51% |
| PER III | 106 | 114 | | 51,95% | 51,95% |
| PEM I | 70 | 324 | | 52,02% | 52,02% |
| Villalonga II | 0 | 16 | | 52,19% | 52,19% |
| PEM II | 0 | 244 | | 18,42% | 52,02% |
| Pomona II | 0 | 20 | | 19,51% | 38,92% |
| Chubut Norte II | | | | - | 55% |

| | | | |
|--|------------|-------------|----------------|
| Aproximado Diario PEM II | >> | 2,52 | Gwh Diaria |
| Cierre de Ejercicio: | 31/12/2019 | 2.515,46 | Mwh Diaria |
| Fecha COD | 25/9/2019 | | |
| Días Transcurridos: | 97,00 | | |
| Factor de Carga proyectado: 69,32% | | | |
| Gwh Anual Aprox: >> | >> | 918,1443299 | Gwh Neto Anual |
| Aproximado Diario Pomona II | >> | 0,11 | Gwh Diaria |
| Cierre de Ejercicio: | 31/12/2019 | 109,29 | Mwh Diaria |
| Fecha COD | 1/7/2019 | | |
| Días Transcurridos: | 183,00 | | |
| Factor de Carga proyectado: 38,92% | | | |
| Gwh Anual Aprox: >> | >> | 39,89071038 | Gwh Neto Anual |
| Aproximado Diario Chubut Norte II | | | |
| Se toma la información del parque por el cual se realizó la ampliación | | | |
| Chubut Norte I | >> | 140 | Gwh Anual |
| Días | | 365 | |
| Hs | | 24 | |
| MW Instalado | | 28,8 | MW |
| Factor de Carga proyectado: 55,49% | | | |

En el caso del parque eólico Madryn II, el factor de carga proyectado resultó ser alto en 69,32% por tal motivo, se decidió replicar el mismo factor de carga que el parque eólico Madryn I por coincidir su zona geográfica.

| Central | Energía Generada MWh | | | Fin PPA |
|-----------------|----------------------|-----------|-----------|------------|
| | 2020 | 2021 | >2022 | |
| PER I-II | 297.000 | 297.000 | 297.000 | 297.000,00 |
| PER III | 114.000 | 114.000,0 | 114.000,0 | 110.564,4 |
| PEM I | 324.000 | 324.000,0 | 324.000,0 | 292.043,8 |
| Villalonga II | 16.000 | 16.000,0 | 16.000,0 | 1.358,9 |
| PEM II | 689.013 | 689.012,7 | 689.012,7 | 571.974,9 |
| Pomona II | 39.891 | 39.890,7 | 39.890,7 | 19.890,7 |
| Chubut Norte II | - | 106.750,0 | 127.750,0 | 21.000,0 |

Para el cálculo de la energía generada se multiplicaron los conceptos de factor de carga, los días transcurridos, las horas del día y la potencia instalada.

En cuanto a la proyección de los precios de energía, a los parques eólicos Madryn I y II que contienen cláusula de ajuste de acuerdo con factor de incentivo y factor de ajuste anual, explicados en el Anexo B, se realizó el siguiente cálculo;

Para los parques Pomona II, Villalonga tratarse de contratos privados, se definió el información pública en de deuda.

Finalmente, el

| | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Curva Ajuste SPOT | 0,90 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 |
| Auction | | | | | | | | | | |
| Renov. 1.0 Schedule | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 |
| Renov. 1.0 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |

eólicos Rawson III, II y Chubut Norte II, a confidenciales entre mismo precio según la prospectos de emisión precio por la energía

| Parque | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
|----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| PER I-II | 37.555.650 | 37.555.650 | 37.555.650 | 37.555.650 | 37.555.650 | 13.365.000 | 13.365.000 | - | - | - | - | - | - |
| PER III | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 |
| PEM I | 29.464.161 | 29.968.320 | 29.155.286 | 29.651.561 | 30.158.251 | 29.278.861 | 29.778.512 | 30.288.104 | 29.338.549 | 29.839.105 | 30.349.130 | 30.866.975 | 31.394.289 |
| Villalonga II | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 |
| PEM II | 61.783.141 | 62.836.149 | 61.132.551 | 62.176.367 | 63.235.589 | 61.392.542 | 62.440.385 | 63.506.610 | 61.517.198 | 62.567.666 | 63.635.643 | 64.722.878 | 65.827.621 |
| Pomona II | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 |
| Chubut Norte II | - | 7.579.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 |
| Total MM USD: | 140,87 | 150,00 | 148,98 | 150,52 | 152,08 | 125,17 | 126,72 | 114,93 | 111,99 | 113,54 | 115,12 | 116,72 | 118,35 |

generada se obtuvo la

| Parque | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 |
|----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| PER I-II | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PER III | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 8.094.000 | 7.850.071 | - | - | - | - |
| PEM I | 28.736.481 | 29.226.994 | 29.726.398 | 26.874.954 | 27.333.029 | 26.394.485 | 17.810.001 | - | - | - | - | - | - | - |
| Villalonga II | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 1.136.000 | 96.482 | - | - |
| PEM II | 60.256.460 | 61.283.819 | 62.330.085 | 56.351.343 | 57.313.572 | 58.291.208 | 44.252.764 | - | - | - | - | - | - | - |
| Pomona II | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 2.832.240 | 1.412.240 | - | - |
| Chubut Norte II | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 9.070.250 | 1.491.000 |
| Total MM USD: | 110,13 | 111,64 | 113,19 | 104,36 | 105,78 | 105,82 | 83,20 | 21,13 | 21,13 | 20,89 | 13,04 | 10,58 | 9,07 | 1,49 |

Costos:

a) Costos de Gas: se tomó el sobre el mantuvo

Factor de Ajuste e Incentivo

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Incentivo Year | | | | | | | | | |
| Curva Ajuste SPOT | 0,00 | 0,00 | 1,20 | 1,15 | 1,15 | 1,15 | 1,15 | 1,10 | 1,10 |
| Auction | | | | | | | | | |
| Renov. 1.0 Schedule | 1,20 | 1,15 | 1,15 | 1,15 | 1,15 | 1,10 | 1,10 | 1,10 | 1,05 |
| Renov. 1.0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Prod. Year | 1,02 | 1,03 | 1,05 | 1,07 | 1,09 | 1,11 | 1,13 | 1,15 | 1,16 |
| Incentivo Combinado | | | | | | | | | |
| Nov 2, 2018 | 1,17 | 1,17 | 1,19 | 1,21 | 1,18 | 1,20 | 1,22 | 1,22 | 1,19 |
| Prod. Year | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Renov. 1.0 | - | 1,02 | 1,02 | 1,04 | 1,06 | 1,07 | 1,09 | 1,11 | 1,13 |
| Renov. 1.0 Schedule | 1,20 | 1,15 | 1,15 | 1,15 | 1,15 | 1,10 | 1,10 | 1,10 | 1,05 |
| Sep 25, 2019 | - | 1,17 | 1,18 | 1,20 | 1,16 | 1,18 | 1,18 | 1,20 | 1,17 |
| Prod. Year | 0 | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Renov. 1.0 | - | - | 1,02 | 1,02 | 1,04 | 1,06 | 1,08 | 1,09 | 1,11 |
| Renov. 1.0 Schedule | 1,20 | 1,15 | 1,15 | 1,15 | 1,15 | 1,10 | 1,10 | 1,10 | 1,05 |

al no ser significativo, último porcentaje margen bruto y se constante.

b) Costos de Energía Térmica: se calculó la capacidad de energía remanente hasta la finalización de los contratos y así calcular su variación.

Proyección Capacidad Remanente:

| Central | COD | Fin PPA | Potencia | % Potencia | Proyección Capacidad Remanente | | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|----------|------------|--------------------------------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|-------|
| | | | | | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | |
| Matheu | Nov 1, 2008 | Nov 18, 2018 | 42,0 MW | 10,76% | 84,12% | 49,27% | 30,31% | 30,31% | 30,31% | 30,31% | 30,31% | 30,31% | 30,31% | 0,00% | 0,00% |
| Parana | Jun 1, 2009 | Jun 23, 2019 | 42,0 MW | 10,76% | Variación: | -34,84% | -18,96% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | -30,31% | 0,00% |
| CDU | Oct 1, 2009 | Oct 29, 2019 | 42,0 MW | 10,76% | | | | | | | | | | | |
| Olavarría | Sep 1, 2009 | Sep 21, 2019 | 42,0 MW | 10,76% | | | | | | | | | | | |
| Las Armas I | Jan 1, 2011 | Nov 17, 2019 | 10,0 MW | 2,56% | | | | | | | | | | | |
| Las Armas II | Jun 1, 2011 | Jan 20, 2021 | 24,0 MW | 6,15% | | | | | | | | | | | |
| Bragado I | Nov 1, 2009 | Jun 15, 2021 | 50,0 MW | 12,81% | | | | | | | | | | | |
| Bragado II | Feb 10, 2017 | Jan 1, 2027 | 58,0 MW | 14,86% | | | | | | | | | | | |
| Bragado III | May 5, 2017 | May 1, 2027 | 60,3 MW | 15,45% | | | | | | | | | | | |
| Pinamar | Jan 1, 2008 | Feb 15, 2018 | 20,0 MW | 5,12% | | | | | | | | | | | |
| | | | 390,3 MW | 100,00% | | | | | | | | | | | |

c) Costos de Energía Renovable: se procedió a realizar el mismo procedimiento que el punto anterior.

| Parque | COD | A partir- Aprox | | Hasta- Aprox | | Potencia | % Potencia | Proyección Capacidad Remanente | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------|--------------|-----------------|--------------|--------------|----------|----------|------------|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|------|--|--|--|--|--|--|--|--|
| | | Año | Fin PPA | Año | Año | | | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | | | | | | | | |
| PER I-II | Jan 1, 2012 | 2012 | Jan 1, 2027 | 2026 | 83,7 MW | 22,46% | 93% | 93% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 78% | 78% | 78% | 78% | | | | | | | | | |
| PER III | Dec 20, 2017 | 2018 | Dec 20, 2042 | 2042 | 25,1 MW | 6,74% | Variación: | 0,00% | 7,05% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | -22,46% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | | | | | | | | | |
| PEM I | Nov 2, 2018 | 2019 | Nov 25, 2039 | 2039 | 71,1 MW | 19,08% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Willalunga II | Feb 1, 2019 | 2019 | Feb 1, 2044 | 2043 | 3,5 MW | 0,94% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PEM II | Sep 25, 2019 | 2019 | Oct 30, 2039 | 2039 | 151,2 MW | 40,58% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Pomona II | Jul 1, 2019 | 2019 | Jul 1, 2044 | 2044 | 11,7 MW | 3,14% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Chubut Norte II | Mar 1, 2021 | 2021 | Mar 1, 2046 | 2045 | 26,3 MW | 7,05% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 372,6 MW | 100,00% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| 78% | 78% | 78% | 78% | 78% | 78% | 78% | 78% | 78% | 18% | 18% | 18% | 11% | 10% | 7% | 0% |
| 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | -59,67% | 0,00% | 0,00% | -6,74% | -0,94% | -3,14% | -7,05% |

En función de los cálculos mencionados anteriormente, se definió el margen de costos, los cuales se aplicaron a los ingresos proyectados;

| | Histórico | Proyectado |
|---------------------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | |
| % Margen EC~ Costos | 22,1% | 14,4% | 11,7% | 11,7% | 11,7% | 11,7% | 11,7% | 11,7% | 8,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | |
| % Margen ER~ Costos | 11,1% | 11,1% | 11,8% | 11,8% | 11,8% | 11,8% | 11,8% | 11,8% | 9,2% | 9,2% | 9,2% | 9,2% | 9,2% | |
| % Margen ER~ Gas | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | |

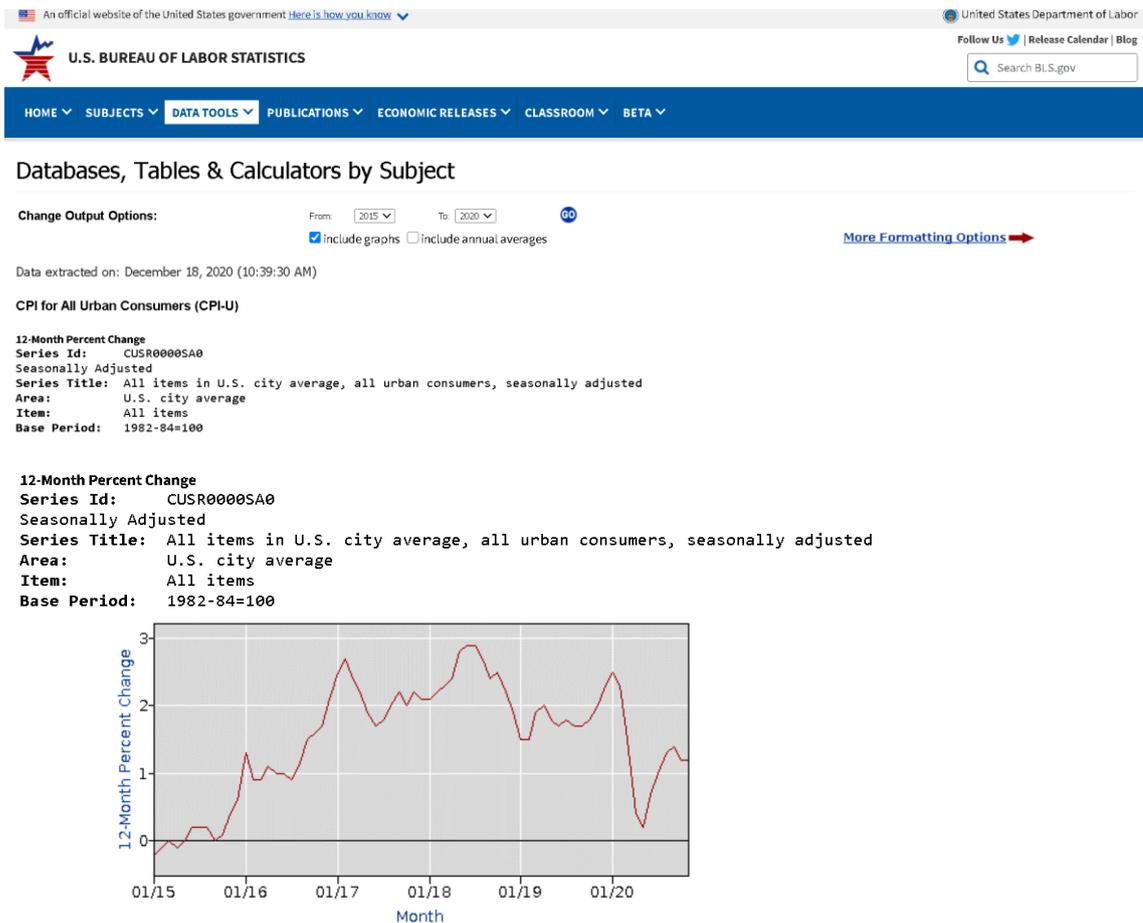
| | Proyectado |
|---------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 |
| % Margen EC~ Costos | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | |
| % Margen ER~ Costos | 9,2% | 9,2% | 9,2% | 9,2% | 9,2% | 9,2% | 9,2% | 9,2% | 3,7% | 3,7% | 3,7% | 3,5% | 3,4% | |
| % Margen ER~ Gas | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | |

Costos Fijos:

a) Gastos de Comercialización: se compone principalmente de impuesto a los ingresos brutos y luego en un 30% aproximadamente a sueldos y beneficios, cargas sociales y otras contribuciones. Son independientes al tipo de generación de energía. La tendencia histórica resulto ser del 1% sobre las ventas. Por tal motivo, se consideró mismo porcentaje a aplicar sobre los ingresos proyectados.

| USD (Miles) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|-------------------|-----------|---------|---------|---------|---------|
| Ventas | 115.637 | 149.414 | 135.383 | 126.876 | 159.476 |
| Gastos de Com | - 1.427 - | 1.089 - | 1.357 - | 1.322 - | 1.603 |
| Variación Gs Com. | -1% | -1% | -1% | -1% | -1% |

b) Gastos de Administración: se componen de sueldos, personal administrativo. Se asumió un staff constante con un incremento interanual en dólares del 2%. Este porcentaje, se consideró de acuerdo con la inflación histórica de Estados Unidos.



| Year | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec |
|------|------|------|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 2015 | -0.2 | -0.1 | 0.0 | -0.1 | 0.0 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.0 | 0.1 | 0.4 | 0.6 |
| 2016 | 1.3 | 0.9 | 0.9 | 1.1 | 1.0 | 1.0 | 0.9 | 1.1 | 1.5 | 1.6 | 1.7 | 2.1 |
| 2017 | 2.5 | 2.7 | 2.4 | 2.2 | 1.9 | 1.7 | 1.8 | 2.0 | 2.2 | 2.0 | 2.2 | 2.1 |
| 2018 | 2.1 | 2.2 | 2.3 | 2.4 | 2.8 | 2.9 | 2.9 | 2.7 | 2.4 | 2.5 | 2.2 | 1.9 |
| 2019 | 1.5 | 1.5 | 1.9 | 2.0 | 1.8 | 1.7 | 1.8 | 1.7 | 1.7 | 1.8 | 2.0 | 2.3 |
| 2020 | 2.5 | 2.3 | 1.5 | 0.4 | 0.2 | 0.7 | 1.0 | 1.3 | 1.4 | 1.2 | 1.2 | |

Entonces, los gastos los finalizaron en;

| USD (Miles) | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 |
|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Gastos de Com | (2.002) | (1.966) | (1.890) | (1.948) | (1.968) | (1.699) | (1.715) | (1.333) | (1.227) | (1.243) | (1.258) | (1.274) | (1.291) |
| Gastos de Adm | (12.569) | (12.820) | (13.077) | (13.338) | (13.605) | (13.877) | (14.155) | (14.438) | (14.727) | (15.021) | (15.322) | (15.628) | (15.941) |

| USD (Miles) | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 |
|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Gastos de Com | (1.208) | (1.224) | (107) | (1.239) | (1.151) | (1.165) | (1.165) | (939) | (319) | (319) | (316) | (238) | (213) | (198) |
| Gastos de Adm | (16.259) | (16.585) | (16.916) | (17.255) | (17.600) | (17.952) | (18.311) | (18.677) | (19.050) | (19.431) | (19.820) | (20.217) | (20.621) | (21.033) |

Amortizaciones:

Se tomaron los últimos valores residuales publicados en el balance del año 2019 y sus alícuotas.

| | TC 31.12.2019 | 59,89 | Amortización. | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|---------------|--------|----------------|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | | Valor Residual | Alicuota | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
| Energía Convencional | 150,64 | 10,00% | 18,8 | 18,8 | 18,8 | 18,8 | 18,8 | 18,8 | 18,8 | 18,8 | 18,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Energía Renovable | 485,51 | 5,50% | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 |
| Energía Renovable CHNII | 38,9 | 5,50% | 0,0 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Total: | | | 36,8 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 38,3 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 |

| | TC 31.12.2019 | 59,89 | Amortización. | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|---------------|--------|----------------|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | | Valor Residual | Alicuota | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 |
| Energía Convencional | 150,64 | 10,00% | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Energía Renovable | 485,51 | 5,50% | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 |
| Energía Renovable CHNII | 38,9 | 5,50% | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Total: | | | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 | 19,5 |

Impuestos:

Se tomaron las alícuotas vigentes. A partir del año 2021 disminuye al 25%.

Capex:

Para la proyección de capex, se tuvo en cuenta la inversión ya informada en el presente trabajo y las erogaciones realizadas sobre este concepto. De esa forma, se capturó el capex remanente a proyectar.

| Fecha Construcción | COD | Parque | MM USD | |
|--------------------|------------|---------------|--------------|-------------|
| | | | Inversión | Año 2020 |
| 2011 | 1/1/2012 | PER I | | Finalizado |
| 2011 | 1/1/2012 | PER II | 154,3 | Finalizado |
| 2016 | 20/12/2017 | PER III | 39 | Finalizado |
| 2017 | 2/11/2018 | PEM I | 115 | Finalizado |
| 2017 | 1/2/2019 | PEM II | 205 | Finalizado |
| 2018 | 25/9/2019 | VILLALONGA II | 5 | Finalizado |
| 2018 | 1/7/2019 | POMONA II | 14,4 | Finalizado |
| 2018 | 1/3/2021 | CHN II | 38,9 | A Finalizar |
| | | | 417,3 | |

Capex Erogado - **349,53**

| | |
|------------|--------------|
| Remanente: | 67,77 |
|------------|--------------|

Como el capex pendiente radica prácticamente en mayor medida por la obra del parque eólico Chubut Norte II, se consideró su erogación en 40 millones de dólares el año 2020, meses antes de la fecha de su habilitación comercial. Luego, para el año 2021 se estimó 11 millones de dólares. A partir de aquel año, se dejó un capex residual constante de 3 millones de dólares.

Capital de Trabajo:

Para la proyección del capital de trabajo, habiendo proyectado las ventas y los costos, se construyó su cobranza y pagos.

| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|----------------------------|--------|--------------|------------|------------|--------------|--------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|
| <i>Económico</i> Ventas | 159,5 | 200,2 | 196,6 | 189,0 | 194,8 | 196,8 | 169,9 | 171,5 | 133,3 | 122,7 | 124,3 | 125,8 | 127,4 |
| <i>Económico</i> Costos | (67,6) | (66,5) | (62,0) | (60,3) | (62,0) | (62,8) | (56,4) | (57,0) | (39,5) | (27,8) | (28,3) | (28,8) | (29,2) |
| <i>Económico</i> EBITDA | 91,9 | 133,7 | 134,6 | 128,7 | 132,8 | 134,0 | 113,6 | 114,4 | 93,8 | 94,9 | 96,0 | 97,1 | 98,2 |
| <i>Financiero</i> Cobranza | | 193,4 | 197,2 | 190,3 | 193,8 | 196,5 | 174,4 | 171,2 | 139,7 | 124,5 | 124,0 | 125,6 | 127,2 |
| <i>Financiero</i> Pagos | | (66,6) | (62,4) | (60,5) | (61,9) | (62,8) | (56,9) | (57,0) | (41,0) | (28,8) | (28,3) | (28,7) | (29,2) |
| WK - Según Flujos | | (6,9) | 0,2 | 1,1 | (0,8) | (0,3) | 3,9 | (0,2) | 4,9 | 0,8 | (0,2) | (0,2) | (0,2) |

| | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 |
|----------------------------|--------------|------------|--------------|-------------|---------------|------------|--------------|------------|------------|-------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| <i>Económico</i> Ventas | 129,1 | 120,8 | 122,4 | 10,7 | 123,9 | 115,1 | 116,5 | 116,5 | 93,9 | 31,9 | 31,9 | 31,6 | 23,8 | 21,3 | 19,8 |
| <i>Económico</i> Costos | (29,7) | (29,2) | (29,7) | (18,1) | (30,5) | (29,9) | (30,4) | (30,8) | (23,6) | (20,7) | (21,1) | (21,4) | (21,4) | (21,6) | (21,9) |
| <i>Económico</i> EBITDA | 99,4 | 91,7 | 92,7 | (7,3) | 93,4 | 85,2 | 86,1 | 85,8 | 70,4 | 11,1 | 10,8 | 10,2 | 2,4 | (0,3) | (2,1) |
| <i>Financiero</i> Cobranza | 128,8 | 122,2 | 122,1 | 29,3 | 105,0 | 116,6 | 116,3 | 116,5 | 97,7 | 42,2 | 31,9 | 31,6 | 25,1 | 21,7 | 20,0 |
| <i>Financiero</i> Pagos | (29,7) | (29,2) | (29,6) | (19,0) | (29,5) | (29,9) | (30,3) | (30,7) | (24,2) | (20,9) | (21,1) | (21,4) | (21,4) | (21,6) | (21,9) |
| WK - Según Flujos | (0,2) | 1,3 | (0,2) | 17,6 | (17,8) | 1,4 | (0,2) | 0,0 | 3,2 | 10,1 | 0,0 | 0,1 | 1,3 | 0,4 | 0,3 |

- a) Cobranzas: el DSO con los contratos con privados se ubica en los treinta días de cobro, mientras que los contratos con CAMMESA se asumió el promedio de días contractual, independientemente de los retrasos que pudiese tener tal organización. Debido a que CAMMESA representa más del 85% de las cobranzas, se procedió a tomar cuarenta y dos días de cobro.

Por lo tanto, para su proyección a las ventas estimadas anuales se las dividió por 12 meses para obtener el monto estimado mensual. En primer lugar, se calculó el monto del crédito pendiente del año anterior (T-1) por dos meses para calcular las cobranzas efectivamente cobradas en el año (T). Aquello, se debe a la energía generada en el mes de noviembre, facturada en diciembre y aún no cobrada. La energía generada en el mes de diciembre cuya factura ingresará en el próximo periodo fiscal a cobrarse durante el mes de febrero de ese mismo año. Por último, se procedió a realizar lo mismo en el año T, multiplicándose la venta estimada mensual por diez meses efectivos de cobro.

- b) Pagos: los costos de gas, combustible y aquellos inherentes a la energía renovable para que el parque se encuentre operativo y pueda generar energía, poseen un DPO de 30 días aproximadamente. Entonces, se toma los costos estimados mensuales del año anterior (T-1), los cuales se consideraron efectivamente abonados en el año T y se adicionan once meses de costos estimados.