INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES - ITBA

ESCUELA DE INGENIERÍA Y GESTIÓN

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO

AUTORES:

Cavallo, Manuela	**(Leg. N° 57297)**
Colantonio, Clara	**(Leg. N° 57428)**
D'Aversa, Gabriela	**(Leg. N° 57329)**
Grunauer, Agustín	**(Leg. N°57039)**
Sierra, Valentina	**(Leg. N° 57417)**
Serra Lahunsembarne, Iñaki	**(Leg. N° 57445)**

DOCENTE TITULAR:

Perez De Solay, Martín

García Poitevin, Catalina

TUTOR:

Estévez Magnasco, Roberto Luis

TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO INDUSTRIAL

BUENOS AIRES
2019

Resumen ejecutivo

El presente trabajo consiste en el estudio de prefactibilidad de la instalación de un parque eólico en Argentina en el marco de la Ley 26.190: Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Este régimen establece como objetivo lograr una contribución de las fuentes renovables de energía de 20% del consumo eléctrico nacional para el año 2025.

En primer lugar se presenta un análisis de mercado, donde se compara la energía eólica frente a otras fuentes de generación, identificando sus ventajas competitivas. Además se analiza la creciente demanda y oferta de energías renovables. Las proyecciones de oferta realizadas muestran que su crecimiento no alcanzará a satisfacer la demanda creciente, la cual tampoco se encuentra satisfecha actualmente.

Se encuentra una oportunidad de mercado en los canales de venta MATER (contrato entre privados) y RenovAr (licitaciones públicas). Se define una potencia a instalar de 100.8 MW que le otorga al proyecto flexibilidad para poder comercializar la energía a través de ambos.

La locación elegida para el parque es Tornquist, Bahía Blanca, ya que este lugar presenta diversas ventajas como su abundante recurso eólico, cercanía a la estación transformadora de Bahía Blanca y disponibilidad de mano de obra calificada. Además se realiza un estudio de vientos a partir de mediciones in situ, en el cual se calculó una producción anual de energía estimada de 383,939 MWh generados por 24 aerogeneradores Vestas V-136 4.2 MW. Se dimensionó la instalación civil y eléctrica, estimando la duración de la obra en 13 meses y una vida útil del parque de 20 años.

El proyecto comprende una inversión de 120 millones de dólares. Se financia un 70% a través de un préstamo de sistema francés (70% tasa fija, 30% variable) a 15 años a través de un banco de desarrollo.

Se busca participar en una licitación de RenovAr con un precio a ofertar de 37.50 US$/MWh, que asegura con un 99% de probabilidad un VAN positivo con un valor esperado de US$8,373,519, una TIR de 11.03% y un período de repago de 15 años. Frente a la posibilidad de no ganar la licitación, se presenta la opción de comercializar a través del MATER, obteniendo un VAN esperado de US$6,534,158.

Este proyecto es rentable por numerosos motivos. Por un lado, debido a la utilización de un recurso gratuito y abundante en la localización elegida. Por otro lado, presenta numerosos beneficios económicos promovidos por el estado, y la particularidad de la venta mediante tarifas dolarizadas, minimizando el impacto de las variaciones de inflación y tipo de cambio características de Argentina. Finalmente, el proyecto cuenta con la robustez de poder insertarse en dos distintos canales, resultando rentable en ambos.

Executive Summary

The present work consists in the prefeasibility study of the installation of a wind farm in Argentina within the framework of Law 26.190: National Development Regime for the use of Renewable Sources of Energy for the Production of Electric Energy. This regime establishes the objective of achieving a contribution from renewable energy sources of 20% of national electricity consumption by 2025.

Firstly, a market analysis is presented, where wind energy is compared with other energy sources, identifying its competitive advantages. In addition, the growing demand and supply of renewable energy is analyzed. The supply forecast shows that its growth will not meet the growing demand, which is not currently satisfied.

A market opportunity is found in the sales channels MATER (private contracts) and RenovAr (public tenders). The installed capacity of the wind farm is of 100.8 MW, which gives the project flexibility to be able to commercialize energy through both sales channels.

The location chosen for the park is Tornquist, Bahía Blanca, since this place has several advantages such as its abundant wind resource, proximity to the transforming station of Bahía Blanca and availability of skilled labor force. In addition, a wind study is carried out based on measurements of the site, in which the estimated annual energy production is calculated to be of 383,939 MWh, generated by 24 Vestas V-136 4.2 MW wind turbines. The civil and electrical construction is estimated to be carried out in 13 months, and the useful life of the park is of 20 years.

The project includes an investment of 120 million dollars. 70% is financed through a French system loan (70% fixed rate, 30% variable) for 15 years through a development bank.

This project is to participate in a RenovAr tender with a bid price of 37.50 US$/MWh, which ensures a positive NPV with 99% of probability and an expected value of US$8,373,519, an IRR of 11.03% and a repayment period 15 years. Faced with the possibility of not winning the tender, the option to market through the MATER is presented, obtaining an expected NPV of US$6,534,158.

This project is profitable for numerous reasons. On the one hand, due to the use of a free and abundant resource in the chosen location. On the other hand, it presents numerous economic benefits promoted by the state, and the particularity of the commercialization through dollarized rates, minimizing the impact of the variations of inflation and exchange rate characteristic of Argentina. Finally, the project has the robustness of being able to be inserted in two different channels, being profitable in both.

Agradecimientos

El presente proyecto final ha sido el resultado de un largo año de trabajo y aprendizaje y queremos agradecer a todos aquellos que nos han acompañado y ayudado.

En primer lugar, nuestro agradecimiento al ITBA, por la oportunidad de realizar este proyecto, a través de la cátedra de Proyecto final de Ingeniería Industrial con sus docentes y tutores, que nos han sabido guiar en las distintas etapas. También queremos agradecer a todos los profesores del ITBA que han contribuido a nuestra formación como futuros profesionales.

Para este proyecto en particular, hemos contado con la invaluable colaboración de las empresas PCR S.A. y LTP S.A. que nos han aportado numerosos datos e información. Gracias a ellos por su gran aporte y buena predisposición.

Por último, agradecemos a nuestras familias por su apoyo incondicional y por incentivarnos a superarnos día a día.

Índice

CAPÍTULO I – MERCADO **8**
i. Introducción al Capítulo **8**
ii. Contexto **9**
iii. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) **11**
iii.i. Actores del MEM 12
iii.ii. Marco regulatorio de energías renovables 14
iv. El Proyecto **24**
iv.i. Misión, visión y valores del proyecto 24
iv.ii. Mercado objetivo 24
iv.iii. Análisis estratégico 25
v. Análisis de la Demanda de Energía Eléctrica **34**
v.i. Demanda histórica 34
v.ii. Proyección de la demanda 39
vi. Análisis de la Oferta de Energía Eléctrica **51**
vi.i. Oferta histórica en Argentina 51
vi.ii. Oferta histórica de energía renovable a nivel mundial 56
vi.iii. Proyección de la oferta 58
vi.iv. Determinación potencia a instalar 71
vii. Análisis del Precio de la Energía Eléctrica **73**
vii.i. Precio histórico 73
vii.ii. Precio en Argentina 76
viii. Conclusiones de Mercado **88**
CAPÍTULO II – INGENIERÍA **89**
i.Introducción al Capítulo **89**
ii. Introducción a la energía eólica **91**
ii.i. Principio de funcionamiento de la generación de energía eólica 91
ii.ii. Características del viento 92
ii.iii. Aerogeneradores 99
iii. Requerimientos legales y técnicos **113**
iii.i. Reglamentación correspondiente a cada mercado 113
iii.ii. Conexión a la red eléctrica 115
iii.iii. Régimen de importaciones 116
iv. Localización geográfica del parque eólico **117**
iv.i. Localización del recurso 117
iv.ii. Nodos del SADI 119
iv.iii. Factor de pérdida 127
iv.iv. Macrolocación 127
iv.v. Microlocalización 148
v. Análisis detallado del recurso eólico **159**
v.i. Mediciones de viento 159
v.ii. Análisis de datos 163
vi. Selección de tecnologías y proveedores **180**
vi.i. Mercado de aerogeneradores 180
vi.ii. Criterios de selección 183
vi.iii. Análisis de proveedores 186
vi.iv. Selección del aerogenerador 194
vii. Layout de los aerogeneradores **197**
vii.i. Orientación de los aerogeneradores 197
vii.ii. Disposición de los aerogeneradores 198

viii. Balance de línea **205**
viii.i. Producción anual de energía bruta 205
viii.ii. Pérdidas energéticas 205
viii.iii. Producción anual de energía neta 208
viii.iv. Variabilidad de la producción anual de energía neta 208
ix. Obra civil **215**
ix.i Preparación y nivelación del terreno 215
ix.ii Caminos de acceso e internos 215
ix.iii Obrador 218
ix.iv Cimentaciones del aerogenerador 220
ix.v. Plataformas de maniobra para aerogeneradores 232
ix.vi. Plataforma para sub-estación transformadora 233
ix.vii. Canalizaciones 233
ix.viii. Edificio de control y oficinas 234
ix.ix. Maquinaria a utilizar 236
ix.x. Contratación de Mano de obra 236
ix.xi. Recepción y almacenamiento de materiales críticos 237
Obra mecánica **238**
Instalación eléctrica **240**
xi.i. Centro de transformación a 33 kV 240
xi.ii. Circuito de distribución interno al parque 240
xi.iii. Estación transformadora 33 kV a 132 kV 251
xi.iv. Línea de conexión en alta tensión (132 kV) al SADI 252
xii. Cronograma de obras **254**
xii.i. Cantidad de operarios 255
xiii. Funcionamiento del parque eólico **257**
xiii.i. Puesta en marcha 257
xiii.ii. Operación del Parque Eólico 257
xiii.iii. Mantenimiento de equipos 258
xiii.iv. Cierre del parque 259
xiv. Conclusiones Ingeniería **260**
CAPÍTULO III – ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO **262**
i. Introducción al capítulo **262**
ii. Ingresos **263**
ii.i. Generación de energía estimada 263
ii.ii. Precio de venta 263
ii.iii. Ingresos totales 268
iii. Inversiones **269**
iii.i. Bienes de uso 269
iii.ii. IVA sobre inversiones 274
iii.iii. CAPEX final 274
iv. Costos **275**
iv.i. Costos de producción 275
iv.ii. Costos administrativos 277
iv.iii. Amortizaciones 279
v. Análisis impositivo **281**
v.i. Impuestos Nacionales 281
v.ii. Impuestos Provinciales 282
vi. Cuadro de resultados **284**
vi.i. Sistema de costeo 284
vi.ii. Cuadro de resultados 284

vii. Punto de equilibrio **287**
viii. Financiamiento **290**
viii.i. Estructura de deuda del proyecto 291
viii.ii. Obligaciones Negociables 294
ix. Cuadro de fuentes y usos **296**
ix.i. Fuentes 297
ix.ii. Usos 297
x. Balance **298**
x.i. Activo 298
x.ii. Pasivo 299
x.iii. Patrimonio neto 299
xi. Flujo de fondos **300**
xi.i. Flujo de fondos del IVA 300
xi.ii. Flujo de fondos del Proyecto 300
xi.iii. Flujo de fondos de la Deuda 302
xi.iv. Flujo de fondos del Inversor 303
xii. Rentabilidad **305**
xii.i. Tasa de descuento 305
xii.ii. Valor actual neto 310
xii.iii. Efecto Palanca 310
xii.iv. Período de repago 311
xii.v. Índice de Rentabilidad (IR) 311
xii.vi. Análisis de Rentabilidad 311
xiii. Conclusiones análisis económico financiero **314**
CAPÍTULO IV – ANÁLISIS DE RIESGOS **314**
i. Introducción al capítulo **314**
ii. Variables de Riesgo **316**
ii.i. Producción Anual Neta 318
ii.ii. Inflación 319
ii.iii. Precio aerogeneradores 321
ii.iv. Tasas de financiamiento 322
ii.v. Contrato de usufructo 324
ii.vi. Plazo de pago 325
ii.vii. Riesgo país 326
iii. Determinación de precio a ofertar **327**
iv. Simulación de Montecarlo **330**
iv.i. Distribución de probabilidad del VAN obtenido 330
iv.ii. Análisis de sensibilidad 332
iv.iii. Determinación del precio mínimo para asegurar VAN positivo al inversor 333
v. Escenarios posibles **336**
v.i. Venta en RenovAr sin cumplimiento de los beneficios fiscales 336
v.ii. Venta en MATER 339
v.iii. Desdolarización tarifas 344
vi. Administración del riesgo **345**
vi.i. Cobertura operativa por transferencia de responsabilidades a terceros 345
vi.ii. Cobertura de riesgos por contratación de seguros 346
vi.iii. Cobertura de riesgo de tipo de cambio 348
vi.iv. Cobertura operativa de riesgo en la estimación de la producción 349
vii. Opciones reales **350**
vii.i. Opción de realización de estudios sobre activos para la venta 350
vii.ii. Opción de análisis de demanda en el punto de repago 353

viii. Conclusiones análisis de riesgos **356**
Conclusiones **358**
Bibliografía **359**
Anexo **375**

CAPÍTULO I – MERCADO

1. Introducción al Capítulo

En este capítulo se estudiará el comportamiento del mercado de energía eléctrica, con el fin de entender aquellos aspectos que se deben tener en cuenta a la hora de instalar un parque eólico.

Cabe destacar que el producto final de este proyecto es energía eléctrica generada con tecnología eólica de alta potencia, y por su carácter de commodity[1], no presenta niveles de diferenciación para los consumidores finales. Sin embargo, el proyecto se da en un marco de fomento nacional y mundial de inversión en energías renovables, que surge de la necesidad de modificar el comportamiento de los países hacia un desarrollo sostenible. Este contexto proporciona numerosos beneficios para la instalación de parques eólicos, fundamentalmente en Argentina, donde el recurso eólico es abundante y la necesidad de mejorar la matriz energética es imperiosa.

Para comprender en profundidad el mercado, en primer lugar se hablará del contexto mencionado anteriormente. Luego se procederá a explicar el funcionamiento del mercado eléctrico en general, haciendo énfasis en las regulaciones lanzadas por el gobierno que promueven la energía renovable. Una vez analizado el funcionamiento del mercado, se procederá a hablar del proyecto en cuestión. Para esto, se analizarán las estrategias que impulsan el desarrollo del proyecto. A su vez, se realizará un exhaustivo análisis de la demanda, oferta y precios actuales, y se realizarán proyecciones para estimar su comportamiento futuro. Por último, se determinará la localización del parque teniendo en cuenta el recurso disponible, los nodos de la red eléctrica, su capacidad y el factor de pérdida asociado.

[1] Commodity: bienes genéricos, que tienen valor o utilidad pero muy bajo nivel de diferenciación (ej: trigo)

2. Contexto

La transformación energética global está ocurriendo, impulsada por los imperativos de limitar el cambio climático y fomentar el desarrollo sostenible. Una disminución sin precedentes en los costos de energía renovable, nuevas oportunidades en eficiencia energética, digitalización y tecnologías inteligentes son algunos de los facilitadores clave detrás de esta tendencia.

Al mismo tiempo, la transformación energética debe ocurrir mucho más rápido para cumplir con los objetivos climáticos globales. A pesar de que las energías renovables tuvieron un desarrollo y crecimiento sustancial en las últimas décadas y particularmente en los últimos años, las emisiones de CO_2 de la industria eléctrica nunca dejaron de crecer, y de hecho aumentaron en 1.6% en el 2017 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century [REN21], 2018). Esto demuestra que las energías renovables tienen que crecer aún más rápido si se quiere lograr una reducción en las emisiones.

Afortunadamente, este cambio también es un camino de oportunidad. Permitiría un crecimiento económico más rápido, crearía más empleos y mejoraría el bienestar social en general. Reducir los costos de salud humana, los daños ambientales y los subsidios generaría ahorros anuales para 2050 de entre tres y siete veces más que los costos anuales adicionales de la transición. Para el año 2050, la transformación de la energía proporcionaría un aumento adicional del 2.5% en el PIB y del 0.2% en el empleo global (Global Wind Energy Council [GWEC], 2018).

La industria eólica tiene un papel fundamental en este panorama; su desarrollo continuo en todo el mundo es un pilar indispensable que apoya la transición energética. La eólica es la energía renovable más madura y avanzada, y los países desarrollados del mundo están apostando en esta forma de energía, como se verá más adelante (Santamarta, 2015). Es la mayor fuente renovable después de la hidroeléctrica, suministrando 4.6% del consumo de electricidad global (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2018). Con costos cada vez más competitivos, la eólica se encuentra entre las fuentes de energía más baratas.

Argentina en particular, cuenta con algunos de los mejores recursos eólicos del mundo, con velocidades de viento altas y constantes en Buenos Aires y en la Patagonia. Esto, combinado con los bajos costos de adquisición de tierras y el compromiso del gobierno actual para liberalizar el mercado energético, indica que el país está bien posicionado para convertirse en un mercado eólico importante con un enorme potencial.

Los apagones crónicos (debido a una red que funcionaba casi a su máxima capacidad y precios caros de la energía) han fomentado el giro de Argentina hacia una matriz energética más diversificada. Dado que el país posee abundantes reservas de gas, la generación de electricidad depende principalmente del gas natural y la energía hidroeléctrica, comprendiendo la mitad y un tercio de la capacidad instalada, respectivamente. Pero sus centrales térmicas alimentadas con combustibles fósiles están casi en desuso, y ha habido un fuerte aumento de las plantas más pequeñas que funcionan con diesel importado, lo que amenaza la seguridad de suministro de Argentina y perjudica sus perspectivas económicas.

A pesar de que Argentina intentó reactivar su sector renovable a través del programa GENREN iniciado en 2010, la inestabilidad económica y los marcos regulatorios inadecuados hicieron que la mayoría de los proyectos adjudicados no fueran viables, y el

desarrollo de proyectos eólicos permaneció inactivo durante otra década. Desde que el presidente Mauricio Macri asumió el cargo en 2015, recortó los subsidios a la energía e introdujo una serie de leyes e iniciativas de mercado diseñadas para impulsar la participación privada en las energías renovables.

La Ley 27.191 de 2015 declaró que la energía renovable es un tema de interés nacional, y obliga para el 2025 que el 20% del consumo total de electricidad se genere a partir de fuentes renovables. Esta ley se complementa con un nuevo programa de licitación de energía renovable, RenovAr, que se discutirá más adelante.

Un marco regulatorio sólido con objetivos nacionales ambiciosos, programas de licitaciones a energías renovables, un mercado privado creciente y un fuerte apoyo público indican un futuro prometedor para la Argentina en materia de generación de energía de origen eólico.

3. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

El Mercado Eléctrico Mayorista (en adelante, MEM) es un mercado altamente regulado, que une a generadores, transportistas, distribuidores y usuarios energía eléctrica y está asociado al Sistema Argentino de Interconexión, en adelante, SADI (La Enciclopedia de Ciencias y Tecnologías en Argentina [ECYT-AR], 2013). El MEM surge a partir de la reforma del Estado ejecutada en la década de 1990 (específicamente la Ley 24.065) mediante la cual el Estado dejó de prestar el servicio de abastecimiento de energía eléctrica pasándolo a empresas privadas. La competencia en este rubro se expresa a través del MEM en el que concurren productores, transportistas, distribuidores, Grandes Usuarios y comercializadores.

Como resultado de esta organización institucional, toda la energía eléctrica se canaliza a través del MEM, dividido en dos segmentos: el Mercado a Término (en adelante, MAT) y el Mercado Spot (La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico [CAMMESA], 2018).

El MAT es donde se celebran contratos por cantidades, precios y condiciones libremente pactadas entre vendedor y comprador. Por su parte, el Mercado Spot es el mercado de precios horarios en los que se comercializa la energía no sujeta a contratos de abastecimiento. En este mercado el precio de la energía eléctrica se define en función del costo marginal. El precio establecido para cada hora se denomina precio de mercado.

Con el objetivo de que los Distribuidores no tengan un precio variable hora a hora y que puedan tener una tarifa a usuarios finales más estable, se creó un mecanismo de fijación de precios trimestral. Este sistema se basa en un fondo de estabilización al que se derivan las diferencias producidas entre dichos precios estacionales y los precios del mercado spot. Las diferencias acumuladas se reasignan a los períodos posteriores subiendo o bajando los precios.

Para lograr la administración del MEM, se constituyó una Sociedad Anónima sin fines de lucro: la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A (en adelante, CAMMESA). La misma se dedica a:

- Realizar el despacho técnico y económico del SADI propendiendo a maximizar la seguridad del sistema y calidad de suministros y a minimizar los precios mayoristas en el Mercado Spot.
- Planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación.
- Supervisar el funcionamiento del MAT y administrar el despacho técnico de los contratos que se celebren en dicho mercado.
- Actuar como mandatario de los diversos actores del MEM.
- Actuar como mandatario del Estado Nacional como consecuencia de situaciones que pudieran generar riesgos de desabastecimiento.
- Realizar operaciones de compra y venta de energía eléctrica desde o al exterior.
- Prestar servicios y consultoría relacionados a la energía eléctrica.

La supervisión y regulación general de la industria eléctrica está en manos del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (en adelante, ENRE), cuyas principales funciones, entre otras, son controlar el cumplimiento de los contratos de concesión, prevenir conductas

anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias y participar del proceso de selección de los concesionarios.

3.1. Actores del MEM

3.1.1. Generación

La generación de energía se realiza en plantas generadoras pertenecientes a empresas en su mayoría privadas, junto con algunas estatales. Las únicas empresas que están sujetas a concesión son las que explotan centrales hidroeléctricas. Las demás, únicamente requieren autorización para conectarse a la red y la reglamentación que deben seguir está vinculada directamente con la seguridad pública y protección del medio ambiente. Todas las centrales de energía se conectan entre sí mediante el SADI, la red eléctrica nacional, inyectando su electricidad en los nodos de la red.

3.1.2. Transporte

Luego, la energía es transportada a lo largo del país mediante la vinculación de los nodos del SADI. El transporte está compuesto por dos subsistemas, el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión (en adelante, STAT), que transporta la electricidad de una región del país a otra a través de líneas de transmisión de 220 kV y 500 kV y el Sistema Troncal (en adelante, ST) que transporta la energía dentro de una misma región, entre plantas generadoras y distribuidores a través de líneas de tensión igual o superior a 132 kV y menor a 400 kV.

La empresa líder a cargo del STAT es la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. (Transener), integrada por casi 12,400 km de líneas de transmisión de 220 kV y 500 kV[2].

Por otro lado, en el ST intervienen 7 empresas. Transnoa, Transnea, Transba, Distrocuyo, Transcomahue, Epen y Transpa:

[2] Página web oficial de la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. (Transener). Disponible en: http://www.transener.com.ar/

Empresa de transporte	Alcance geográfico	Tensión de líneas de operación
Trasnoa[3]	Noroeste (La Rioja, Catamarca, Santiago del Estero, Tucumán, Salta y Jujuy)	132 kV a 400 kV
Trasnea[4]	Noreste (Entre Ríos, Corrientes, Chaco y Formosa)	132 kV a 400 kV
Transba S.A.[5]	Provincia de Buenos Aires[6]	66 kV, 132 kV, 220 kV[7]
Distrocuyo[8]	Cuyo (San Juan y Mendoza)	132 kV y 220 kV
Transcomahue[9]	Alto Valle de Río Negro (Neuquén y Río Negro)	132kV
Epen[10]	Neuquén	13.2 kV, 33 kV y 132 kV
Transpa[11]	Región Patagónica	132 kV, 220 kV, 330 kV

Tabla 1.3.1. Empresas de transporte eléctrico argentinas. (Fuente: Elaboración propia).

3.1.3. Distribución

Por último, la distribución está a cargo de empresas que se ocupan de suministrar toda la demanda de electricidad de su zona de cobertura, es decir, llevan la energía a los consumidores finales. Estas también son empresas concesionarias.

Las actividades de transporte y distribución son reguladas y requieren el otorgamiento de concesiones por sus características monopólicas. El SADI también está conectado a los sistemas de transmisión de países limítrofes para permitir la importación y exportación de la electricidad.

3.1.4. Grandes Usuarios

Los consumidores de energía se clasifican en Grandes Usuarios, en adelante GU, (CAMMESA, 2018) y usuarios finales. Los GU ingresan al MEM como Agentes del mismo y se dividen en Grandes Usuarios Mayores (en adelante, GUMA), Grandes Usuarios Menores

[3] Página web oficial de TRANSNOA S.A. Disponible en: http://www.transnoa.com.ar/nuestra-empresa.htm
[4] Página web oficial de TRANSNEA S.A. Disponible en: http://www.transnea.com.ar/nuestra-empresa.htm
[5] Página web oficial de Transba S.A. Disponible en: http://www.transba.com.ar/nosotros/
[6] Con excepción de las líneas ubicadas dentro de la jurisdicción de Edenor S.A., Edesur S.A. y Edelap S.A
[7] También opera las estaciones transformadoras de 500 kV de Bahía Blanca, Olavarría y Campana con el nombre de Transportista Independiente de Transener S.A.
[8] Página web oficial de Distrocuyo S.A. Disponible en: http://www.distrocuyo.com/
[9] Página web oficial de Transcomahue S.A. Disponible en: http://www.transcomahue.com.ar/
[10] Página web oficial del Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN). Disponible en: https://www.epen.gov.ar/institucional/enelmapa.php
[11] Página web oficial de TRANSPA S.A. Disponible en: http://www.transpa-sa.com.ar

(en adelante, GUME), Grandes Usuarios Particulares (en adelante, GUPA) y Grandes Usuarios del Distribuidor (en adelante, GUDI). La clasificación está hecha en base a su nivel de consumo.

A continuación se detallan los requerimientos que deben cumplir:

Grandes Usuarios	Demanda	Energía contratada en el MAT	Duración mínima de contratos
GUMA	D ≥ 4380 MWh anuales D ≥ 1000 kW	50% de su demanda	1 mes (deben tener 3 meses bajo contrato)
GUME	30 kW ≤ D ≤ 2000 kW	100% de su demanda	2 trimestres
GUPA	30 kW ≤ D ≤ 100 kW	100% de su demanda	4 trimestres

Tabla 1.3.2. Clasificación Grandes Usuarios (Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA).

Los GUDI no figuran en la tabla debido a que tienen una clasificación distinta respecto a los demás GU. Estos usuarios no forman parte de los Agentes del MEM, sino que las distribuidoras de las regiones a la cual pertenecen realizan los contratos de abastecimiento, contando con la autorización del GUDI.

3.2. Marco regulatorio de energías renovables

La regulación específica de energías renovables no convencionales (en adelante, ERNC) fue introducida al sistema en el año 2006 con la Ley 26.190: "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica", que fijaba una obligación de 8% de participación de las ERNC en un período de 10 años (2016). El Artículo 2 de esta ley define a las ERNC con la siguiente definición:

> Son las fuentes de energía no fósiles 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 [hasta 50 MW], biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles. (Ley N° 26.190, 2006).

Esta obligación fue luego actualizada en el año 2015 por la Ley 27.191 retrasando la obligación inicial del 8% hacia fines del año 2017 e incrementando las obligaciones a largo plazo (Ley N° 27.191, 2015)

Finalmente, el 18 de agosto de 2017 el Ministerio de Energía y Minería publicó la Resolución MINEM 281-E/17 en donde se determina el marco regulatorio aplicable a los contratos bilaterales entre las grandes demandas y los generadores renovables dentro del SADI.

Esta legislación fija las siguientes metas de consumo de energía eléctrica de fuente renovable:

Ley 26.190	Ley 27.19
8% al 31-Dic-2016	8% al 31-Dic-2017
	12% al 31-Dic-2019
	16% al 31-Dic-2021
	18% al 31-Dic-2023
	20% al 31-Dic-2025

Tabla 1.3.3. Porcentaje de obligación de compra de energías renovables (Fuente: Elaboración propia a partir de las leyes mencionadas).

Según lo establecido en la ley, toda demanda debe cumplir con las obligaciones dispuestas por la misma, pero los GUMA, GUME y GUDI con demanda media anual mayor o igual a 300 kW deberán cumplir con los objetivos y metas de consumo de energías renovables establecidos por la ley, bajo su responsabilidad. Estos usuarios, se denominan Grandes Usuarios Habilitados (en adelante, GUH). A tal fin, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables, pudiendo efectuarse dicha compra al generador mediante un distribuidor, a un comercializador, o a CAMMESA. Bajo el mecanismo de la compra conjunta (compra a CAMMESA) la responsabilidad de compra de la obligación renovable es transferida a CAMMESA.

El Decreto 531 precisó que los usuarios alcanzados por la norma pueden optar entre:

1) contratación individual de energía eléctrica a través de contratos entre generadores y/o comercializadores, y los GU;
2) autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables;
3) participación del mecanismo de compra conjunta, que es la *opción por default.*

Aquellos GUH que deseen quedar excluídos de la opción por default deben notificarlo al Organismo Encargado del Despacho, quedando excluídos por una duración mínima de 5 años. Es importante destacar que la regulación no posibilita un mecanismo de compra mixto de energías renovables: parte por contrato y parte en compra conjunto a CAMMESA. Sí permite parte autogeneración y parte en compra conjunta a CAMMESA.

CAMMESA verificará el cumplimiento de las obligaciones establecidas por la Ley y en caso de existir faltantes, informará al ministerio. Se emplaza a los GU afectados a formular descargos dentro de los 15 días de la notificación. Se prevé una tolerancia del 10% que podrá ser compensada al año siguiente.

La penalidad establecida en el artículo 11 de la Ley 27.191 y el artículo 43 del Anexo de la Resolución 281 es calculada en dólares estadounidenses como el producto de la cantidad de energía asociada al incumplimiento y el Costo de Gasoil Equivalente en U$S/MWh. El Costo de Gasoil Equivalente se determina como el costo variable de producción de energía eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los 12 meses del año calendario anterior a la fecha

de incumplimiento. En el Anexo 1.1 se puede observar la fórmula mediante la cual se calcula la penalidad, y un posterior ejemplo de cálculo.

Es necesario remarcar también los beneficios fiscales que se otorgan a los generadores de ERNC según esta legislación (Ministerio de Energía y Minería [MINEM], 2016):

- Devolución anticipada del IVA luego de transcurrir al menos un período fiscal.
- Exención del Impuesto a las Ganancias Mínimas Presuntas.
- Exención del Impuesto a los Dividendos ante la reinversión en infraestructura.
- Los proyectos de inversión que posean 60% de integración de componente nacional en las instalaciones tendrán derecho a un certificado fiscal por 20% de la integración nacional.
- Deducción de la carga financiera en el Impuesto a las Ganancias.
- Exención de aranceles a la importación de bienes de capital, partes,componentes y materias primas.

3.2.1. Mercado a Término de Energías Renovables (MATER)

En el Mercado a Término de las Energías Renovables (en adelante, MATER), los GUH podrán negociar la compra de energía renovable a generadores y comercializadores. Las condiciones contractuales (duración, prioridades de asignación, precios y demás condiciones, sin perjuicio del precio máximo de US$113/MWh según lo establecido en el artículo 9 de la Ley 27.191) podrán ser pactadas libremente entre las partes. Se conoce que los contratos de MATER se suelen pactar a 10 años, con posibilidad de renovar nuevamente al final de este período.

Al optar por esta alternativa, el GUH queda exento de pagar los cargos de comercialización y administración por la energía abastecida por el contrato, pero sí debe pagar los cargos variables de transporte.

La regulación establece que los contratos bilaterales no relevan al usuario de sus obligaciones de compra de potencia (Resolución MINEM 281/17, 2017). Son contratos de "sólo energía". Sin embargo, se establece una bonificación de los cargos de potencia mensuales por la potencia media mensual abastecida con generación renovable, que varía según el año en que se ejerza la opción de salida del mecanismo de las compras conjuntas, como se observa en la tabla siguiente:

Período	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	2025
Bonificación por cargos de potencia	100%	100%	75%	50%	25%

Tabla 1.3.4. Bonificación por cargos de potencia. (Anexo Resolución MINEM 281/17, Artículo 20)

Por su parte, los generadores de ERNC están habilitados tanto por la Ley 27.191 como por la Resolución 281, a transaccionar energía renovable con otro generador y/o autogenerador renovable y/o comercializador.

Así, el generador tiene cuatro transacciones disponibles (ver Figura 1.3.1): la venta al contrato por el precio pactado con el GUH; compra/venta de energía a otros

generadores/comercializadores de energía; vender a CAMMESA hasta un 10% de energía excedente respecto a lo contratado al menor precio de compra entre todos los contratos que CAMMESA tenga en cada momento para la misma tecnología; y finalmente liquidar los excedentes en el mercado spot valorizando la energía a un precio regulado fijado en dólares.

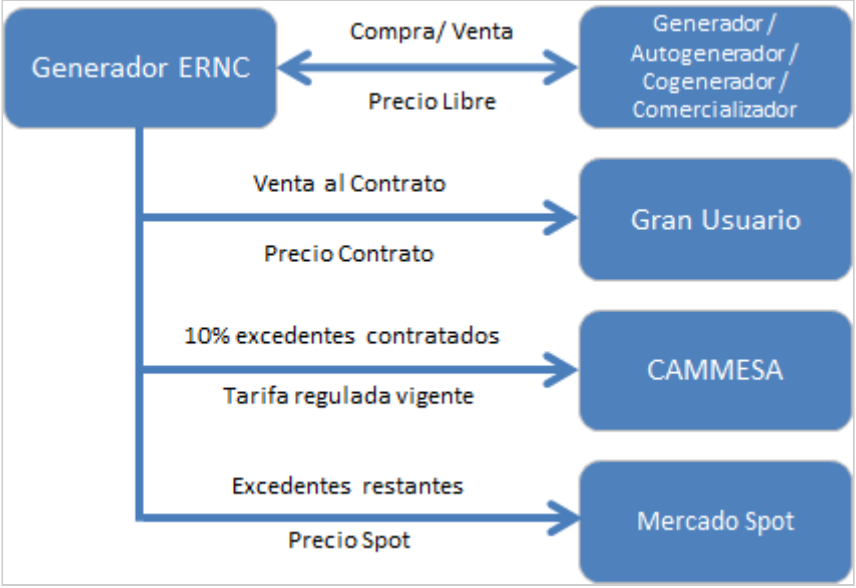


Figura 1.3.1. Transacciones disponibles para un generador de ERNC asociado al MATER. (Fuente: Elaboración propia.)

De esta manera, si un GU no logra abastecer su demanda de energía renovable con el contrato entre privados, se fijará una penalización económica por cubrir dicha demanda por parte de CAMMESA, la cual facturará la energía adicional solicitada. Por lo general, dichas penalizaciones son en la práctica transferidas a los generadores dentro del marco del contrato legal efectuado entre las partes.

3.2.2. RENPER y mecanismo para solicitar la prioridad de despacho

A los efectos de este proyecto, es importante entender los requisitos y el mecanismo para participar del régimen del MATER como generadores. Para poder participar en este régimen, el generador renovable debe ser incluido en el Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de fuente renovable (en adelante, RENPER). Si bien la solicitud de inclusión del proyecto de generación en el RENPER se puede hacer en cualquier momento, las instancias de decisión son cada tres meses. A estos efectos, CAMMESA realiza una validación de la capacidad de transporte en el punto de interconexión al sistema solicitado de manera tal de verificar que en las condiciones esperadas no habrá restricciones al despacho. La inscripción se realiza mediante una nota dirigida a la Subsecretaría de Energías Renovables.

Simultáneamente con la solicitud de inscripción al RENPER, los titulares de los proyectos pueden solicitar el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables y los beneficios fiscales respectivos:

En caso de presentarse más de un proyecto para un mismo punto con capacidad de transporte insuficiente para todos, se dará prioridad:

- Al proyecto que prevea una entrada en operación más temprana, siempre que esta sea mayor en 60 días al siguiente proyecto.
- En caso de tratarse de menos de 60 días de diferencia con la fecha de entrada del siguiente proyecto, se priorizará al proyecto de mayor factor de capacidad certificado por un consultor independiente calificado.
- Se considera proyectos en situación de empate a aquellos cuyo factor de capacidad difiera en menos del 10% del mayor. En este caso, se asignará prioridad al proyecto con el menor monto por unidad de potencia de beneficios fiscales.
- Si la diferencia entre los beneficios fiscales es menor a 30,000 US$/MW se considera situación de empate y la prioridad es asignada por sorteo.

Al quedar incluido en el RENPER, el proyecto renovable tiene prioridad de despacho en las mismas condiciones que los proyectos contratados bajo el régimen de compras conjuntas.

3.2.3. Autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables

En primer lugar, se define autogeneración y cogeneración como:

- Autogenerador: un consumidor de electricidad que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios.
- Cogenerador: aquel que genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento.

Es decir que el concepto de autogeneración implica el consumo de electricidad para uso propio, y el concepto de cogeneración es un tipo particular de generador que además de producir energía eléctrica produce vapor u otra forma de energía.

Consecuentemente, la situación en la que un Gran Usuario instala facilidades de generación renovable destinadas total o parcialmente a su propio abastecimiento, incluso si produce además otro tipo de energía, debe encuadrarse como autogenerador. Se establece específicamente que no existen para la autogeneración renovable valores mínimos de capacidad instalada ni de energía producida para ser considerada como tal.

A los efectos de liquidación de excedentes y faltantes, y para la autogeneración, las bonificaciones por cargos de potencia, los criterios son los mismos que para el MATER. Es necesario notar que la implementación de tanto la autogeneración como la cogeneración requieren una exigencia específica: instalar una doble medición: se debe medir, además del intercambio neto de energía entre el autogenerador y el SADI, la energía total generada por las instalaciones de generación propia.

La alternativa de la autogeneración puede ser combinada con la firma de contratos bilaterales con otros generadores o comercializadores renovables.

3.2.4. Compras conjuntas

En caso de que el GU no haga una manifestación explícita de querer migrar hacia los esquemas de contratación bilateral y/o autogeneración, se considerará comprendido en el mecanismo de compras conjuntas.

En este caso, el precio que deberá pagar por la energía renovable abastecida surgirá del costo medio resultante para CAMMESA de las compras mediante contratos asignados a contratos del programa RenovAr (desarrollado en la siguiente sección), a los que se sumarán dos cargos: un cargo por comercialización y un cargo por administración, de valores diferentes según el año de aplicación.

- El cargo por comercialización varía según la demanda del GU. Para demandas mensuales de 20 MW o más varía entre los 6 US$/MWh en 2019-2020 y 14 US$/MWh desde 2025 en adelante. Para demandas menores decrece en forma lineal, tomando para una demanda media mensual de 300 kW valores que varían entre 1,3 US$/MWh en 2019-2020 y 3 US$/MWh desde 2025 en adelante.

- El cargo por administración es independiente de la demanda del GU.

Período		**2017-2018**	**2019-2020**	**2021-2022**	**2023-2024**	**2025**
Cargo comercialización (US$/MWh)	**>20MW Dem.**	0	6	10	14	18
	<20MW	0	*Dem. * (20% + 80% * (Pmed mes / 20 MW))*			
Cargo de administración (US$/MWh)		0	0.05	0.05	0.05	0

Tabla 1.3.5. Cargo de comercialización y administración de las compras conjuntas (Fuente: MINEM, 2018).

Los GUH que opten por participar en este régimen también deben abonar cargos de potencia, que son los mismos que se aplican para la energía no renovable.

Consecuentemente, y de acuerdo a la demanda del GU, el costo de abastecimiento mediante esta alternativa se incrementará en el futuro por la aplicación de los cargos mencionados. Como contrapartida, los usuarios que pertenezcan a este régimen no serán auditados, y no deberán enfrentar penalidades en caso de no cumplimiento de la obligación.

A modo de resumen de las tres formas de comercializar energía renovable que tienen los GU, se presenta la tabla a continuación que muestra las ventajas y desventajas de las distintas formas de comprar energía renovable desde el punto de vista del GU:

Usuarios individuales >300 kW (GUMA, GUME, GUDI)			
Opción	**Contrato bilateral con generador o comercializador**	**Autogeneración**	**Compras conjuntas a CAMMESA**
Ventajas	Precio de energía por la obligación de energía renovable puede ser más competitivo que el de compra a CAMMESA (licitaciones RenovAr). Precio de energía por sobre la obligación de energía renovable puede ser más competitivo que el de la compra a CAMMESA (costo medio de generación de CAMMESA sin incluir RenovAr). Se bonifica compra de potencia a CAMMESA con descuentos decrecientes según el año en que se ejerza esta opción.	Costo propio de inversión y producción por la obligación de energía renovable puede ser más competitivo que el de la compra a CAMMESA (licitaciones RenovAr). Costo propio de inversión y producción sobre la obligación de energía renovable puede ser más competitivo que el de la compra a CAMMESA (costo medio de CAMMESA sin incluir RenovAr). Se bonifica compra de potencia a CAMMESA con descuentos decrecientes según el año en que se ejerza esta opción. Rentabilidad del proyecto de generación renovable puede ser capturada parcial o totalmente por el GU.	No se paga penalidad si no se cumple la obligación de energía renovable. No hay que realizar gestiones específicas para cumplir la obligación (mecanismo "por default"). No se deben asumir desbalances mensuales (excedentes o faltantes).
Desventajas	Se paga penalidad si no se cumple el objetivo de energía renovable. Inflexibilidad: se debe permanecer en este régimen por al menos 5 años seguidos. Se deben asumir desbalances mensuales con precios diferentes para excedentes y faltantes.	Se paga penalidad si no se cumple el objetivo de energía renovable. Inflexibilidad: se debe permanecer en este régimen por al menos 5 años seguidos. Se deben asumir desbalances mensuales con precios diferentes para excedentes y faltantes. Requiere gestionar el desarrollo de un proyecto propio.	Se pagan cargos de comercialización (crecientes a lo largo del tiempo) y administración (varían según el año).

Tabla 1.3.6. Ventajas y desventajas de cada mecanismo de compra de ERNC (Fuente: Elaboración propia a partir del análisis previo).

3.2.5. Programa RenovAr

Para lograr el cumplimiento del objetivo propuesto por las leyes 26.190 y 27.191, el gobierno lanzó el denominado plan RenovAr en 2016, un programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. El plan permite celebrar contratos de compra/venta de energía (Power Purchase Agreements, en adelante, PPA) entre generadores de energía renovable y CAMMESA, por medio de una licitación. En este contexto, CAMMESA actúa como representante de los Agentes Distribuidores y GU del MEM. Para ello, realiza un llamado a Convocatoria Abierta para la calificación y eventual adjudicación de ofertas de generación de energías renovables.

El proceso de licitación comienza con el lanzamiento de la licitación. Luego se presenta el pliego de condiciones, el cual se pone en venta y se dispone de aproximadamente un mes para la compra. En el mismo período se abre una instancia de consultas vinculantes, abierta para quienes compraron el pliego. Los interesados deben hacer sus respectivos análisis de prefactibilidad y presentar los documentos establecidos en el pliego en el período de presentación de ofertas ("Sobre A" y "Sobre B" explicados en profundidad más adelante). Se prosigue con una calificación técnica, y apertura de ofertas económicas. A partir de la calificación técnica y los precios ofertados, se adjudica la potencia a instalar. Finalmente el proceso finaliza con la firma de los contratos.

En cada ronda, se establece la asignación total de potencia requerida por fuente de energía. Aquellos proyectos que cuenten con potencia adicional a la ofertada, podrán comercializarla bajo otra modalidad. A su vez, CAMMESA determina cuáles son los nodos en los que se puede inyectar energía en la red (en el contexto de RenovAr), que no siempre coinciden con los nodos realmente disponibles.

Para participar de las licitaciones, en primer lugar, se debe entregar un sobre ("sobre A") que contenga los Antecedentes del Oferente y del Proyecto. En esta instancia, se deben cumplir una serie de requerimientos legales, financieros y técnico según el Pliego de Bases y Condiciones del Programa RevovAr Ronda 2 (Resolución MEyM Nª136/2016, julio 2016):

- Los requerimientos legales comprenden: documentación de la SPE, documentación de las personas que integran el oferente y una Declaración Jurada de Intereses.
- Los requerimientos financieros comprenden: que "el Oferente deberá acreditar un patrimonio neto mínimo de doscientos cincuenta mil Dólares (US$ 250,000) por cada MW de Potencia Ofertada en cada Oferta".
- Los requerimientos técnicos comprenden: la memoria descriptiva del proyecto con información ambiental, técnica y legal; la disponibilidad del inmueble para el proyecto; el uso del suelo y el detalle de la localización de la central de generación y principales vías de acceso y circulación; convertirse en agentes del MEM; adjuntar los resultados del Procedimiento Técnico Nº1 de CAMMESA y la acreditación del proyecto acerca del acceso a la capacidad de transporte; habilitaciones ambientales; la prospectiva del recurso y el cálculo de producción; el detalle de la tecnología utilizada; la solicitud de los beneficios fiscales del Régimen de Fomento de las Energías Renovables; y otros requisitos.

Una vez calificado el proyecto, se deberá entregar un segundo sobre ("sobre B") que contiene la Propuesta Económica del Proyecto.

Los proyectos se seleccionan en función del Precio Ofertado Ajustado o POA, definido como el precio ofertado multiplicado por el factor de pérdida asociado a cada nodo. A su vez, se descuenta 0.005 US$/MWh por cada día que el proyecto se adelante respecto del plazo de ejecución máximo. En el caso de la energía eólica, se dará un empate entre dos ofertas cuando la diferencia entre sus precios sea menor o igual a 1 US$/MWh. En esta situación, se priorizará aquella oferta que tenga mayor Componente Nacional Declarado y, si no se llega a desempatar, se elegirá la oferta con menor Plazo Programado de Habilitación Comercial; por último, si los proyectos continúan empatados, se procederá a un sorteo.

Desde su lanzamiento ya han sucedido 4 rondas licitatorias: RenovAr 1, RenovAr 1.5, RenovAr 2 y RenovAr 3 (MiniRen).

Ronda	Proyectos adjudicados	Nueva potencia instalada (MW)	Nueva potencia instalada solar (MW)	Nueva potencia instalada eólica (MW)	Precio promedio ponderado US$/MWh
RenovAr 1	29	1,142	400	700	61.33
RenovAr 1.5	30	1,281	516	765	53.98
RenovAr 2	88	2,043	816	993	51.48

Tabla 1.3.7. Adjudicaciones del programa RenovAr (Fuente: MINEM, 2018).

En total, han sido adjudicados 147 proyectos, con una potencia total de 4.466 MW (aproximadamente 30 MW en promedio por proyecto), con un precio promedio ponderado de 54.72 U$S/MWh. Como se puede observar el 93% de la potencia licitada fue para los proyectos eólicos y solares. El 7% restante se divide en proyectos de biogás, biomasa, pequeñas hidroeléctricas y biogás de relleno sanitario.

RenovAr 3, por su parte, no ha concluido aún el proceso licitatorio, por lo que no se tienen aún los resultados de esta ronda. El 27 de marzo sucedió la presentación de ofertas, y durante mayo sucederá la calificación de las mismas y la adjudicación de los proyectos. Se espera que entre el 20 de mayo y el 8 de noviembre de 2019 se firmen los contratos correspondientes. En esta ronda, a diferencia de las anteriores, el límite por proyecto es de solamente 10 MW, con un límite máximo por provincia de 20 MW (a excepción de Buenos Aires, cuyo límite es 60 MW). De los 400 MW, 350 serán adjudicados a proyectos solares y eólicos, y en esta ocasión no se permitirán ampliaciones de centrales existentes.

En la Tabla 1.3.7 se puede ver la tendencia predominante hacia la adjudicación de proyectos eólicos y solares. En cada ronda de licitación hay un límite de MW máximo por proyecto, así como también por zona geográfica. La participación de cada región se puede ver en el siguiente gráfico:

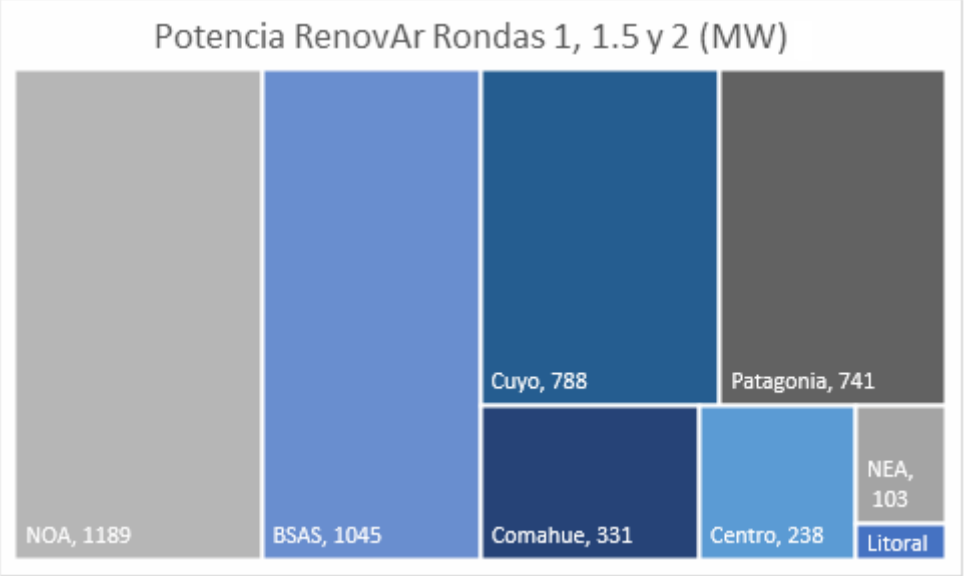


Figura 1.3.2. Potencia de proyectos adjudicados RenovAr Rondas 1, 1.5 y 2 (Fuente: Elaboración propia en base a datos del MINEM).

El gobierno ya anunció la continuidad del programa RenovAr con el futuro lanzamiento de una nueva ronda, RenovAr 4. El subsecretario de Energía Renovable y Eficiencia Energética, Sebastián Kind anticipó además, que la ronda "incluirá inversiones en infraestructura de la red de transmisión para fomentar un mayor despliegue de energía renovable en el país" (Kind, 2019).

4. El Proyecto

El proyecto consiste en poner en funcionamiento un parque eólico con el fin de generar energía de origen renovable. Aprovechando por una lado, la gran cantidad de recurso eólico que tiene Argentina y por el otro lado, el contexto que se presenta actualmente en el país con un marco regulatorio muy favorable para la realización de proyectos de energía eólica.

4.1. Misión, visión y valores del proyecto

Misión: Generar y suministrar sustentablemente energía eléctrica confiable, mediante el desarrollo, construcción y operación de parques eólicos.

Visión: Liderar el mercado argentino de generación de energía eléctrica renovable y promover su utilización permitiendo un uso correcto y seguro de los recursos naturales.

Valores:

- Liderazgo: potenciar siempre un mejor futuro;
- Colaboración: fomentar el uso de energías renovables;
- Responsabilidad Ambiental: buscar siempre el mejor aprovechamiento de los recursos;
- Seguridad: brindar un servicio seguro para todo involucrado en el proyecto;
- Integridad: mantener siempre la transparencia.

4.2. Mercado objetivo

Dado lo expuesto en el Inciso 3, donde se introdujeron los diferentes tipos del mercado y sus características, se ha determinado que los mercados objetivo de este proyecto serán el MATER y el mercado de compras conjuntas (mediante la licitación de parte de la energía con vistas del nuevo plan de RenovAr 4).

Por un lado, en el MATER se negociará la venta de energía renovable con GU. Cómo bien se explicó esta venta se hace a través de contratos privados entre las partes permitiendo más libertades a la hora de fijar las condiciones de venta ya que estas se pactan únicamente entre las partes y, sobre todo, permite una venta de energía a precios mayores. Además, la mayoría de los contratos en el MATER se hacen fijando los precios en dólares, con lo cual se mitiga el efecto de la inflación.

Dado que en la venta de MATER se debe asegurar un nivel constante de energía entregado al GU y como la energía eólica es fluctuante según el momento del día y del año, se venderá a privados solo el nivel de energía que se pueda asegurar vender y los excedentes se licitarán a través de la ronda 4 de RenovAr que aún no se ha lanzado.

Los excedentes aún existentes se podrían vender en el Mercado Spot. Esta opción no resulta atractiva, ya que el precio de venta es incluso mucho menor que en RenovAr por lo que no sería una buena opción. Sin embargo, esto se puede solucionar gracias a que parte de la venta se puede hacer a través de un contrato privado. Dentro de este se incluirá una cláusula donde el GUH se compromete a comprar los excedentes que no se hayan podido vender en compras

conjuntas a través de CAMMESA. También existirán otras cláusulas que son favorables al comprador como, por ejemplo, que siempre se otorgará la cantidad de energía pactada[12].

4.3. Análisis estratégico

A continuación se utilizarán herramientas de análisis estratégico para poder tener mejor comprensión de las características del mercado de la energía renovable eólica donde se encuentra inmerso el proyecto en cuestión.

4.3.1. Fuerzas de Porter

El análisis de las 5 fuerzas de Porter permite analizar el nivel de competencia dentro de la industria de generación de energía eólica para poder desarrollar una estrategia de negocio.

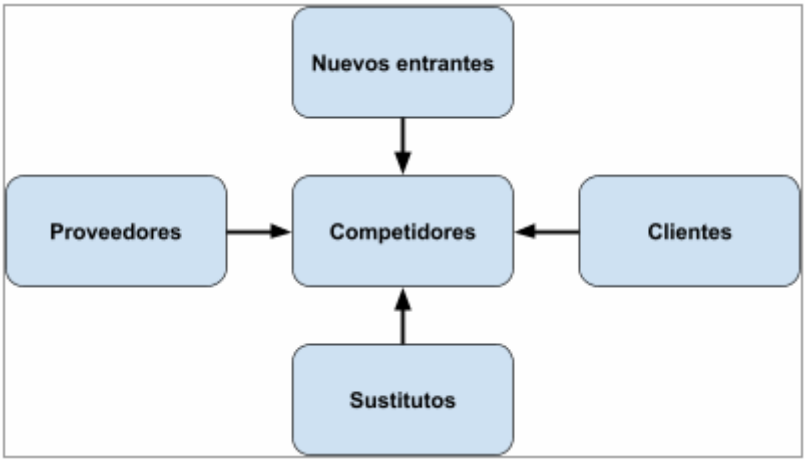


Figura 1.4.1. Representación de las 5 fuerzas de Porter (Fuente: Elaboración propia).

4.3.1.1. Competidores

Actualmente el mercado de generación de energía eléctrica está liderado por fuentes de generación de origen térmico. Sin embargo, es importante destacar que dado al marco regulatorio de Argentina, las fuentes de origen renovable tienen prioridad de despacho, por lo cual los competidores propiamente dichos de este proyecto son aquellos que se dedican a la generación de energía eléctrica renovable. Sumado a esto está el marco regulatorio que establece la obligatoriedad de los GU a consumir un determinado porcentaje de energías renovables.

Además, como ya se ha mencionado anteriormente, dentro del marco del programa RenovAr, está establecida la cantidad de MW que se adjudican a cada tecnología, con lo cual la principal competencia de este proyecto son otros productores de energía eólica de Argentina, que compiten para obtener las licitaciones de RenovAr. Además, los precios de la energía eólica son relativamente más bajos que los del resto de las renovables por ende la competitividad no es tan marcada con el resto de productores de energías renovables a parte de la eólica.

[12] Este tipo de cláusulas es comúnmente utilizado por las generadores con contratos en el MATER (Brandi, comunicación personal, 18 de marzo de 2019)

Dentro de la generación de energía eléctrica de origen eólico, los principales competidores son: Genneia, Vientos de Arauco Renovables SAU, Petroquímica Comodoro Rivadavia, Pampa Energía, YPF Luz y Enel Green Power Argentina, entre otros. Hoy en día, dichos competidores cuentan con una potencia instalada igual o superior a 100 MW (ver Figura 1.4.2), y poseen una gran cobertura geográfica dentro del territorio argentino. En la actualidad, Argentina cuenta con numerosos parques eólicos ya en funcionamiento que totalizan una potencia instalada de 969 MW.

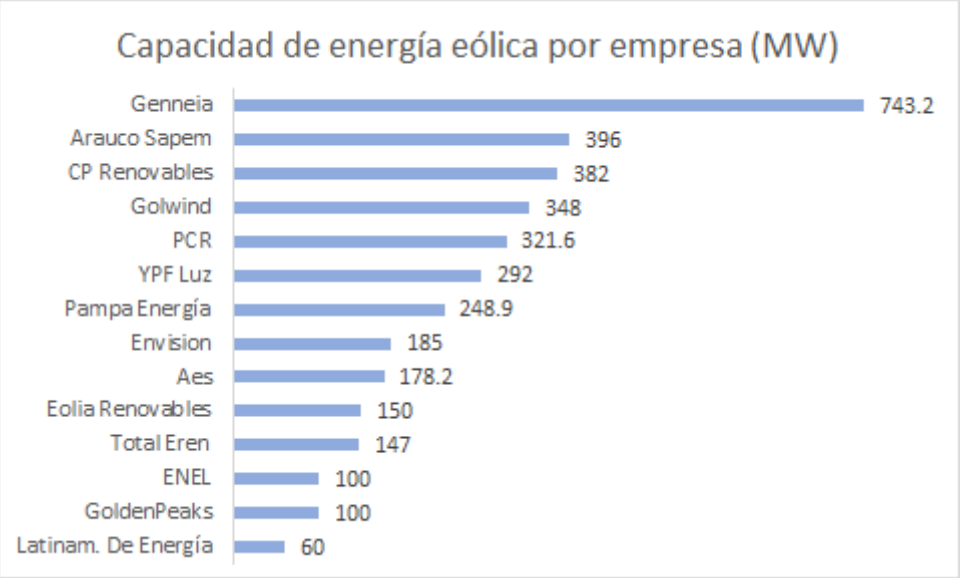


Figura 1.4.2. Generación de energía eólica por empresa, en MW. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de artículo de La Nación (Diamante, 2018)

4.3.1.2. Nuevos entrantes

La atracción de inversiones, nacionales e internacionales, en emprendimientos relacionados a las energías renovables es cada vez mayor. El programa RenovAr y los incentivos que se generaron en Argentina para aumentar la representación de este tipo de energías en la matriz energética, llevan cada vez más a la instalación de nuevos parques de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

En las rondas 1, 1.5 y 2 de RenovAr se licitaron 2,466 MW de potencia eólica distribuida entre 34 proyectos (ver Anexo 1.2), por lo cual la capacidad eólica de Argentina va a aumentar a medida que se concreten estos proyectos.

4.3.1.3. Productos sustitutos

Los posibles sustitutos a la energía eléctrica de origen eólico, son todos aquellos tipos de energía renovable restantes. Esto es así porque como se ha mencionado antes, existe una obligatoriedad de los GU a que cierta porción de su demanda eléctrica de origen renovable. En Argentina se reconocen, además de la energía eólica, los siguientes métodos de generación de energía renovable:

- Energía Solar (fotovoltaica): La energía solar, junto con la energía eólica, es una de las más desarrolladas en el país. Actualmente hay 4,466 MW adjudicados en las tres rondas de RenovAr, que corresponden a 147 proyectos, la mayoría de ellos

desarrollándose en las regiones de Noroeste y Cuyo. En particular es destacable el parque Caucharí en Jujuy, inaugurado en el 2019. Es la planta de energía solar más grande de Sudamérica, con 900 mil paneles, generando 300 MW.

La principal ventaja de la energía solar fotovoltaica con respecto a la eólica es la generación distribuida, es decir, que los paneles puede ser instalados en zonas urbanas donde se concentra el mayor consumo. Con la generación distribuida, se diversifica el modelo actual, que requiere generar grandes cantidades de energía y transportarla. Esto genera grandes ahorros en el transporte y distribución de la energía, mayor eficiencia y una disminución en la carga de redes. Esto es especialmente positivo en Argentina donde la red de distribución de energía eléctrica está saturada, como se explicará más adelante.

- Biomasa: La generación de energía a través de la biomasa se obtiene usando materia orgánica como fuente de energía. Actualmente no hay capacidad instalada de este tipo de generación de energía, pero se adjudicaron 158 MW con el programa RenovAr.
- Biogás: La tecnología del biogás permite generar energía tanto eléctrica como térmica. Actualmente la Argentina cuenta con 38 MW instalados de generación de energía a partir del biogás; con el programa RenovAr se logró además adjudicar 40 proyectos de biogás, de los cuales 3 corresponden a la generación de energía aprovechando los rellenos sanitarios. Esto suma 78 MW adjudicados. Si bien el biogás representa un aporte reducido en términos de MWh dentro del programa, es la única solución que cumple en forma complementaria la reducción de pasivos ambientales.
- Energía hidráulica (menos de 50 MW de potencia): La energía hidroeléctrica es aquella que aprovecha la fuerza del agua para generar energía eléctrica. Sin embargo, sólo se considera energía limpia si es de 50 MW, ya que la construcción y operación de las represas pueden generar un impacto negativo para el medioambiente: el resultado del embalse de agua, la inundación de la tierra para formar el reservorio, y la alteración del caudal de agua; esto ejerce impactos directos en los suelos, la vegetación, la fauna, la pesca, el clima y la población humana del área.

  La principal ventaja de este tipo de energía es que tienen una gran vida útil (entre 50 a 100 años), y la energía generada por las plantas hidroeléctricas pueden ser incorporadas al sistema eléctrico más rápidamente que la de cualquiera de las otras fuentes energéticas empleadas, con lo cual aumenta la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

  Actualmente hay 498 MW instalados de pequeñas centrales hidráulicas en el país, y 32 MW adjudicados entre las tres rondas de RenovAr.
- Energía Geotérmica: La energía geotérmica se obtiene mediante el aprovechamiento del calor interior de la tierra para generar electricidad o para calefaccionar ambientes. Se estima que la Argentina posee un potencial geotérmico para la generación eléctrica de más de 1600 MW. En el país existen más de trescientos puntos de interés geotérmico, pero solo cuatro tienen potencial para la generación eléctrica. La zona de mayor potencial es Neuquén; se destaca el proyecto en desarrollo Copahue, de 30 MW, que consiste en la construcción de una central geotérmica para aprovechar los vapores endógenos obtenidos del campo geotérmico "Las Mellizas de Copahue".
- Energía Mareomotriz: La energía mareomotriz es la energía que se obtiene aprovechando las mareas mediante el uso de alternadores. Argentina es una de las regiones más aptas para generar esta energía, en concreto, en la Patagonia. El potencial energético del país por esta vía se estima en hasta 40,000 MW. Sin embargo,

este potencial no ha sido aprovechado aún; no existe todavía la generación de energía mareomotriz en Argentina. Uno de los motivos es que para la explotación es necesaria la construcción de diques y represas muy parecidas a las utilizadas para la generación de energía hidroeléctrica; estos diques pueden provocar problemas medioambientales con un impacto muy negativo en alguno de los enclaves, como en el caso de la Península Valdés, que es Patrimonio de la Humanidad. Sin embargo, se están desarrollando tecnologías que permiten aprovechar esta energía sin la construcción de estos diques.

- Energía Undimotriz: La energía undimotriz es la energía que permite la obtención de electricidad a partir de la energía mecánica generada por el movimiento de las olas. Al igual que la energía mareomotriz, todavía no hay capacidad instalada de generación de este tipo de energía en la Argentina, pero hay un enorme potencial. El recurso undimotriz de Argentina es muy abundante por la cantidad de territorio marítimo que hay en el país. Además, una ventaja importante con respecto a las energías renovables más desarrolladas en la Argentina (solar y eólica), esta generación es continua y consistente: en el caso de la energía solar, sólo se genera de día, y en el caso de la eólica, si no hay viento no hay generación. Por el contrario, las olas son continuas, lo que permite una generación 24/7. Además, la densidad energética (cantidad de energía por m2), es 10 a 30 veces mayor que la eólica y la solar.
  En el 2020 se desarrollará una prueba piloto en Mar del Plata para ubicar allí un parque de generación de energía undimotriz.

Si bien existen numerosas fuentes de energía renovables, las más desarrolladas en Argentina son la eólica y solar. Al igual que para la energía eólica, el gran desarrollo de la energía solar fotovoltaica se explica porque los precios son más competitivos. Como se observa en la Figura 1.4.3, en los precios promedio de RenovAr, la energía eólica y solar se ubican en 50 US$/MW, mientras que el de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, biomasa y biogas supera los 100 US$/MW.

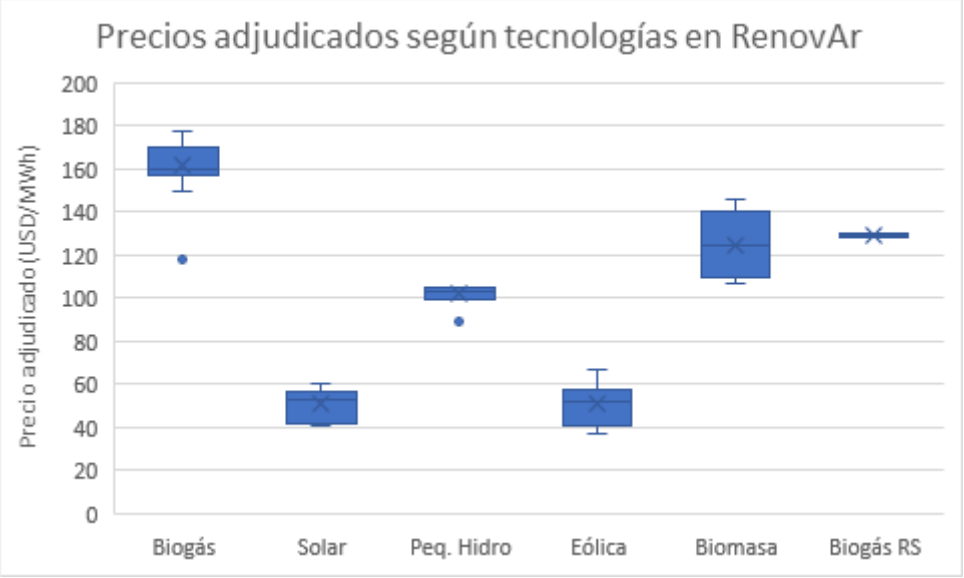


Figura 1.4.3. Precios adjudicados según tecnologías en RenovAr. Fuente: MINEM,2018

Además, en los últimos años también se desarrolló la generación de energía a partir de biogás, aunque este desarrollo resulta despreciable frente al de la energía eólica y solar, como se detallará más adelante.

4.3.1.4. Poder de negociación de los proveedores

El mercado proveedor de aerogeneradores ha tenido un desarrollo creciente, derivado de las políticas actuales adoptadas por muchos países en materia energética a favor de las energías renovables.

A nivel mundial las empresas líderes en este sector provienen de Dinamarca, China, Estados Unidos, España y Alemania. Entre estos cinco países se distribuyen prácticamente el 90% de la oferta mundial de turbinas de viento.

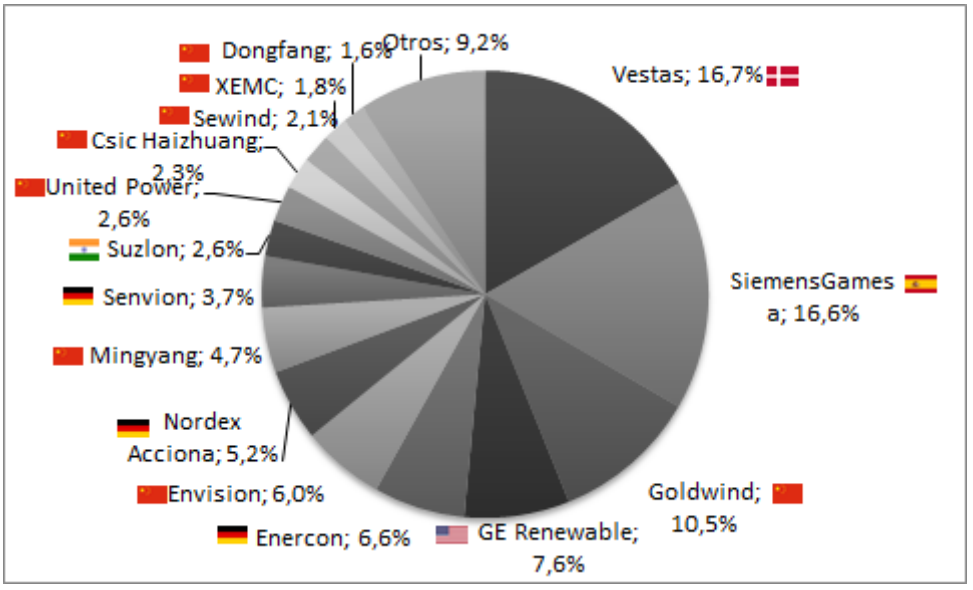


Figura 1.4.4. Principales productores de aerogeneradores en el mundo de 2017. (Fuente:"Global wind market update 2017, Supply side analysis", FTI Consulting , 2018)

En cuanto al mercado de proveedores en América Latina la situación es la siguiente:

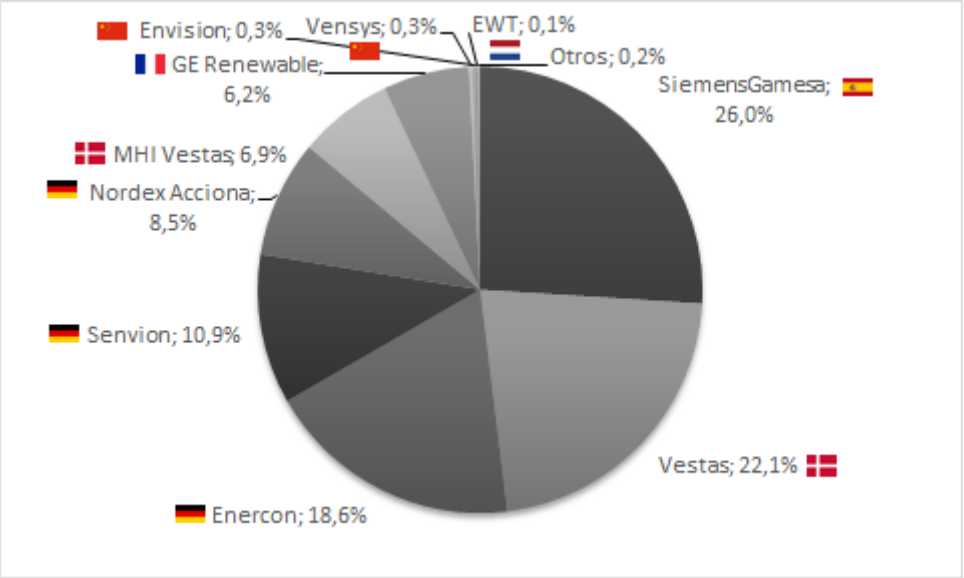


Figura 1.4.5: Principales productores de aerogeneradores en Latinoamérica de 2017. (Fuente: "Global wind market update 2017, Supply side analysis", FTI Consulting, 2018)

Argentina es una excepción en América Latina y en el hemisferio Sur, pues existen algunas empresas con el know how y la intención de fabricar tecnología eólica propia. Sin embargo, no cuentan con el financiamiento para poder desarrollarlo. Por ejemplo, la firma INVAP tuvo un proyecto de generador de alta potencia que quedó desactivado, así como también otras firmas como IMPSA que han sido proveedores de parques eólicos en Argentina como parque Arauco, hoy en día debido al entorno económico nacional y de la empresa, no participan de nuevas licitaciones.

Debido a cambios normativos en el plan RenovAr, donde se promueve la instalación de tecnólogos extranjeros para ensamblar en la Argentina, el rol de la industria local queda por ahora relegado al de proveedor de componentes de baja complejidad tecnológica como las torres, para su posterior ensamblado por parte de los grandes proveedores mundiales.

En este sentido, cabe mencionar la asociación de la firma danesa Vestas (líder mundial del mercado) con el grupo nacional Newsan, que en noviembre de 2018 inició en la localidad bonaerense de Campana la fabricación de distintos componentes de los aerogeneradores y el ensamblaje de los mismos. A su vez, Vestas cerró acuerdos con Calviño y Cica, otras dos empresas nacionales, para la construcción de torres. Otro proveedor internacional, Nordex Group, firmó un acuerdo recientemente con la fábrica argentina de aviones Brigadier San Martín (FAdeA) para implantar una línea local de montaje de aerogeneradores en Córdoba.

Por consiguiente, se puede determinar que existe un alto poder de negociación por parte de los proveedores, debido a la gran dependencia de productos importados y convenios entre inversores internacionales privados y proveedores de turbinas internacionales. El hecho de depender de tecnología importada, tiene gran impacto en los costos y técnicas de mantenimiento y operación de los parques eólicos nacionales. Aún así, dada la asociación con empresas nacionales para la fabricación y ensamble de componentes, se logra una mejor atención por parte de las empresas proveedoras y se generan mejores posibilidades de negociación al aumentar la oferta y representación de firmas en Argentina.

Hoy en día, la fuerza de los proveedores se ve cada vez más afectada por el alto potencial de conocimiento nacional y los planes de fabricación que tienen algunas empresas argentinas.

4.3.1.5. Poder de negociación de los clientes

Debido a la obligatoriedad de las leyes que estipulan que parte de la energía eléctrica consumida por los grandes consumidores (en su mayoría del rubro industrial) sea de origen renovable, los mismos tienen una fuerte dependencia de las empresas generadoras de energía renovable dado que hoy en día hay poca oferta de las mismas y se debe cumplir con dicho requisito.

Por otra parte, CAMMESA tiene un gran poder de negociación dado que es quien regula el correcto funcionamiento de la red. Así también, las empresas generadoras deben tener precios competitivos para convertirse en adjudicatarios de las licitaciones correspondientes. Debido a esto y sumado al hecho que son prácticamente los únicos clientes del mercado que permiten una entrega variable de energía (muy útil para la generación de energía eólica sin almacenamiento), CAMMESA logra tener un gran poder de negociación como cliente.

4.3.2. FODA

Para poder analizar los aspectos internos del proyecto (fortalezas y debilidades) así como los externos (oportunidades y amenazas) del mercado, se presenta a continuación un análisis FODA.

4.3.2.1. Fortalezas

- Bajo costo operativo debido a la poca necesidad de empleados para el control y la gestión del parque eólico, más allá de las tercerizaciones de tareas de mantenimiento. Los parques eólicos son instalaciones que requieren poca mano de obra activa, pudiendo además ser cada empleado polivalente y controlar distintos parques al mismo tiempo.
- Generación de energía eléctrica mediante sistemas de alta innovación tecnológica y de gran eficiencia que optimizan los recursos eólicos disponibles. Hoy en día la tecnología eólica es una de las opciones de generación de energía más utilizadas en Europa, por esta razón hay mucha innovación en su maquinaria, ofreciendo grandes rendimientos, como se explicará en el *Capítulo II: Ingeniería*.
- Potencial eólico muy grande en Argentina, siendo uno de los países con mejores vientos en el mundo. En particular se buscará una locación que maximice el recurso eólico en el siguiente capítulo.
- Prioridad de despacho en la inyección a la red de energía generada a partir de fuentes renovables frente a las convencionales. Hoy en día existen diversas leyes que protegen las energías renovables, presentando entonces una fortaleza frente a las instalaciones convencionales de generación de energía.

4.3.2.2. Oportunidades

- Mercado de generación de energía creciente para satisfacer la demanda de consumo actual y futuro. A partir de las leyes de incentivo de energía renovable, la demanda de las energías renovables se encuentra en un período de constante aumento. Esta

demanda será analizada en profundidad para comprender la oportunidad de inserción en el mercado en el Inciso 5.

- Alta valoración por la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables por parte de los consumidores y del Estado, en cuanto a la incorporación de estas energías en la conformación de una nueva matriz energética.
- La sanción de las leyes 26.190 y 27.191 establece la obligación de que para el año 2025, el 20% de la energía eléctrica consumida por los GU del MEM sea de origen renovable. Por lo tanto, el mercado se encuentra obligado a consumir energía de origen renovable.
- Beneficios promocionales para la realización de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía, según lo establece la ley 27.191 en su artículo 9. Estos beneficios deben ser considerados en el análisis económico-financiero, obteniendo un VAN más elevado.
- Apertura hacia fin del 2019 de nuevas licitaciones para la prestación de servicios públicos, programa RenovAr Ronda 4.
- Empresas argentinas ya evalúan la producción de aerogeneradores nacionales. Esta oportunidad podría facilitar el proceso de construcción del parque y bajar el costo de la inversión inicial, generando nuevas oportunidades.

4.3.2.3. Debilidades

- Alto costo de implementación inicial. La instalación de un parque eólico se caracteriza por un CAPEX muy elevado, instalando barreras de entrada al mercado muy altas.
- Altas garantías económicas iniciales exigidas ante la incorporación al programa RenovAr, aproximadamente US$ 250,000 por cada MW de potencia licitada (España Exportación e Inversiones [ICEX], 2018).
- Baja experiencia en argentina en proyectos de energía eólica. A pesar de que el mercado se encuentra en constante crecimiento, aún no hay proyectos que hayan transcurrido toda su vida útil en el país, por lo que podrían producirse conflictos difíciles de prever.
- Gran impacto visual y auditivo de los generadores eólicos. Una característica que será analizada en el *Capítulo II* son los altos impactos ambientales que presentan las instalaciones de energía eólica.
- Energía dependiente de un recurso no manipulable, el viento, provoca que la generación no esté coordinada con la demanda instantánea. La energía se produce únicamente cuando las corrientes de viento son altas, no necesariamente coincidente con el momento en que la demanda es más alta. En las instalaciones tradicionales de energía eólica la energía no se almacena. Por lo tanto existen momentos del día donde se produce mucha energía eléctrica, pero la demanda instantánea es menor y la energía no es utilizada.
- Dificultad de almacenamiento. Existe la capacidad de almacenar la energía mediante baterías, para independizar la producción de la demanda. Esta alternativa resulta muy costosa.

4.3.2.4. Amenazas

- Tipo de cambio alto y encarecimiento de los costos de importación. Al no existir aún empresas argentinas que produzcan la tecnología utilizada, los costos de estas son muy elevados.
- Crisis económica nacional y falta de inversiones en el país.
- Fuerte competencia de empresas de larga trayectoria en la generación de energía que ya tienen instalados parques eólicos en Argentina y se encuentran participando de nuevas licitaciones.

4.3.3. Conclusiones del análisis estratégico

Habiendo realizado el previo análisis, podemos admitir que la realización del proyecto se encuentra fuertemente respaldada por la gran abundancia de recurso eólico en Argentina, sumado a un marco regulatorio favorable. Esto permite que la implementación de un parque eólico para generar energía renovable resulte muy atractiva.

Sin embargo, el éxito del proyecto requiere de un conocimiento de los diferentes aspectos del mercado que pueden afectar directamente al proyecto. Entre ellos se deberán tener en cuenta las otras energías renovables que pueden hacer frente a las eólicas, siendo la solar la más importante y por la que se disputará principalmente el mercado renovable. También, se debe entender que los proyectos de esta índole son bastante nuevos por lo que no se cuenta con mucho conocimiento nacional y además no se cuenta practimante con proveedores locales. Esto provoca una fuerte dependencia de proveedores internacionales que representan costos mayores de producción y mantenimiento pero por el momento, es la única opción ya que en Argentina no se cuenta con la financiación ni el know how para desarrollar los proveedores nacionales.

Si bien todas estas consideraciones son fundamentales, no quita que existan otras variables o cuestiones que debemos tener en cuenta. Es por eso, que en la siguiente sección se estudiará la relación existente entre demanda y oferta como para poder determinar qué oportunidades de entrada al mercado se presentan en el futuro.

5. Análisis de la Demanda de Energía Eléctrica

Para el presente análisis, resulta importante desarrollar un análisis de la demanda de energía eléctrica que permita evaluar las necesidades para la generación de energía del parque. En función de ello, se analizará la demanda histórica para comprender el consumo eléctrico a nivel mundial y según distintas características de segmentación básicas y así luego generar proyecciones de demanda según la segmentación de los distintos tipos de consumidores a nivel nacional.

5.1. Demanda histórica

Para estudiar la demanda de energía eléctrica, es necesario en primera instancia, comprender el comportamiento del consumo eléctrico a nivel mundial:

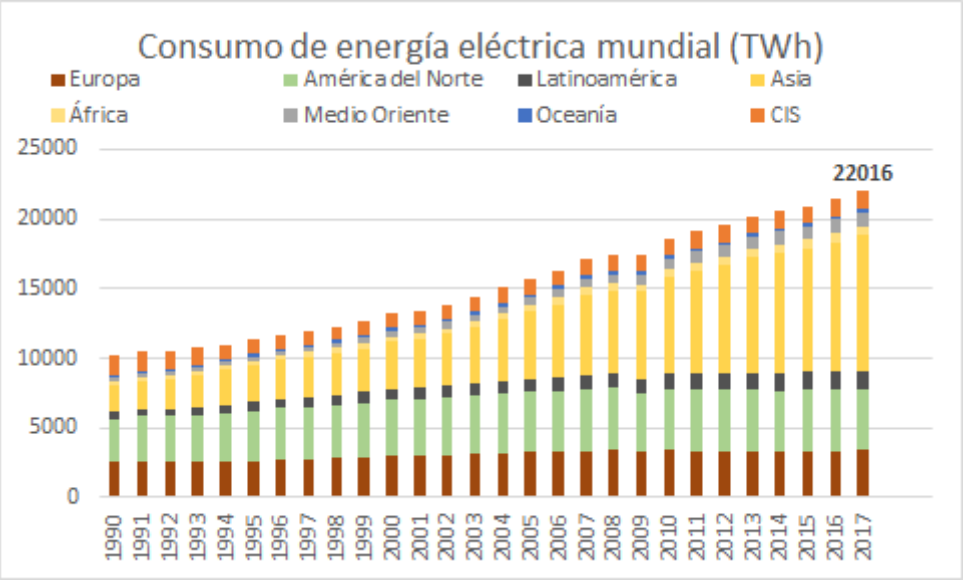


Figura 1.5.1: Consumo de Energía Eléctrica Mundial (Fuente: British Petroleum [BP], 2018).

Como se observa en la figura 1.5.1, la demanda total de energía eléctrica aumentó considerablemente a lo largo de los últimos 30 años. Sin embargo, los últimos reportes demuestran que el crecimiento en los últimos años no fue uniforme alrededor del mundo, sino que la mayor parte del mismo provino de los países en vías de desarrollo, representando casi el 60% de la expansión de 2017 a 2018 (BP, 2018).

En particular en Argentina, la demanda eléctrica tuvo un crecimiento sustancial, en concordancia con su carácter de país en vías de desarrollo. Desde el 1990, el consumo energético se triplicó, pasando de 42,783 GWh a 133,122 GWh en el 2017:

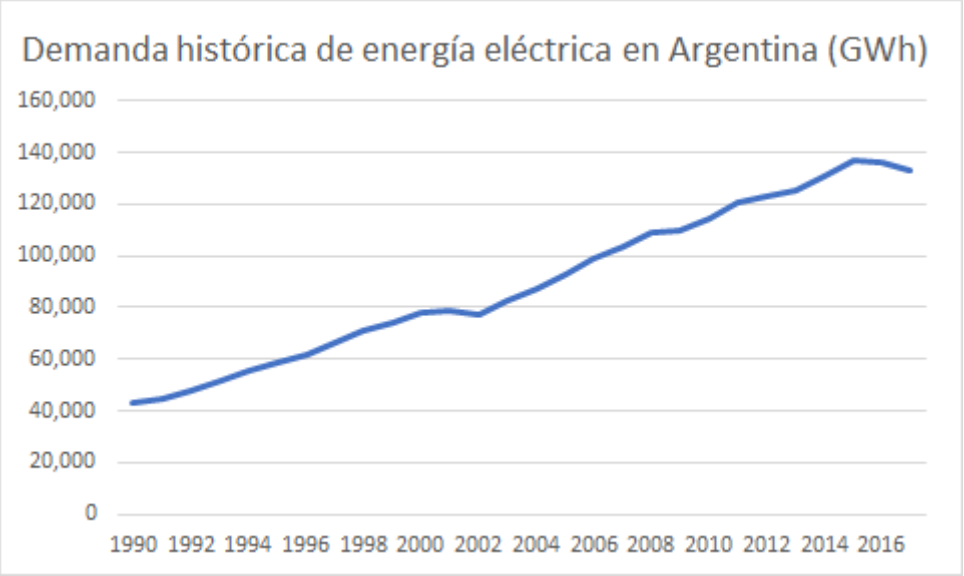


Figura 1.5.2. Demanda histórica de energía eléctrica en Argentina. Fuente: Elaboración propia en base a datos del BEN (MINEM, 2018).

Los datos utilizados provienen del Balance Energético Nacional de la República Argentina, confeccionado por el Ministerio de Energía y Minería de la Nación. Estos datos son los que se utilizarán en adelante para realizar el análisis histórico de la demanda y su posterior proyección.

Con el objetivo de alcanzar un mayor entendimiento del comportamiento de la demanda, es fundamental estudiar a los consumidores. Para ello, se realizó una segmentación teniendo en cuenta los siguientes niveles: (1) demográfica por tipo de consumidor, (2) canal de compra, (3) demográfica por tamaño y (4) demográfica por localización.

5.1.1. Segmentación demográfica por tipo de consumidor

El consumo eléctrico nacional se puede dividir en 5 grandes sectores: residencial, comercial y público, transporte, agropecuario e industrial (MINEM, 2018).

- El **sector residencial** comprende a todos los hogares urbanos y rurales del país.
- El **sector comercial y público** integra tanto el consumo de energía de todas las actividades comerciales y de carácter privado, como el consumo proveniente del gobierno, instituciones y empresas de servicio público.
- El **sector transporte** abarca los consumos de energía de todos los servicios de transporte del país incluyendo al transporte público y privado.
- El **sector agropecuario** considera los consumos de energía no sólo de la actividad agropecuaria, sino también la pesca y silvicultura.
- El **sector industrial** comprende el consumo energético de toda la actividad industrial incluyendo a la pequeña, mediana y gran industria (desde la industria manufacturera hasta la extractiva). En este sector se excluyen los usos de energía correspondientes al transporte de mercaderías (que están contemplados en el sector transporte).

Todos estos sectores conforman el total del consumo final de energía eléctrica:

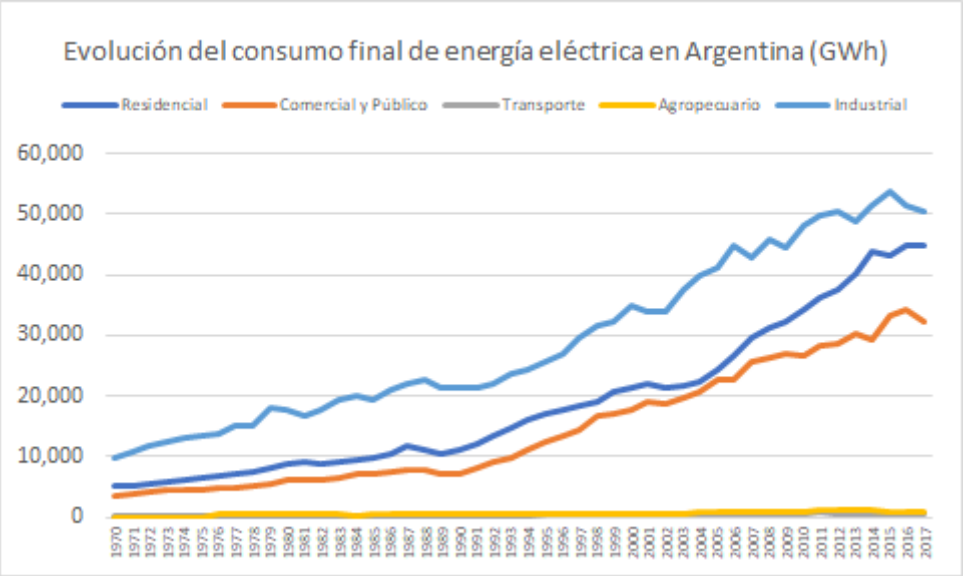


Figura 1.5.3. Evolución del Consumo Final de Energía Eléctrica (Fuente: Elaboración propia en base a datos de los BEN).

Como se observa en el gráfico, el consumo del sector de transporte y agropecuario son despreciables frente al resto de los sectores y su nivel permanece constante. Por otro lado, se evidencia el claro crecimiento de la demanda de los sectores industrial, residencial y comercial y público.

5.1.2. Segmentación por canal de compra

Los dos canales objetivos de venta de energía en este proyecto, son las licitaciones a través de RenovAr y el MATER. Bajo esta situación, se identifican dos posibles clientes: CAMMESA y los GUH. Es necesario recordar, que los GUH son aquellos GU con demanda de potencia media anual superior a 300 kW.

Considerando la combinación con los sectores descritos en el inciso anterior, quedan entonces, dos grandes grupos: los sectores residencial, comercial y público, transporte, agropecuario e industrial de baja demanda (menor a 300 kW) por un lado, y los sectores comercial e industrial de grandes demandas (mayores a 300 kW) por el otro.

El primer grupo sólo tiene acceso a la energía a través de CAMMESA, así que en caso de seguir aumentando su demanda, la forma elegida para abastecerla sería vendiendo la energía generada en el parque eólico a través de una licitación de RenovAr.

Mientras tanto, el segundo grupo puede optar por cualquiera de los dos canales de compra de energía, por lo que es interesante analizar a este sector en particular para ver el potencial crecimiento de la demanda en el mercado MATER.

5.1.3. Segmentación demográfica por tamaño

En esta clasificación se incluirán únicamente a los GUH, que son los GU que tienen acceso a los contratos directos con generadores de energía.

Dentro de los GUH se encuentran los GUMA, GUME, GUDI, y Autogeneradores como se explicó en el Inciso 3.1.4. Es interesante no obstante, analizar la composición de la demanda de los GUH en profundidad. Para esto, se cuenta con información proveniente de CAMMESA. Esta información va cambiando con el correr del tiempo, por lo que el análisis se realizará teniendo en cuenta el último informe publicado por CAMMESA, en marzo del 2019 (Informe mensual de marzo de 2019, CAMMESA, 2019). Para analizar cuáles son los GUH, se tiene en cuenta la demanda medida en el último año calendario. Por esta razón los datos proporcionados corresponden al 2018.

En la siguiente tabla, podemos ver la composición de la demanda de los GUH:

Tipo de Agente	Demanda TOTAL 2018 [MWh]	Potencia Media 2018 [MWh]	Cantidad de Agentes	Participación de la Demanda
Gran Usuario Mayor (GUMA)	18,422,864	5.51	382	61.07 %
Autogenerador	599,921	4.89	14	1.99 %
Gran Usuario Menor (GUME)	3,252,792	0.66	564	10.78 %
Gran Usuario de Distribución (GUDI)	7,892,951	0.83	1,086	26.16 %
TOTALES	**30,168,528**	**1.68**	**2,046**	**100 %**

Tabla 1.5.1. Demanda Eléctrica por Tipo de Agente (Fuente:CAMMESA, 2019).

A continuación, se realizará un listado de las primeras 10 empresas que forman parte de los GUH, en orden de demanda: YPF, ACINDAR, Loma Negra, AYSA, Holcim, Siderar, COTO, Cementos Avellaneda, LDC Argentina y Cervecería y Maltería Quilmes. Si bien la demanda de cada una de estas empresas está distribuida a lo largo del país, están facultadas para agrupar su demanda de energía eléctrica con su respectivo número de CUIT. De esta manera, pueden contratar la demanda de toda su energía en forma conjunta.

Más interesante aún, es estudiar cuáles son aquellas empresas que no tienen contratos todavía. Algunas de estas son:

- ACINDAR con su planta de Villa Constitución, productora de aceros. Presentó demanda total de 1,264,315 MWh en el 2018;
- SIDERCA con su planta de Campana, empresa filial de Tenaris que productora de tubos de acero sin costura. Presentó demanda total de 772,164 MWh en el 2018;
- MINERA ALUMBRERA, con su mina a cielo abierto de cobre, oro, y molibdeno en Paso la Alumbrera, Catamarca. Presentó demanda total de 538,741 MWh en el 2018;
- PBB POLISUR, petroquímica con plantas en Bahía Blanca, productora de etileno y polietileno. Presentó demanda total de 370,065 MWh en el 2018;

- ACERBRAG con su planta en Bragado, productora de aceros. Presentó demanda total de 259,257 MWh en el 2018; entre otras[13].

Es interesante entender que las empresas que presentan mayor consumo son las pertenecientes a la industria pesada del país, esto es la industria extractiva, petroquímica y siderúrgica, principalmente. Estas empresas son electro-dependientes y la electricidad presenta un costo importante dentro de su balance. Por lo tanto, es importante lograr brindarles un beneficio en cuanto a sus costos, fijando un precio menor al que pagarían la energía si permanecieran en las compras conjuntas. Esta estrategia se explicará más adelante.

5.1.4. Segmentación demográfica por localización

En Argentina la demanda de energía eléctrica se distribuye de manera desigual para las distintas regiones. Gran Buenos Aires concentra un 37.9% de la demanda total del país, a pesar de representar solamente el 0.5% del territorio argentino. Esta característica es similar a la que se observa al analizar la distribución de la población en el país.

Además, se debe considerar la gran densidad de comercios e industrias dentro de GBA.

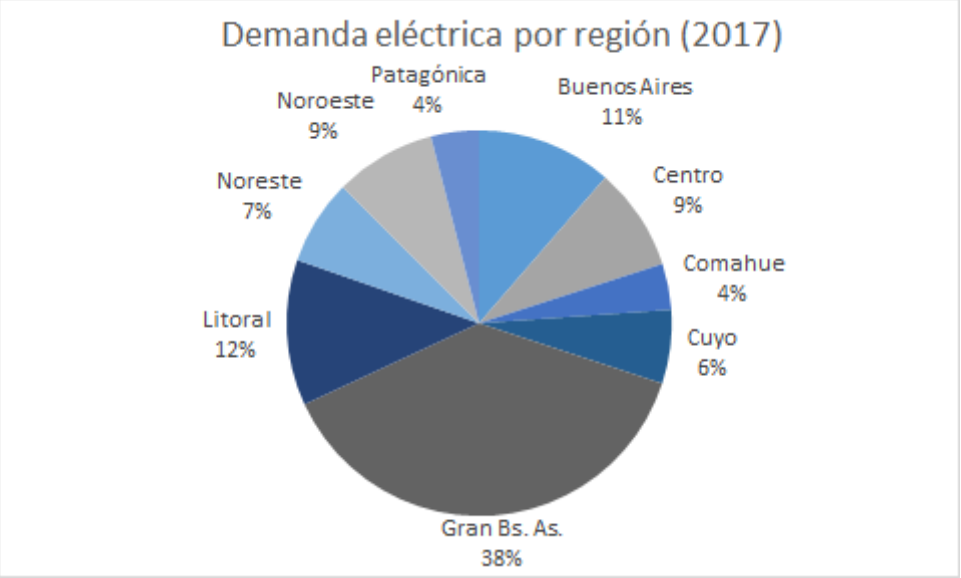


Figura 1.5.4. Participación en la demanda en 2017 (Fuente: Elaboración propia en base al Informe Anual, CAMMESA, 2017).

[13] En el Anexo 1.3 se encuentra el listado de los primeros 90 GUH (en orden de demanda) que todavía no firmaron contratos en el MATER.

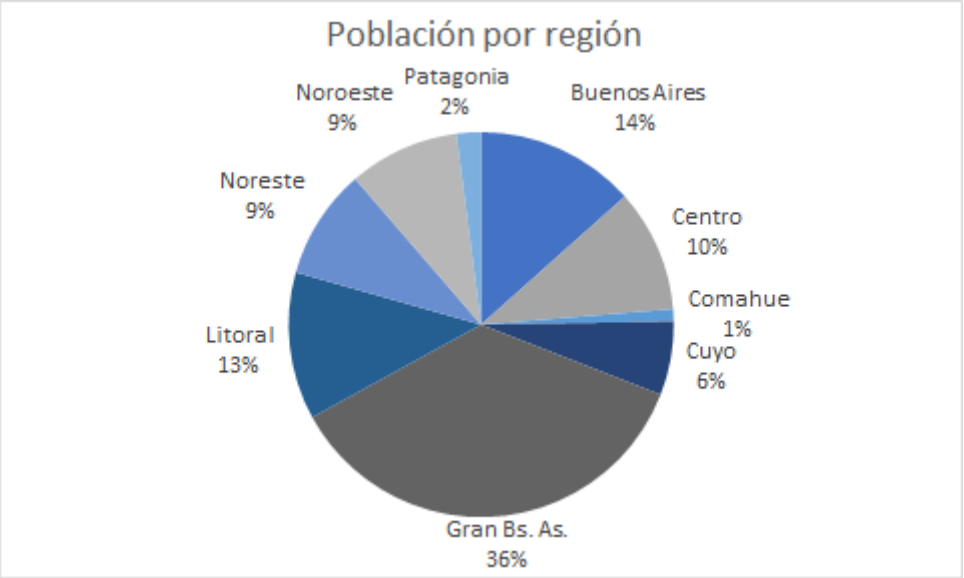


Figura 1.5.5. Distribución de la Población por Región. (Fuente: Elaboración propia en base al Censo Nacional de 2010 (Instituto Nacional de Estadística y Censos [INDEC], 2010))

Si bien es importante entender dónde se localiza el mayor consumo de energía eléctrica, para este proyecto en particular, la distancia entre el parque eólico y el consumidor final no tiene demasiado impacto. Esto se debe al beneficio otorgado por el gobierno a los generadores de energía renovable, por el cual no se tendrá en cuenta el costo de transporte en el precio final de la energía (Midowski, 2018).

Más adelante se explicará en detalle cuales son los factores que sí se deben considerar a la hora de elegir dónde instalar el parque eólico y se explicará por qué el estudio de distancia entre el parque y la demanda no es relevante.

5.2. Proyección de la demanda

Como bien se explicó previamente, la demanda se encuentra dividida en tres sectores, el residencial, el comercial y el industrial. Por ende, la demanda se proyectará para cada sector por separado siguiendo en cada caso el modelo que ajuste y explique mejor la variable respuesta.

5.2.1. Demanda residencial

La demanda residencial depende del consumo que tengan los hogares tanto urbanos como rurales. En un hogar, el consumo de energía viene dado en su totalidad por la utilización de electrodomésticos. El acceso a los electrodomésticos se encuentra directamente relacionado con el ingreso que tengan las familias, puesto que no son bienes en general indispensables y tienen un alto costo de adquisición. Dado esto, la demanda puede ser proyectada según el PBI de Argentina y la población.[14]

Para poder determinar un modelo que permita proyectar la demanda residencial en Argentina, se realizó un gráfico de dispersión de la demanda residencial (en GWh) contra la población

[14] Se realizaron otras regresiones para intentar explicar el modelo. Las variables tiempo, PBI per cápita, entre otras, también fueron consideradas como variables explicativas, pero finalmente se utilizaron PBI y población que permitieron un mejor ajuste.

por un lado y por el otro contra el PBI en pesos constantes (con respecto a 2010). Se decidió tomar el PBI en pesos constantes en lugar de tomarlo en dólares, para que sea representativo del nivel de actividad dentro del país, ajustado por la inflación argentina. Esto se decidió teniendo en cuenta que los usuarios residenciales pagan la energía en pesos argentinos.

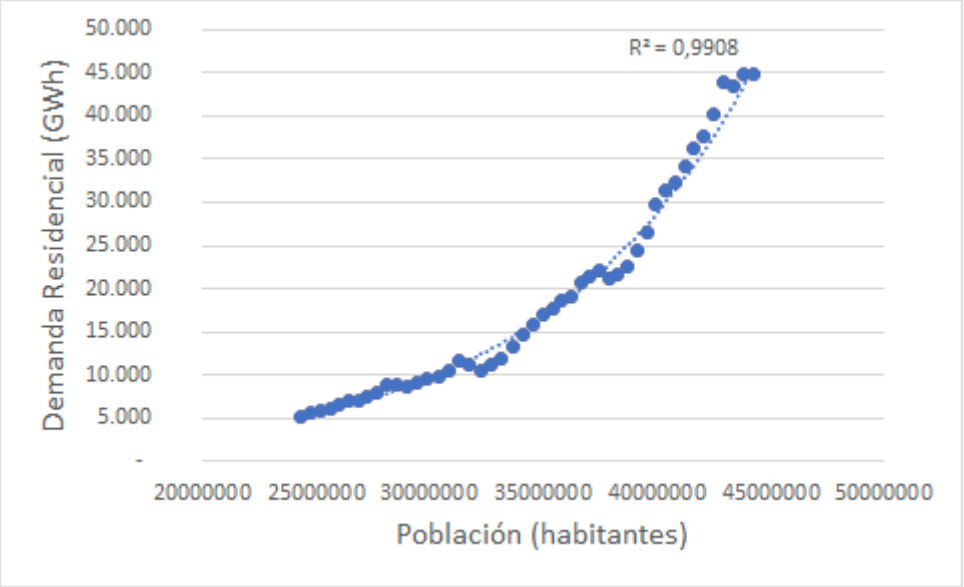


Figura 1.5.6. Demanda residencial vs Población, valores históricos desde 1971 a 2017 (Fuentes: IEA & INDEC).



Figura 1.5.7. Demanda residencial vs PB, valores históricos desde 1971 a 2017 (Fuentes: IEA & Banco Mundial).

Observando los gráficos se observa una tendencia exponencial en los datos. En el gráfico 12 se puede observar cierta irregularidad en PBI, principalmente en los años de crisis económica. Aún así, una línea de tendencia exponencial explica el 91% de la variabilidad de los datos.

De esta manera se podría intentar predecir la variable demanda residencial (Y) según el modelo log-lineal representado en la fórmula 1.5.1:

$$log\,(Y) = a + bX_{1t} + cX_{2t} \qquad \text{(Fórmula 1.5.1)}$$

Siendo Y_t la demanda anual de energía eléctrica residencial en el año t medida en GWh, X_{1t} el PIB en pesos constantes (con respecto a 2010) en el año t, y X_{2t} la población del año t. Los datos históricos utilizados para las variables se muestran en la tabla del Anexo 1.4.

Cabe destacar que antes de correr la regresión, se corrió una prueba de multicolinealidad para ver si las variables explicativas podrían llegar a estar correlacionadas. En la prueba de factor de inflación de la varianza se obtuvo un VIF de aproximadamente 8. Dado que este valor es menor que 10 se considera que el grado de multicolinealidad no es tal como para considerar que las variables están correlacionadas y descartar el modelo.

Al correr la regresión se obtuvieron los siguientes resultados:

log (Y) = 8.7395E-13 X1 + 8.84252E-08 X2 + 6,218530

Estadísticas de regresión	
R Cuadrado	0.996
R Cuadrado Ajust	0.996
Error Estándar	0.043
Observaciones	47

ANOVA

	df	*SS*	*MS*	*F*	*Significance F*
Regresión	2	19.37284867	9.686424335	5336.61005	3.11998E-53
Residual	44	0.079863934	0.001815089		
Total	46	19.4527126			

	Coeficientes	*Error estándar*	*t Stat*	*P-value*
Intercepto	6.218530474	0.053881597	115.4110284	2.91071E-56
X1 = PBI	8.73959E-13	1.18528E-13	7.37345663	3.25346E-09
X2 = Población	8.84253E-08	2.91326E-09	30.3527085	3.81018E-31

Tablas 1.5.2. Resultados estadísticos de la regresión de demanda residencial.

Podemos observar que el modelo se ajusta correctamente a los datos históricos, explicando el 99.57% de la variabilidad de los datos. Además, los test de significación individual para los coeficientes de las variables explicativos indicaron un p value <0.01, por lo que se puede concluir que son estadísticamente significativos con un nivel de confianza del 0.99 y el signo de los mismos es coherente (ambos positivos).

Para poder entonces proyectar la demanda eléctrica residencial, es necesario contar con una proyección del PBI y de la población. Para ello, se utilizaron proyecciones de población provenientes (INDEC, 2010) y proyecciones del PBI (Organisation for Economic Co-operation and Development [OECD], 2019), obteniéndose el siguiente gráfico:

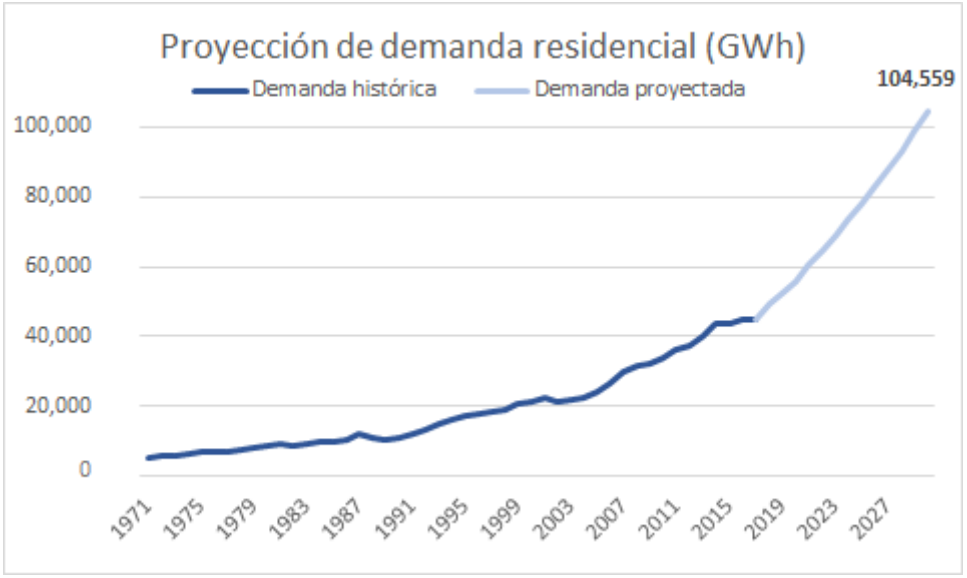


Figura 15.8. Proyección de la demanda residencial a 2030.

Cabe destacar que hay una variable importante que no fue tenida en cuenta en este análisis. Se podría esperar que el precio influyera en la cantidad de energía que consumen los hogares en Argentina. Sin embargo, se tomó la decisión de dejarlo afuera, ya que durante muchos años la energía se encontró altamente subsidiada y en los últimos años estos subsidios disminuyeron sustancialmente. Esto implica una falta de consistencia en los datos, ya que no se puede desarrollar una tendencia en base a los valores históricos.

Dada la proyección realizada, se puede observar que la demanda residencial se encuentra en crecimiento y se prevé para el 2030 valores mucho mayores que los actuales. Esta proyección junto con la proyección de demanda comercial y la demanda industrial permitirá conseguir una proyección final para la demanda total de Argentina.

5.2.2 Demanda comercial

El sector comercial y público, como bien se dijo, integra tanto el consumo de energía de todas las actividades comerciales y de carácter privado, como el consumo proveniente del gobierno, instituciones y empresas de servicio público.

Se realizó una regresión múltiple para explicar la demanda comercial, en función de la tendencia (año) y el PBI en pesos constantes. Se decidió tomar el PBI en pesos constantes para que sea representativo el nivel de actividad dentro del país, ajustado por la inflación argentina. Se planteó el modelo correspondiente a la fórmula 1.5.2:

$$Y_t = a + b\,X_{1t} + c\,X_{2t} \qquad \text{(Fórmula 1.5.2)}$$

Siendo Y_t la demanda anual de energía eléctrica comercial en el año t, X_{1t} el año t, y X_{2t} el PBI en el año t (datos en la tabla del Anexo 1.6). Al correr la regresión se obtuvieron los siguientes resultados:

Y = 273,875683 X1 + 4.100422349E-08 X2 - 10.181,60975

Estadísticas de regresión	
R Cuadrado	0.9734
R Cuadrado Ajust	0.9722
Error Estándar	1626.9
Observaciones	47

ANOVA

	df	*SS*	*MS*	*F*	*Significance F*
Regresión	2	4258680157	2129340079	804.469882	2.26102E-35
Residual	44	116462984.6	2646886.013		
Total	46	4375143142			

	Coeficientes	*Error estándar*	*t Stat*	*P-value*
Intercepción	-10181.6098	1142.978782	-8.90796042	2.0855E-11
X1 = Año	273.8756831	49.79949822	5.499567122	1.82463E-06
X2 = PBI	4.10042E-08	4.65464E-09	8.80931311	2.86537E-11

Tabla 1.5.3. Resultados estadísticos de la regresión de demanda comercial

Podemos observar que el modelo se ajusta correctamente a los datos históricos, explicando el 97.21% de la variabilidad de los datos. Además, los test de significación individual para los coeficientes de las variables explicativos indicaron un p value <0.01, por lo que se puede concluir que son estadísticamente significativos con un nivel de confianza del 0.99 y el signo de los mismos es coherente (ambos positivos).

Al igual que en demanda residencial se utilizó la misma proyección de PBI, obteniéndose el siguiente gráfico:

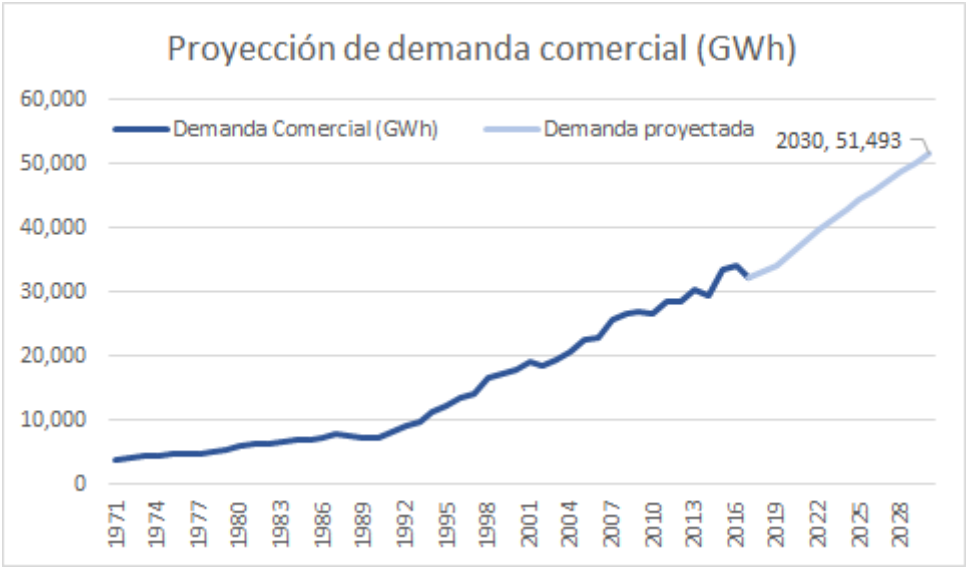


Figura 1.5.9. Proyección de la demanda comercial a 2030 (en GWh)

Como se puede observar en el gráfico la demanda comercial tenderá a aumentar para los años venideros. Esta proyección junto a la de demanda residencial y comercial permitirá conseguir la demanda total del país.

5.2.3. Demanda industrial

La demanda industrial representa a aquellos agentes del mercado eléctrico cuyo consumo se destina a la actividad industrial. Agrupa desde las pequeñas industrias hasta las grandes empresas del rubro que forman parte de la gran demanda.

Para explicar esta demanda, si bien podría usarse el PBI como variable explicativa, resulta más preciso utilizar el PBI industrial, puesto que el mismo agrupa todas las actividades industriales que se traducen en el consumo que demandan estos usuarios. A continuación se presenta la actividad industrial como porcentaje del PBI:



Figura 1.5.10. Actividad industrial como % del PBI. (Fuente: Banco Mundial, 2017)

Puede apreciarse entonces que cada vez la industria representa una porción menor del PBI argentino. Esto no implica que el PBI industrial esté decreciendo a un ritmo tan elevado, sino que la misma no está creciendo a la par de las otras actividades. El PBI industrial puede calcularse entonces como el producto entre el PBI año a año y el porcentaje observado en el gráfico anterior.

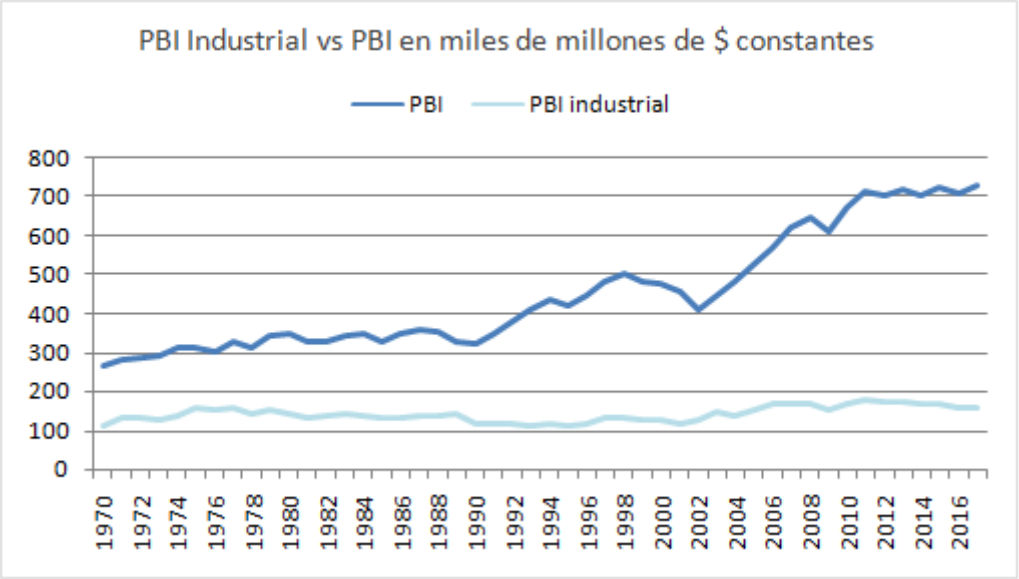


Figura 1.5.11. PBI industrial vs PBI (Fuente: Banco Mundial, 2017).

Puede observarse cómo, si bien desde el 2001 tiene una tendencia creciente, la misma es considerablemente menor a la del PBI total, pudiéndose inferir que está creciendo más lento que los otros sectores que lo componen.

Se procedió entonces a realizar una regresión múltiple para explicar la demanda industrial, en función de la tendencia (año) y el PBI industrial. Se planteó el modelo correspondiente a la fórmula 1.5.3:

$$Y_t = a\,X_{1t} + b\,X_{2t} \qquad \text{(Fórmula 1.5.3)}$$

Siendo Y_t la demanda anual de energía eléctrica por parte de los usuarios industriales en GWh en el año t, X_{1t} el PBI Industrial en el año t, y X_{2t} el año t (ver Anexo 6). Al correr la regresión se obtuvieron los siguientes resultados:

Y = 1,36252E-07 X1 + 864,8381186 X2 - 10512,70432

Estadísticas de regresión	
R Cuadrado	0.985264122
R Cuadrado Ajust	0.984609194
Error Estándar	1696.614732
Observaciones	48

ANOVA

	df	*SS*	*MS*	*F*	*Significance F*
Regresión	2	8660752386	4.33E+09	1504.386	6.14413E-42
Residual	45	129532569.8	2878502		
Total	47	8790284955			

	Coeficientes	*Error estándar*	*t Stat*	*P-value*
Intercepto	-10512.70432	1894.444531	-5.54923	1.45E-06
X1 = Año	1.36252E-07	1.45915E-08	9.337728	4.25E-12
X2 = PBI Industrial	864.8381186	20.16605773	42.88583	3.85E-38

Tabla 1.5.4. Resultados estadísticos de la regresión de demanda industrial

Podemos observar que el modelo se ajusta correctamente a los datos históricos, explicando el 98.46% de la variabilidad de los datos. Además, los test de significación individual para los coeficientes de las variables explicativos indicaron un p value <0.01, por lo que se puede concluir que son estadísticamente significativos con un nivel de confianza del 0.99 y el signo de los mismos es coherente (ambos positivos).

Para poder entonces proyectar la demanda eléctrica industrial, es necesario contar con una proyección del PBI Industrial. Ante la ausencia de una proyección confiable para el mismo, se decidió evaluar dos posibles escenarios.

En primer lugar, se notó que si consideramos los años posteriores a la crisis del 2001, hay una tendencia creciente. Poco a poco, y con oscilaciones año a año, el PBI Industrial aumentó un 37% en los últimos 18 años. A partir de este crecimiento, en un caso optimista, podría esperarse que el PBI Industrial continúe con la misma tendencia creciente del sector, dado el aumento de políticas destinadas a fomentar la inversión y las exportaciones.

Por otro lado, si consideramos toda la serie histórica desde 1970, vemos que su valor fue oscilando alrededor de la media histórica (140.000 millones) y que nunca hubo largos períodos de crecimiento o decrecimiento ininterrumpidos.

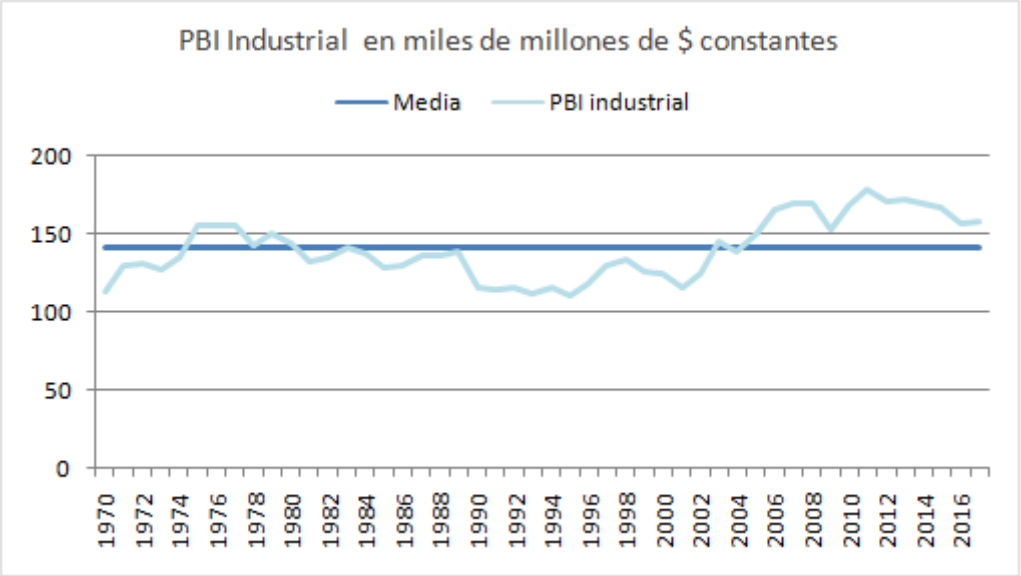


Figura 1.5.12. PBI Industrial vs. media histórica (Fuente: Banco Mundial, 2017).

Por lo tanto, podría esperarse que a pesar del crecimiento de los últimos años, la industria vuelva a perder protagonismo, y su valor comience a reducirse nuevamente. Es así, que como un escenario más pesimista se tomó aquel en el que el PBI Industrial desciende y se mantiene en la media histórica.

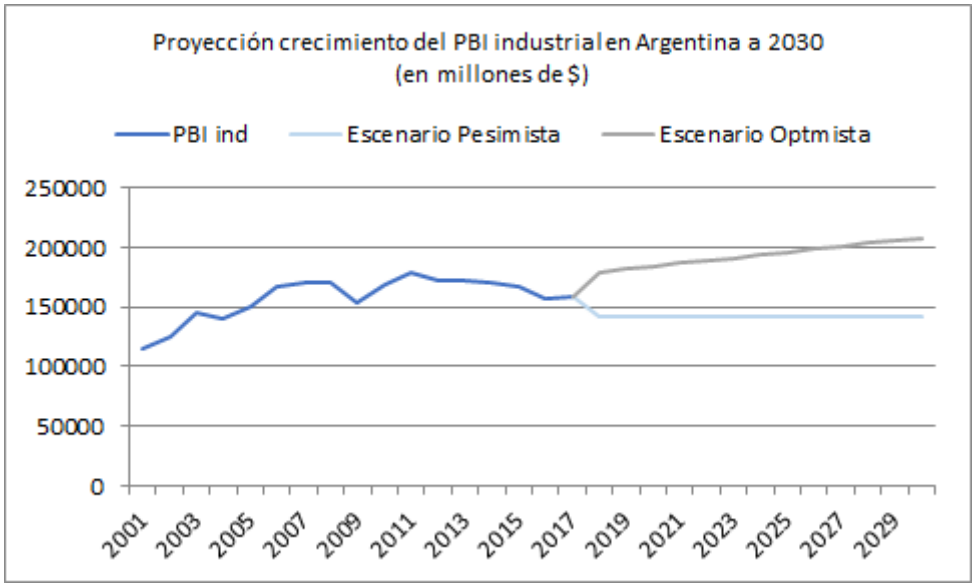


Figura 1.5.13. Escenarios contemplados para el crecimiento del PBI industrial en los próximos años (Fuente: Elaboración propia).

Se obtuvo, para cada escenario, su correspondiente proyección de demanda industrial:

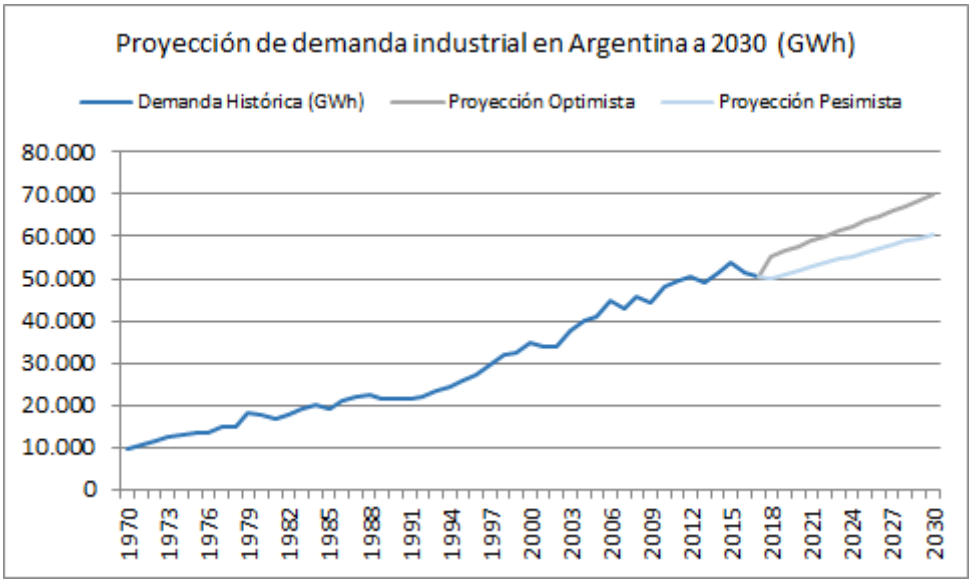


Figura 1.5.14. Proyección de la demanda industrial a 2030.

Finalmente se puede observar que para ambos escenarios (optimista y pesimista) la demanda industrial crecerá. Por esta razón la demanda de energía eléctrica, y por consiguiente renovable, también lo hará.

Ambas proyecciones se utilizarán para la proyección de demanda total, como bien se explicó previamente, obteniéndose así dos proyecciones diferentes.

5.2.4. Demanda de Grandes Usuarios Habilitados

Es importante notar que la clasificación utilizada según tipo de usuario (industrial, comercial y residencial) no distingue por nivel de consumo. Esto es relevante para delimitar cuál es la porción del mercado que es posible satisfacer a través del MATER, dado que solo los GUH son quienes acceden al mismo. Estos usuarios se encuentran dentro de la segmentación industrial y comercial, por lo que el análisis es transversal a las categorías previamente analizadas.

Para poder realizar dicho análisis se toma entonces la clasificación de la demanda realizada por CAMMESA desde 2005 que distingue tres categorías: Residencial, Demanda Intermedia y Gran Demanda.

Dentro de la gran demanda se encuentran las potenciales empresas con las cuales podría llegar a realizarse un contrato privado, sin embargo esta categoría también incluye a los GU con demandas menores a 300 kW, los cuales no están habilitados, es decir no pueden ser parte del MATER.

Como el MATER surge en el año 2016, a partir de ese entonces se comienza a utilizar la denominación GUH, por lo tanto no existe información histórica de la demanda de estos usuarios. Únicamente puede encontrarse información de los años 2016, 2017 y 2018.

De todos modos los GUH están contenidos dentro de la Gran Demanda. A continuación, se puede ver la demanda en GWh de la gran demanda y en particular para los GUH:

Año	2016	2017	2018
Gran Demanda [GWh]	37,503	38,255	37,754
GUH [GWh]	30,500	31,409	30,168
GUH/ Gran Demanda	81%	82%	80%

Tabla 1.5.5. Gran Demanda y Demanda de GUH (Fuente: CAMMESA, 2018).

Como se puede ver desde que la existe la clasificación de GUH, estos representan aproximadamente el 80% de la gran demanda. Por lo tanto se analizará la Gran Demanda para poder hacer inferencias sobre los GUH. Como la clasificación de Gran Demanda comenzó a utilizarse por CAMMESA a partir del año 2005, solo se cuenta con información de los últimos 13 años:

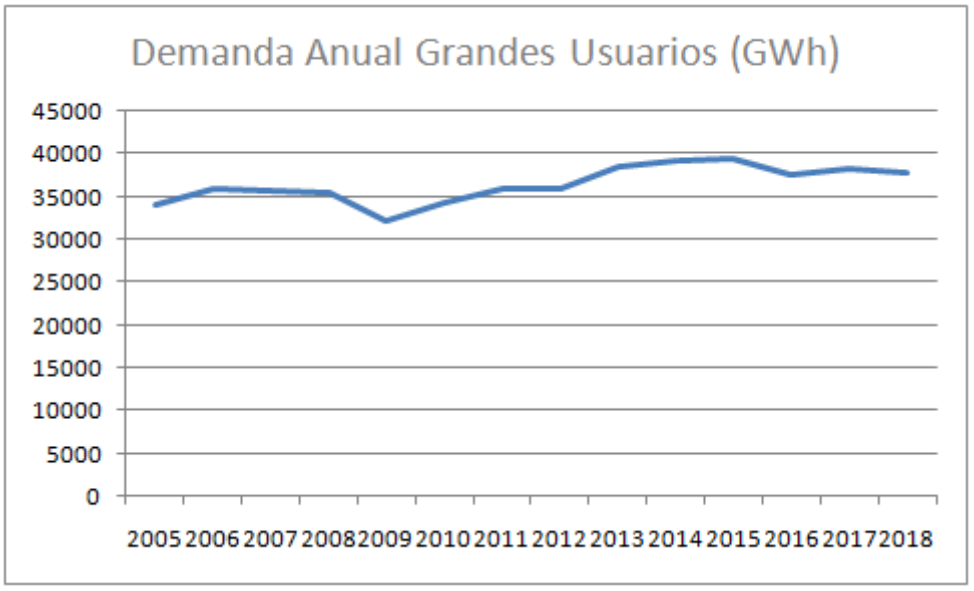


Figura 1.5.15. Demanda anual grandes usuarios (Fuente: Informe Anual, CAMMESA, 2017).

Al estar compuesta la gran demanda por usuarios industriales y comerciales, de distintos rubros y negocios, y contarse únicamente con información desde el 2005, no resulta conveniente realizar un modelo de regresión múltiple. Además es posible notar que el valor de dicha demanda se mantuvo prácticamente constante (alrededor de los 35000 GWh), sin observarse ninguna tendencia marcada más que un leve crecimiento.

Si bien no hay evidencia suficiente para esperar un crecimiento en la demanda de los GUH, de hecho la información sugiere que la demanda se mantendrá constante, esto no significa que no haya un mercado atractivo en el MATER. La mayoría de los GUH aún no cuentan con acuerdos privados, por lo tanto todavía existe una gran demanda por satisfacer.

Tipo de Agente	Cantidad de Agentes	Demanda TOTAL 2018 [MWh]	Porcentaje de Demanda
GUH con contratos	153	7,956,789	26.37%
GUH sin contratos	1,893	22,211,739	73.36%
TOTALES	2,046	30,168,528	100%

Tabla 1.5.6. Demanda de GUH (Fuente: CAMMESA, 2017).

Se puede ver entonces que aún hay 1,893 agentes que pertenecen a los GUH y podrían satisfacer su demanda de energías renovables a través del MATER. Estos equivalen a una demanda de 22,211,739 GWh, convirtiéndolos en un mercado interesante para incursionar. Es crítico notar que estos contratos privados suelen tener una duración de 10 a 20 años. Por lo tanto, al momento de elegir una empresa, se debe asegurar que ésta seguirá operando durante la duración del contrato, y demandando la energía pactada. Este análisis se verá en profundidad en el capítulo de Análisis de Riesgos.

5.2.5. Demanda total

Finalmente, se puede trazar el gráfico de la demanda total hasta el año 2030, obteniéndose la figura 1.5.16. Se estima una demanda total para el año 2030 de aproximadamente 221.227 GWh.

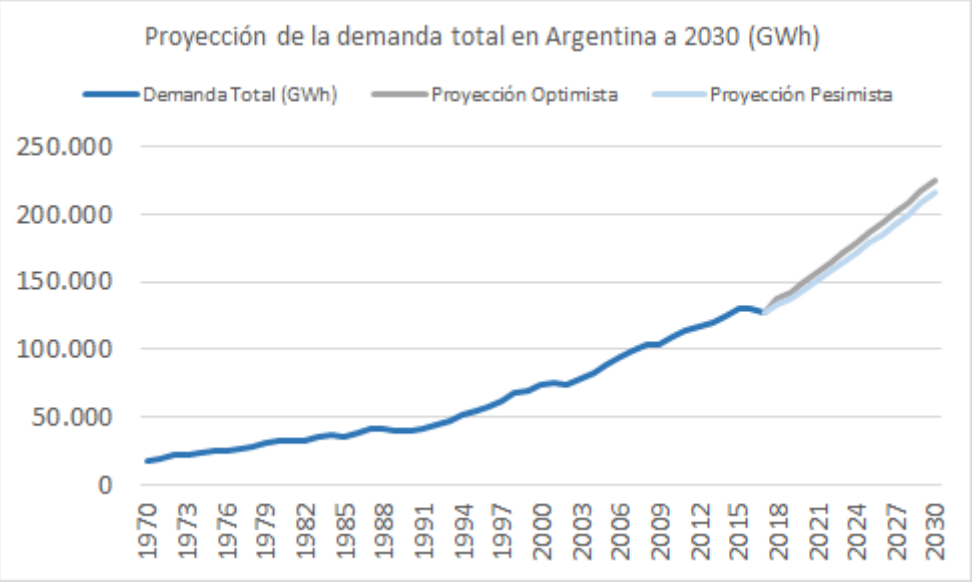


Figura 1.5.16. Proyección de la demanda total a 2030.

Se puede ver que la demanda total sigue en constante crecimiento; esto prevé un panorama alentador para los generadores de energía eléctrica. Sin embargo, es necesario analizar la evolución de la oferta, con el fin de comprender la verdadera oportunidad de negocio. Si bien ambos escenarios para la demanda total de energía eléctrica no difieren considerablemente, se procede a trabajar en los incisos posteriores con la proyección pesimista, evaluando el proyecto de manera más conservadora.

6. Análisis de la Oferta de Energía Eléctrica

Con el objetivo de estudiar la oferta en profundidad, se segmentará la misma por fuente de generación de electricidad. Para ello, se utiliza la misma clasificación que utiliza CAMMESA para referirse a las distintas fuentes de energía:

- Hidráulica (mayor a 50 MW de potencia instalada)
- Nuclear
- Térmica (ciclos combinados, motor diesel, turbina a gas y turbovapor)
- Renovable:
    - Biogás
    - Biomasa
    - Eólica
    - Hidráulica renovable (menor a 50 MW de potencia instalada)
    - Solar fotovoltaica

6.1. Oferta histórica en Argentina

Para comprender la matriz energética actual de Argentina, se debe entender el crecimiento de la oferta a lo largo de la historia. A pesar de haber vivido años de gran crecimiento en la potencia instalada, también se pueden notar períodos donde por diversas razones la oferta se estancó y no creció durante algunos años. Todos estos períodos produjeron un retraso en la matriz energética, que trae consecuencias cuyo impacto aún persiste.

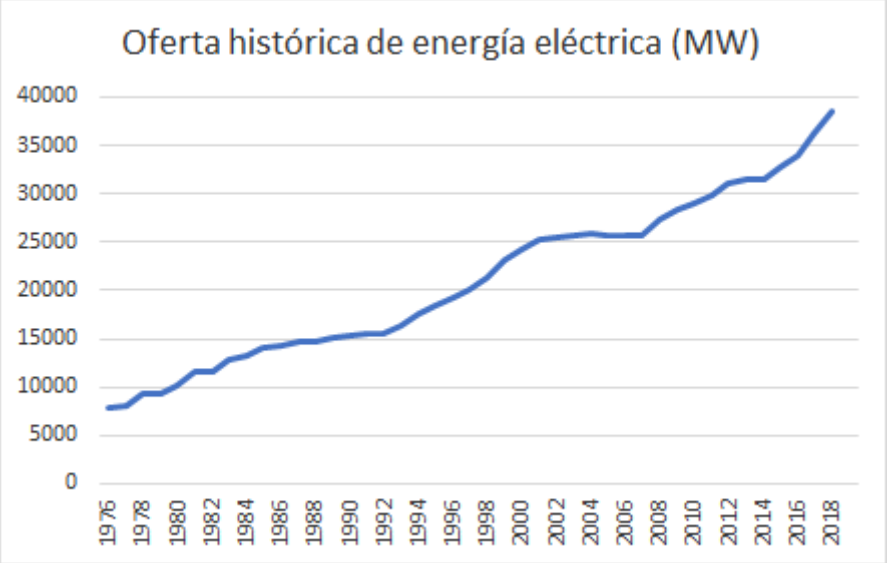


Figura 1.6.1. Oferta histórica de energía eléctrica en Argentina (Fuente: elaboración propia en base a información de CAMMESA).

A continuación se realizará un análisis más profundo con el fin de entender la situación actual de la matriz energética.

En 1976 únicamente se contaba con energía que provenía de las siguientes fuentes de generación: diesel, turbo vapor, turbo gas, hidráulica y nuclear. Casi el 50% de la energía era generada por métodos convencionales, sin embargo Argentina contaba con una fuente no tan usual para la época: la energía nuclear. En 1968 se pone en marcha la construcción de la primera central nuclear en latinoamérica, Atucha I, inaugurada luego en el 1974.

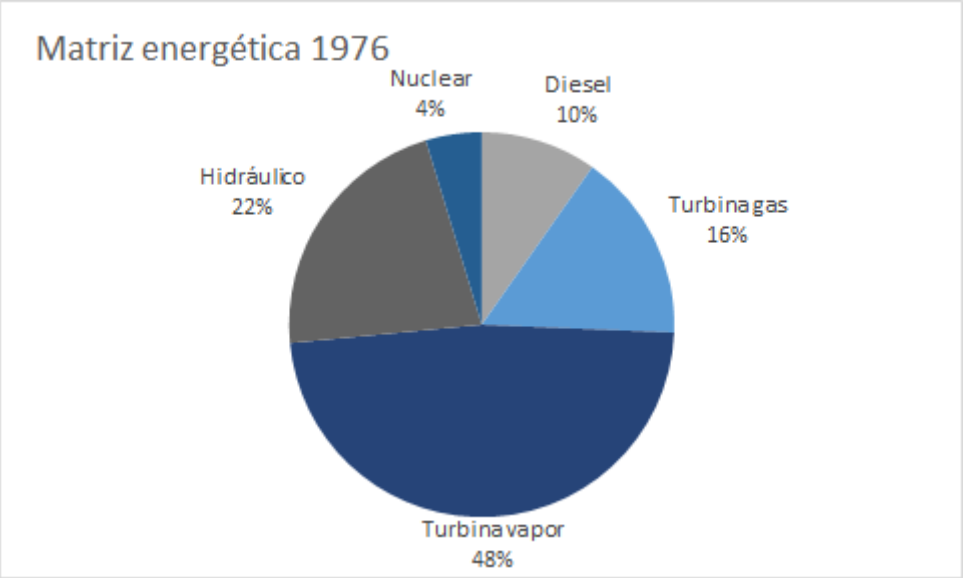


Figura 1.6.2. Matriz energética 1976 (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería (MINEM, 2012)).

Las centrales hidráulicas siguieron creciendo, alcanzando valores cercanos al 50% de la matriz energética del 1986. Es importante tener en cuenta que a pesar de ser considerada energía de origen renovable, las centrales hidroeléctricas son sumamente perjudiciales para el medioambiente y destruyen el ecosistema en el que son instalados. Por esta razón es que CAMMESA realiza la diferenciación entre las centrales hidroeléctricas de más de 50 MW (no las considera renovables) y de menos de 50 MW (las considera renovables). En aquel año la potencia instalada de Argentina estaba cerca de los 15 GW. Además se comenzó a usar el ciclo combinado como método de generación de energía. Aunque aún en una baja proporción los ciclos combinados, y así la generación térmica de energía comenzaron a crecer.

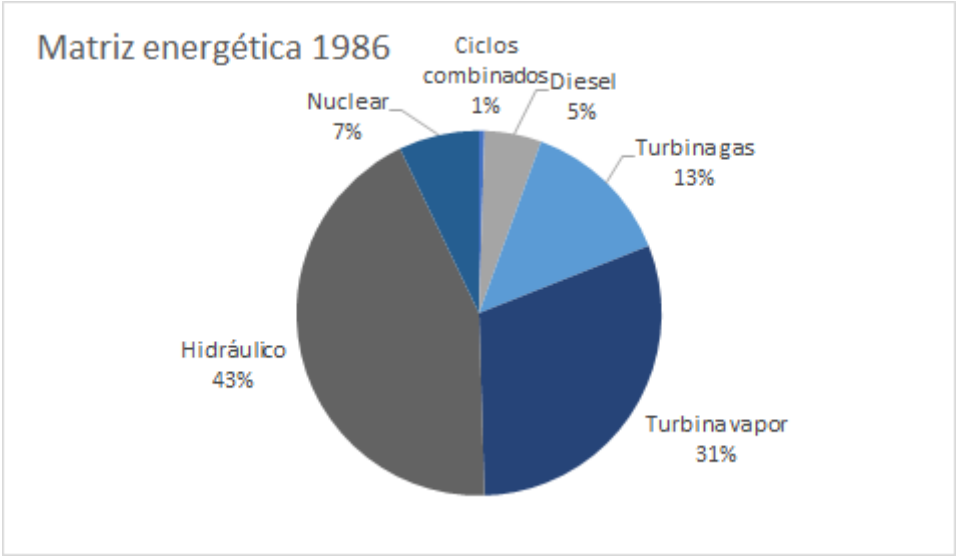


Figura 1.6.3 Matriz energética 1986 (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería (MINEM, 2012)).

En el inicio de la década de los noventa, Argentina debió afrontar grandes problemas por el mantenimiento de sus centrales de generación de energía. Además, producto del

sobredimensionamiento del rol del Estado, se dió lugar a constantes dificultades en la gestión de las empresas eléctricas. Como consecuencia, hubo un creciente deterioro del servicio público en términos de eficiencia y calidad de servicio. Finalmente, se vivió el colapso de muchas empresas eléctricas. Todos estos hechos concluyeron en una crisis de abastecimiento con déficits de energía en todo el país. Para el 1992 la potencia instalada alcanzaba únicamente los 15.2GW instalados, viéndose una tasa de crecimiento de los últimos años muy baja.

Entre 1993 y el 2000 hubo un gran crecimiento de potencia instalada, alcanzando en el 2000 los 24 GW de potencia instalada. Lo más notable durante estos años fue el incremento de potencia instalada de centrales que funcionan bajo el método de ciclos combinados. Así las energías térmicas comienzan a crecer desmesuradamente en la matriz energética argentina. Durante la década del 1990 también comenzaron a incorporarse las energías renovables. Para el año 2000 ya se podían encontrar pequeños parques eólicos y solares, pero aún no eran una parte considerable de la matriz energética, no alcanzaban aún el 1% de la matriz.

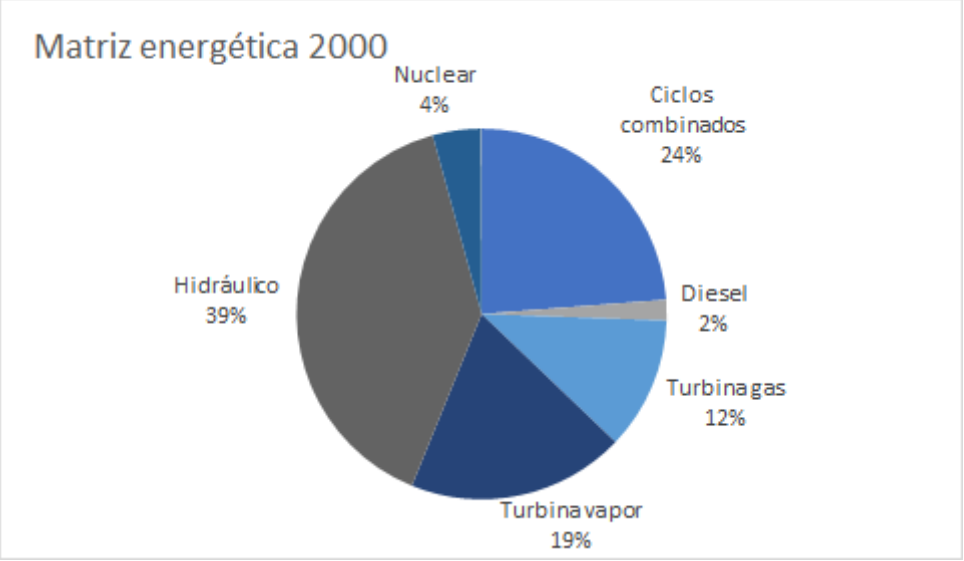


Figura 1.6.4. Matriz energética 2000 (Fuente: Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería (MINEM, 2012)).

Nuevamente, Argentina se encontró en un estancamiento en el comienzo del tercer milenio, debido a la crisis económica que transcurrió en esa época y la insuficiente cantidad de inversiones privadas y del estado. Esta crisis se vio aparejada de una disminución en la demanda de energía eléctrica.

Después de la crisis del 2001, se produjeron retrasos en los sectores de distribución y principalmente en el mercado de generación. Esto ocurrió principalmente debido a que la demanda comenzó a subir nuevamente, imposibilitando el equilibrio eléctrico del sistema.

En el año 2006, el gobierno impulsó planes para incentivar la diversificación de la matriz energética. Algunos de estos son la finalización de la central nuclear Atucha II, la ampliación de la central hidroeléctrica Yacyretá, la complementación de la línea de alta tensión Choele-Choel-Puerto Madryn, la cual permite el transporte de energía desde la Patagonia y el programa Energía Plus, entre otros. Este programa se elaboró en función de dos objetivos fundamentales como se destaca a continuación:

> Por un lado, asegurarles el suministro eléctrico a las casas de familias, al alumbrado público, a las entidades públicas, a las pequeñas y medianas empresas (PyMES) y a los pequeños usuarios cuyo consumo no supere los 30 KW de potencia; por el otro, incorporar nuevas máquinas y usinas destinadas a cubrir la demanda industrial y a incentivar la autogeneración y la cogeneración energética. (Ente Nacional Regulador de la Electricidad [ENRE], 2018)

Además, en este mismo año se sanciona la Ley 26.190 que, como ya fue explicada anteriormente, establecía un porcentaje objetivo de 8% de energía renovable para el 2016.

La potencia instalada continúa su crecimiento hasta llegar en 2012 a 31 GW. Los cambios más grandes se producen nuevamente en la generación por ciclo combinado, que sigue con una alta tasa de crecimiento anual. La energía eólica, a pesar de aún no llegar al 1% de la matriz energética, ha crecido de 27 MW en el 2006 a 136 MW en 2012.

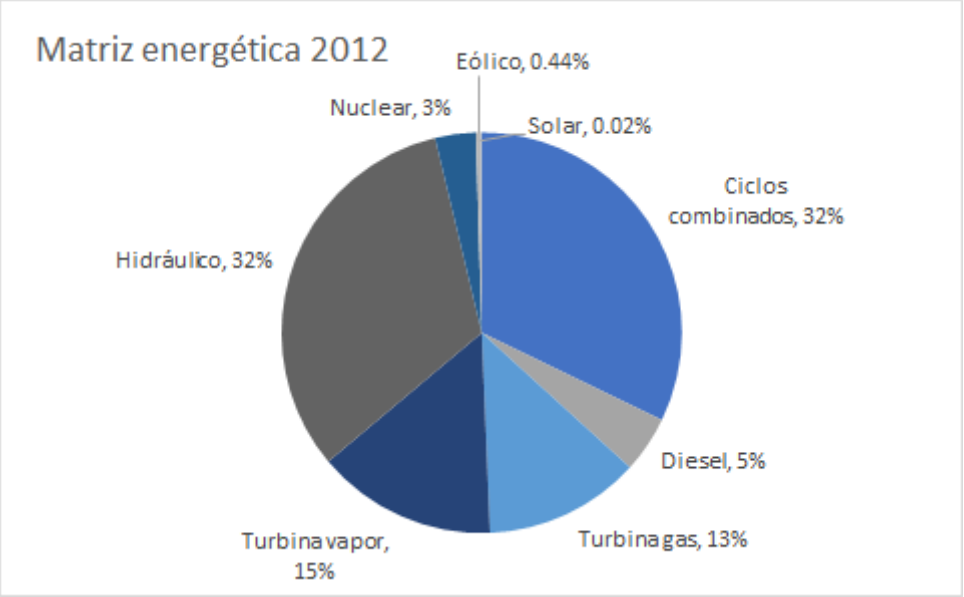


Figura 1.6.5. Matriz energética 2012 (Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería (MINEM, 2012)).

Durante el transcurso de los últimos años la potencia instalada ha aumentado considerablemente. Como ya fue explicado, en el 2015 se renueva la Ley 26.190 con nuevos objetivos porcentuales de energías renovables anuales y se lanza el programa RenovAr. Frente a estos hechos, la energía renovable (principalmente la eólica) creció a grandes pasos. Hasta marzo de 2019 su potencia instalada eólica es de 969 MW y la tasa de crecimiento interanual entre 2017 y 2018 es de 331%. Hoy en día constituye el 2% de la matriz energética.

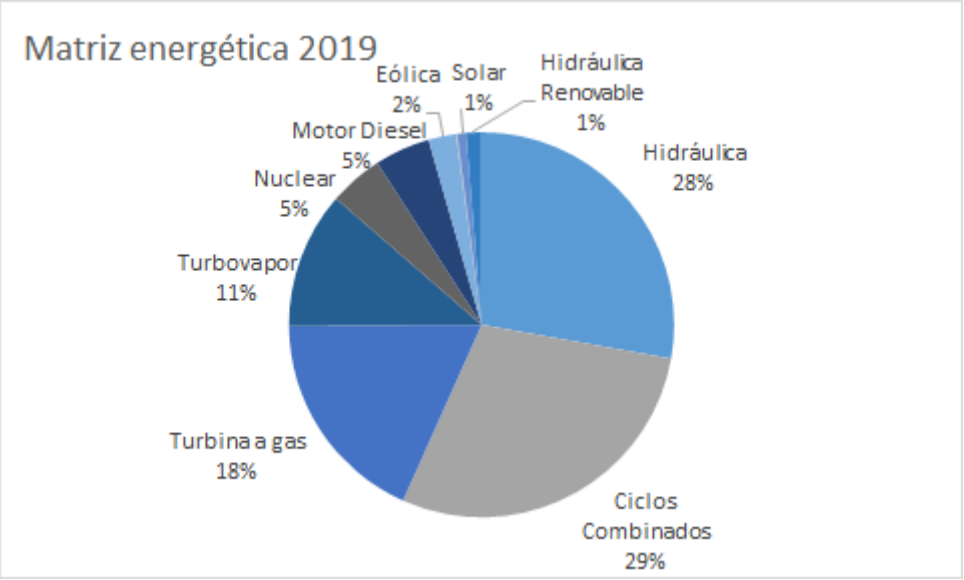


Figura 1.6.6. Matriz energética 2019 (Fuente: Informe mensual marzo 2019, CAMMESA).

Hoy en día la potencia instalada total es de 38.8 GW y la de energías renovables es de aproximadamente 1.7 GW, es decir 4.5% de la matriz energética. A pesar de no estar cerca del porcentaje objetivo (12%) del 2019 según la ley que impulsa las energías renovables, se puede ver una tendencia de enorme crecimiento de la oferta de energía renovable en los últimos años, y principalmente de la energía eólica y solar, como se evidencia en el siguiente gráfico:

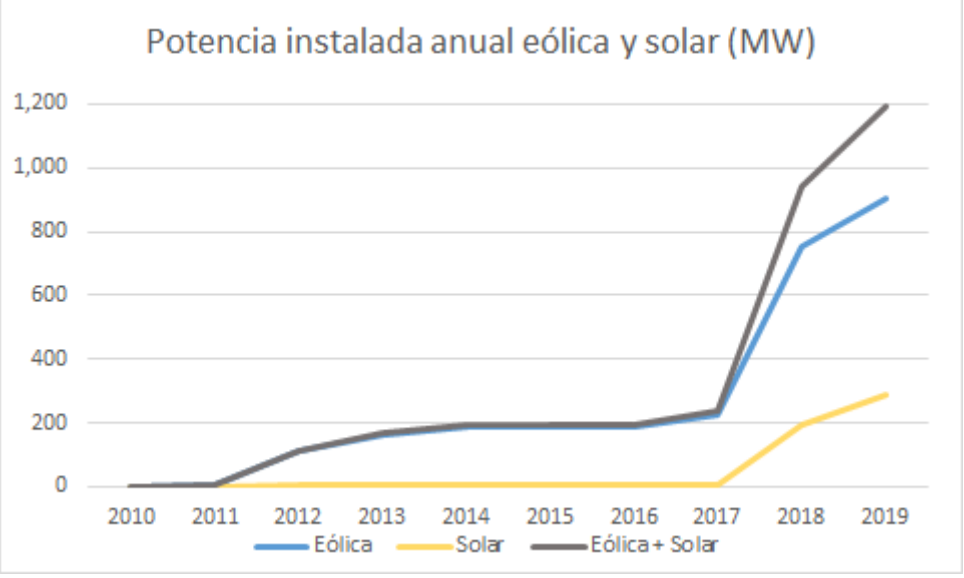


Figura 1.6.7. Potencia anual instalada eólica y solar (Fuente: CAMMESA, 2019).

Si bien el biogás también ha tenido un importante crecimiento en los últimos años, resulta despreciable comparado con el desarrollo de las demás energías renovables, ya que en el 2019 tiene 36 MW instalados, mientras que los MWs instalados de solar y eólica suman 1,192.

6.2. Oferta histórica de energía renovable a nivel mundial

Para comprender mejor la oferta de la energía eólica es necesario antes analizar la oferta histórica de energía renovable. Al ser un mercado nuevo y creciente en Argentina, es vital analizar otros países para entender con más profundidad el crecimiento de la potencia instalada. En una primera instancia se puede observar que a nivel mundial el crecimiento de las energías renovables a partir del 2009 fue muy amplio.

Al final del año 2018, la capacidad de energía renovable global totalizaba alrededor de 2,350 GW, suficiente para suministrar más de un 25% de la electricidad global, con la energía hidroeléctrica (sin distinguir entre pequeñas y grandes centrales) proporcionando alrededor del 16%.

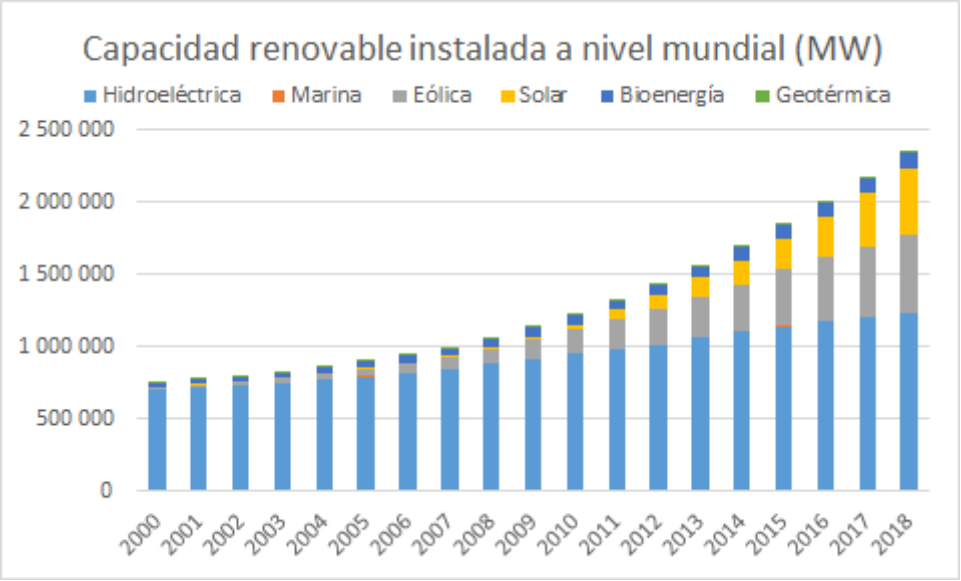


Figura 1.6.8. Capacidad de energía renovable instalada en el mundo (Fuente: Trends in Renewable Energy, (IRENA,2018))

Como puede observarse en la figura 1.6.8, la mayoría de las adiciones en capacidad fueron de eólica y solar, creciendo las mismas entre 2017 y 2018 144 GW, representando un 84% del crecimiento de las energías renovables. Cabe destacar también que en el 2017 se invirtieron 279.8 billones de dólares en nueva capacidad de energía renovable; esto fue tres veces mayor que la inversión en capacidad de generación de energía fósil, y más del doble de la inversión combinada en energía fósil y nuclear. Esto se debe principalmente al creciente costo-competitividad de la energía renovable.

El país con mayor capacidad de energía renovable instalada total a fines de 2018 fue China, seguido por Estados Unidos, Brasil, Canadá y Alemania. Solo China acogió a casi el 30% de la capacidad de energía renovable del mundo. Es importante analizar cuáles son las políticas tomadas por un país que en pocos años ha llegado a tener la mayor potencia instalada de energías renovables del mundo. Un gran incentivo para China es que incluso hasta el día de hoy es el mayor emisor de gases de efecto invernadero del mundo (aunque no lo sea si se toma en cuenta los gases invernaderos per cápita). En China comenzaron con programas de grandes inversiones y políticas que incentivaron la instalación de energías renovables. Para 2009 ya habían superado a Alemania en cuanto a inversión, que hasta ese año solía ser quien más invertía en estas energías. La economista especializada en energía Claudia Kemfert, del

Instituto Alemán para la Investigación Económica opina que "China toma este liderazgo, ya que reconoce las enormes posibilidades del mercado y las ventajas económicas" (Semana Sostenible, 2018). Esto implica que no sólo se trata de un incentivo medioambiental, sino que además entran en juego los factores económicos y las posibilidades de mercado. A partir de las políticas e inversiones adecuadas, el aumento de oferta de energías renovables podría implicar grandes beneficios para el país que ingrese en este mercado.

Hoy en día muchos países cuentan con políticas que promueven la generación propia de energía renovable; esto es un punto importante de partida para entender la tendencia creciente de las renovables. A continuación se puede observar un mapa donde se visualizan los países con políticas activas sobre este tema:

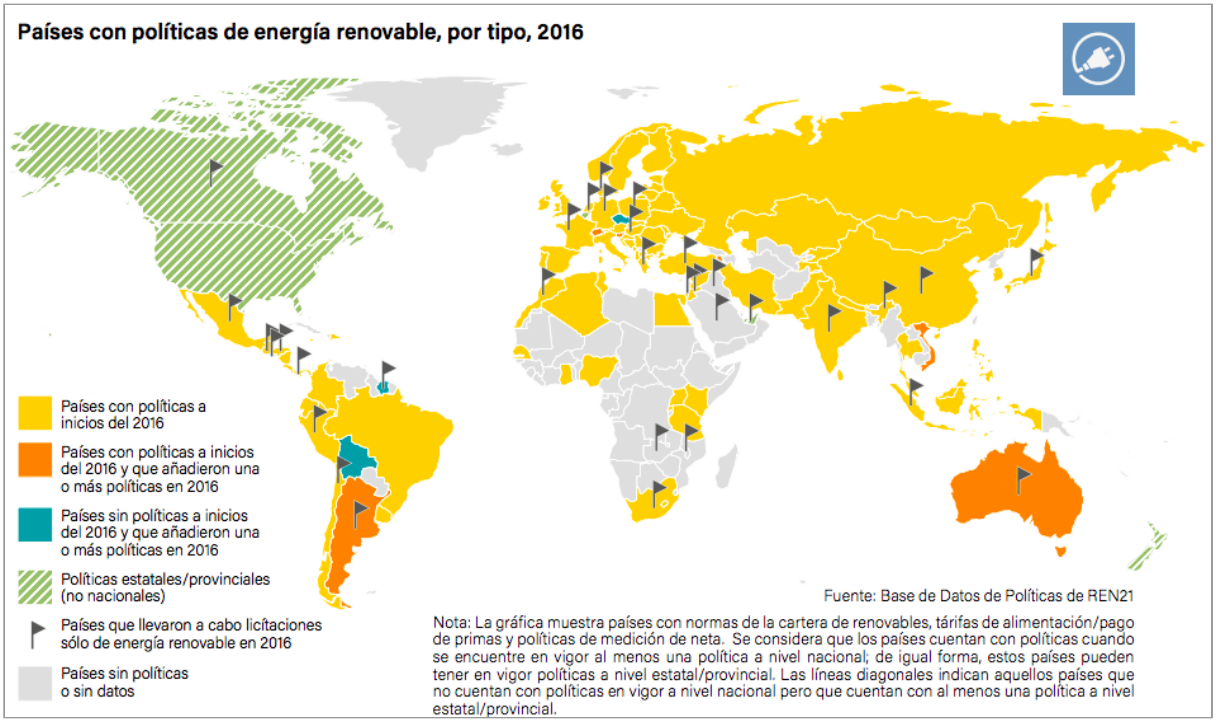


Figura 1.6.9. Países con políticas de energía renovable (Fuente: REN21, 2018).

Profundizando en el análisis de la oferta de energía renovable, se indagará en la oferta de energía eólica. En el 2017 la energía eólica tuvo su tercer año más fuerte, con más de 52 GW agregados, para un total de 539 GW. En algunos de los mercados de energía eólica más grandes, el fuerte crecimiento fue impulsado por cambios regulatorios inminentes; en otros lugares, el costo-competitividad de la energía eólica y sus potenciales beneficios ambientales y de desarrollo fueron los que impulsaron el despliegue. La rápida caída de los precios de la energía eólica la ha convertido en la opción de menor costo para instalar nueva capacidad de energía en un número grande y creciente de países. Al menos 13 países, incluidos Costa Rica, Nicaragua y Uruguay, y varios países de Europa, alcanzaron el 10% o más de su consumo de electricidad con energía eólica durante 2017.

En el siguiente gráfico se puede ver la evolución de la capacidad de energía eólica (on y offshore) instalada en el mundo:



Figura 1.6.10. Potencia eólica instalada en el mundo en GW (Fuente: GWEC, 2018)..

Según GWEC (Global Wind Energy Council) se espera que siga creciendo el mercado global de energía eólica debido a su creciente competitividad a nivel costos, escalabilidad e incentivos gubernamentales. En los próximos 5 años, se estiman que habrá 300 GW de nueva capacidad eólica.

6.3. Proyección de la oferta

Dada la naturaleza de este proyecto, se proyectará cómo crecerá la oferta tanto de energías renovables en su conjunto como específicamente para la energía eólica. Esto es porque como se ha explicado anteriormente, las dos alternativas viables que se tienen para comercializar la energía generada a partir de nuestro proyecto son el MATER, o las licitaciones en el marco del programa RenovAr. En la primera alternativa el proyecto tiene a su favor el marco regulatorio que establece que cierto consumo de energía eléctrica por parte de los GU debe ser de origen renovable, por lo cual estaremos compitiendo no con las energías de origen térmico sino con las renovables, para obtener estos contratos. En cuanto a la segunda alternativa (licitaciones de RenovAr), hay que tener en cuenta que el programa establece la cantidad de MWs que se licitarán distinguiendo entre las distintas fuentes de energía, con lo cual quienes estarán compitiendo en las licitaciones no serán los proveedores de todas las fuentes renovables sino sólo aquellos que proveen energía de origen eólico.

Resulta clara entonces la necesidad de entender cómo crecerá la oferta de energías renovables en el país.

6.3.1. Proyección de oferta de energía renovable

Para las proyecciones de la oferta de energía renovable, se plantearon dos posibles escenarios: uno en el que la oferta crece cumpliendo a los objetivos establecidos por la ley (escenario 1), y otro en el que crece de acuerdo a la tendencia (escenario 2). Si bien el segundo escenario es más realista por el uso de datos históricos, en principio se podría considerar que el gobierno tomará medidas más drásticas para asegurar el cumplimiento de los objetivos planteados.

Es importante destacar que si bien en primera instancia se plantea como cota superior el porcentaje objetivo establecido por el gobierno nacional, la demanda eléctrica total también podría ser el límite de la demanda renovable si se lograran reducir los costos lo suficiente para competir con otros tipos de generación en el mercado Spot.

6.3.1.1. Escenario 1: Se cumplen los objetivos

En el primer escenario, se supone (bajo un supuesto optimista) que se cumplirán los objetivos fijados por el gobierno en materia de energías renovables. A la demanda total proyectada en el Inciso 5.2.5 considerada como la suma de la demanda de cada sector , se le aplicarán los porcentajes determinados para cada año. Dicho porcentaje de la energía que debe ser renovable va aumentando escalonadamente según el siguiente gráfico:

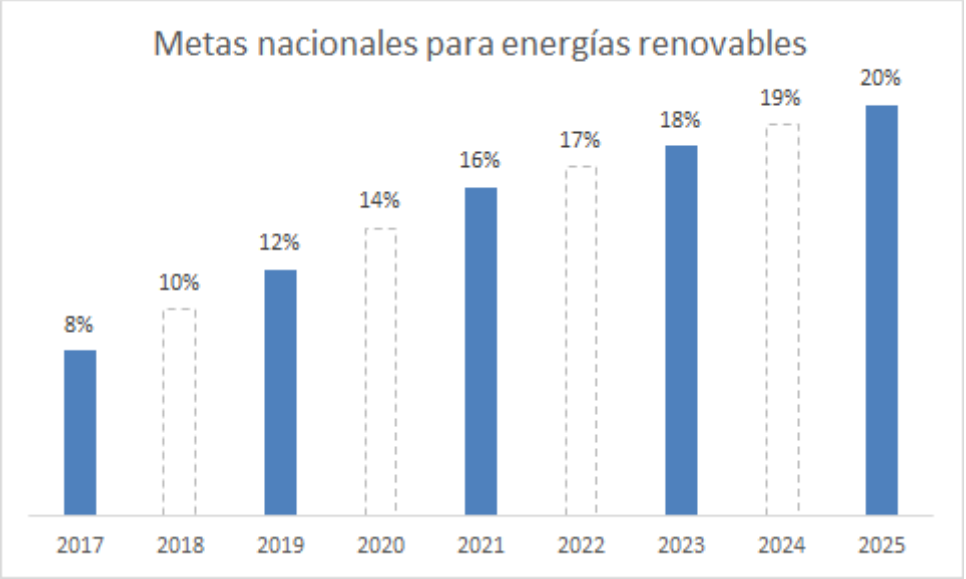


Figura 1.6.11- Metas nacionales para ERNC (Fuente: MINEM, 2016).

Una consideración a tener en cuenta es que la proyección de demanda está hecha en GWh consumidos, y la proyección de oferta se hará en capacidad de energía renovable instalada, GW. La conversión se realiza según la fórmula siguiente:

*Demanda Anual [MWh]= Potencia Instalada [MW] * Horas anuales [h] * factor de capacidad [%]*
(Fórmula 1.6.1)

Para el factor de capacidad se tomó como valor de referencia 40%.

Dado que se consideraron dos escenarios de demanda industrial, también se obtendrán dos proyecciones de oferta:

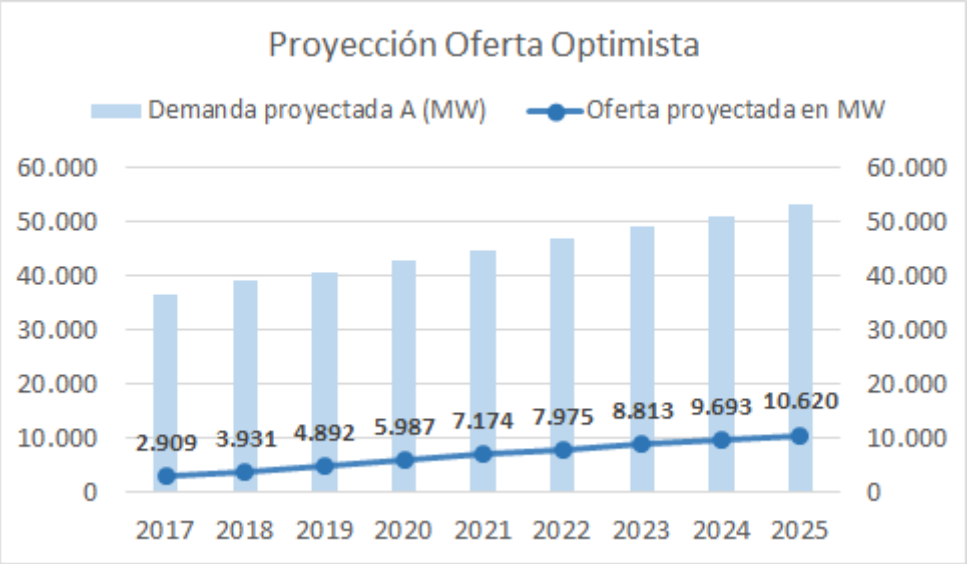


Figura 1.6.12. Proyección optimista de la oferta con versión optimista de proyección demanda industrial.

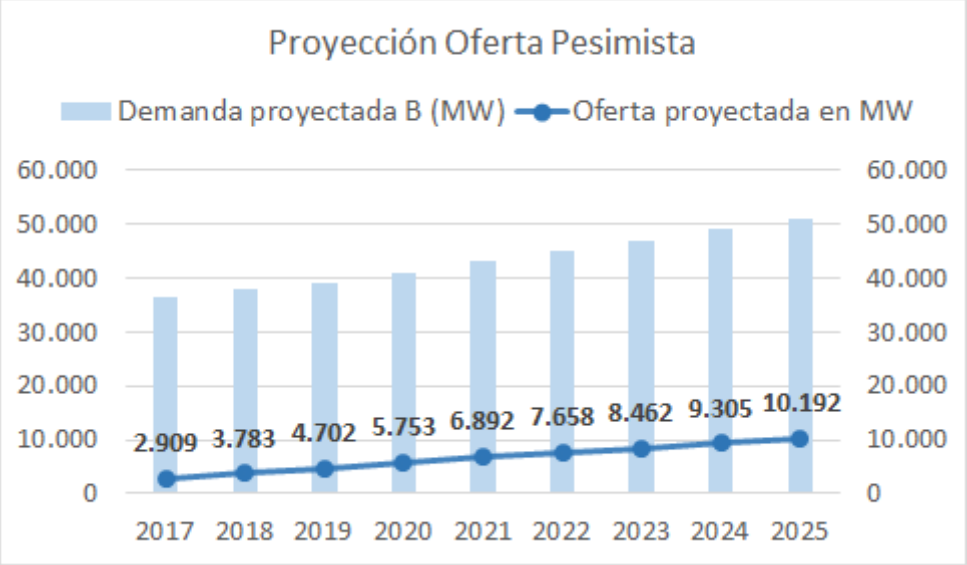


Figura 1.6.13. Proyección pesimista de la oferta con versión pesimista de proyección demanda industrial.

Se puede observar que en el 2025 si se cumpliera con la cuota del 20%, debería haber una oferta de capacidad renovable de 10,620 MW y 10,192 MW en los escenarios A y B respectivamente. Esto coincide con el objetivo fijado por el gobierno de 10,000 MW (MINEM, 2016) de potencia renovable instalada para 2025, lo cual significa que las proyecciones realizadas para la demanda en el anterior inciso están alineadas con las realizadas por el gobierno. Entonces, utilizaremos estas proyecciones como la demanda de energía renovable esperada y así podremos comparar con la oferta real que se calculará en el siguiente inciso.

6.3.1.2. Escenario 2: Tendencia

Para la proyección de acuerdo a la tendencia de las energías renovables en su conjunto, hay que tener en cuenta diversas consideraciones:

En primer lugar, como ya se ha mencionado antes, las energías renovables en Argentina tuvieron un crecimiento repentino a partir del establecimiento de un marco regulatorio incentivador y el programa RenovAr. Debido a esto, no se cuentan con los suficientes registros históricos representativos de energía renovable para poder hacer una regresión sólamente utilizando los datos nacionales. Es por ello que para poder proyectar el crecimiento de las energías renovables en Argentina se deberá usar información de otros países que se complemente con la información local.

En segundo lugar, como se ha demostrado previamente, las energías renovables que presentan el mayor crecimiento y potencia instalada en Argentina son las de origen eólico y solar. Teniendo en cuenta que se va a trabajar con datos nacionales así como también internacionales, se hará una proyección de energía eólica y solar suponiendo que el crecimiento de biocombustibles y pequeñas centrales hidroeléctricas será despreciable frente al de las energías eólica y solar. De esta forma se evitan posibles errores en el modelo introducidos por países que han tenido un amplio crecimiento de sus energías renovables debido a la biomasa (ej: Brasil), energías geotérmicas (ej: Filipinas), u otras energías renovables que en la Argentina no están desarrolladas.

Para llevar a cabo esta proyección, se utilizará una regresión transversal utilizando datos de 76 países en el año 2018. El criterio de selección de los países fue que tengan más de 100 MW instalados de potencia renovable en el 2018, para asegurarse de que los países seleccionados tengan un desarrollo considerable de las energías renovables.

En cuanto a las variables utilizadas para proyectar, se eligieron la población y el PBI (miles de US$) de cada país como variables explicativas, para una variable respuesta definida como la capacidad de energía renovable agregada (MW). Todos estos datos están presentados para cada país para el año 2018 en la tabla del Anexo 1.7. La elección de estas variables explicativas se debe a evidencias de su correlación con la demanda y oferta de la energía eléctrica de los países. Una población que viene en aumento, indudablemente viene de la mano de un aumento en la demanda de energía eléctrica, entre otros motivos, por el aumento de domicilios habitados. En cuanto al PBI, se puede observar en la figura 1.6.14 que a nivel mundial se relaciona de manera lineal con el consumo de electricidad. De más está decir que la demanda de energía eléctrica está correlacionada con la oferta de energía eléctrica, con lo cual se invierte en más MW de generación de energía. Es así que ambas variables, población y PBI, están relacionadas positivamente a la nueva capacidad instalada de energía eléctrica.

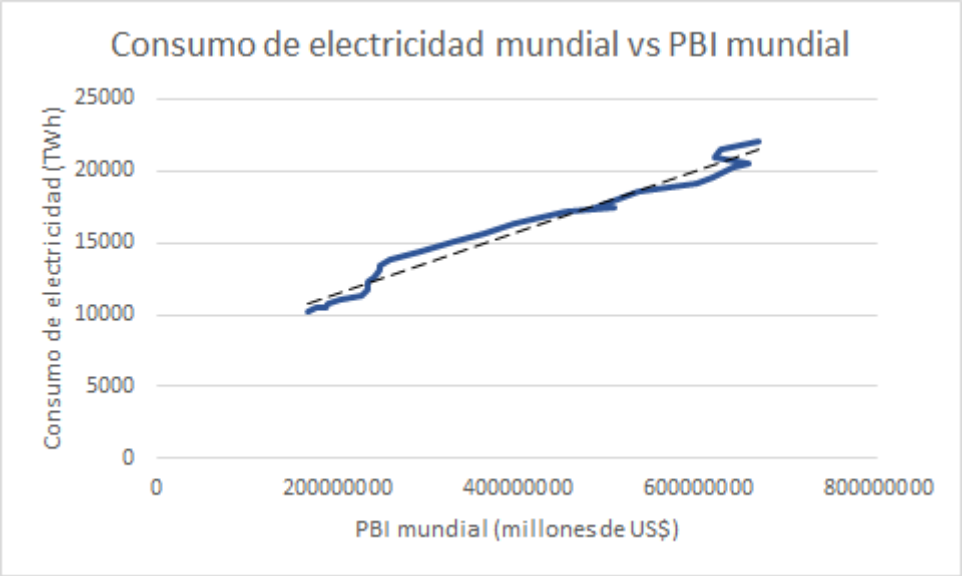


Figura 1.6.14. Consumo de electricidad mundial vs PBI mundial 1990 a 2017 (Fuentes: PBI Mundial histórico (Banco Mundial) y Global Energy Statistical Yearbook (Enerdata, 2018)

Además, como se ha mencionado previamente, en los últimos años la mayor parte de la nueva capacidad instalada de generación de energía eléctrica ha provenido de fuentes renovables. Es por ello que resulta coherente suponer que al aumentar estas variables (población y PBI), aumentará la capacidad agregada de generación de energía renovable.

Se procedió entonces a realizar una regresión múltiple para explicar la nueva capacidad eólica y solar (en MW), en función del PBI (en miles de dólares) y la población. Estos datos se tomaron para los 76 países en 2018. Se planteó el siguiente modelo según la fórmula 1.6.1:

$$Y_t = a\,X_1 + b\,X_2 \qquad \text{(Fórmula 1.6.2)}$$

Siendo Y la nueva capacidad eólica y solar, X_1 el PBI, y X_2 la población. Al correr la regresión se obtuvieron los siguientes resultados:

Y = 0,000698284 X1 + 6,83805E-06 X2 + 6,389729673

Estadísticas de regresión	
R Cuadrado	0.88305598
R Cuadrado Ajust	0.879852035
Error Estándar	856.4119571
Observaciones	76

ANOVA

	df	*SS*	*MS*	*F*	*Significance F*
Regresión	2	404295142.2	202147571	275.615148	9.5763E-35
Residual	73	53541225.14	733441.44		
Total	75	457836367.3			

	Coeficientes	*Error estándar*	*t Stat*	*P-value*
Intercepto	6.389729673	107.0616814	0.05968269	0.95257144
X1 = PBI	0.000698284	4.23794E-05	16.4769462	2.6504E-26
X2 = Población	6.83805E-06	6.48039E-07	10.5519179	2.4574E-16

Tabla 1.6.1. Resultados de la regresión para nueva capacidad renovable instalada.

Dado que ambos coeficientes resultaron significativos, el R^2 dio considerablemente alto (explica el 88.30% de la variabilidad de la nueva capacidad renovable instalada), y la relación entre las variables (ambas positivas) resultan coherentes, se lo da por válido. Por supuesto, hay algunas consideraciones a tener en cuenta. Por un lado, este modelo no tiene en cuenta factores cualitativos como el marco regulatorio del país, que influye fuertemente en la capacidad renovable instalada, o las disponibilidades de recursos propicios para la generación de energía renovable. Sin embargo, al haber filtrado los países que tenían menos de 100 MW de capacidad renovable instalada se asegura que todos los países de la lista tenían al menos algún incentivo o buenos recursos naturales para la producción de energía renovable. Además, al tomar una muestra tan grande de países estos factores no resultan significativos.

Dado por válido el modelo, se puede proceder a proyectar para Argentina la oferta renovable hasta el 2030. Para ello, se utilizaron las mismas proyecciones de PBI y población que para las proyecciones de la demanda, obteniéndose la tabla del Anexo 1.8, que puede representarse en el siguiente gráfico:

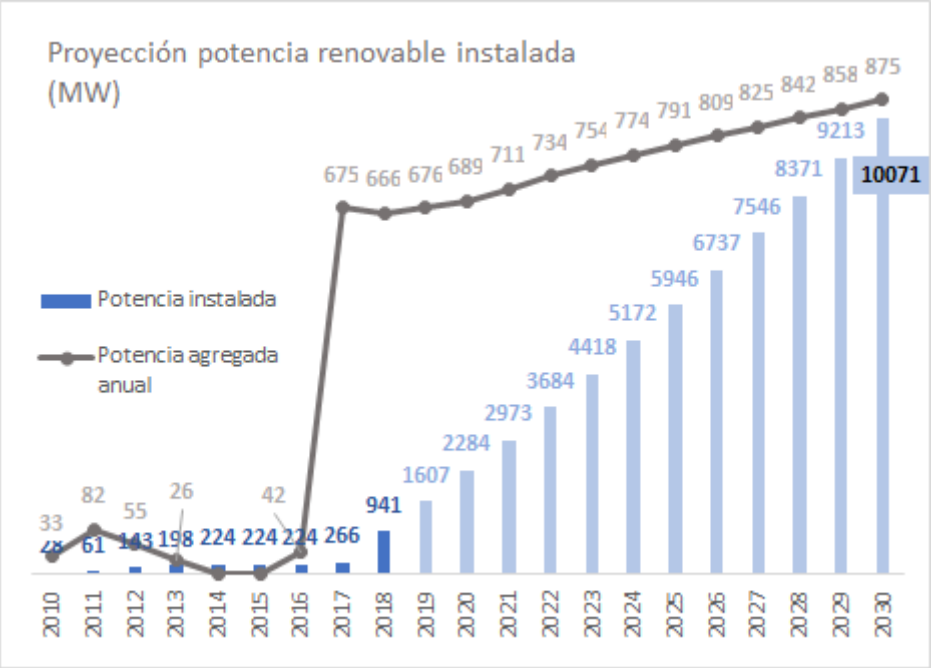


Figura 1.6.15. Proyección de potencia renovable instalada.

Al comparar este gráfico con la demanda esperada de energía renovable se puede destacar que la oferta real proyectada no alcanzará el valor esperado por el gobierno para cada año. Si bien se proyectó una demanda optimista y una demanda pesimista y es interesante tener en cuenta ambas para la interpretación de la demanda, a la hora de comparar con la oferta utilizaremos únicamente la demanda pesimista. Esta decisión se debe a que al comparar con la oferta buscamos ver que oportunidades hay para entrar en el mercado y es preferible tomar el valor pesimista para asegurar que incluso en el peor de los casos, la oportunidad sigue siendo óptima. En 2025, por ejemplo, el valor esperado de energía renovable es de 10,192 MW mientras que la potencia instalada proyectada es tan sólo de 5946 MW de energía renovable. Esta diferencia de aproximadamente el doble deja una demanda de energía renovable esperada de 4246 MW por cubrir lo que resulta muy prometedor para poder vender la energía eólica producida en el proyecto. A su vez, dicho comportamiento se repite a lo largo de los años, manteniéndose la brecha entre la demanda y la oferta. Dicha diferencia se puede ver representada en el siguiente gráfico:

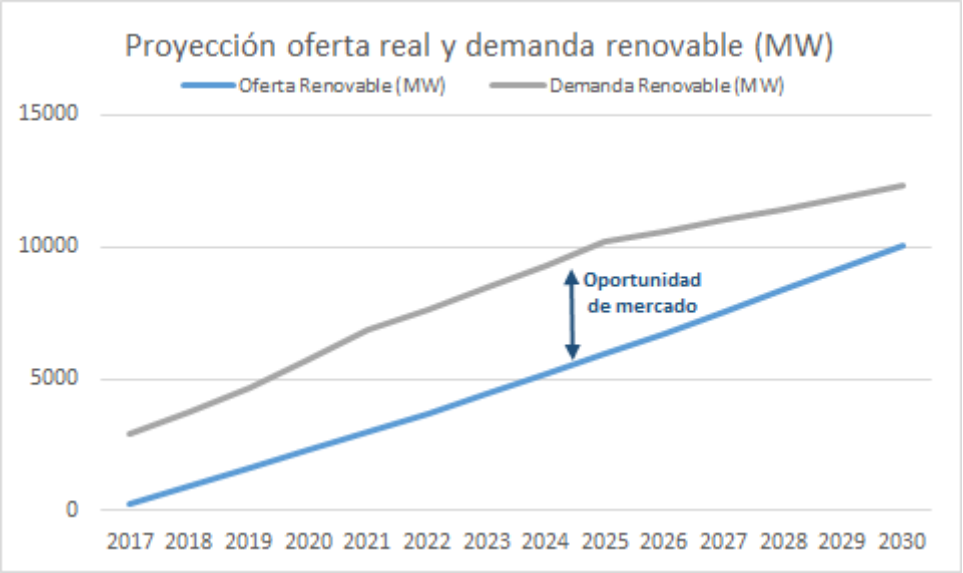


Figura 1.6.16. Proyección de potencia renovable instalada.

Se puede concluir que la oferta de energías renovables no llega a cubrir la demanda esperada para el año 2025, fecha hasta la cual están fijadas las metas nacionales de energía renovable. Luego del 2025, incluso si el porcentaje esperado de renovable se mantuviese en 20% (caso representado entre 2025 y 2030) la demanda aún sería mayor que lo esperado para la oferta. Dadas las observaciones hechas, podemos concluir que el proyecto cuenta con amplias oportunidades para prosperar comercializando la energía renovable producida tanto al MATER como a CAMMESA a través de las licitaciones de RenovAr. Cabe destacar que si se plantearán nuevos objetivos de energía renovable para después de 2025 estos serían mayores a 20% por lo que la demanda de energía renovable aumentaría incluso más favoreciendo lo anteriormente expuesto.

6.3.2. Proyección de oferta de energía eólica

Para proyectar la energía eólica por separado de las demás energías renovables, en lugar de evaluar la evolución mundial se buscó encontrar un país más avanzado que Argentina en el asunto de energías renovables, que haya tenido un desarrollo de la generación de energía eólica mucho más temprano que el de Argentina, y que posea características naturales (recurso eólico), regulatorias y económicas similares a las de Argentina.

Para encontrar al país que mejor se adecua al nuestro se realizó en el software GAPMINDER[15] un gráfico dinámico con veinte países que mostraba la potencia instalada de energía eólica y solar de cada país con respecto a su PBI entre el año 2000 y 2018. Los países fueron elegidos teniendo en cuenta su capacidad eólica y solar instalada. La variable potencia instalada de energía solar y eólica se eligió ya que se quería observar la capacidad de instalar y el crecimiento de la potencia instalada (MW) por año. El programa utilizado permite usar una tercera variable (tiempo) que muestra el cambio de las otras dos variables año tras año. Pudiendo ver la relación entre el PBI y la potencia instalada de eólica y solar para cada año, se analizó cuáles países se movían de manera similar. Se encontraron como respuestas posibles Turquía, Brasil y Austria. Se prosiguió a realizar un análisis de los tres países,

[15] Software GAPMINDER. Disponible para su descarga en: https://www.gapminder.org

investigando sus políticas sobre energías renovables y la disponibilidad de recursos convenientes para la generación de energías renovables, haciendo foco en los vientos. Finalmente se eligió Turquía para realizar la regresión.

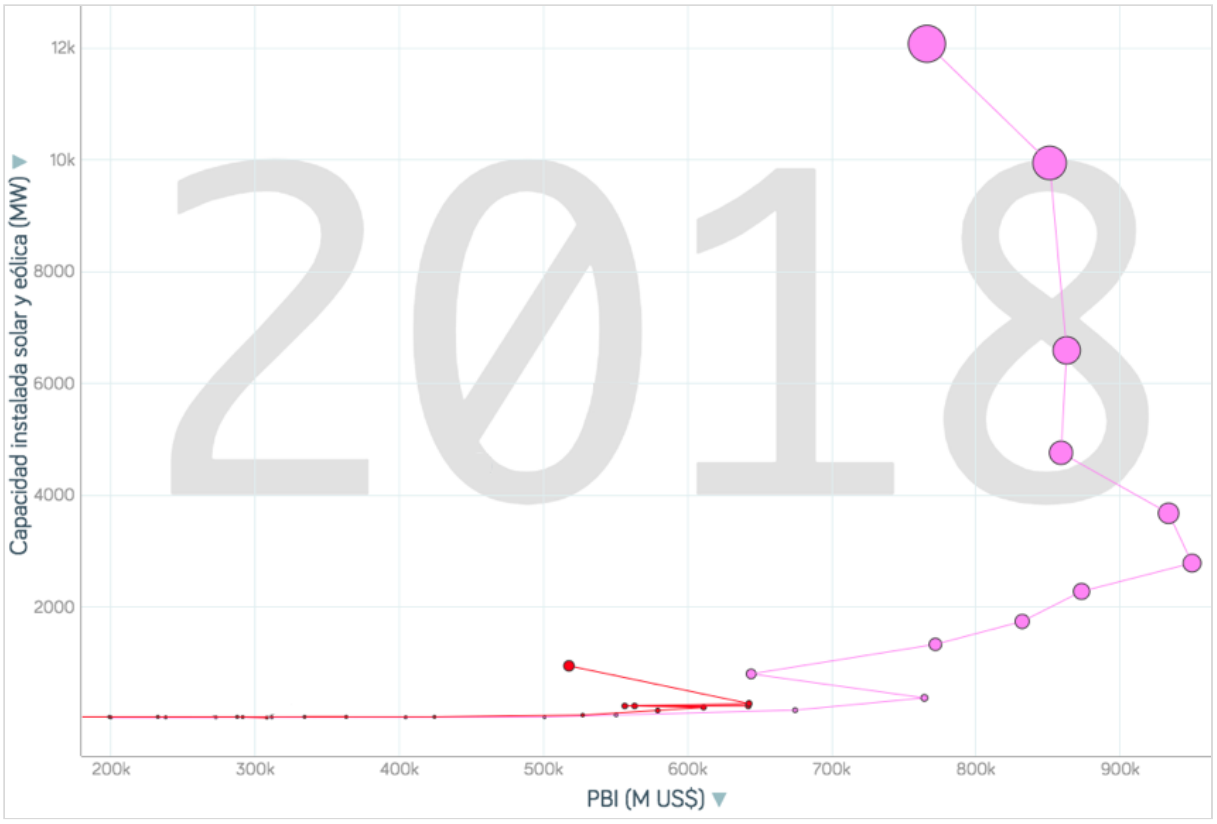


Figura 1.6.17. Potencia instalada de energía eólica y solar en función del PBI en el tiempo Argentina y Turquía. (Fuente: IRENA, 2018)

En la figura 1.6.17 se observa para Turquía (rosa) y Argentina (rojo) la potencia instalada de energía eólica y solar. Cada punto representa un año, por lo que siguiendo las líneas se puede ver el crecimiento entre 2000 y 2018. Como ya fue explicado, a partir de esto se prosiguió con un análisis más profundo de las características de Turquía como país generador de energía renovable, particularmente eólica.

En primer lugar, Turquía es un país que está muy desarrollado en materia de producción de energías renovables, y esto fue en gran medida gracias al marco regulatorio establecido. Así como en Argentina, la energía eléctrica está ampliamente sujeta a la regulación legal; los consumidores reciben su energía eléctrica a través de empresas intermediarias. Estas empresas deben tener una licencia de distribución y están controladas por el Gobierno en todas sus actividades. Es así que el progreso significativo que se ha logrado en Turquía en el campo de la energía renovable comenzó después de la promulgación de la Ley de Utilización de Recursos de Energía Renovable para el Propósito de la Energía Eléctrica de Generación (Ley de Energía Renovable, REL) en 2005. Después de 2005, el gobierno turco continuó produciendo, actualizando e implementando varias leyes y regulaciones. En mayo de 2009, se preparó y ejecutó el Documento de Estrategia de Seguridad del Mercado de Energía Eléctrica y Suministro, en el que se planteó el objetivo principal de Turquía: aumentar la participación de las fuentes renovables en la potencia instalada total del país hasta el 30% para 2023. Después de eso, Turquía lanzó un Plan Estratégico 2010-2014 para el sector energético, allí el

Ministerio estableció 11 objetivos estratégicos, entre los cuales se encuentran tener una capacidad instalada de 20.000 MW de energía eólica.

Para alcanzar los objetivos designados para 2023, se establecieron los siguientes incentivos (Kaplan, 2015):

1) Mecanismo de tarifas reguladas: se garantiza la compra a un precio definido de la electricidad generada a partir de fuentes renovables. De acuerdo con este mecanismo de apoyo, las instalaciones con licencia y sin licencia que generan electricidad a partir de fuentes renovables que están operativas actualmente y que estarán operativas antes del 31 de diciembre de 2020 se benefician de este sistema de tarifas por un plazo máximo de 10 años a partir de la fecha de su operación.

Biomasa	Eólica	Solar	Geotérmica	Hidráulica renovable	Biogás
13.3	7.3	13.3	10.5	7.3	13.3

Tabla 1.6.2. Tarifas fijas de energías renovables en US$/kWh en Turquía (Fuente: Legal Sources on Renewable Energy (Sternkopf, 2019))

2) Generación sin licencia: las entidades reales y legales que ya están generando electricidad a partir de instalaciones de generación basadas en recursos de energía renovable con una capacidad instalada máxima de 1 MW pueden utilizar los precios de alimentación descritos en la tabla anterior en caso de que inyecten electricidad restante al sistema de distribución después de satisfacer su consumo propio.

3) Incentivo a proveedores locales: en caso de uso de equipos mecánicos o electrónicos fabricados en Turquía en instalaciones de generación, comisionados antes del 31 de diciembre de 2020 y sujetos al Mecanismo de Soporte de Fuentes de Energía Renovables, se agrega un bono por equipos locales a la tarifa de alimentación correspondiente a esta fuente de energía renovable en consecuencia. Esta tarifa adicional se proporciona por un período de cinco años a partir de la fecha de inicio de la operación de la planta de generación.

4) Licitaciones públicas: ocasionalmente el gobierno de Turquía realiza grandes licitaciones a plantas generadoras de energía renovable. En 2017, por ejemplo, se licitaron 1000 MW para capacidad eólica y otros 1000 MW para solar (Tunç, Altunyuva & Paksoy, 2019)

5) Prioridad de despacho: las compañías de distribución de Turquía deben dar prioridad a la conexión de las energías renovables a los sistemas de transmisión y distribución.

En el siguiente gráfico se puede observar el impacto del marco regulatorio en el crecimiento de la capacidad instalada eólica en Turquía:

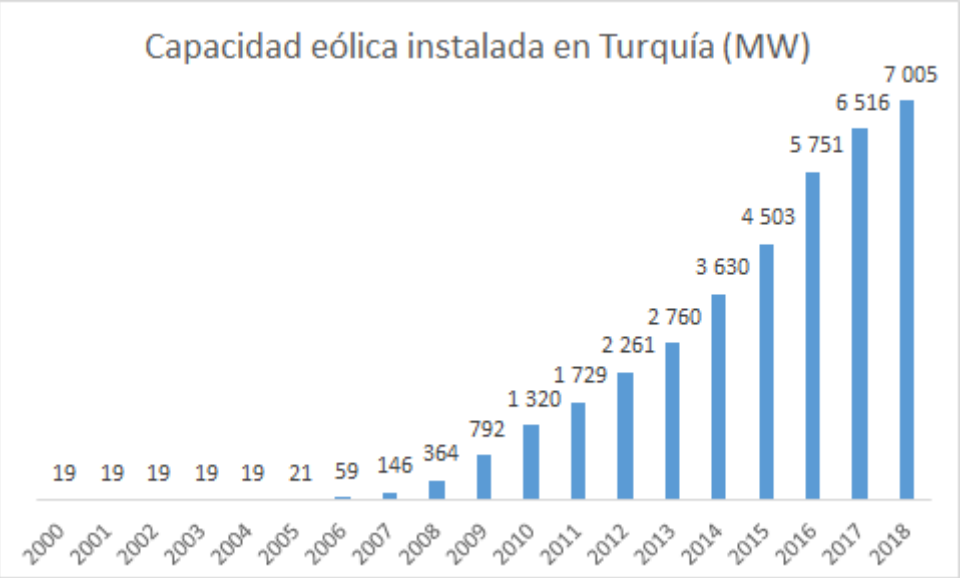


Figura 1.6.18. Capacidad eólica instalada en Turquía (Fuente: IRENA, 2018).

Se observa que a partir del 2005 es cuando claramente empieza a aumentar la capacidad eólica instalada en este país, producto del establecimiento del marco regulatorio previamente mencionado.

Dado lo previamente mencionado resulta evidente la comparación entre el marco regulatorio de Turquía y el de Argentina. Si bien estos países están desfasados temporalmente en este sentido, ambos tienen a su mercado eléctrico fuertemente controlado por el gobierno, establecieron un objetivo a largo plazo de share de energías renovables (Turquía: 30% para 2023; Argentina 20% para 2025), y un marco regulatorio con muchos incentivos en común (compra de energía generada a tarifas reguladas, prioridad de despacho, licitaciones). Además, el gobierno de Turquía hizo mucho énfasis en incentivar la producción local de componentes para la generación de energía renovable (como turbinas y aerogeneradores en el caso de la energía eólica), mientras que en Argentina (si bien sin un marco regulatorio en este sentido) esto se está empezando a desarrollar gracias a la instalación de empresas como Vestas y Nordex en Buenos Aires. Dado que Turquía estableció su primera gran ley en términos de energía renovable en el 2005 y Argentina lo hizo en el 2016, esto implicaría que Argentina y Turquía se encuentran desfasada en 11 años.

En cuanto al recurso eólico, debido a su posición geográfica, Turquía está bajo la influencia de diferentes masas de aire que dan lugar a un gran potencial de generación de energía eólica en diferentes áreas. Especialmente, los vientos del norte sobre la península de los Balcanes y el Mar Negro proporcionan fuertes vientos durante el período invernal. Los valores de velocidad del viento más altos dados son 5.1–5.2 m/s en Bandırma, 6.3–7 m/ en Bozcaada, 6.4 m/s en Karaburun y Karabiga 7.1 m/s en Nurdağı, 7 m/s en Senköy. Esto se puede evidenciar en el siguiente gráfico:

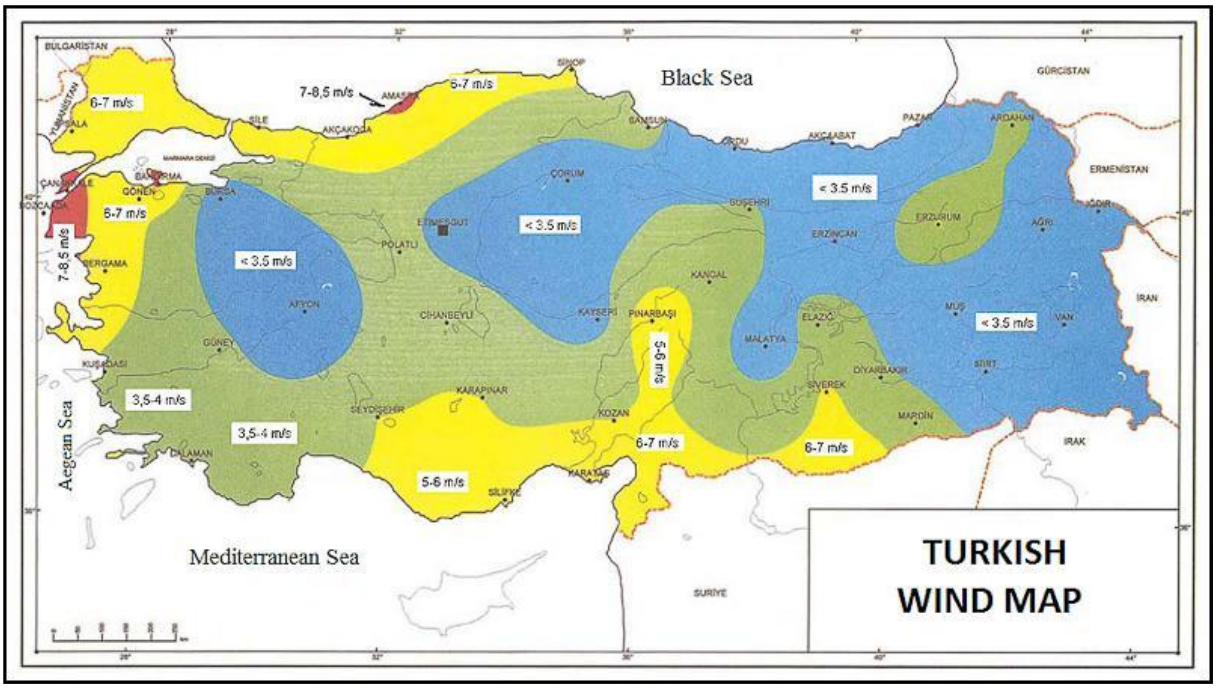


Figura 1.6.19. Mapa de vientos de Turquía (Fuente: EchoGéo (Akova, 2017)).

Una velocidad de viento de como mínimo 5 m/s ya resulta interesante para plantearse la posibilidad de generar energía eléctrica de origen eólica, con lo cual se comprueba que Turquía cuenta con los recursos naturales para explotar sus recursos eólicos, al igual que en Argentina. Además, se evidencia que Argentina tiene un potencial eólico mayor que el de Turquía, con vientos que superan los 10 m/s en diversas regiones del país, con lo cual se puede pensar que tendrá un desarrollo muy fuerte en energía eólica a partir del establecimiento de un marco regulatorio propicio, así como ocurrió con Turquía.

Se procedió entonces a realizar una regresión múltiple para modelar el porcentaje de participación de la energía eólica en la matriz eléctrica, usando como variables explicativas el año (tomando como año 0 aquel en que se ponen en marcha las políticas de incentivo) y el PBI per cápita (en US$ constantes). Esto se ve representado en la fórmula 1.6.2:

$$Y_t = a + b\,X_{1t} + c\,X_{2t} \qquad \text{(Fórmula 1.6.3)}$$

Siendo Y_t el % de participación de la energía eólica en el año t, X_{1t} el PBI per cápita (en miles de millones de US$ por habitante) en el año t, y X_{2t} el año t, tomando los 13 valores de cada variable entre 2005 y 2017 (ver tabla en el Anexo 1.8). Al realizar la regresión se obtuvieron los siguientes resultados:

Y = 607.707,2508 X1 + 0,333944242 X2 - 6,39958193

Estadísticas de regresión	
R Cuadrado	0.95815
R Cuadrado Ajust	0.94978
Error Estándar	0.54352
Observaciones	13

ANOVA

	df	*SS*	*MS*	*F*	*Significance F*
Regresión	2	67.63397	33.81698	114.4732	1.2838E-07
Residual	10	2.954141	0.295414		
Total	12	70.58811			

	Coeficientes	*Error estándar*	*t Stat*	*P-value*
Intercepto	-6.39958193	2.775428168	-2.3058	0.04382
X1 = PBI per cápita	607707.2508	303655.4897	2.001305	0.073229
X2 = Año	0.333944242	0.140943962	2.369341	0.039321

Tabla 1.6.3. Resultados regresión múltiple para el % de participación de la energía eólica.

Podemos ver que el modelo se ajusta correctamente a los datos reales, explicando el 94,97% de la variabilidad de los datos. Además, podemos ver que todos los coeficientes resultan significativos tomando un nivel de confianza del 90%, y que la interpretación del signo de los mismos resulta coherente (a mayor tiempo transcurrido desde iniciadas las políticas, mayor % de energía eólica, así como también sucede lo mismo para un mayor PBI per cápita).

Por lo tanto, dado que el modelo efectivamente resulta estadísticamente válido para predecir el % de participación de la energía eólica, se procedió a evaluar el modelo usando tomando para la variable X_1 las proyecciones de PBI per cápita para Argentina, y tomando el año 2016 como año 0, obteniéndose el siguiente resultado:

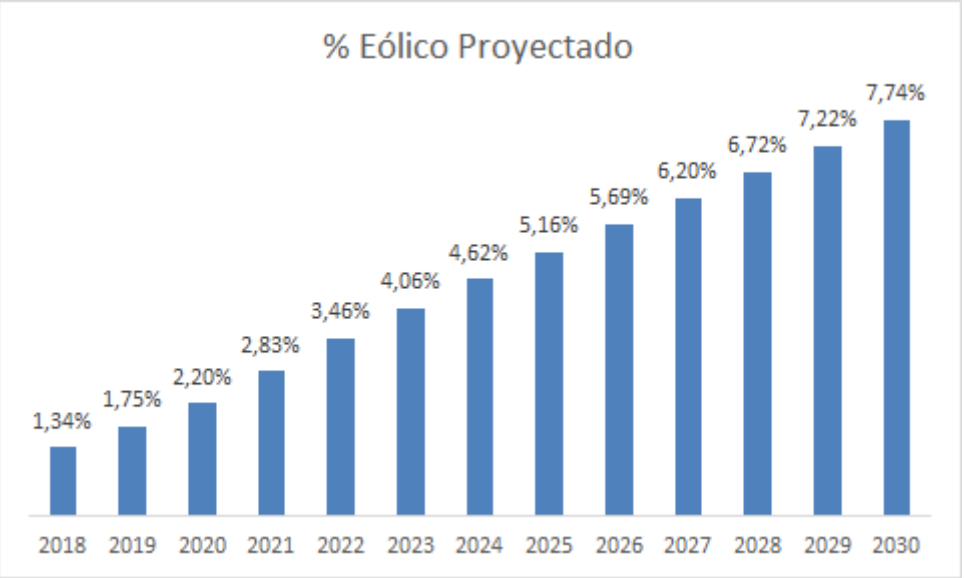


Figura 1.6.19. Proyección del % de participación de la energía eólica en la matriz eléctrica de Argentina. (Fuente: Elaboración propia)

Es interesante destacar que se obtuvo un valor de 5.16% para el año 2025. En la proyección anterior se estimó en 5,900 los MW instalados de energía renovable para el mismo año, de los cuales, si tenemos en cuenta la proporción actual de MW licitados a través de RenovAR (1,4 MW de potencia eólica por cada MW de energía solar) puede estimarse que 3,400 MW corresponderán a parques eólicos. Considerando además, que el 20% objetivo para el 2025 implica una potencia renovable de alrededor de 10,000 MW, puede estimarse también el porcentaje de participación de energía eólica, en función de estos datos, obteniendo un valor de 6.18%.

Puede observarse entonces una consistencia entre ambas proyecciones, concluyendo que si bien en los próximos años la capacidad instalada de energía renovable, y en particular eólica aumentará notablemente, aún quedará una demanda insatisfecha que podrá ser aprovechada por este proyecto.

6.4. Determinación potencia a instalar

Habiendo analizado la oferta del mercado, debe analizarse además la potencia instalada por parque eólico. Actualmente la tendencia es hacia parques de mayor potencia instalada, y como se ha mencionado previamente, hay expectativas de que la próxima ronda licitatoria de RenovAr sea para parque de mayor tamaño. A continuación se presenta un diagrama de caja y bigotes con la potencia instalada por parque eólico por ronda de RenovAr:

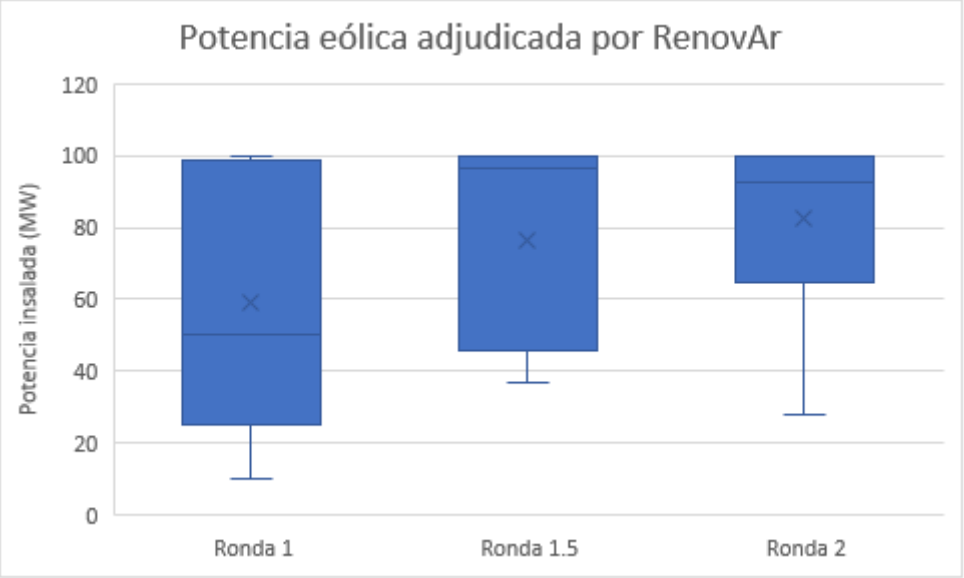


Figura 1.6.20. Potencia eólica adjudicada en cada ronda de RenovAr (Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MINEM)

En función de lo previamente analizado se define como valor preliminar de potencia a instalar de 100 MW. Este valor le otorga al proyecto la flexibilidad de poder ingresar tanto al mercado MATER como a licitaciones de RenovAr. Por otro lado, la existencia predominante de parques de esta potencia respalda la elección. La viabilidad de este valor será posteriormente verificado en el estudio económico y financiero.

7. Análisis del Precio de la Energía Eléctrica

En este inciso se hará un análisis extensivo del precio de la energía eléctrica. Por un lado se hará un análisis del precio histórico global, tanto para la energía eléctrica en general como para la de origen eólico, y luego se harán análisis y proyecciones para los tres mercados posibles de la comercialización de energía eléctrica en Argentina: el mercado Spot, el Mercado a Término (MATER), y el mercado de la venta por RenovAr.

7.1. Precio histórico

Para comprender el precio de la energía eólica, primero hay que realizar un análisis de los costos. El LCOE (levelized cost of energy) está determinado por el factor de capacidad, costos totales de la instalación, WACC y costos de operación y mantenimiento. A nivel mundial el LCOE disminuyó de 400 US$/MWh en 1983 a 60 US$/MWh en 2017, una disminución del 85%.

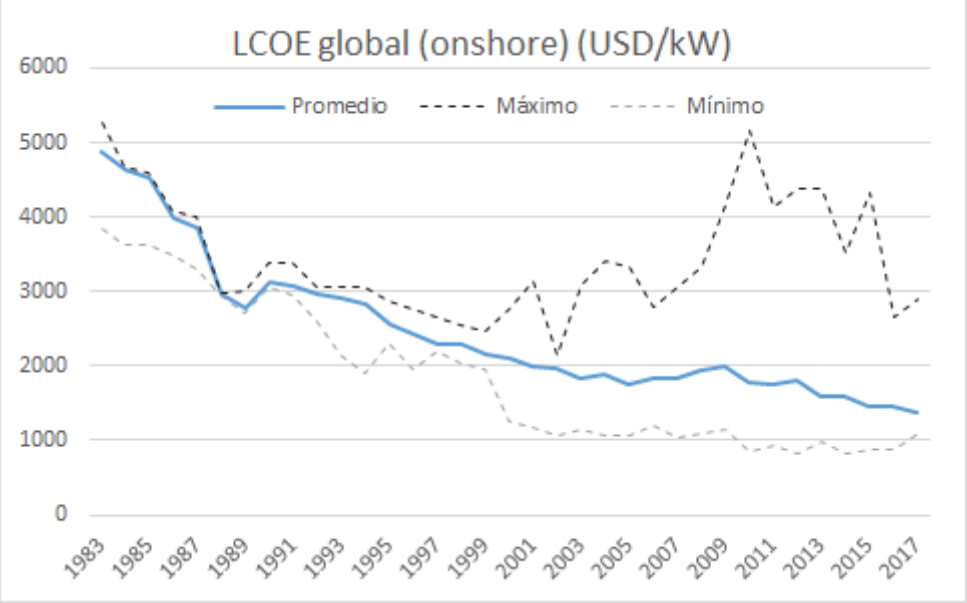


Figura 1.7.1. LCOE de energía eólica entre 1983 y 2016 (Fuente: Renewable Costs Database (IRENA, 2018)). .

Esta disminución de los costos se debe principalmente a las nuevas tecnologías. Las turbinas empiezan a generar energía a una velocidad de 3-5 m/s y alcanzan la potencia máxima a una velocidad de 11-12 m/s. La energía eólica tuvo una revolución a partir del 2008. Durante esta revolución se mejoraron las tecnologías utilizadas y se incrementó el factor de capacidad para un recurso de viento dado. Al mismo tiempo los costos de instalación disminuyeron, ya que bajaron los precios de las turbinas eólicas después de su pico en 2008. El balance de los costos del proyecto también disminuyó. A partir de todos estos factores el LCOE ha disminuído y se disparó la cantidad de empresas productoras. A continuación puede observarse un gráfico que muestra seis países distintos y sus respectivas curvas de LCOE en US$/KWh, en distintos períodos[16]:

[16] Los períodos se corresponden con la época en la que el recurso eólico comenzó a utilizarse como una fuente de generación energía en cada país.

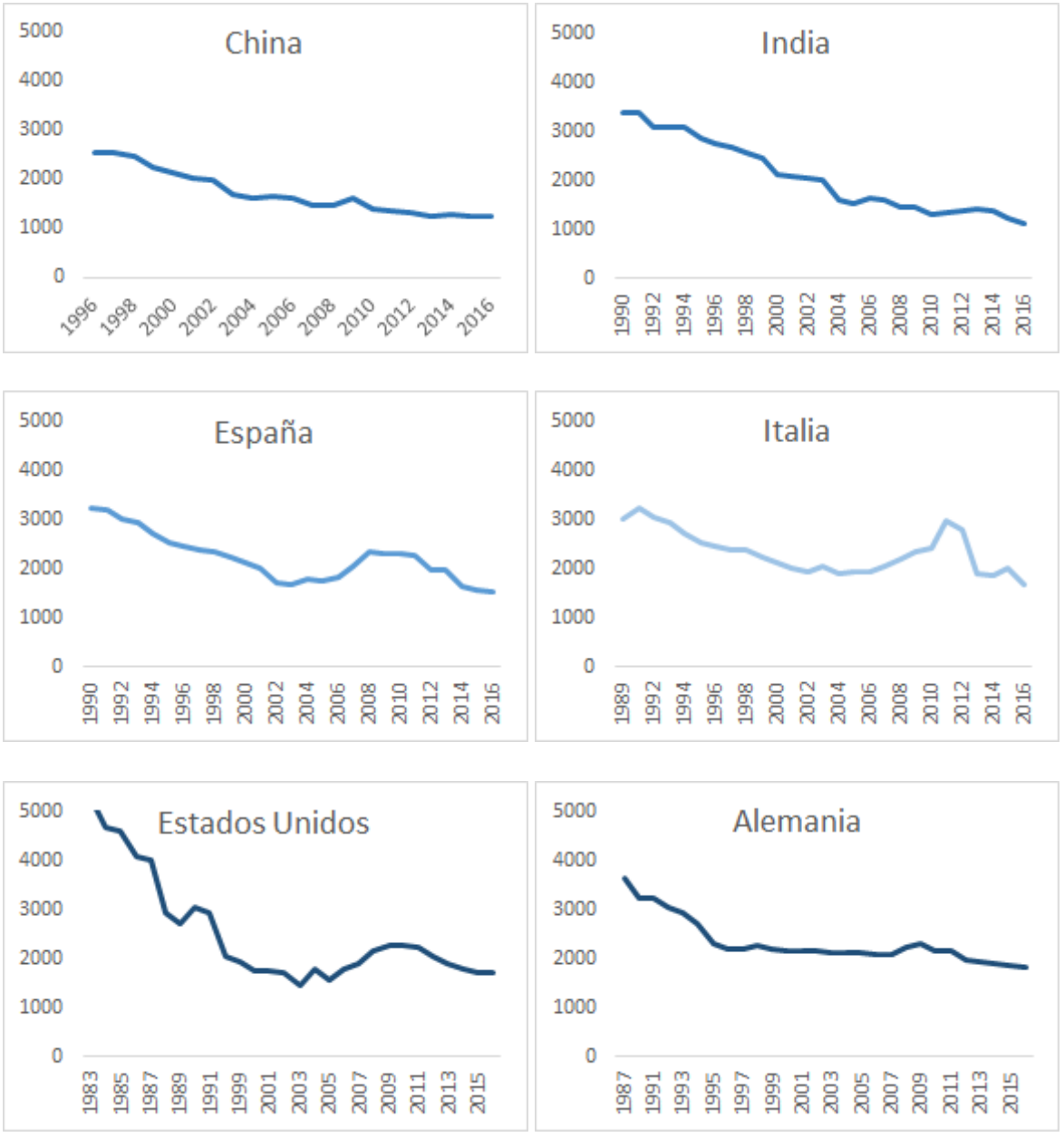


Figura 1.7.2. LCOE para distintos países (US$/kWh) (Fuente:Renewable Cost Database (IRENA, 2028)).

A pesar de tener distintas tasas de disminución, puede notarse una clara tendencia de decrecimiento.

Sin embargo, hay diferencias significativas en los costos entre los países. Estas radican principalmente en los costos de producción, que varían significativamente por país y a los vientos de cada lugar, es decir sus recursos eólicos.

Los costos de producción se constituyen principalmente a partir de los siguientes factores:

- Costos de la turbina, los cuales incluyen el generador, las aspas, la góndola, el convertidor de potencia, el transformador y la torre.
- Conexión a la red: incluye transformadores, subestaciones y costos de transporte.

- Tierra: si bien el costo de las tierras constituye un porcentaje bajo de los costos totales, no son despreciables. Es importante tener en cuenta que los costos de la tierra por m^2 en Argentina, sobre todo en la Patagonia son mucho menores a los de Estados Unidos y Europa.

Las turbinas representan uno de los costos más significativos y que presentan los mayores cambios en los últimos diez años. Hoy en día se cuenta con una amplia gama de turbinas ofrecidas por los fabricantes para permitir a los productores de energía eólica elegir diseños que ofrezcan el LCOE más bajo para las limitaciones de sitio que enfrentan. Siemens, General Electric y Vestas ofrecen más de 20 modelos, aproximadamente el doble de lo que ofrecían en 2010. No solo se puede encontrar mayor variedad, sino que además se ha mejorado mucho las tecnologías utilizadas. Los nuevos tamaños y formas de las turbinas y las aspas han permitido la instalación de una mayor cantidad de molinos en porciones de tierra menores, permitiendo a los generadores de energía optar por proyectos más grandes y logrando de esta manera amortizar costos.

Por su parte cada país y cada región tiene distintas velocidades promedio de vientos lo que afecta directamente en el factor de capacidad. Dependiendo del factor de capacidad, es decir el cociente entre la energía real generada en un período sobre la energía que generaría en el mismo período trabajando a su potencia máxima, la producción de energía eólica y consiguientemente el costo de la misma cambia. Las regiones con vientos más rápidos, tendrán mayor factor de carga y por lo tanto un potencial para bajos costos de generación.

Es interesante analizar el caso de Argentina en particular. Por un lado, los costos de la tecnología y de la producción son más altos que en la mayoría de los países generadores. Sin embargo al tener vientos de aproximadamente 10 m/s (considerablemente altos), su factor de capacidad suele ser muy bueno. Finalmente los altos costos financieros y el potencial de bajos costos por factor de potencia se balancean, permitiendo a Argentina tener costos dentro del rango mundial. De todos modos, no hay que olvidar que el potencial eólico de este país es muy alto, por lo que los costos no deberían estar en el promedio, sino ser menores.

Otro factor clave a analizar es la competitividad de la energía eólica en comparación con otras energías renovables y también con las convencionales. La firma de asesoría financiera *Lazard* realizó un análisis del costo nivelado eléctrico (LCOE) en el año 2018. En el mismo se puede observar una comparación entre los distintos tipos de generación de energía.

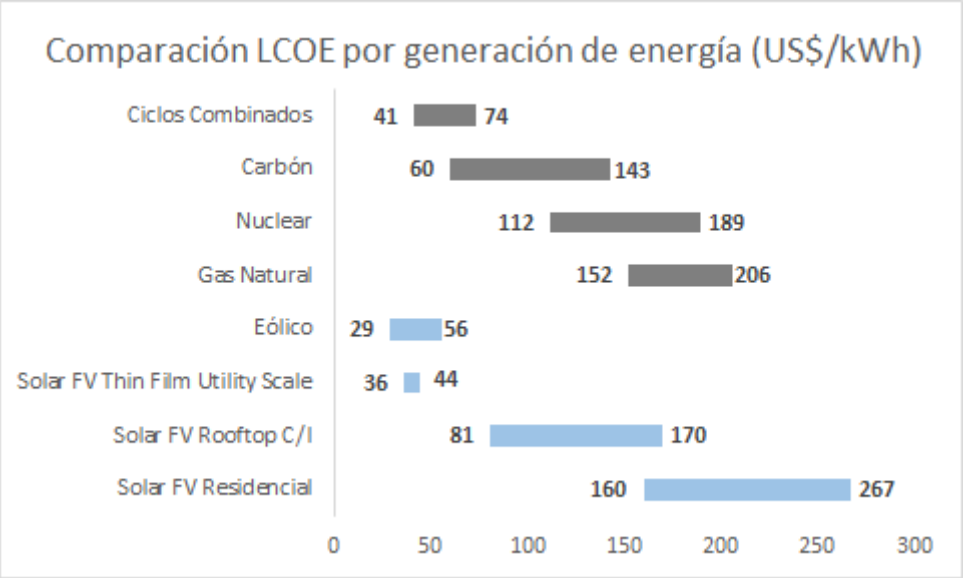


Figura 1.7.3. Comparación LCOE por tipo de generación de energía. (Fuente: Lazard, 2018))

En la Figura 1.7.3 se puede observar la comparación del LCOE por el tipo de generación realizada por la firma Lazard. Cabe señalar que la firma destaca que:

> Esta observación no tiene en cuenta otros factores que también podrían tener un efecto potencialmente significativo en los resultados que se observan, pero quedaron fuera del alcance de este análisis. Estos factores adicionales, entre otros, incluyen: aranceles de importación, costos relacionados a la generación distribuida, actualización de la red, transmisión, congestión u otros costos relacionados con la integración, y costos relacionados con el cumplimiento de distintas regulaciones ambientales. Este análisis tampoco incluye potenciales externalidades sociales y ambientales. (Lazard, 2018)

Teniendo en cuenta esto el único factor evaluado es el LCOE. Se puede observar que la energía eólica tiene el menor límite inferior de LCOE, es decir que se podría considerar la energía con el menor LCOE. A pesar de tener un rango de precios muy grande, su límite superior también es bajo en comparación con otras fuentes de energía. Dentro de sus competidores más fuertes pueden encontrarse energías provenientes de algunos tipos de solar, quien se presenta como otra opción de bajo LCOE y beneficioso para el medioambiente.

7.2. Precio en Argentina

Para el análisis del precio de la energía eólica en Argentina es conveniente separar en los tres canales de venta: Spot, MATER y RenovAr.

7.2.1. Precio en el mercado Spot

Como ya fue mencionado anteriormente, el mercado Spot representa la compra y venta de electricidad en el corto plazo, no basado en contratos a término.

En el mismo se realizan las transacciones de compra y venta de energía en tiempo real, variando el precio en forma horaria de acuerdo a las variaciones en la demanda y la disponibilidad de los equipos que haya en cada momento. La demanda está representada por

el consumo total de energía en ese determinado momento, mientras que la oferta está compuesta por todos los agentes generadores de energía del país (independientemente de la fuente a partir de la cual producen energía eléctrica) con capacidad de proveer energía en ese momento.

El mismo funciona con un modelo de costo marginal, en el que se asigna prioridad de despacho y venta a los productores según un orden prioritario de costos, entrando en servicio primero los productores más económicos hasta satisfacer la demanda instantánea. Este sistema fomenta el uso eficiente de los recursos, favoreciendo a aquellos productores que producen con los menores costos.

De esta manera, para un determinado nivel de demanda el precio spot queda determinado por el precio al que se pagaría por incrementar en una unidad la potencia instantánea. Si el nivel de demanda aumenta, esto permitirá el ingreso de aquellos agentes que producen a un costo mayor, y no podían competir al precio anterior. La ganancia de los productores es entonces la diferencia entre sus costos de generación y el precio Spot momento a momento.

Este esquema, no favorece a los parques eólicos, pues según el Anexo 3 de la resolución 1/2019 “la energía generada por Centrales de Generación que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales se le reconocerá por su energía generada un Precio de Energía No Convencional establecido en 28 U$S/MWh” (Poder Ejecutivo Nacional, 2019) por lo que no resulta económicamente viable.

De todas formas, cabe destacar que si bien este canal no resulta una opción viable como canal de venta primario para la producción de energía eólica, puede utilizarse como canal secundario para eventualmente vender un excedente de producción que pudiera haber frente a lo licitado en un contrato MATER/RenovAr, y en el caso en el que la empresa con la que se pacta el contrato privado no acceda a comprar los excedentes.

En dichos contratos, se acuerda entregar una cierta cantidad de MW a un determinado precio, fijo por una cierta cantidad de años, no necesariamente recibiendo un ingreso adicional en caso de superar el valor nominal fijado (podría pactarse o no). Por lo tanto, si por las condiciones ambientales en un período determinado resultara en una generación que superasen el valor nominal fijado en la licitación, para no desaprovechar ese exceso, el mismo podría ser vendido a precio Spot, permitiendo obtener un beneficio por el mismo.

7.2.2. Precio en el MATER

En el MATER, se realizan contratos a término entre empresas privadas y generadores de energía renovable. Al ser contratos privados, se cuenta con poca información histórica sobre el precio al que se cerraron las licitaciones existentes. El último contrato entre privados que se conoció públicamente fue con un precio de 65.1 USD/MWh entre las empresas Central Puerto y AySA (Singh, 2019).

Sin embargo, el precio con el que se compite es el precio monómico que pagan los GUH por la energía consumida, de modo que el mismo representa el techo del precio al que se puede competir en dicho mercado. Por lo tanto, realizando un análisis del mismo y haciendo una proyección, puede obtenerse el rango de precios en el que se podrá competir en este canal de venta para los próximos años.

El precio monómico es un precio único que está calculado como el costo total por la compra/venta de energía, dividido el total de energía vendida/comprada. Se busca entonces estimar el precio de la energía eléctrica en Argentina a futuro, y evaluar si en distintos escenarios la energía eólica renovable seguiría siendo competitiva frente a las alternativas convencionales. A continuación se presenta el precio monómico histórico en $/MWh.

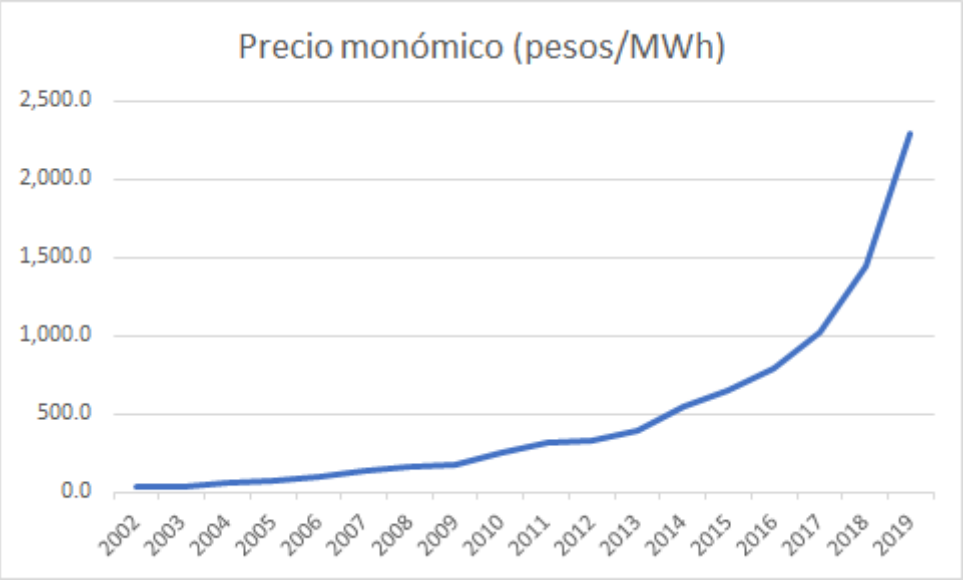


Figura 1.7.4. Precio monómico histórico en pesos por MWh. (Fuente: Elaboración propia)

Si bien el precio en pesos creció notablemente en los últimos años, esto se debe al aumento en el tipo de cambio respecto al dólar, dado que la gran mayoría de los costos de generación de energía varían en función del precio del mismo. El precio monómico convertido a dólares corrientes de cada año es el siguiente:

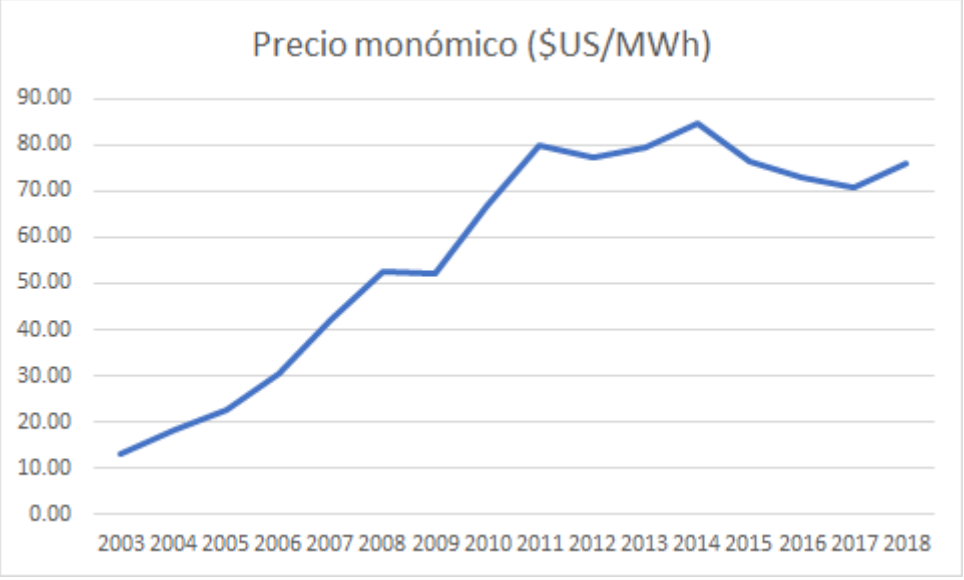


Figura 1.7.5. Precio monómico histórico en dólares corrientes (Fuente: Elaboración propia)

Se puede ver que desde el 2003 hasta el 2008, el precio creció notablemente año a año, y que a partir del 2008 el mismo se estabilizó. Esto puede ser explicado en parte por el aumento en el precio del petróleo y sus derivados durante esos años, aumentando consecuentemente el costo de la generación de la energía eléctrica.

Al tratarse de un commodity, para proyectar el precio del mismo se aplicó el modelo de Mean Revertion. Este modelo de proyección asume que eventualmente el precio del bien en cuestión tiende a su valor medio. Cabe destacar que esta media puede ser tanto la media histórica o puede seguir una línea de tendencia creciente o decreciente. Esto aplica para los commodities dado que al no haber diferenciación, la competencia queda definida principalmente por el precio. Luego, al estar el precio debajo de la media, se considera al bien más atractivo, lo que aumenta la demanda, y eventualmente aumenta el precio. En el caso contrario, al estar el precio por encima, se lo considera menos atractivo, disminuyendo la demanda, y consecuentemente disminuyendo el precio.

Sin embargo, para poder utilizar este modelo, deben validarse distintos supuestos de manera estadìstica. En particular, primero debe verificarse que se cumpla la regla del “Random Walk”.

Esto implica, en primer lugar, verificar que el precio del año anterior es un buen estimador para el precio en el año siguiente. Por otro lado debe cumplirse que el error en la estimación año a año (es decir, la variación de precio), debe tener media 0 y estar distribuido aleatoriamente.
Es decir, se plantea un modelo dada la fórmula 1.7.1:

$$Y_t = a + b\, Y_{t-1} + E_t \qquad \text{(Fórmula 1.7.1)}$$

Siendo Y_t el valor en el año t, y E_t el error en el año t.Validar la regla implica entonces:

- Una alta correlación entre Y_t e Y_{t-1}
- Una baja correlación entre E_t y E_{t-k} , encontrándose como valores aceptables aquellos que están entre -0.25 y 0.25 con un nivel de confianza del 68%.

Teniendo en cuenta que durante los primeros años el precio aumentó de manera constante por un factor externo, se consideró la posibilidad de aplicar el modelo tomando la serie histórica desde el 2008 en adelante. Sin embargo, considerar los años previos no necesariamente implica que no se cumpla el modelo, y además agregan una variabilidad adicional a los datos, existente en la realidad. Por lo tanto se procedió a aplicar el modelo para la serie desde 2003, obteniendo el siguiente resultado:

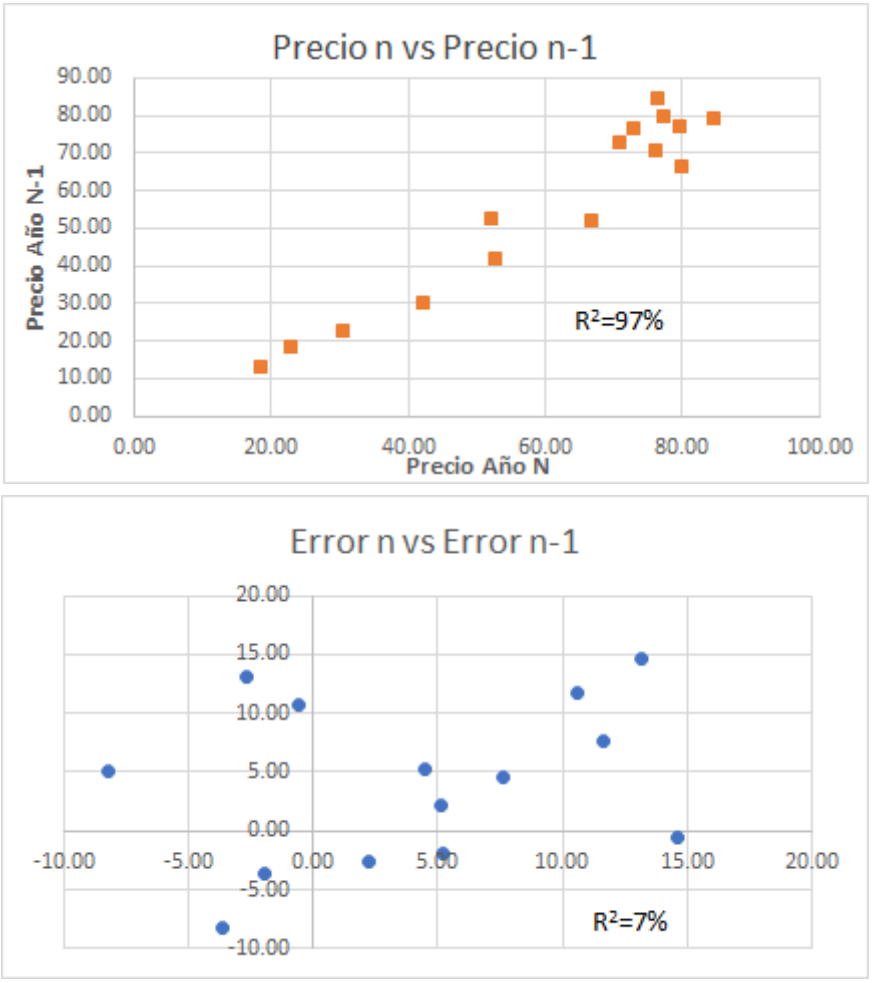


Figura 1.7.6. Resultados Random Walk tomando datos desde el 2003 (Fuente: Elaboración propia)

Se puede observar entonces que se cumple la regla del Random Walk (en la tabla del Anexo 1.9 se encuentra toda la información del Random Walk). Si bien el precio podría proyectarse utilizando este modelo, el mismo no resulta conveniente dado que los intervalos de confianza divergen a medida que pasa el tiempo, por lo que la variabilidad es muy alta. Es por eso que se eligió a aplicar el modelo de Mean Reversion.

Como fue mencionado anteriormente, el modelo parte del supuesto que el precio de un commodity se comporta como un elástico, de manera que a medida que se aleja del "precio de equilibrio" tiende a volver al mismo y cuánto más alejado se encuentre, mayor será la tendencia a volver.
Las ecuación que describe al modelo es:

$$dy(t) = \eta (M - y(t)) dt + \sigma dB(t) \qquad \text{(Fórmula 1.7.2)}$$

Siendo y(t) el precio en función del tiempo, M la media histórica o punto de equilibrio, y los demás parámetros explican la varianza que tendrá el precio para la proyección de cada año. Resolver esta ecuación implica obtener la solución para la esperanza del precio y la varianza que tendrá cada estimación. Las soluciones son conocidas y tienen la :

$$E[y(t)] = M + [y(0) - M] e - \eta dB(t) \qquad \text{(Fórmula 1.7.3)}$$

$$\text{Var}[y(t)] = (\sigma^2 / 2\eta) * (1 - e - 2\eta t)$$ (Fórmula 1.7.4)

Se procedió a calcular dichos parámetros mediante una regresión auxiliar, para la serie histórica comenzando en 2003. Los coeficientes del modelo resultaron estadísticamente significativos (ver Anexo 1.9) y se procedió a proyectar el precio.

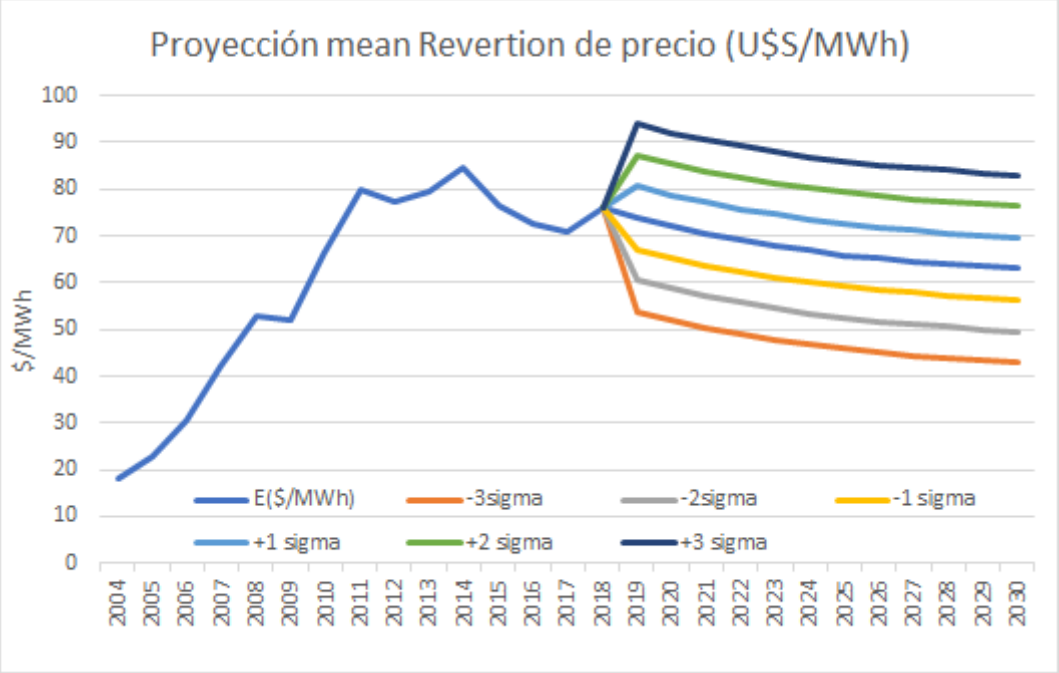


Figura 1.7.7. Proyección del precio utilizando serie histórica desde 2003 (Fuente: Elaboración propia)

El resultado de la proyección arroja un valor medio de 63 US$/MWh para 2030. A su vez, considerando el más caso crítico, en el que el costo de la energía eléctrica disminuye notablemente, tomando el precio de la esperanza menos 3 sigmas, obtenemos el valor de 43 US$/MWh. Esto presenta un panorama muy favorable para la energía eólica, cuyo costo de la energía hoy en día se sitúa alrededor de 40 US$/MWh en Argentina, evidenciándose el mismo en el precio promedio de la última ronda de las licitaciones de RenovAr que fue de 40.61 US$/MWh para los proyectos eólicos.

Es decir, incluso en el caso más desfavorable, en el que el costo monómico disminuye hasta la esperanza menos 3 sigmas (probabilidad menor al 0.27%) y la energía eólica mantenga su costo actual, vemos que la misma seguiría siendo competitiva.

Luego, este mercado resulta muy atractivo dado que se compite con todas las otras energías renovables únicamente por precio, puesto que para el GUH es indiferente con que tipo de energía renovable se abastece (para el cumplimiento de la ley).

Observando la figura 1.4.3 puede evidenciarse que esto representa una oportunidad importante para la energía eólica, ya que tiene el menor costo de generación dentro de las distintas energías renovables con las que se compite en Argentina. Esto explica porque la gran mayoría de los contratos entre privados fueron realizados con parques eólicos. Hasta

octubre de 2019 el 98.72% de los MWh contratados por MATER fueron con energía eólica, y el restante 1.28% con parques solares, cuya participación empezó a crecer en este último año.

El precio monómico como techo impide a las energías renovables de mayor costo competir (Biogás, Biogás RS, Biomasa, Pequeñas Hidroeléctricas) en este mercado, por lo que únicamente se compite potencialmente con los parques solares.

7.2.3. Precio por RenovAr

En el programa RenovAr los oferentes deben seleccionar un precio al que ofrecerán la energía eólica durante todo el plazo del contrato. El precio ofertado se define como:

> El precio de la energía eléctrica generada por la Central de Generación (expresado en Dólares por MWh) que el Oferente está dispuesto a cobrar durante todo el plazo del Contrato de Abastecimiento (...). El Precio Ofertado es único para cada Oferta y eventualmente será ajustado por el Factor de Ajuste Anual y Factor de Incentivo según se dispone en este PBC. (Resolución MEyM N° 136/2016, 2016)

A partir de estos precios ofertados, ganarán las licitaciones quienes presenten mejores precios. Finalmente, los precios ofertados se transformarán en precios adjudicados para aquellos proyectos que ganen las licitaciones.

En este programa se utilizan dos factores: ajuste e incentivo. El factor de ajuste implica que para cada año de producción el precio adjudicado se multiplica por el factor de ajuste que puede observarse en la siguiente tabla:

Ano 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	1.145
9	1.1646
10	1.1845
11	1.2047
12	1.2253
13	1.2462
14	1.2675
15	1.2891
16	1.3111
17	1.3335
18	1.3563
19	1.3794
20	1.403

Tabla 1.7.1. Factor de ajuste anual RenovAr 2

El factor de incentivo significa que para cada año de producción el precio adjudicado se le aplica el factor que se verá a continuación:

Año Calendario	Factor de incentivo
2018	1.20
2019	1.15
2020	1.15
2021	1.15
2022	1.15
2023	1.10
2024	1.10
2025	1.10
2026	1.05
2027	1.05
2028	1.05
2029	1.00
2030	1.00
2031	1.00
2032	1.00
2033	1.00
2034	0.90
2035	0.90
2036	0.90
2037	0.80
2038	0.80
2039 y posteriores	0.80

Tabla 1.7.2. Factor de incentivo anual de RenovAr 2.

El factor de incentivo estimula a los generadores a comenzar a producir lo más rápido posible, ya que en los primeros años se les pagará más por MWh generado.

Finalmente lo que los generadores recibirán será el producto del precio adjudicado (*P*), el factor de incentivo (*FI*) y el factor de ajuste (*FA*), es decir *P* x *FI* x *FA*.

Para comprender el canal de venta RenovAr se deben analizar los precios adjudicados para los proyectos de parques eólicos que ganaron las licitaciones de RenovAr 1, RenovAr 1.5 y RenovAr 2. Como ya se nombró anteriormente se licitaron 34 proyectos de energía eólica, aproximadamente 2500 MW de potencia a instalar.

A continuación se puede observar una lista con los proyectos ganadores de RenovAr 1 y los precios adjudicados:

Región	Potencia MW	Precio adjudicado US$/MWh
BSAS	50	49
BSAS	10	50
Comahue	75	54
BSAS	50	55
Comahue	50	57
BSAS	100	58
Patagonia	24	59
Patagonia	24	59
BSAS	99	62
Patagonia	97	63
Patagonia	28	66
NOA	100	67

Tabla 1.7.3. Proyectos ganadores RenovAr 1

El rango de precios adjudicados para los proyectos de RenovAr 1 es de 49 US$/MWh a 67 US$/MWh con un promedio ponderado de 59.39 US$/MWh. Este resulta un precio muy competitivo en comparación a los proyectos licitados de pequeñas hidráulicas, biomasa y biogás, cuyos precios promedios fueron de 105 US$/MWh, 110 US$/MWh y 154 US$/MWh respectivamente. En cuanto a los proyectos de energía solar se pueden ver precios similares a los de eólica de aproximadamente 60 US$/MWh.

En la segunda ronda de RenovAr los precios bajaron considerablemente:

Región	Potencia MW	Precio adjudicado US$/MWh
BSAS	100	46
Patagonia	100	50
Patagonia	100	54
Comahue	100	55
BSAS	38	56
NOA	95	57
BSAS	98	65

Tabla 1.7.4. Proyectos ganadores RenovAr 1.5

En este caso el rango de precios varía entre 46 US$/MWh y 65 US$/MWh. A pesar de tener un límite superior similar a la ronda anterior, el promedio ponderado es 53.34 US$/MWh, 6 US$/MWh menor al de la primera ronda. En RenovAr 1.5 únicamente se licitaron proyectos de eólica y solar, con promedios ponderados muy parecidos entre ambas energías.

La tendencia de disminuir el precio continúa en RenovAr 2:

Región	Potencia MW	Precio adjudicado US$/MWh
BSAS	80	37.3
Patagonia	60	38.9
Patagonia	85	38.9
BSAS	100	39.55
BSAS	100	40.27
BSAS	100	40.27
Patagonia	27	40.27
Patagonia	100	40.27
BSAS	86	40.9
Patagonia	99	41.5
Comahue	60	45.67
NOA	100	46.67

Tabla 1.7.5. Proyectos ganadores RenovAr 2

Durante la tercera ronda de RenovAr el rango disminuyó ubicándose entre los 37.3 US$/MWh y 46.67 US$/MWh y el promedio ponderado fue 40.91 US$/MWh. En este caso se puede ver que el límite superior coincide con el inferior de la anterior ronda, es decir que ningún proyecto se adjudicó con el mismo precio que en la ronda anterior, todos fueron menores. Es importante recalcar que mientras los proyectos de energías eólicas disminuyeron su precio, las pequeñas hidráulicas, biomasa y biogás se mantuvieron en el tiempo. En esta ronda las pequeñas hidráulicas se licitaron a 100 US$/MWh, la biomasa a 117.2 US$/MWh y el biogás a 160 US$/MWh. Por otro lado los proyectos de energía solar tuvieron un precio promedio ponderado de 42.48 US$/MWh, el cual es ligeramente superior al de eólica. También es importante nombrar que los proyectos de energía solar aún tienen proyectos cuyo precio fue mayor a 50 US$/MWh.

Se pudo ver una tendencia decreciente de los precios de los proyectos de energía eólica en las distintas rondas de RenovAr:

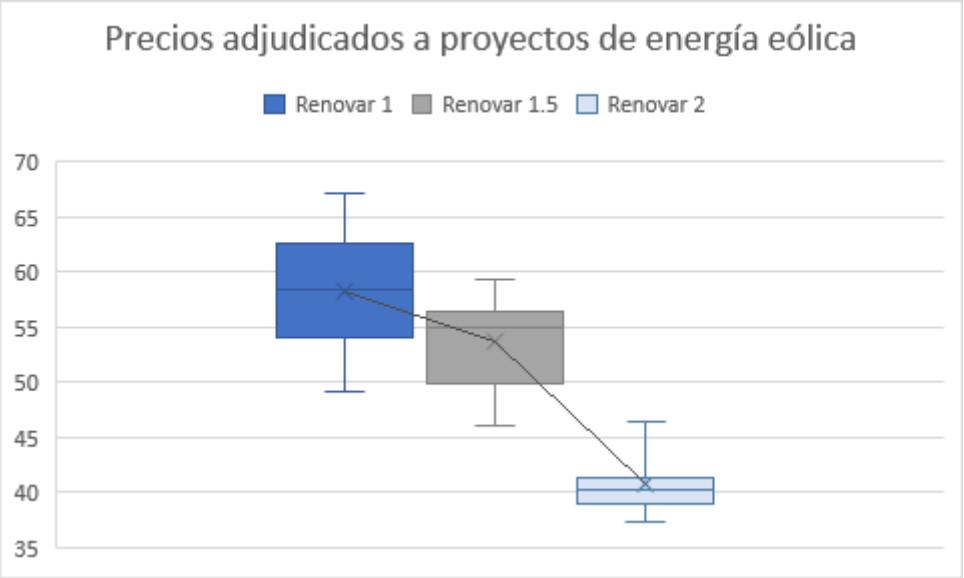


Figura 1.7.8: Precios adjudicados a los proyectos de energía eólica en RenovAr.

Al observar la ronda 2 de RenovAr en la figura 1.7.8 se clarifica la tendencia decreciente y cómo los rangos intercuartílicos fueron decreciendo en cada ronda, es decir que no solo disminuye el precio al que los proyectos venden la energía sino que se han vuelto muy competitivas las licitaciones y todos los oferentes deben ofrecer el precio más bajo posible con el fin de ganar las licitaciones.

La tendencia decreciente observada en la figura 1.7.8 se condice con la disminución de costos observada a nivel mundial en el Inciso 6.2. Se puede ver entonces que Argentina sigue la tendencia mundial, y se podría esperar que los precios de venta de la energía eólica sigan disminuyendo durante las rondas de RenovAr siguientes. De todos modos se debe tener en cuenta que si bien hubo una disminución muy pronunciada en los costos y precios en los últimos años, los mismos se atenúan al pasar los años. Finalmente tomando en consideración el análisis previo de costos mundiales de la energía eólica y del precio adjudicado en las rondas RenovAr y consultando la opinión de expertos en la materia se cree que el precio ofertado para la siguiente ronda estará en el rango de entre 35 US$/MWh y 42 US$/MWh.

7.2.4 Conclusiones Precio

Se presenta a continuación a modo de resumen un gráfico con los distintos rangos de precios establecidos para cada mercado, así como el costo de generación mínimo estimado a partir del LCOE:

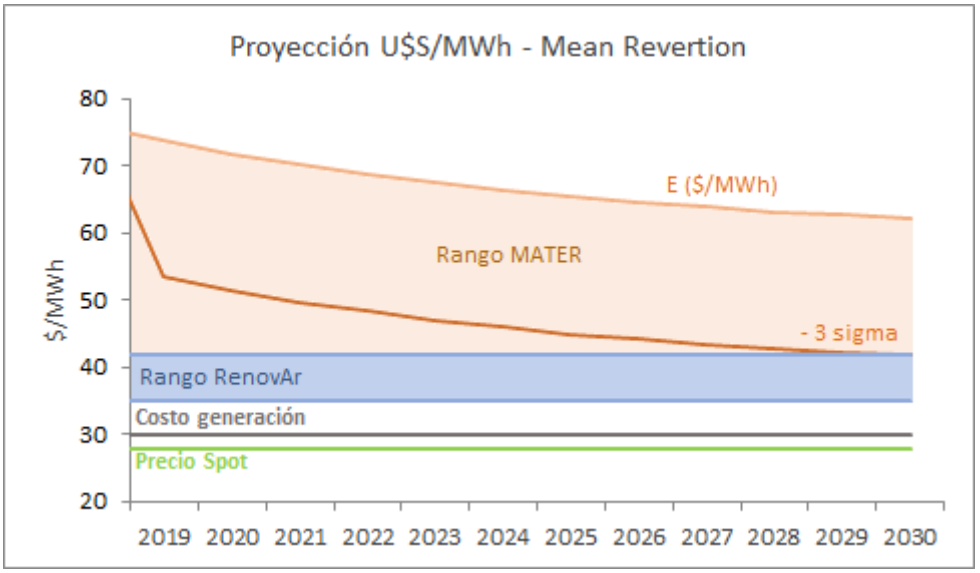


Figura 1.7.9. Proyección US$/MWh (Fuente: Elaboración propia)

Puede evidenciarse nuevamente que el mercado SPOT no resulta una alternativa viable para el proyecto, por lo que se analizará la posibilidad de vender a través del MATER y de las licitaciones de RenovAr.

Cabe destacar que si bien el mercado MATER puede resultar más atractivo debido a que el precio a ofertar puede ser mayor al de una licitación en RenovAr (como ya se ha mencionado, el último dato que se tiene es de 65 US$/MWh), debe tenerse en cuenta que no se cuenta con los factores de incentivo ni ajuste, y que la duración de los contratos no suele ser a 20 sino a 10 años. Esto implica la renovación de el contrato en el año 10 del parque, debiendo competir contra las nuevas tecnologías en un mercado más competitivo.

Por lo tanto, para poder seleccionar el canal de venta más conveniente, debe realizarse el correspondiente análisis económico financiero, teniendo en cuenta los riesgos involucrados en cada caso. Este análisis se presenta en los capítulos III y IV.

8. Conclusiones de Mercado

Considerando el estudio realizado, se puede concluir que el mercado de energía eólica presenta grandes oportunidades. Por un lado, Argentina presenta políticas, planes e incentivos para el crecimiento de la generación de energías renovables. Además, la energía eólica presenta numerosas ventajas en materia de eficiencia frente a otras fuentes.

La demanda de energía eléctrica, y en particular la de energía renovable (impulsada por la Ley 27.193), se encuentra en constante crecimiento, y a partir de las proyecciones de demanda comercial, industrial y residencial se pudo evidenciar este hecho. Las proyecciones de oferta mostraron que su crecimiento no alcanzará a satisfacer la demanda creciente, la cual además hoy en día tampoco se satisface. A partir de este análisis se ve una clara oportunidad de mercado en este excedente de demanda, pudiendo acaparar parte de este mercado no satisfecho.

Los canales de venta viables para este proyecto son el programa RenovAr y el MATER. Por un lado el programa RenovAr resulta muy atractivo debido a sus factores de ajuste e incentivo, como también el plazo de 20 años de los contratos. En el mismo se puede observar una predominancia de proyectos eólicos, representando más del 50% de MW totales licitados. Un factor crítico es la alta competitividad que se presenta en las licitaciones eólicas, dado que se observa una disminución en el rango de precios, el cual se estima rondará los 35 a 42 USD/MWh para la próxima ronda. Por esta razón será crítico desarrollar una estructura de costos que permita obtener un precio de venta de la energía competitivo para ganar una licitación.

Por otro lado, el MATER, al competir con el precio monómico actual de 70 USD/MWh, permite una potencial situación de win-win con una empresa privada, dado que se puede vender a un precio mayor al de las licitaciones en RenovAr, pero menor que el monómico. A pesar de no evidenciarse un crecimiento en la demanda de los GUH, se pudo observar que la gran mayoría de estos aún no ha formado contratos privados, por lo que aún existe un gran mercado que atacar. Sin embargo, el plazo de estos contratos suele ser de 10 años, mientras que la vida útil del parque es de 20. Es por ello que para la venta en este mercado, el factor crítico será el análisis de riesgos, ya que hay que tomar en consideración que por un lado se necesita una empresa que mantenga la demanda de energía pactada durante todo el plazo de contrato. Y por otro lado se necesita poder seguir manteniendo un precio competitivo al final del año 10, ya que en ése momento vence el contrato con la energía y se debe pactar un nuevo contrato a un nuevo precio, ya sea con la misma empresa o con otra.

Habiendo realizado estas consideraciones, se define que este proyecto se desarrollará apuntando a ganar una licitación de RenovAr, ya que por las consideraciones planteadas anteriormente, se espera que el proyecto será más rentable en el marco de este programa. Este supuesto está sujeto a validación en el *Capítulo IV: Análisis de Riesgos*, en el que se planteará la alternativa de comercializar la energía en el MATER.

CAPÍTULO II – INGENIERÍA

1. Introducción al Capítulo

En este capítulo, se buscará comprender aquellos aspectos más técnicos relacionados con el proyecto en cuestión. Para que un parque eólico pueda ponerse en funcionamiento correctamente requiere de varias etapas de análisis previo de una gran cantidad de aspectos de lo más variados y que requieren de conocimientos pertenecientes a ámbitos totalmente diferentes. De aquí la complejidad del análisis del estudio de prefactibilidad del parque eólico y la necesidad de contar con recursos tanto económicos como humanos para poder resolver los diferentes problemas que se van presentando en el proyecto.

Tratándose el proyecto de la construcción de un parque eólico en busca de la generación de energía eléctrica, será prioritario y fundamental entender cómo se genera la energía eléctrica, desde el funcionamiento de los aerogeneradores, hasta el comportamiento de los vientos que les confieren la habilidad de poder generar energía. Al tener conocimiento más específico de la energía eólica resulta más fácil adentrarse en la primer etapa de la construcción del parque. Esta corresponde a la localización del parque y que será determinante para todas las siguientes etapas del mismo. Si bien, el proyecto se piensa para situarse en Argentina, en donde previamente se determinó que se cuenta con una gran oportunidad de mercado ya que la demanda de energía renovable supera ampliamente la oferta, el país cuenta con amplios territorios, con buen recurso eólico en gran parte de estos, lo que hace que las posibilidades de emplazamiento del parque sean varias. Sin embargo, se debe seleccionar un lugar de emplazamiento único en donde se pueda llevar efectivamente la obra. Por se tendrá que realizar un estudio de la calidad del viento, así como del terreno, de la infraestructura eléctrica y de transporte, de la mano de obra disponible y demás que permitirá determinar el lugar que posea las mejores características para el emplazamiento. Es fundamental que el estudio de estos aspectos se haga de la manera más adecuada, y por lo tanto será de mucha importancia la calidad de los datos que se tengan de cada lugar. En particular habrá que tener especial cuidado con el estudio de los vientos que permitirá no solo elegir el lugar sino determinar qué tecnología será apta para poner en marcha el parque. Así una vez, elegido el lugar de emplazamiento y realizado los estudios correspondientes, incluyendo el de impacto ambiental, se elegirá el tipo de aerogenerador y el proveedor.

Ya definido el aerogenerador, el análisis se centra particularmente en el diseño de lo que sería la construcción in situ del parque. Con el terreno y los aerogeneradores se podrá determinar el layout del parque más eficiente optimizando el uso del recurso eólico. En base a este se podran diagramar y prever todo el resto de las obras a realizar en el parque. Dentro del planeamiento de la construcción del parque se debe considerar la construcción de la obra civil, que engloba principalmente al emplazamiento de los aerogeneradores en su lugar correspondiente, el acondicionamiento del terreno y la construcción de caminos y otras construcciones anexas necesarias para el correcto funcionamiento. Además se deberá tener en cuenta todo lo necesario para la instalación eléctrica del parque que permite que básicamente el mismo cumpla su función y transporte la energía generada al punto de consumo. Todo esta

información permitirá construir un diagrama de Gantt que permite ver de manera concreta y prolija las etapas de construcción del parque.

Por último, pero no menos importante para el estudio de prefactibilidad del parque eólico se deberá analizar qué pasa también durante el funcionamiento del parque. Si bien la construcción del parque y el análisis previo de construcción requiere una gran cantidad de recurso y tiempo, la operación del parque también tiene sus aspectos fundamentales a considerar. Deberá tenerse en cuenta la puesta en marcha que requiere de diferentes procesos de inspección y prueba de los equipos. Y por último, las consideraciones de control del parque, así como del mantenimiento del mismo que se deberán realizar mientras el parque esté en funcionamiento, con lo que se prevé que dure unos 20 años.

2. Introducción a la energía eólica

En el siguiente apartado, se realizará una introducción teórica a la energía eólica, considerando el principio de funcionamiento de la generación, características del recurso eólico, y propiedades de los aerogeneradores.

2.1. Principio de funcionamiento de la generación de energía eólica

En este inciso, se explicará el principio de funcionamiento de los parques eólicos. El proceso de generación de energía eléctrica de fuente eólica involucra dos grandes transformaciones energéticas.

En primer lugar, se aprovecha la energía cinética del viento, convirtiéndola en energía mecánica a través del movimiento del rotor del aerogenerador. Para que suceda este proceso, las masas de aire deben moverse a una velocidad superior a 3 m/s y cumplir una serie de características que se explicarán más adelante. Además, las aspas del rotor deben tener perfiles aerodinámicos específicos para que se genere la diferencia de presiones que desencadena su movimiento.

En segundo lugar, la energía mecánica del rotor se transforma en energía eléctrica en el generador ubicado en la góndola de los aerogeneradores. Este proceso se puede entender como el de un motor eléctrico conectado de manera inversa.

Luego, la electricidad generada es transportada por un cable situado dentro de la torre hasta el transformador interno de cada aerogenerador. Este transformador aumenta la tensión para disminuir las pérdidas en el transporte eléctrico. Por lo general, el generador entrega electricidad a una tensión de 690 V y luego el transformador interno aumenta su tensión a 12 o 33 kV, dependiendo del fabricante. Esta electricidad es transportada por el circuito interno del parque eólico a través de cables de interconexión hasta la subestación transformadora que se encarga de aumentar nuevamente la tensión para inyectarla a la red. En algunos casos, se aprovechan las líneas de baja tensión del tendido eléctrico nacional. Sin embargo, para los parques de grandes dimensiones, generalmente es difícil encontrar capacidad de despacho en estas líneas de baja tensión, por lo que siempre se termina colocando una subestación transformadora en el mismo predio a fin de adecuar la tensión de la electricidad generada en el parque a la de la red.

En la Figura 2.2.1. presentada a continuación, se observa un esquema de los componentes principales de un parque eólico.

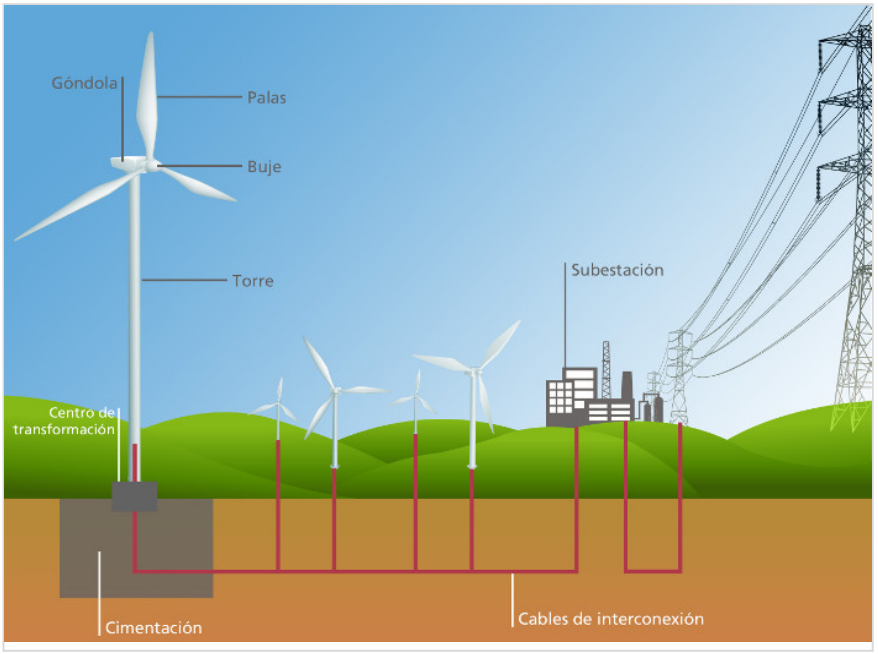


Figura 2.2.1. Esquema de un parque eólico. (Fuente: La energía del cambio).

2.2. Características del viento

2.2.1. Origen del viento

El viento es causado casi en su totalidad por los efecto del sol, que cada hora entrega 175 millones de vatios de energía a la tierra. Esta energía calienta la superficie del planeta, más intensamente en el ecuador. El aire caliente es más ligero que el aire frío, por lo que subirá hasta alcanzar una altura de aproximadamente 10 km. Este aire ascendente crea un área de baja presión en la superficie donde se aspira el aire más frío, y es este flujo de aire lo que conocemos como "viento".

Después de elevarse en el ecuador, el aire viaja hacia los polos. A medida que viaja, el aire se enfría, y finalmente desciende a la superficie de la tierra a aproximadamente 30° de latitud (norte y sur), desde donde regresa una vez más al ecuador (un circuito cerrado conocido como la célula de Hadley). Células similares existen entre los 30° y 60° de latitud (células de Ferrel) y entre los 60° de latitud y cada uno de los polos (células polares). A continuación se presenta la Figura 2.2.2. que ilustra los principales flujos de aire en el mundo.

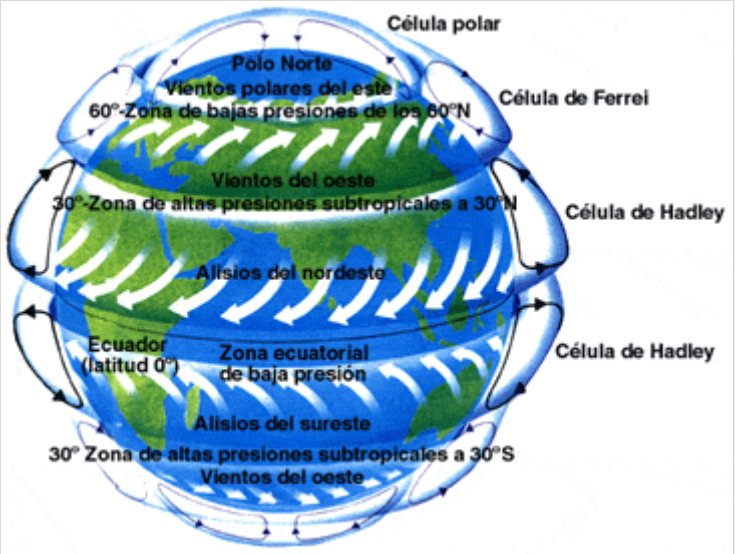


Figura 2.2.2. Células de circulación atmosférica (Fuente: Isocero)

Dentro de estas células, el flujo de aire se ve afectado por la rotación de la tierra o el "efecto Coriolis". Este efecto crea una fuerza lateral que hace que el aire circule en sentido antihorario alrededor de áreas de baja presión en el hemisferio norte y en el sentido horario en el hemisferio sur.

Si bien estos mecanismos son responsables de la creación de vientos a nivel global, los vientos que están a nivel de un parque eólico individual también se ven afectados en la práctica por efectos más locales. Los más significativos son:

- Terreno:
    - Relieve: el viento se acelera a medida que viaja sobre colinas y otras regiones topográficas, lo que aumenta la cantidad de energía eólica disponible para ser explotada. Sin embargo, esto no es del todo bueno, ya que también crea turbulencias que generalmente no se experimentan en paisajes más planos.
    - Superficie: la rugosidad de una superficie se determina por el tamaño y distribución de los elementos rugosos que contiene, influyendo en la turbulencia del viento. Cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno, mayor será la ralentización que experimente el viento.
- Costa: durante el día, la tierra se calienta más rápidamente que el mar. Esto hace que el aire se levante sobre la tierra y, a su vez, que el aire sea "aspirado" desde el mar, un efecto conocido como brisa marina. Durante la noche, la tierra se enfría más rápidamente que el mar y el efecto se invierte. En general, la velocidad promedio del viento en la costa puede ser ~ 0.5 m / s más alta que la de unos pocos kilómetros tierra adentro.

2.2.2. Variabilidad de la velocidad del viento

La velocidad del viento está siempre fluctuando, por lo que el contenido energético del viento varía continuamente. De qué magnitud sea exactamente esa fluctuación depende tanto de las condiciones climáticas como de las condiciones de superficie locales y de los obstáculos. La

producción de energía de una turbina eólica variará conforme varíe el viento, aunque las variaciones más rápidas serán hasta cierto punto compensadas por la inercia del rotor de la turbina eólica.

En esta sección se ejemplificarán los distintos tipos de variabilidad de la velocidad del viento con datos de vientos horarios obtenidos de la zona rural (cerca de Tornquist) de Bahía Blanca, Pcia. de Buenos Aires. Estos datos provienen de de series mesoescalares, que se obtienen a partir de mediciones globales a los cuales se les aplican algoritmos específicos para cada zona, y así se logra determinar el comportamiento del recurso eólico en cada lugar. En este caso, las series mesoescalares a utilizar miden las características de viento a 100 metros de altura.

2.2.2.1. Variaciones temporales

En primer lugar, se detallarán las variaciones dadas a lo largo del tiempo, siendo estas anuales, mensuales o estacionales y horarias.

2.2.2.1.1. Variaciones anuales

Las variaciones interanuales en la velocidad del viento ocurren en escalas de tiempo superiores a un año, y pueden tener un gran efecto en la producción de aerogeneradores a largo plazo. La capacidad para estimar la variabilidad interanual en un sitio determinado es casi tan importante como estimar el viento medio a largo plazo en un sitio. Los meteorólogos generalmente concluyen que se necesitan 30 años de datos para determinar los valores a largo plazo del clima y que se necesitan al menos 5 años para llegar a un valor de velocidad de viento promedio anual confiable en un lugar determinado. En la práctica, sin embargo, los registros de datos más cortos también pueden ser útiles.

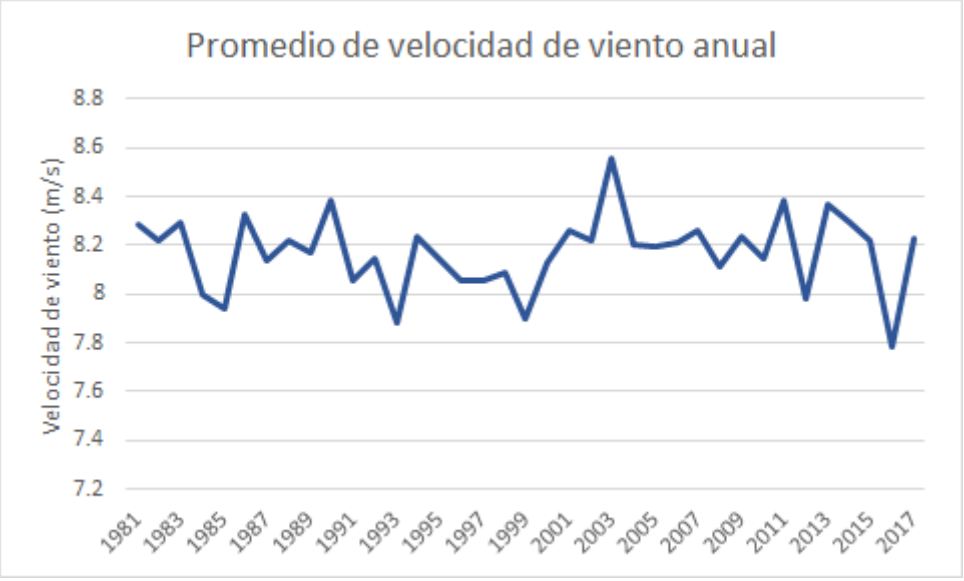


Figura 2.2.3. Promedios anuales de velocidad de viento en Bahía Blanca, Pcia. de Bs. As., Argentina (Fuente: elaboración propia, planilla excel adjunta).

Se observa en la Figura 2.2.3. que hay fluctuaciones en el promedio anual de vientos. Sin embargo, las complejidades de las interacciones de los factores meteorológicos y

topográficos que causan su variación dificultan la tarea de encontrar modelos de predicción confiables para la velocidad media del viento a largo plazo.

2.2.2.1.2. Variaciones mensuales o estacionales

Las variaciones significativas en las velocidades promedio del viento mensuales o estacionales son comunes en la mayor parte del mundo. Por ejemplo, para el caso de Bahía Blanca, Pcia. de Bs. As., las velocidades máximas del viento suelen ocurrir durante el invierno y principios de la primavera. Este comportamiento suele repetirse en otros lugares del mundo. La Figura 2.2.4 ilustra los cambios estacionales en la velocidad del viento mensual para esta zona. Es interesante observar que esta figura muestra que el comportamiento de la variación de los promedios mensuales de velocidades del viento no puede ser inferido a partir de las mediciones de un sólo año.

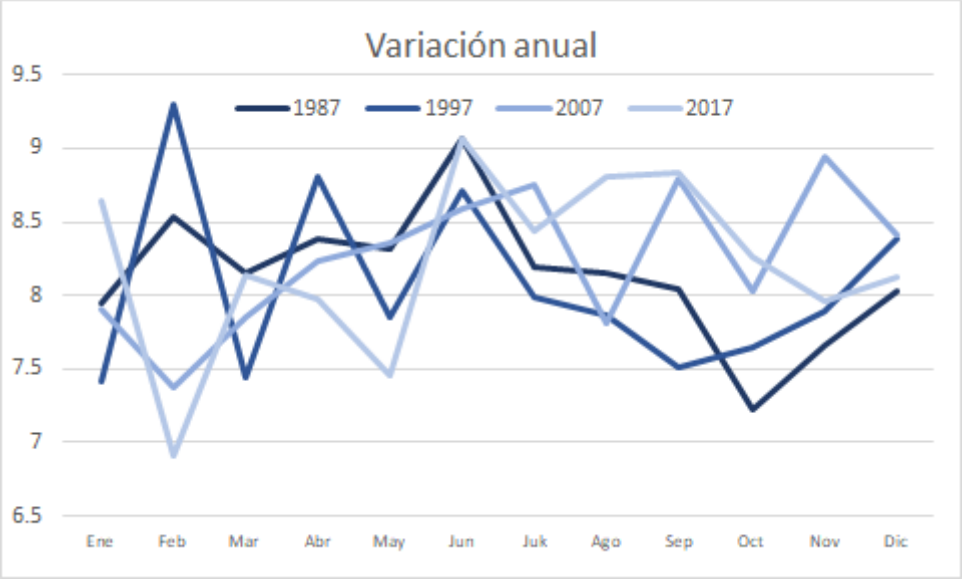


Figura 2.2.4. Velocidad promedio mensual en Bahía Blanca, Pcia. de Bs. As., Argentina en distintos años. (Fuente: elaboración propia, planilla excel adjunta)

2.2.2.1.3. Variaciones horarias

En la mayoría de las localizaciones del planeta, el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche. Esta variación se debe sobretodo a que las diferencias de temperatura, por ejemplo entre la superficie del mar y la superficie terrestre, son mayores durante el día que durante la noche. Desde el punto de vista de los propietarios de aerogeneradores, el hecho de que la mayor parte de la energía eólica se produzca durante el día es una ventaja, ya que el consumo de energía entonces es mayor que durante la noche.

Sin embargo, hay excepciones a la regla. A pesar de que en la mayoría de los lugares la mayor velocidad de viento se registra durante el día, hay que tener en cuenta que durante el día, por el calor, el viento presenta también más turbulencias térmicas durante el día que durante la noche. En algunas localizaciones, esta turbulencia genera un flujo más turbulento, que por "fricción" desacelera el viento durante el día, y la ausencia de esta turbulencia durante la noche hace que el flujo del viento se vuelva más laminar, aumentando así la velocidad de éste. Este último es el caso de Bahía Blanca, Pcia. de Bs. As., cuyas promedios de velocidades horarias se muestran a continuación en la Figura 2.2.5.:



Figura 2.2.5. Velocidad promedio horaria a lo largo de un día en Bahía Blanca, Pcia. de Bs. As., Argentina (Fuente: elaboración propia, planilla excel adjunta)

2.2.2.2. Variaciones debido a la altura

Las velocidades del viento también varían con la altura siguiendo la ecuación de Hellman, según:

$$\alpha = \frac{ln(V_{z1}/V_{z2})}{ln(z_1/z_2)} \qquad \text{(Fórmula 2.2.1)}$$

$$V(z) = V(z_1) \cdot \left(\frac{z}{z_1}\right)^{\alpha} \qquad \text{(Fórmula 2.2.2)}$$

Donde V(z) es la velocidad de viento a la altura z, z_1 y z_2 son alturas para las cuales se conoce su velocidad de viento, y α es un factor conocido como wind shear. Este valor da una idea de cuánto aumentar la velocidad al subir en altura.

2.2.3. Distribución de probabilidad de velocidad del viento

El análisis estadístico de las mediciones de vientos se puede usar para determinar el potencial de energía eólica de un sitio determinado y para estimar la producción esperada de energía de una turbina eólica instalada allí durante un período de tiempo. Si los datos medidos de series temporales están disponibles en la ubicación y altura deseadas, se reduce la necesidad de un análisis de datos en términos de distribuciones de probabilidad y técnicas estadísticas. Para el análisis estadístico, una distribución de probabilidad es un término que describe la probabilidad de que ocurran ciertos valores de una variable aleatoria (como la velocidad del viento). Como se explica a continuación, las distribuciones de probabilidad se caracterizan típicamente por una función de densidad de probabilidad o una función de distribución acumulada.

La función de densidad de probabilidad, *p(U)*, puede ser usada para expresar la probabilidad de la velocidad de viento se encuentre entre dos valores:

$$p(U_a \leq U \leq U_b) = \int_{U_a}^{U_b} p(U)\, dU \qquad \text{(Fórmula 2.2.3)}$$

Nótese además que el área total debajo la curva de probabilidad es 1:

$$\int_{0}^{\infty} p(U)\, dU = 1 \qquad \text{(Fórmula 2.2.4)}$$

A partir de esto se puede calcular la función de distribución acumulada *F(U)* (Fórmula 2.2.5), que representa la fracción de tiempo o probabilidad de que la velocidad del viento es menor o igual a una velocidad del viento dada, U:

$$F(U) = p(U' \leq U) = \int_{0}^{U} p(U')\, dU' \qquad \text{(Fórmula 2.2.5)}$$

Nótese que la derivada de la función de distribución acumulada es la función de densidad de probabilidad:

$$p(U) = \frac{dF(U)}{dU} \qquad \text{(Fórmula 2.2.6)}$$

Dos distribuciones de probabilidad se usan comúnmente en el análisis de datos de viento: (1) Rayleigh y (2) Weibull. La distribución de Rayleigh utiliza un parámetro: la velocidad media del viento. La distribución de Weibull se basa en dos parámetros y, por lo tanto, puede representar mejor una variedad más amplia de regímenes de viento. Tanto la distribución de Rayleigh como la de Weibull se denominan distribuciones "sesgadas", ya que se definen sólo para valores superiores a 0.

2.2.3.1. Distribución de Rayleigh

Esta es la distribución de probabilidad de velocidad más simple para representar el recurso eólico, ya que solo requiere un conocimiento de la velocidad media del viento, U. La función de densidad de probabilidad y la función de distribución acumulada vienen dadas por las Fórmulas 2.2.7 y 2.2.8:

$$p(U) = \frac{\pi}{2} \frac{U}{U^2} exp[-\frac{\pi}{4}(\frac{U}{U})^2] \qquad \text{(Fórmula 2.2.7)}$$

$$F(U) = 1 - exp[-\frac{\pi}{4}(\frac{U}{U})^2] \qquad \text{(Fórmula 2.2.8)}$$

La Figura 2.2.6 ilustra una función de densidad de probabilidad de Rayleigh para diferentes velocidades medias del viento. Como se puede observar, un mayor valor de la velocidad media del viento da una mayor probabilidad de velocidades más altas del viento.

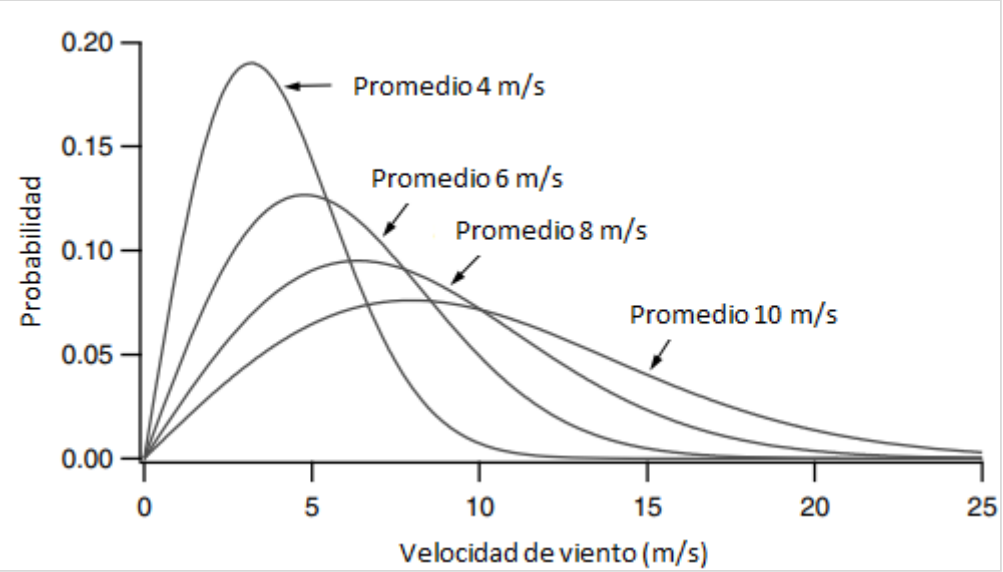


Figura 2.2.6. Distribución de Rayleigh para distintos valores de velocidad media (Fuente: Wind Energy Explained)

2.2.3.2. Distribución de Weibull

El uso de la función de densidad de probabilidad de Weibull requiere el conocimiento de dos factores: k, un parámetro de forma, y c, un parámetro de escala. Ambos parámetros son funciones de $\overline{U}$ y σ_U. La función de densidad de probabilidad de Weibull y la función de distribución acumulada están dadas por:

$$p(U) = \frac{k}{c}\left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^{k}\right] \qquad \text{(Fórmula 2.2.9)}$$

$$F(U) = 1 - exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^{k}\right] \qquad \text{(Fórmula 2.2.10)}$$

En la Figura 2.2.7 se observan algunos ejemplos de funciones de densidad de probabilidad de Weibull para varios valores de k. Se evidencia que a medida que aumenta el valor de k, la curva tiene un pico más agudo, lo que indica que hay menos variación en la velocidad del viento.

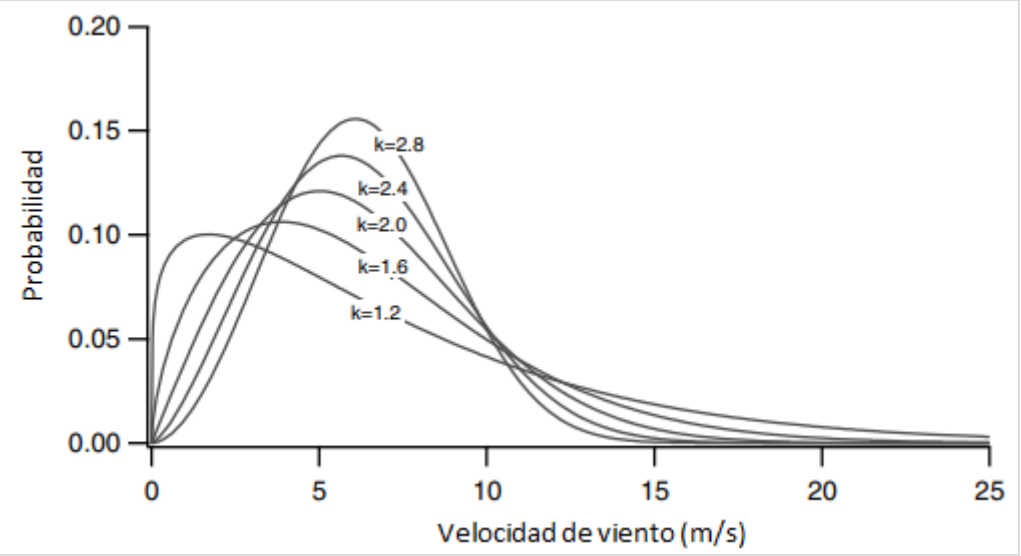


Figura 2.2.7. Distribución de Weibull para distintos valores de k (Fuente: Wind Energy Explained)

Nótese que la distribución de Rayleigh es un caso particular de la distribución de Weibull con k = 2.

Dado que las velocidades de viento mundiales siempre tienen valores de k entre 1 y 10, se puede calcular este parámetro como:

$$k = \left(\frac{\sigma_u}{U}\right)^{-1{,}086} \qquad \text{(Fórmula 2.2.11)}$$

El parámetro de escala se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{c}{U} = (0{,}568 + 0.433/k)^{-1/k} \qquad \text{(Fórmula 2.2.12)}$$

La mayoría de las distribuciones de frecuencias de viento se ajustan a una distribución Weibull, y es importante notar que al ser una distribución asimétrica, es importante notar que para describir las velocidades de viento en una zona, es necesario referirse tanto a la media como a la mediana de velocidad.

2.3. Aerogeneradores

Existen diferentes tipos de aerogeneradores, que se clasifican según la disposición del eje del rotor (vertical u horizontal), la cantidad de palas (1, 2, 3, o más) y la posición del equipo respecto del viento (barlovento y sotavento).

Los aerogeneradores de eje vertical son omnidireccionales, por lo que no necesitan un sistema de orientación. Además, son instalados a baja altura, por lo que su montaje y mantenimiento son más económicos. Sin embargo, no se utilizan actualmente para la generación de energía que se conecta a la red. Esto es porque presentan menores eficiencias que los aerogeneradores de eje horizontal; el mantenimiento del rotor de estos equipos exige que se desmonte todas las partes del aerogenerador; y algunos de los equipos necesitan sistemas de arranque exteriores.

Los aerogeneradores de eje horizontal presentan las siguientes ventajas: la eficiencia energética de estos es mayor; se pueden colocar a grandes alturas por lo que se logran

aprovechar mayores vientos; y alcanzan mayores velocidades de rotación, lo que se refleja en cajas de engranaje con menor relación de multiplicación de giro.

Los aerogeneradores más utilizados actualmente son los de eje horizontal, tripala. Es decir, los que cuentan con 3 palas separadas entre sí por 120º. Si bien la cantidad de palas aumenta el costo y peso del aerogenerador, los monopala y bipala no se utilizan porque necesitan mayores velocidades de giro para producir la misma energía que los tripala. Además, aerogeneradores monopala y bipala requieren de un diseño más complejo, con un rotor basculante que permite la oscilación del buje y amortiguadores que evitan el choque de las palas contra la torre. Por otro lado, no se utilizan aerogeneradores de más de 3 palas para generar energía de forma comercial, ya que el aumento de peso y costo no justifica el aumento de generación de energía de la turbina. Los aerogeneradores de más de 3 palas son utilizados únicamente para fines mecánicos como puede ser el bombeo de agua.

Con respecto a la orientación del aerogenerador en función del viento, los orientados a barlovento son los más utilizados. Los equipos a sotavento presentan el rotor enfocado en sentido contrario a la dirección predominante del viento. Esto presenta una ventaja porque el equipo no requiere de un mecanismo de orientación propio, sino que el mismo viento es el que orienta a la góndola. Sin embargo, estos aerogeneradores presentan el problema del efecto sombra, porque la estructura de la torre y la góndola disminuyen el aprovechamiento del viento por parte del rotor y esto se traduce en una fluctuación de la potencia eólica. Por otra parte, los equipos a barlovento presentan el rotor orientado de frente a la dirección predominante del viento. Si bien en este caso sí se requiere un sistema de orientación del rotor respecto del viento, la implementación de esta tecnología se justifica por el mayor aprovechamiento de la fuerza del viento (Asociación Danesa de la Industria Eólica, 2003).

Teniendo en cuenta las características expuestas, los aerogeneradores que se van a utilizar en el parque eólico son de eje horizontal, tripala y orientados a barlovento.

Además, el sistema eléctrico de los aerogeneradores está condicionado por las características de operación del rotor, es decir, si este opera a vueltas constantes o variables y por la finalidad que se le va a dar a la energía, si ésta se va a almacenar o se va a conectar directamente a la red. Sin embargo, en la actualidad se utilizan sistemas de vueltas constantes con conexión directa a la red. Esto es porque los sistemas de vueltas variables requieren mecanismos adicionales para estabilizar la frecuencia obtenida, que resultan demasiado complejos. La opción más sencilla implicaría generar corriente continua, almacenarla en baterías y transformarla posteriormente en corriente alterna mediante el uso de un inversor de corriente continua a alterna. Sin embargo, esta metodología no está muy difundida por ser poco práctica y porque el uso de baterías para almacenar energía y la adición de un inversor aumentan el costo total del proyecto (Opex Energy, s.f.)

2.3.1. Descripción de las partes de un aerogenerador

A continuación, la Figura 2.2.8 ilustra el tipo de aerogenerador que se utilizará con sus principales componentes:

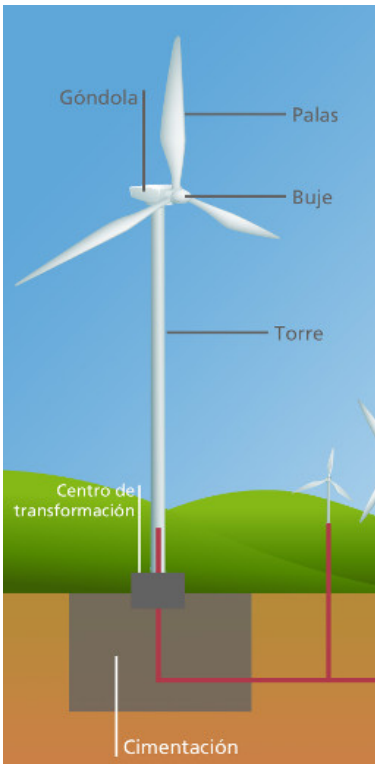


Figura 2.2.8. Partes de un aerogenerador. (Fuente: La energía del cambio)

2.3.1.1. Cimentación

La cimentación es la estructura que se construye en la base de los aerogeneradores y se utiliza para transmitir las cargas de todo el equipo al terreno. Su finalidad es garantizar la estabilidad del aerogenerador durante toda su vida útil, actuando de soporte y distribuyendo las cargas de manera que no superen la presión máxima admisible ni se produzcan cargas zonales. En el Inciso 9.4 se estudiarán las características de las cimentaciones, el dimensionamiento de éstas y el tipo de cimentación que se utilizará en el parque en cuestión.

2.3.1.2. Centro de transformación

Cada aerogenerador cuenta con un transformador interno ubicado en la base de la torre, que se utiliza para elevar el voltaje y adecuarlo al voltaje de la red de conexión interna del parque. La mayoría de los equipos tienen generadores de 690 V y luego el transformador propio eleva la tensión a 33 kV. Sin embargo, la marca española Acciona está trabajando con equipos que generan en 12 kV. En ese caso, se puede utilizar una red de conexión interna en 12 kV directamente, o agregar un transformador adicional para elevar la tensión a 33 kV. El objetivo principal de este proceso es el de reducir la intensidad de corriente que circulará por los cables, disminuyendo de esta manera las pérdidas eléctricas, el calentamiento del cableado y el tamaño de los cables que se deberán utilizar. Por lo tanto, la decisión de si es conveniente construir una red en 12 kV o 33 kV dependerá en mayor medida de la distancia de cableado necesaria.

2.3.1.3. Torre

La torre es el elemento que soporta la góndola y el rotor. La longitud de ésta se define en función del viento y el costo. Por lo general, a mayor altura hay más viento. Sin embargo,

esta característica va a dependender del windshear (cizalladura del viento) vertical del lugar de emplazamiento, esto es, la variación de la velocidad del viento con la altura.

Existen diversos tipos de torres, según su forma y material. Estas pueden ser tubulares de acero, tubulares de hormigón armado o de celosía. Las más utilizadas actualmente para la construcción de parques eólicos son las torres tubulares. Estas son más seguras para el personal de mantenimiento, debido a que contienen escaleras y ascensores para el ascenso del personal a la góndola. Por otro lado, las torres de celosía son confeccionadas con perfiles de acero soldados, por lo que son menos costosas pero prácticamente no se utilizan por la dificultad que implica el acceso en este caso a la góndola.

A la hora de dimensionar las torres y elegir el material más adecuado, es importante considerar las cargas a las que va a estar sometida la torre durante toda su vida útil. Dentro de este estudio, se debe tener en cuenta las cargas estáticas y también las cargas cíclicas. Las primeras involucran principalmente el peso de los distintos componentes. Las segundas se reflejan en la vibración que se transmite a la torre durante el funcionamiento normal de la turbina. Las cargas cíclicas son debidas principalmente a los siguientes factores: la existencia del perfil de velocidades que varía con la altura, por lo que las palas reciben una corriente de aire de mayor velocidad cuando recorren los puntos más altos de su recorrido, y una corriente de menor velocidad cuando se encuentran en los puntos más bajos; las ráfagas, que producen excitaciones aleatorias de diferentes frecuencias; y la fuerza de gravedad actuando sobre las palas una sola vez por revolución.

Al estudiar estos aspectos, se obtiene la frecuencia de cargas cíclicas que excitan a la torre provocando vibraciones. Para que la torre actúe como amortiguadora de las vibraciones, se la debe confeccionar de manera tal que la frecuencia natural de la torre esté alejada de la frecuencia de excitación.

Este análisis lo realiza actualmente el tecnólogo, por lo que uno no puede elegir que tipo de torre y material se va a utilizar, sino que el modelo viene con una torre definida. Sin embargo, la altura de la torre sí es variable y forma parte de la elección que tiene que realizar el desarrollador del proyecto. En algunos casos, el fabricante ofrece el aerogenerador a ciertas alturas predefinidas y en otros casos la altura puede ser elegida libremente por el comprador.

Las torres son de gran altura, en Argentina las más utilizadas van desde los 80 a 120 m, dependiendo de la ubicación de los parques donde se instalan, por lo que se dividen en secciones para facilitar su transporte y manipulación. Estos tramos se unen a través de bridas mediante el uso de pernos.

2.3.1.4. Palas

Las palas componen el rotor de los aerogeneradores. Este es el elemento que conforma el sistema de captación del aerogenerador, ya que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica, dando el primer paso para la obtención de energía eléctrica. Los rotores de los aerogeneradores que se van a utilizar están conformados por 3 palas, como se mencionó en el Inciso (2.3).

Las palas han evolucionado considerablemente a lo largo de los años, y actualmente tienen un diseño aerodinámico que les permite funcionar de manera similar a la de un avión. En el

diseño, se busca que la forma de la pala produzca mayor fuerza de sustentación y menor fuerza de arrastre.

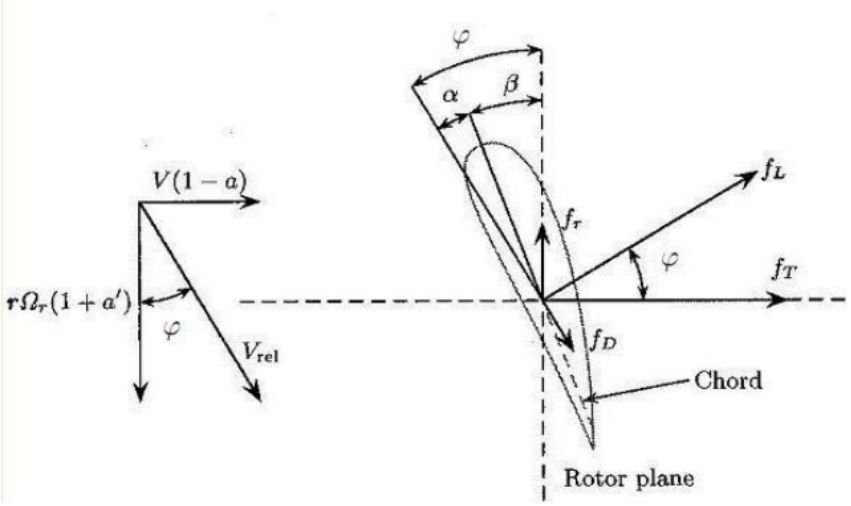


Figura 2.2.9. Fuerzas actuantes en una sección de la pala de un aerogenerador (Bibing, s.f.)

En la Figura 2.2.9, se muestra a la izquierda la descomposición axial y tangencial de la velocidad del aire, siendo la velocidad relativa: $\mathbf{Vrel = \sqrt{[V^2 (1 - a)^2 + \Omega_r^2 r^2 (1 - a')^2]}}$, con a′ el coeficiente de velocidad inducida de giro.

En el sector derecho de la imagen, se puede observar la fuerza de sustentación o lift: f_L. Esta es una fuerza perpendicular a la dirección del viento, que resulta del gradiente de presiones creado por la corriente de aire en el perfil de la pala. A su vez, se genera una fuerza opuesta a la velocidad relativa, la fuerza de arrastre o drag: f_D. Al proyectar ambas fuerzas en las direcciones axial y tangencial y sumarlas, se obtiene la componente axial denominada fuerza de empuje: $\mathbf{f_T = f_L \cos \varphi + f_D \sin \varphi}$, y la componente tangencial $\mathbf{f_r = f_L \sin \varphi - f_D \cos \varphi}$.

La fuerza de empuje es la carga que debe soportar el rotor, la torre y la cimentación del aerogenerador. Por otro lado, la componente tangencial f_r es la encargada de generar un par en el rotor, desencadenando su movimiento.

Las palas, pueden ser de paso fijo o variable. Las palas son de paso fijo cuando permanecen sujetas al buje de manera invariable. En estos casos, las palas pueden entrar en pérdida aerodinámica generando turbulencias, cuando la velocidad del viento excede un determinado valor y se debe limitar la energía capturada. Las palas de paso variable presentan una tecnología más compleja que las orienta adecuadamente con relación al viento. Este tipo de aerogeneradores modifican el ángulo que forma la corriente de aire con el perfil de la pala de manera de garantizar una disposición aerodinámica óptima en todo momento, controlando de esta manera, la energía mecánica suministrada al aerogenerador. El mejor ángulo de ataque es el que maximiza la fuerza de sustentación y minimiza la fuerza de arrastre.

La longitud de las palas es un parámetro de diseño crítico. A mayor longitud de palas, mayor superficie barrida por estas y por lo tanto, mayor es la potencia proporcionada por el aerogenerador. Sin embargo, al aumentar la longitud de las palas aumentan las cargas, por lo que existe una limitación de tipo estructural. Además, las altas velocidades que se alcanzan en los extremos de las palas llevan al límite la resistencia de los materiales con que se

construyen. Actualmente, la mayoría de las palas se fabrican con poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio o carbono.

La sección en los extremos de las palas es menor debido a que la velocidad de la punta hace que pase más volumen de aire y por lo tanto, la sustentación aumenta (Equipo de Redacción Profesional Partes de Cosas y Términos, 2017)

2.3.1.5. Buje

El buje es el componente que une las palas del rotor con la góndola, mediante una corona de pernos. El buje es el único elemento externo que gira y está acoplado al eje de baja velocidad de la góndola. Además, es el elemento que permite variar el ángulo de ataque de las palas. Dentro del buje, se encuentran los elementos del sistema pitch, que permiten la rotación controlada de las palas sobre su eje. Esta rotación se realiza cuando el sistema recibe la señal del controlador de la turbina. El personal de mantenimiento puede acceder al buje a través de una puerta ubicada en la góndola (Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, 2004).

2.3.1.6. Góndola

La góndola o nacelle contiene los elementos principales para el funcionamiento de la turbina. Esta está formada por el bastidor, que está situado sobre la torre y es el elemento al que se acoplan los distintos componentes de la góndola y la carcasa, que es la protege del exterior.

La góndola está unida a la torre por una corona de pernos y cuenta con un mecanismo de orientación, contiene motores de giro para posicionarla enfrentada al viento. De esta manera, el rotor siempre está orientado de manera perpendicular a la dirección del viento, logrando presentar siempre la mayor superficie de captación. Al igual que sucede en la orientación del sistema pitch, el correcto posicionamiento se da en función de la señal recibida por el controlador de la turbina, que lee las mediciones de viento de la veleta y el anemómetro de cada aerogenerador. A su vez, la corona presenta un freno de orientación. Este es necesario para evitar desplazamientos radiales indeseados de la góndola y rotor y reducir el desgaste de los engranajes de orientación. El freno puede estar accionado hidráulicamente con pinzas de freno o eléctricamente con un motor eléctrico.

Dentro de la góndola se encuentran el eje de baja velocidad, el multiplicador, el eje motriz o de alta velocidad y el generador. A continuación, en la Figura 2.2.10 se observan los componentes principales de una góndola.

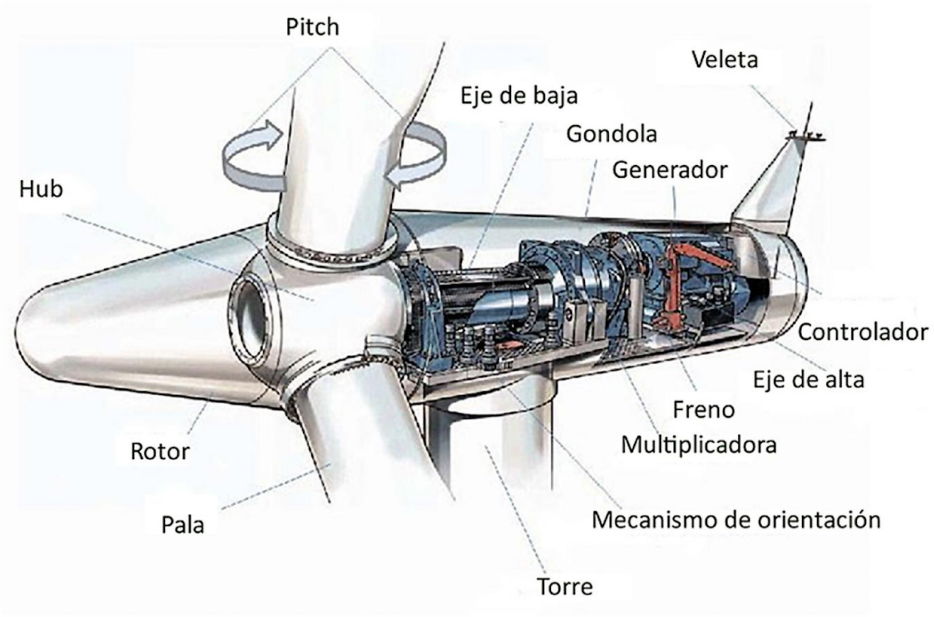


Figura 2.2.10. Componentes de la góndola de un aerogenerador

2.3.1.6.1. Eje de baja velocidad

Este eje es el que conecta el buje del rotor con la multiplicadora, transmitiendo la energía mecánica del rotor al interior de la góndola. Por su interior atraviesan la góndola los conductos del sistema hidráulico o eléctrico, que se utilizan para los frenos del sistema de pitch, los frenos aerodinámicos, y del control de los sensores del rotor.

2.3.1.6.2. Multiplicadora

Es el conjunto de engranajes que se utilizan para elevar la velocidad de giro obtenida del movimiento del rotor. De esta manera, a la salida de la multiplicadora, la velocidad de giro se acerca a la velocidad de sincronización del generador. Es necesario este proceso para que el generador produzca energía eléctrica con una frecuencia adecuada para inyectarla a la red. Por lo general, la velocidad de giro a la salida se encuentra unas 50 a 80 veces más alta que a la entrada de la multiplicadora, dependiendo del modelo de la turbina.

Además, la multiplicadora ayuda a reducir gran parte del ruido de los aerogeneradores y aumenta la vida útil y seguridad de las palas. Esto sucede porque al existir la multiplicadora, el rotor no necesita girar a una velocidad tan alta, disminuyendo el ruido generado por el contacto entre la paleta y el aire a alta velocidad. Como resultado, la multiplicadora concentra gran parte del ruido generado por los aerogeneradores actuales, pero el impacto sonoro total sigue siendo menor que en el caso en el que no se contara con una multiplicadora.

2.3.1.6.3. Eje de alta velocidad

Este eje también es llamado eje motriz. Es el encargado de transmitir la velocidad de rotación proveniente de la multiplicadora hacia el generador eléctrico, haciendo girar el rotor del

generador. La velocidad de giro de este eje ronda las 1500 rpm. El eje está equipado con un freno de emergencia de disco mecánico.

2.3.1.6.4. Generador

El generador es el componente que transforma la energía mecánica proveniente del rotor en energía eléctrica. Funciona como un motor eléctrico conectado de manera inversa. El generador está conectado a un sistema de control que permite regular la conexión a la red eléctrica. El voltaje de salida de los aerogeneradores utilizados en Argentina es de 690 V y su frecuencia de 50 - 60 Hz.

Existen distintos tipos de generadores eléctricos, en función de la corriente que entregan. Los generadores que entregan corriente continua se denominan dinamos y los que entregan corriente alterna, alternadores. Estos últimos se dividen en alternadores de inducción (asíncronos) y alternadores de excitación (síncronos).

2.3.1.6.4.1. Generador de corriente continua

Los generadores de corriente continua están conformados por dos partes: el estator y el rotor. El estator es la pieza que está fija y sobre ella se montan las bobinas alimentadas con corriente continua que producen el campo magnético de excitación. El rotor por otro lado, está montado sobre un eje dentro del estator y efectúa el movimiento de rotación. A su vez, el rotor contiene una serie de conductores formando espiras, cuyas terminales se unen a lo que se denomina “delgas”, que están eléctricamente aisladas entre sí y del eje del rotor. Al conjunto de delgas se lo denomina colector. Por último, se colocan carbones o escobillas que están fijos y hacen contacto con las delgas. A continuación, en la Figura 2.2.11 se observa un esquema del rotor de una máquina de corriente continua.

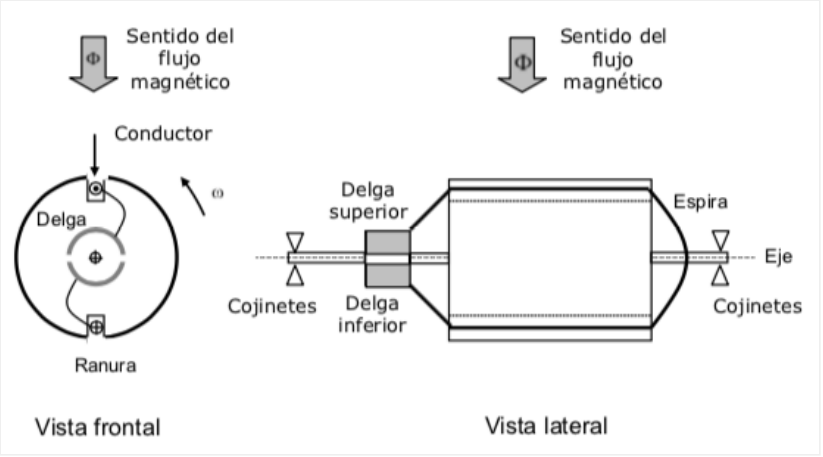


Figura 2.2.11. Vistas del rotor de una máquina de corriente continua. (Fuente: Apuntes Máquinas Eléctricas, Ing. Julio Álvarez)

Al hacer girar el rotor a velocidad angular constante, se induce una fuerza electromotriz que va cambiando de sentido a medida que se produce el giro, pero el conjunto de colectores y escobillas hacen que las terminales de la máquina mantengan su polaridad, entregando energía continua.

Los generadores de corriente continua fueron creados hace muchos años. El primer dinamo comercial fue construido por Thomas Edison en 1879. Sin embargo, en la actualidad estos equipos prácticamente no se utilizan. Eso se debe a que se pueden reemplazar por generadores de corriente alterna con rectificadores, obteniendo corriente continua con una mejor eficiencia y menor costo. Además, los generadores de corriente continua requieren un mayor mantenimiento por el uso de las escobillas, que con el tiempo se desgastan.

2.3.1.6.4.2. Generador de corriente alterna de inducción

Los generadores de corriente alterna de inducción o generadores asíncronos son aquellos en los cuales la velocidad del rotor teóricamente nunca podrá alcanzar la velocidad sincrónica del campo magnético rotante. Este tipo de generadores reciben la corriente de excitación de una fuente exterior, en corriente alterna y se crea un campo magnético alterno de esa frecuencia en el inductor. La corriente generada por el generador, tendrá una frecuencia que depende de la corriente de excitación, y su intensidad dependerá de la diferencia entre la velocidad real de giro del rotor y la velocidad de sincronismo, que es aquella velocidad a la que giraría el rotor si estuviera girando libremente sin absorber o ceder potencia eléctrica. Por lo tanto, este tipo de generadores son muy adecuados para obtener frecuencias estables.

A su vez, los generadores asíncronos presentan distintos tipos de rotores. Estos son: el rotor en cortocircuito o jaula de ardilla y el rotor bobinado. En ambos casos, el rotor se encuentra dentro del estator.

El rotor en cortocircuito o jaula de ardilla está constituido por una serie de conductores metálicos que forman un cilindro, unidos en sus extremos a través de dos anillos metálicos. De esta manera, se conectan eléctricamente los conductores, generando un cortocircuito. El nombre está dado en función de esta última característica y por la forma de este tipo de rotores, que se asimila gráficamente a una jaula. Al girar en el campo magnético creado por el estator, circula corriente por los conductores y se obtiene un sistema n-fásico de conductores (siendo n el número de conductores del rotor). Las ventajas que presentan este tipo de rotores son su robustez (requieren de muy poco mantenimiento), su eficacia y simplicidad.

A continuación, en la Figura 2.2.12 se observa un esquema de este tipo de rotores:

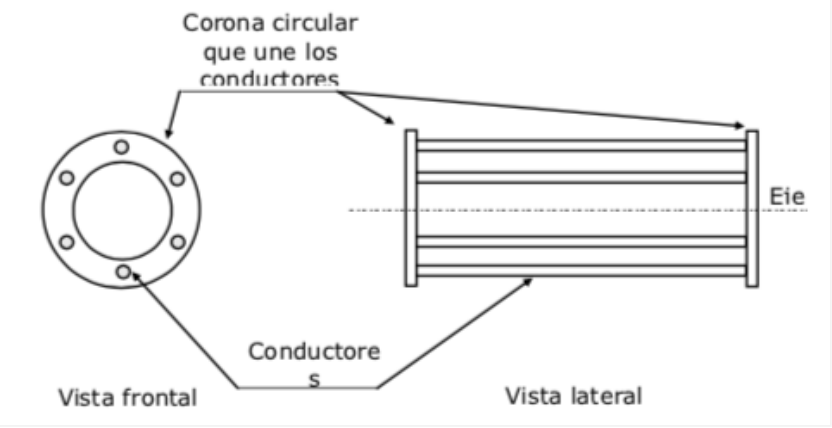


Figura 2.2.12. Esquema de un rotor en cortocircuito. (Fuente: Apuntes Máquinas Eléctricas, Ing. Julio Álvarez)

Por otro lado, el rotor bobinado está formado por una serie de bobinas con sus ejes magnéticos desplazados. Dichas bobinas se sitúan sobre una serie de ranuras que presenta el

rotor en su superficie. De esta manera, se obtiene un bobinado en el interior del campo magnético del estator, y al igual que como sucede en el rotor en cortocircuito, se genera una corriente eléctrica inducida. La desventaja que presenta este tipo de rotor es que es más complicado de fabricar y requiere de mayor mantenimiento que el rotor jaula de ardilla.

A continuación, en la Figura 2.2.13 se presenta un esquema de este tipo de rotores:

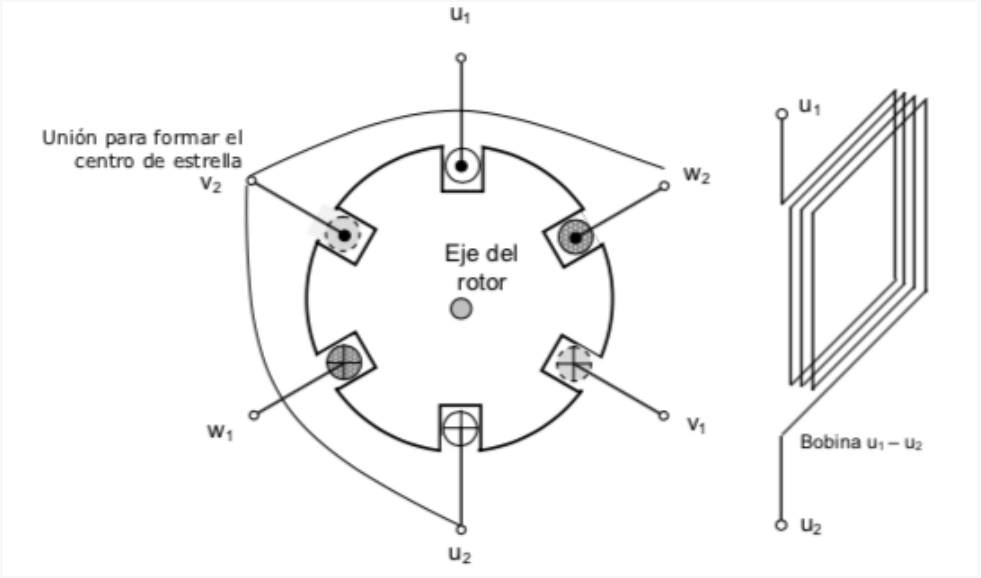


Figura 2.2.13. Esquema de un rotor bobinado trifásico (Fuente: Apuntes Máquinas Eléctricas, Ing. Julio Álvarez)

Los generadores de inducción se deben conectar a la red cuando la velocidad de giro del rotor del aerogenerador supere la velocidad de sincronismo, y se debe desconectar cuando su velocidad es inferior, ya que de ser así el generador comienza a actuar como un motor absorbiendo potencia de la red.

2.3.1.6.4.3. Generador de corriente alterna de excitación

Por último, los generadores de corriente alterna de excitación o generadores síncronos o sincrónicos son aquellos en los que el campo magnético se genera en el rotor de la máquina. Este campo magnético se genera mediante el diseño del rotor como un imán permanente o mediante la actuación del rotor como un electroimán, es decir aplicando corriente continua al devanado del rotor.

El rotor del generador gira en primer lugar mediante algún tipo de motor primario, lo que produce un campo magnético giratorio en su interior. Luego, el campo magnético giratorio induce una corriente dentro de los devanados del estator, generando energía eléctrica.

Una de las ventajas que presenta este tipo de generadores, es que los devanados del inducido (del estator) actúan como reguladores de intensidad por efectos de autoinducción, lo que evita el paso de sobreintensidades. Además, son muy regulares en su funcionamiento y pueden trabajar tanto conectados a la red como alimentando sistemas eólicos autónomos.

Sin embargo, también presentan algunas desventajas. En primer lugar, requieren de reguladores de tensión en el caso de embalamiento de la turbina, que eviten los fuertes

incrementos del voltaje. Además, la frecuencia de la corriente suministrada por los generadores sincrónicos depende de la velocidad de rotación del rotor del aerogenerador. Por lo tanto, se debe disponer de un sistema de regulación muy preciso para obtener frecuencias estabilizadas. Por último, la conexión a la red se debe realizar cuando la turbina esté girando a la velocidad de sincronismo y la corriente de salida sea igual a la de la red, dado que con velocidades menores, el sistema actuaría como un motor, absorbiendo potencia de la red.

A continuación, en la Figura 2.2.14 se presenta un esquema de los generadores de corriente alterna de excitación:

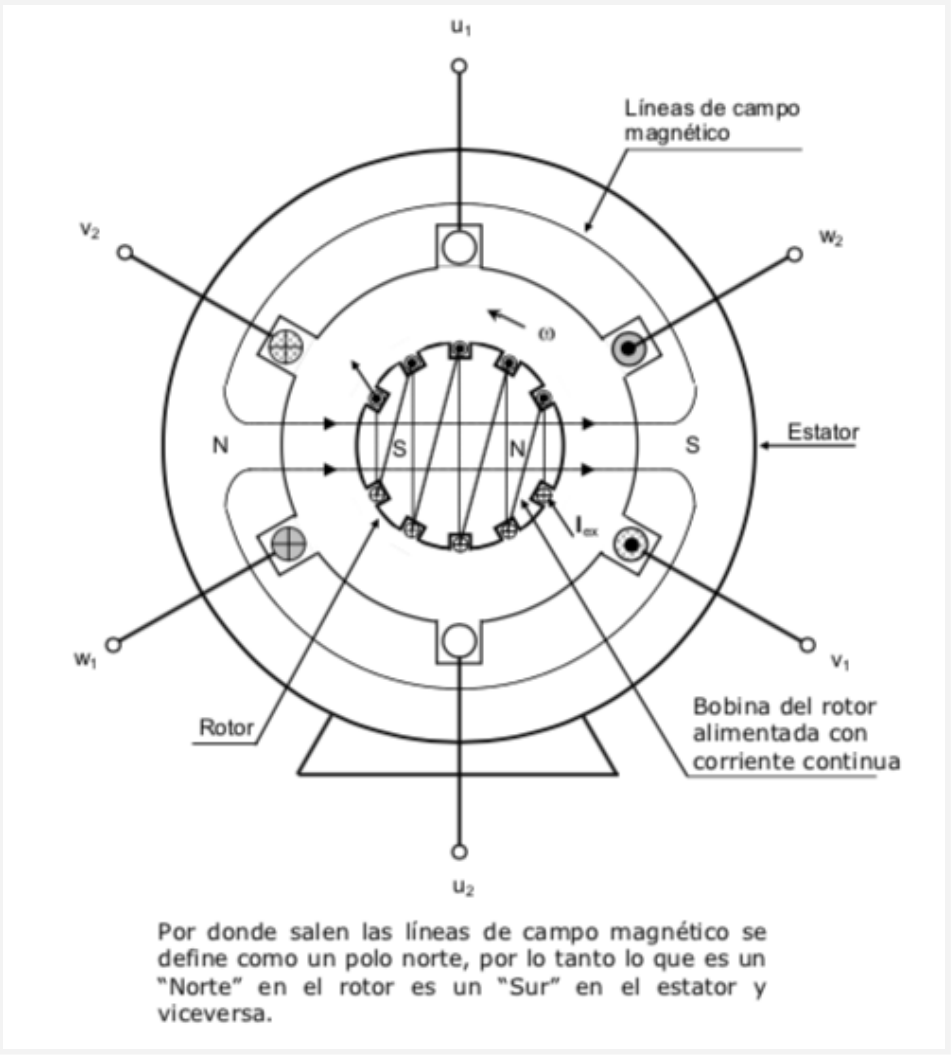


Figura 2.2.14. Esquema de un generador sincrónico trifásico. (Fuente: Apuntes Máquinas Eléctricas, Ing. Julio Álvarez)

Cualquiera de los dos tipos de alternadores (síncronos o asíncronos) se utilizan ampliamente en la generación de energía eólica. Ambos presentan ventajas y desventajas y no hay una regla marcada que establezca que uno es mejor que otro. Se observa que en los parques eólicos de Estados Unidos, se utilizan predominantemente generadores de excitación. Esta elección se basa en que la corriente de suministro de éstos es menos reactiva, logrando obtener un factor de potencia cercano a 1. Por otro lado, en Europa las principales compañías eólicas prefieren los generadores de inducción, ya que de esta manera se evita el problema de sincronismo. Por lo tanto, dado que la mayor parte de tecnólogos que ofrecen sus

aerogeneradores en Argentina son de origen europeo, en este proyecto se utilizarán generadores asíncronos.

2.3.1.7. Sensores de control

Dentro de cada aerogenerador se encuentran los sensores que miden parámetros físicos del funcionamiento de la turbina como también instrumentos meteorológicos. Cada aerogenerador cuenta con un anemómetro y una veleta. El anemómetro es un medidor de la velocidad del viento, mientras que la veleta se utiliza para medir la dirección del viento.

Todos los sensores se conectan con el sistema de control del aerogenerador. A partir de las señales emitidas por los sensores, se generan órdenes que regulan el correcto funcionamiento de los aerogeneradores y la operación. El controlador se utiliza para regular la rotación de la góndola, el ángulo de ataque de las palas, el acople del generador con la red, la activación de los frenos para reducir la potencia entregada, las paradas de emergencia de toda la operación. Esto se realiza mediante la activación de interruptores, bombas hidráulicas, válvulas, entre otros elementos del aerogenerador.

Además, la información de los sensores se recoge para obtener estadísticas del funcionamiento de la operación.

2.3.1.8. Freno

El freno es un componente fundamental para garantizar una operación segura. Este se activa cuando se produce alguna anomalía en el funcionamiento del aerogenerador; cuando la velocidad del viento es muy elevada; o cuando se requiere reducir la potencia o frenar completamente a los aerogeneradores por alguna razón de seguridad de la red eléctrica externa al parque o para efectuar el mantenimiento del equipo.

2.3.1.9. Cableado

Las torres tienen cables internos que se utilizan para transportar la energía eléctrica desde el generador, ubicado en la parte superior de la torre, hasta el transformador interno, ubicado en la base de la torre. El cableado cuenta con distintas protecciones de máxima y mínima tensión, sobreintensidad o frecuencia para asegurar una operación segura, buscando evitar posibles daños a la turbina y a la red eléctrica.

2.3.1.10. Sistema de enfriamiento

El sistema de enfriamiento es esencial también para garantizar una operación segura dado que el equipo puede alcanzar altas temperaturas durante su funcionamiento. Esto es porque la rotación del rotor y el funcionamiento del generador a altas velocidades, del rango de 1500 rpm, generan fricción en los engranajes que se traduce en la generación de energía calórica. Por lo tanto, se utiliza aceite a una temperatura controlada que regula la temperatura de la multiplicadora y los distintos componentes de la góndola.

2.3.2. Funcionamiento del aerogenerador

Los aerogeneradores cuentan con un sistema de arranque y parada regulado por el sistema de control del equipo.

2.3.2.1. Arranque del aerogenerador

Una vez que el anemómetro y la veleta del aerogenerador detectan viento, el sistema de control recibe la información y a través de los motores correspondientes, realiza las siguientes acciones:

Cuando el viento alcanza una velocidad de generalmente 2 m/s, se envía la orden de orientación de la turbina. Esto es, el posicionamiento del rotor para ubicarlo de manera perpendicular a la dirección principal del viento.

Una vez que el viento alcanza una velocidad de 3 m/s, se envía la orden de desaplicar los frenos del rotor. A partir de ese momento, el rotor se libera y comienza a girar por el efecto aerodinámico generado entre las palas y el viento. En este momento, también se envía la orden de posicionamiento de las palas del rotor, en el caso en que se trate de una turbina de paso variable. El posicionamiento se realiza progresivamente de 90º a 0º de manera de garantizar el óptimo ángulo de ataque que maximiza la fuerza de sustentación y minimiza la fuerza de arrastre.

Al alcanzarse una velocidad de giro del rotor mayor a la velocidad de sincronismo del generador, este se conecta a la red de forma suave. La velocidad de sincronismo del generador depende del tipo de equipo utilizado, y se elige en función de las características del viento del lugar de emplazamiento. Por lo general esta velocidad es de 1500 rpm, pero puede variar. La conexión se realiza con electrónica de potencia mediante tiristores, un tipo de interruptor continuo de semiconductor, que puede ser controlado electrónicamente. La conexión a la red dura entre 3 y 4 segundos.

A partir del momento en que se realiza la conexión directa a la red, el generador permanece conectado, inyectando energía al sistema eléctrico nacional a la frecuencia de la red, en Argentina de 50 Hz. En los aerogeneradores de paso fijo, cuando el viento es demasiado elevado se incrementan las turbulencias del flujo de aire, reduciendo consecuentemente la potencia del equipo. Por otro lado, cuando se utilizan aerogeneradores de paso variable, la velocidad de generación puede variar y se captura o limita la potencia extraída del viento modificando el ángulo de ataque de las palas.

2.3.2.2. Parada del aerogenerador

Como se mencionó anteriormente, la parada del aerogenerador puede ocurrir por diversos motivos. Estos son: al superarse el viento de corte superior del aerogenerador, que por lo general es de 25 m/s; al detectarse vientos muy bajos, dado el viento de corte inferior del aerogenerador que suele ser de 3 m/s; al detectar un error en el funcionamiento del equipo, mediante la información obtenida a través de los sensores; o por una parada manual que puede realizarse por cuestiones de mantenimiento o control de la red eléctrica. En el caso de Argentina, la red eléctrica está controlada por Cammesa y por lo tanto la compañía tiene la potestad de enviar una orden de frenar los aerogeneradores o disminuir la potencia de salida del parque si lo considera necesario.

La parada de la turbina se debe realizar siguiendo distintos procedimientos:

2.3.2.2.1. Parada suave

Si se trata de una turbina de paso fijo, el controlador enviará la orden de desplegar los aerofrenos al sistema de captación. En ese momento, se debe desconectar el generador de la red eléctrica y emplear los frenos suavemente, controlando la velocidad de giro del rotor. Luego de unos segundos, se debe incrementar la presión de frenada hasta alcanzar la detención total. Por otro lado, en las turbinas de paso variable se envía una orden al sistema de pitch, de modificar el ángulo de ataque hasta alcanzar los 90º. Al igual que en las turbinas de paso fijo, se debe desconectar el generador de la red e incrementar paulatinamente la presión en el sistema secundario de frenada.

2.3.2.2. Parada de emergencia

En el caso de requerirse un frenado inmediato de los aerogeneradores, por alguna cuestión de seguridad de la misma turbina, peligro para personas o la red eléctrica, se deben aplicar los frenos con presión máxima desde que se recibe la orden de frenado.

3. Requerimientos legales y técnicos

En el capítulo de Mercado se analizaron las reglamentaciones generales, y todo el marco legal que afecta a los proyectos eólicos. Sin embargo, se destacan en este capítulo los distintos requerimientos técnicos que intervienen principalmente en el estudio de ingeniería.

Los proyectos de generación de energía eléctrica en Argentina deben cumplir ciertos requisitos técnicos y legales, que difieren en función del mercado en el que se venda la energía.

3.1. Reglamentación correspondiente a cada mercado

En el caso de la venta de energía a través de RenovAr, se deben seguir los requisitos expresados en el pliego de bases y condiciones del programa, emitido por CAMMESA (Pliego de Bases y Condiciones del Programa RenovAr Ronda 2, 2017)

Los requerimientos para los proyectos de energía eólica incluyen:

- La memoria descriptiva del proyecto: Este es un documento que debe contener la propuesta técnica, identificando el alcance y las características generales del proyecto. Se deben incluir esquemas, planos, el detalle de la obra civil y eléctrica y su cronograma, y el programa de operación y mantenimiento del parque. Además, se debe presentar un archivo en formato kmz o kml que contenga información ambiental, el layout completo del parque, incluyendo no solo la disposición de los aerogeneradores sino también las instalaciones secundarias y la estación transformadora y línea de conexión al SADI.

- La disponibilidad del inmueble para el proyecto: Requiere de la presentación de cualquiera de los siguientes instrumentos jurídicos, que acredite la disponibilidad del inmueble durante toda la vigencia del contrato de abastecimiento. Los instrumentos pueden ser: una escritura traslativa de dominio, un compromiso de compraventa del terreno, un contrato de locación, un contrato de derecho real de usufructo, derecho real de superficie, un contrato de servidumbre administrativa o un contrato de comodato.

- Uso del suelo: las actividades desarrolladas y los establecimientos involucrados en el proyecto deben estar habilitados de acuerdo con la normativa de la autoridad de gobierno que corresponda.

- Agente del MEM: Se debe acreditar la inscripción del proyecto en el Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (en adelante, RENPER). Es condición previa a la fecha de habilitación comercial, formar parte del MEM como agente generador. Este trámite se debe realizar ante la Secretaría de Energía de la Nación.

- Acceso a la capacidad de transporte: Se debe realizar un estudio estático y dinámico de la red siguiendo el Procedimiento Técnico Nº1 de CAMMESA. El estudio debe incluir la conclusión de un consultor independiente que garantice la factibilidad de inyección de energía al punto de entrega del SADI.

- Habilitaciones ambientales: Se deben presentar los estudios de impacto ambiental del proyecto y la habilitación ambiental otorgada por la autoridad de gobierno correspondiente.

- Prospectiva del recurso y cálculo de producción: Se debe presentar un Reporte de Producción de Energía (en adelante, RPE) que incluya la evaluación del recurso, su prospectiva y la generación eléctrica estimada para los primeros 20 años de vida del proyecto. Este reporte debe estar realizado por un consultor independiente. Con respecto a la caracterización del recurso, el RPE debe incluir un certificado que establezca la frecuencia de la toma de datos, la ubicación geográfica y las características de los instrumentos de medición y registro. En el caso de proyectos eólicos, las torres de medición deben cumplir la norma IEC 61.400-12 y tener al menos 1 año de mediciones válidas. Además, se debe acompañar el RPE de certificados de calibración de los instrumentos y las características de montaje y configuración del sistema de registro. Con respecto a la generación de energía, el RPE debe incluir la producción esperada a distintos niveles de excedencia (P50-P90-P99), considerando las características del recurso, las horas de funcionamiento de la central al año y la curva de potencia de los equipos.

- Tecnología: Se debe presentar la documentación que permita acreditar el rendimiento de los equipos comprometidos en la oferta, así como la potencia a instalar y la descripción técnica de todos los componentes del parque. Además, se debe especificar cuales son los proveedores elegidos y proporcionar las certificaciones de los equipos, que deben realizarse siguiendo estándares internacionales.

Por otro lado, en el caso de la venta de energía a través del **MATER**, los requisitos se encuentran reglamentados en la resolución 281-E/2017 (Resolución MINEM 281/17, 2017) y su respectivo Anexo (Anexo Resolución MINEM 281/17, 2017). Estos se detallan a continuación:

- El proyecto debe estar habilitado comercialmente en conformidad con Los Procedimientos

- Se debe registrar el proyecto en el RENPER y se debe obtener el acceso a la capacidad de transporte siguiendo el procedimiento técnico Nº1 de CAMMESA. En el caso en que el proyecto obtenga el Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables, expedido conforme a la resolución Res. MinEM 72-2016, queda automáticamente registrado en el RENPER.

- Los proyectos no deben estar comprometidos bajo otro régimen contractual por la potencia indicada. En el caso de ampliaciones de proyectos comprometidos en contratos con CAMMESA, deben contar con un sistema de medición comercial independiente para diferenciar la energía entregada bajo cada régimen.

- La capacidad de transporte disponible para la incorporación de energía producida por centrales de generación de fuentes renovables, será publicada por el Organismo Encargado del Despacho (en adelante, OED) en forma permanente y con actualización mensual.

- En caso de congestión del sistema de transmisión, los proyectos que operen bajo el régimen del MATER tendrán menor prioridad de despacho que las siguientes centrales de generación eléctrica: centrales hidroeléctricas de pasada que hayan entrado en operación antes del 1º de enero de 2017, centrales que suministren su energía en el marco de los contratos de abastecimiento celebrados por CAMMESA y las centrales que operen bajo el régimen del MATER que hubieren obtenido la asignación de prioridad de despacho.

- El proyecto puede solicitar la prioridad de despacho mientras esté operativa la restricción de transporte, presentando su solicitud ante el OED cumpliendo los siguientes requisitos: indicar el nombre del proyecto, su ubicación geográfica, el punto de interconexión y de entrega y la potencia inyectada a la red; acreditar el inicio del procedimiento de solicitud ante el ENRE presentando como mínimo los estudio eléctricos requeridos en el Procedimiento Técnico Nº1 del OED; y acreditar el inicio del procedimiento para obtener el Certificado de Inclusión mencionado previamente o la inscripción al RENPER.

3.2. Conexión a la red eléctrica

Independientemente del mercado en el que se venda la energía, se deben cumplir los procedimientos establecidos por CAMMESA para poder acceder al SADI. Estos están detallados en el documento emitido por CAMMESA denominado “Los Procedimientos” (CAMMESA, 2019)

En primer lugar, para acceder a la capacidad existente de transporte de energía eléctrica, se deberá presentar una solicitud ante la transportista correspondiente. En el capítulo de Mercado del presente trabajo, se mencionaron las empresas que tienen la concesión del servicio público de transporte en cada región.

La solicitud deberá contener una descripción técnica de las instalaciones eléctricas existentes y de las que se desea construir a fin de realizar la conexión a la red; estudios del sistema de transporte en estado permanente y ante transitorios electromagnéticos; la fecha requerida por el usuario de habilitación del servicio; y detalles del contrato de suministro de energía eléctrica que el usuario tiene condicionado a la solicitud.

Dentro de los 5 días desde que fue presentada la solicitud, la transportista deberá enviar el informe al Organismo Encargado del Despacho (en adelante, OED). Luego, ambos organismos en conjunto evaluarán la factibilidad de conexión del nuevo usuario a la red. El OED y la transportista tienen 30 días para realizar el análisis y enviarlo al Ente Regulador de la Electricidad (en adelante, ENRE), que deberá resolver a su vez, en un plazo de 30 días la existencia o no de la capacidad de transporte solicitada.

Por otro lado, si se necesita ampliar la capacidad de transporte, a través de la instalación de nuevas líneas eléctricas y/o la instalación de una estación transformadora, se deberá celebrar un contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (en adelante, Contrato COM) con la transportista correspondiente. Para realizarlo, el usuario deberá presentar una solicitud ante la transportista. La solicitud deberá contener los mismos elementos que se detallaron para la solicitud de acceso a la capacidad de transporte existente, además de información adicional referida al Contrato COM: la descripción y características del anteproyecto técnico del contrato y la conformación del grupo empresario que actuará como comitente en el contrato. La celebración del Contrato COM implica que la empresa generadora de energía debe realizar la inversión en las líneas eléctricas necesarias y la estación transformadora, pero es responsabilidad de la transportista asegurar el correcto funcionamiento de estas. Esto se debe a que el SADI es un sistema de transporte altamente regulado y únicamente algunas empresas cuentan con la concesión para prestar el servicio público de transporte de energía eléctrica.

3.3. Régimen de importaciones

Independientemente del régimen de venta de la energía, como parte del programa de incentivos resulta muy importante para la selección de proveedores destacar los siguientes beneficios relacionados con el régimen de importación:

-Certificado fiscal: la Ley 27.191 establece:

> 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. (Ley 27.191, 2015)

Esto cobra particular importancia para el caso de los aerogeneradores, ya que el único de sus componentes que se fabrica en Argentina es la torre, que no representa un porcentaje significativo del costo total del equipo. Sin embargo, algunos proveedores ensamblan componentes en el país, lo que según la Ley está considerado como producción nacional y permiten acceder a este certificado si se llega al 30% de integración de componente nacional. Esto se analizará más adelante en el inciso de selección de proveedores ya que los generadores representan la mayor parte del costo de un parque eólico (aproximadamente entre 60% y 70% del capital a invertir), por lo que un beneficio fiscal por el 20% del valor de los mismos ser determinante para la selección de un modelo.

Además, al calificar los componentes como nacionales, los mismos no deben pagar el arancel de importación y se agiliza el ingreso del mismo a través del puerto. De todas formas, el tecnólogo es quien generalmente realiza estas tareas, ya que se suelen entregar los generadores en el parque.

4. Localización geográfica del parque eólico

Para el análisis de locación del parque eólico, se evaluaron los factores limitantes que determinan en cierta forma los mecanismos de comercialización de la energía y los ingresos obtenidos, como son la locación del recurso eólico y los nodos de inyección de la energía eléctrica en la red SADI.

Es importante notar que para el estudio de prefactibilidad de un parque eólico, la localización es el primer foco de toma de decisiones dentro de la ingeniería requerida, ya que a partir de la decisión del lugar de emplazamiento se dimensionan los requerimientos de ingeniería del parque. Por ejemplo, una vez elegida la microlocalización, se analizarán los vientos y eso derivará en la elección de determinado tipo de aerogeneradores, .

Dado que es imperioso hacer un análisis exhaustivo y concluyente de la localización, a partir del análisis de la macrolocalización, y una matriz de ponderación de localización, se elegirá un territorio que tenga los atributos necesarios. Finalmente se determinará la microlocalización de la zona elegida.

4.1. Localización del recurso

Siendo el viento el recurso principal de un parque eólico, se considera vital para el desarrollo del proyecto el análisis del mapa de vientos y la locación del recurso eólico. El objetivo del análisis es determinar el lugar de emplazamiento y lograr así tener un mayor rendimiento económico por unidad de energía producida ante mejores adaptaciones del perfil de viento al perfil de la red de interconexión del mercado eléctrico. Si bien el perfil de viento no se puede modificar, pues es una característica propia del emplazamiento, los operadores de parques eólicos pueden actuar sobre la energía que se vierte a la red, estableciendo estrategias de operación que maximicen la rentabilidad de cada unidad de energía generada.

Para la evaluación geográfica del recurso eólico, se deben considerar como variables de análisis, la distribución de las velocidades del viento a determinada altura y la dirección del viento preponderante.

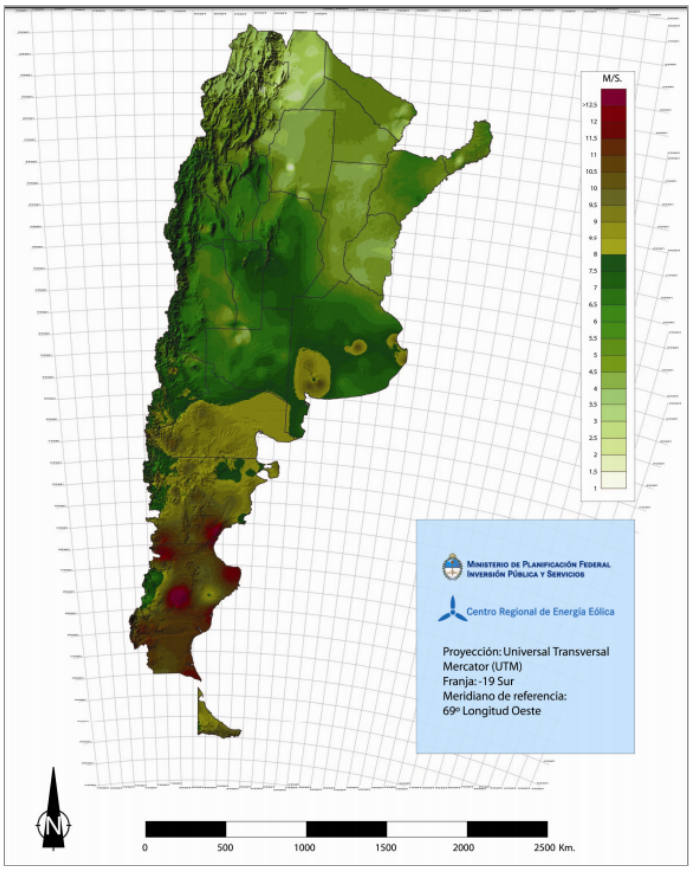


Figura 2.4.1. Mapa de vientos promedios a 50 mts de altura. (Fuente: Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios)

Como se puede observar en la Figura 2.4.1 y teniendo en cuenta que la velocidad mínima para el funcionamiento de un generador eólico se encuentra entre 3 a 5 m/s, se registra que hay una amplia extensión de terrenos con potencial para instalar generadores eólicos. Estas áreas se ubican preferentemente en el sur-oeste de la provincia de Buenos Aires, la provincia de Chubut (con fuertes vientos en el sur de la misma) y la provincia de Santa Cruz (con la mayor disponibilidad de vientos fuertes del país). De esta manera, si bien no son mediciones localizadas del viento, se puede determinar el valor promedio de los vientos para determinadas áreas de estudio y así evaluar y descartar las distintas áreas con escaso recurso eólico y registrar las zonas con mayor potencial para la optimización de la rentabilidad del parque.

En particular, la provincia de Santa Cruz presenta una velocidad promedio del viento de 10.5 m/s, teniendo algunos sectores del norte y centro, entre otros sectores puntuales de la provincia, que se destacan por tener las velocidades del viento máximas del país con aproximadamente un promedio anual de 11.5 m/s.

Estas altas velocidades de viento también se presentan en determinados sectores del sur de la provincia de Chubut, la cual presenta un comportamiento homogéneo de velocidades de viento en la provincia, teniendo en promedio vientos de aproximadamente 9 m/s.

Valores similares a estos también se pueden encontrar también en el sur de la provincia de Río Negro y un sector de la provincia de Buenos Aires, localizado en el sur-oeste de la misma en las cercanías de Bahía Blanca y Tornquist.

Es importante considerar para este tipo de estudios de vientos que si bien el valor indicado en el mapa de vientos es el valor promedio anual de la velocidad de los vientos para cada sector, a lo largo del año el viento puede tomar valores de velocidad inferiores e incluso superiores dado que el recurso eólico presenta una distribución de velocidades del tipo Weibull. Esto significa que, además de buscar altas velocidades de viento, se debe tener en cuenta que existe un límite de velocidad soportada por los aerogeneradores (de aproximadamente 25 m/s). Una vez excedida dicha velocidad, los aerogeneradores deben consumir energía en el proceso de frenado para mantener el correcto funcionamiento y no exceder las limitaciones estructurales.

Cabe destacar que además del mencionado análisis del mapa de viento, para validar dicha información se deberá contar también con mediciones del viento tomadas en el lugar de emplazamiento seleccionado. Dichas mediciones se denominan micromediciones de viento y son realizadas mediante la instalación de torres de medición y serán evaluadas en el inciso de microlocalización del parque.

4.2. Nodos del SADI

Otro de los factores claves para el emplazamiento del parque eólico es la evaluación del acceso a la red de suministro eléctrico por la cual se vinculan en diferentes nodos de conexión los puntos de consumo y generación. Dicho acceso se materializa a través de los Puntos de Interconexión (en adelante, PDI) del sistema SADI, es decir, líneas de alta tensión o estaciones de transformación pertenecientes a la red de interconexión eléctrica, formada por todas las empresas de transporte eléctrico de Argentina.

Las características del nodo SADI a utilizar, como la locación geográfica o capacidad de inyección de energía a la red en dicho nodo, determinarán en gran parte la factibilidad de realización del parque y la rentabilidad del mismo.

En cuanto a la locación del nodo, esta determina la distancia entre la generación de energía y la demanda, por lo que se le adjudica un costo de transporte a la energía inyectada. No obstante, en el caso de energías renovables esto no se cobra. Aún así, para la energía entregada a CAMMESA a través del programa RenovAr, en cada proceso licitatorio se definen los factores de pérdida impuestos por CAMMESA, donde cada transmisión de energía eléctrica tendrá asociada una pérdida eléctrica que generará un costo adicional representado por el “Factor de Pérdida del PDI” (ver Inciso 4.3).

Considerando el dimensionamiento del parque en cuestión con una capacidad instalada de 100 MW, se deben evaluar preferentemente como posibles nodos de inyección aquellos que sean líneas de alta tensión (excluyendo las de 66 kV por bajo voltaje y utilizando por lo general las líneas de 132 kV) o bien estaciones transformadoras de media a alta tensión (33 a 132 kV). De igual manera, en función de las disponibilidades de inyección en la red SADI de cada región, se pueden evaluar PDI de mayor voltaje, pero dado que en dichos casos será necesario construir una estación transformadora o ampliar una ya existente, realizar este tipo de obra implica un costo muy alto que no es viable para un parque de 100 MW según informan referentes del rubro y las prácticas registradas de empresas del sector.

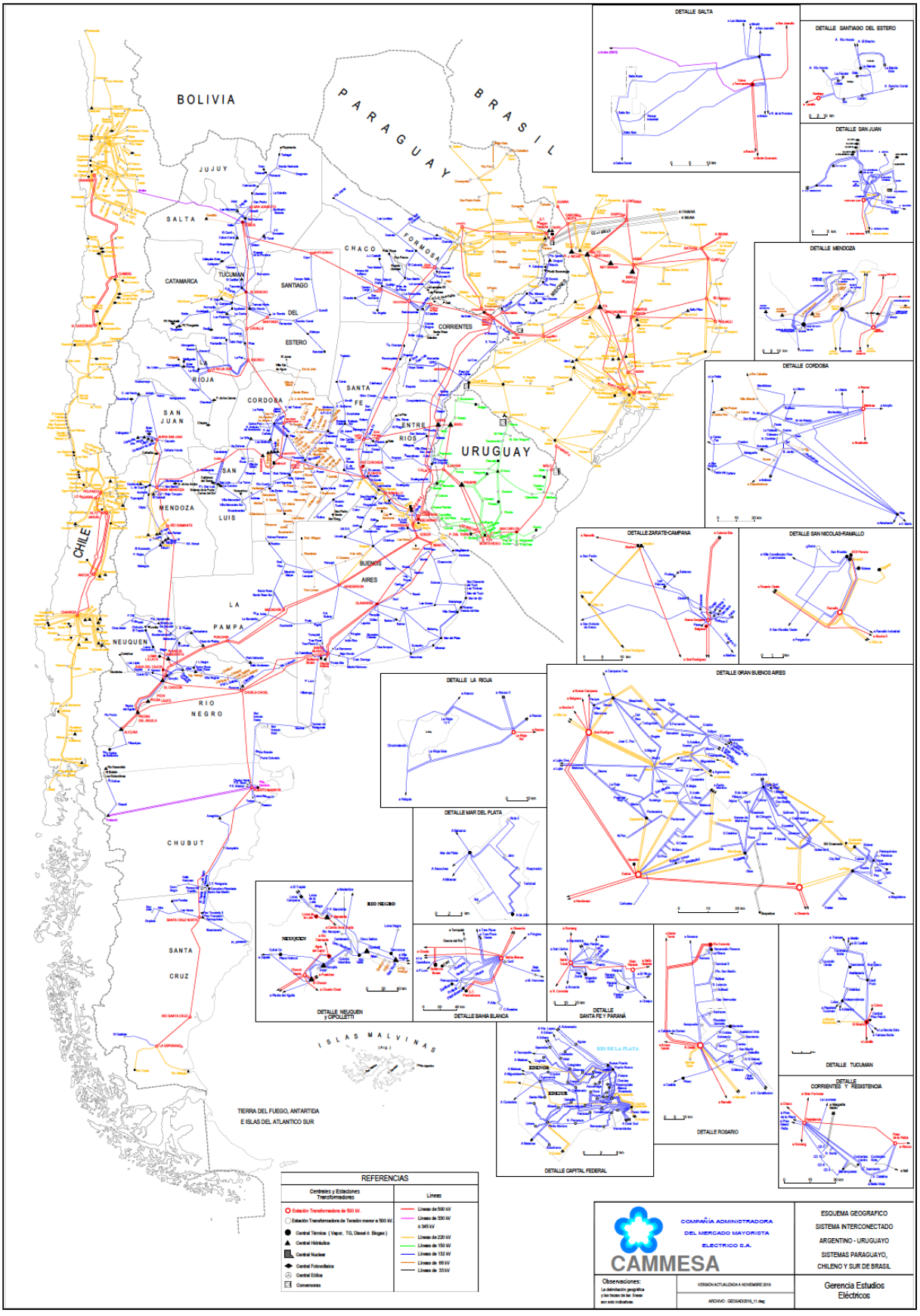


Figura 2.4.2. Mapa geográfico del SADI (Noviembre 2019). (Fuente: CAMMESA)

Como se puede observar en la Figura 2.4.2, las líneas y PDI del sistema SADI, están distribuidos de forma radial a lo largo y ancho del país transportando energía eléctrica en distintas tensiones, como así también originando flujos interregionales de energía a partir de conexiones con los sistemas de interconexión de países limítrofes.

Haciendo un estudio focalizado de los PDI de la red, se puede observar que los mismos están localizados en los grandes centros urbanos del país como son los alrededores de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Rosario, Córdoba, Mendoza, La Rioja, Bahía Blanca y Puerto Madryn entre otros.

Al evaluar la correlación entre la red del SADI y la distribución de recurso eólico en el país, se puede determinar y observar en detalle la red de puntos de interconexión para cada área de estudio, lo que permite analizar sus características (voltaje de trabajo, capacidad de potencia a inyectar y factores de pérdida asociados).

Vale la pena destacar en el análisis la consideración del Plan Federal de Transporte Eléctrico, mediante el cual el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica pone en marcha diversas ampliaciones del sistema de transporte eléctrico que en un principio permitirían obtener mayor cantidad de locaciones con capacidad de inyección que las disponibles actualmente.

Dentro de los sectores geográficos de estudio se evalúa el este de la provincia de Santa Cruz y sur de Chubut por sus altas velocidades de viento en zonas con líneas de transporte de 132 kV (como puede ser: P. Deseado - Petroquímica, Santa Cruz Norte - Las Heras y Pico Truncado - Comodoro Rivadavia, entre otras) las cuales se pueden observar en la Figura 2.4.2 y más en detalle en la Figura 2.4.3. En particular la zona de estudio mencionada, presenta la inyección de energía por parte de algunas centrales térmicas (Pico Truncado I y II y Los Perales), así como también del Parque Eólico Bicentenario I y II, los cuales limitan en gran medida la capacidad de las líneas de 132 kV para la incorporación de un nuevo generador de la magnitud del presente proyecto.

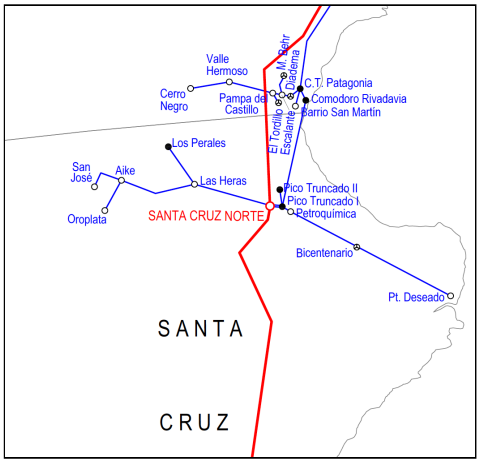


Figura 2.4.3. Detalle de Santa Cruz Norte en mapa geográfico del SADI, Noviembre 2019 (Fuente: CAMMESA).

Según se puede observar en el Anexo 3.1 del Informe del MATER (ver Anexo 2.1) para octubre de 2019, la mayor parte de los puntos de interconexión comprendidos en la Figura 2.4.3 con tensiones de trabajo de 132 kV, no poseen actualmente capacidad de potencia adicional para la inyección de energía. El único PDI con posibilidad de inyección en esa

tensión que se ubica en las proximidades del área en cuestión es la estación transformadora de 132 kV ubicada en Río Santa Cruz, al sur del sector comprendido en el detalle de la Figura 2.4.3, pero luego por limitaciones de la red eléctrica aguas arriba no tiene disponibilidad de inyección.

De esta manera, la posibilidad de emplazamiento del parque eólico en este sector estará limitada por la ampliación de la red eléctrica, que dependerá de la necesidad y voluntad del gobierno de ampliar el SADI.

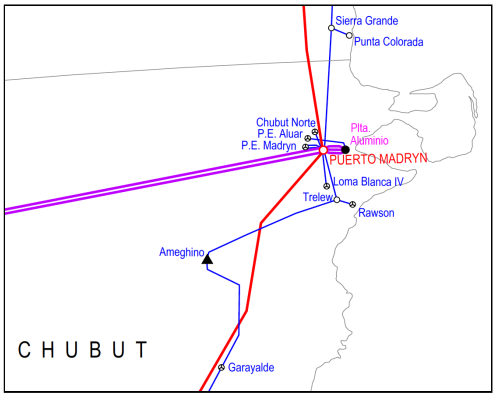


Figura 2.4.4. Detalle de Puerto Madryn en mapa geográfico del SADI, Noviembre 2019 (Fuente: CAMMESA).

En cuanto al área cercana a Puerto Madryn, se puede registrar una alta cantidad de parques eólicos conectados a las líneas de 132 kV y sus respectivas estaciones de transformación, a lo cual se le suma la represa hidroeléctrica de Ameghino dejando así sin disponibilidad de inyección a la red en las estaciones de transformación de Ameghino, Rawson y Puerto Madryn.

Aún así, resulta interesante analizar ambos sectores previamente señalados (norte de Santa Cruz y alrededores de Puerto Madryn) la disponibilidad en PDIs de mayor tensión (tanto de 330 kV como 500 kV), considerando que los beneficios por buenos recursos eólicos eran altos. En este aspecto, si bien los PDI resultan tener capacidad individual disponible, aguas arriba en el SADI, aparecen limitaciones de capacidad por potencia instalada que limitan a 0 MW la potencia a instalar en el corredor patagónico mencionado.

Cabe mencionar el análisis de la provincia de Neuquén y la provincia de Río Negro, la cual es una zona con alta densidad de líneas de transporte y un potencial eólico aceptable pero significativamente menor que los sectores previamente analizados.

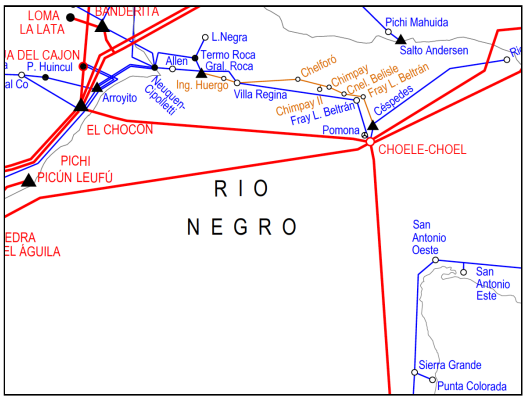


Figura 2.4.5. Detalle de la provincia de Río Negro en mapa geográfico del SADI, Noviembre 2019. (Fuente: CAMMESA).

Al analizar el estado de la red SADI en la provincia de Río Negro según la Figura 2.4.5, se puede observar la presencia de importantes líneas de extra-alta tensión (500 kV) que atraviesan la provincia para la interconexión del sistema a lo largo y ancho del país, pero se puede a la vez distinguir la escasa presencia de líneas de alta tensión (132 kV) en los sectores con mayor disponibilidad de recursos eólicos de dicha provincia. Aún así, se deberá analizar para posibles emplazamientos en el sector, la disponibilidad de los PDI de líneas y estaciones transformadoras de 132 kV. Si bien muchos de los PDI presentan capacidades individuales disponibles de entre 100 MW y 200 MW, se presentan limitaciones aguas arriba del sistema eléctrico que limitan las capacidades de inyección a valores inferiores del requeridos.

Por último, otra área de estudio a evaluar es el sur-oeste de la provincia de Buenos Aires, principalmente en las proximidades de la ciudad de Bahía Blanca. Esto se debe a su alta disponibilidad de recurso eólico, la alta cercanía a la demanda final y por ser una zona que conecta y distribuye energía eléctrica mediante líneas de extra alta tensión (500 kV) de conexiones interprovinciales y alta tensión (132 kV) para conexiones con centros de generación y distribución provinciales.

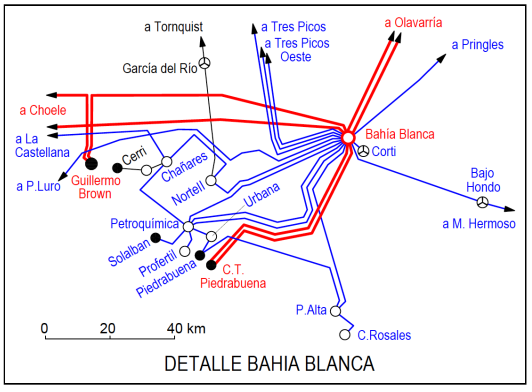


Figura 2.4.6. Detalle de Bahía Blanca en mapa geográfico del SADI, Noviembre 2019. (Fuente: CAMMESA).

Como se puede observar en la Figura 2,4.6, el sector correspondiente presenta conexiones de plantas generadoras de origen térmico (como ser Guillermo Brown, Piedrabuena, Cerri y Solalban) y también una fuerte presencia de parques eólicos (como ser La Castellana, Corti y Bajo Hondo), validando también en cierta forma el análisis preliminar del mapa de vientos que muestra un importante potencial en el sector.

Dentro del análisis de los PDI ubicados en las cercanías de Bahía Blanca (en el área de estudio de la Figura 2.4.6), se puede observar una baja disponibilidad de inyección a la red debido a la ocupación actual, pero se debe considerar para esta área la posible expansión de la capacidad de inyección a futuro en un corto plazo.

A su vez, evaluando las líneas de transporte aledañas de la región, se analizó en detalle los PDI ubicados al norte de Bahía Blanca. De esta forma, siguiendo el camino de la línea hacia Tornquist se puede obtener el siguiente detalle de la red SADI:

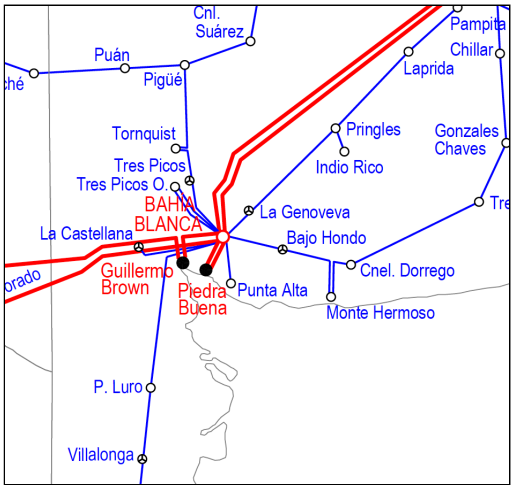


Figura 2.4.7. Detalle del sur-oeste de la provincia de Buenos Aires en mapa geográfico del SADI, Noviembre 2019. (Fuente: CAMMESA).

Según informa el Anexo 3.1 del informe del MATER (ver Anexo 10) para Octubre del 2019, en la línea de 132 kV que conecta Bahía Blanca - Tornquist se puede encontrar también dos parques eólicos (Mataco y San Jorge) que contribuyen a limitar la disponibilidad total de dicho PDI a tan solo 21 MW.

Aún así, en la línea geográfica citada (Bahía Blanca - Tornquist), se pueden considerar locaciones más al norte de la provincia, donde aún se cuenta con recurso eólico importante y a su vez se puede disponer de múltiples líneas de transporte e inyección que todavía cuentan con margen de capacidad individual en los PDI. Ciudades como Pigüé y sus alrededores, completan estos requisitos, a la vez que se encuentran dentro de un radio cercano a grandes centros de demanda. Aún así, si bien dicha área presenta los siguientes puntos de interconexión: las líneas de transporte de 132 kV de Guatrache-Puan y Puan-Pigüé (ambas con una capacidad máxima de inyección de 140 MW) y las estaciones transformadoras de 132 kV de Pigüé (con 140 MW de capacidad máxima de inyección) y Coronel Suarez (con 115 MW de capacidad máxima de inyección), aguas arriba considerando la primer limitación de la red eléctrica en Tornquist, ya no hay más que 90 MW de capacidad por lo que no hay posibilidad de inyección en el área.

Considerando el gran avance del Plan Federal de Transporte Eléctrico sobre las obras en esta región, se distingue el proyecto de la Interconexión Bahía Blanca-Vivoratá (con un 90% completa), lo cual implica:

- La construcción de una nueva Estación Transformadora en Vivoratá 500/132 kV 900 MVA. (Ver Figura 2.4.9)

- La ampliación y adecuación de la Estación Transformadora de Bahía Blanca Blanca.
- Un tendido de aproximadamente 410 kilómetros de línea de 500 kV desde la actual Estación Transformadora Bahía Blanca 500/132 kv hasta la futura Estación Transformadora Vivoratá.
- Otros 32 km de línea de 500 kv desde la Estación Transformadora Bahía Blanca 500/132 kv hasta empalmar con la 4º Línea Choele Choel – Bahía Blanca para evacuar la energía de la Central de Ciclo Combinado Guillermo Brown.
- Salidas de 132 kV hacia Balcarce, Necochea y Mar del Plata.
- Líneas de Interconexión en 500 y 132 kV.

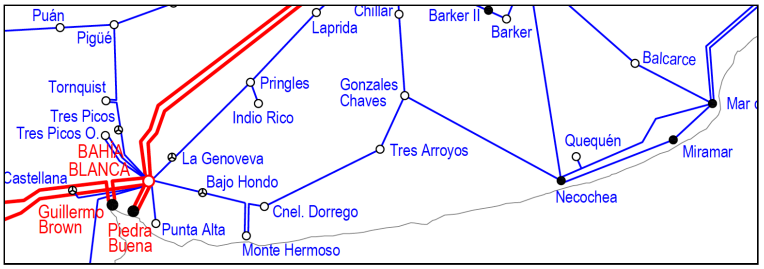


Figura 2.4.8. Detalle de la red SADI comprendida entre la ET de Vivoratá y la de Bahía Blanca en mapa geográfico del SADI, Noviembre 2019. (Fuente: CAMMESA)

Esto quiere decir que al concluirse esta obra habrá capacidad disponible para inyectar la energía generada tanto en la E.T. de Vivoratá como en la de Bahía Blanca, y generaría la posibilidad de obtener locaciones en los partidos de Bahía Blanca o Mar Chiquita (dentro del cual se encuentra Vivoratá).



Figura 2.4.9. Vista satelital de la nueva E.T. de Vivoratá en construcción. (Fuente: Google Maps).

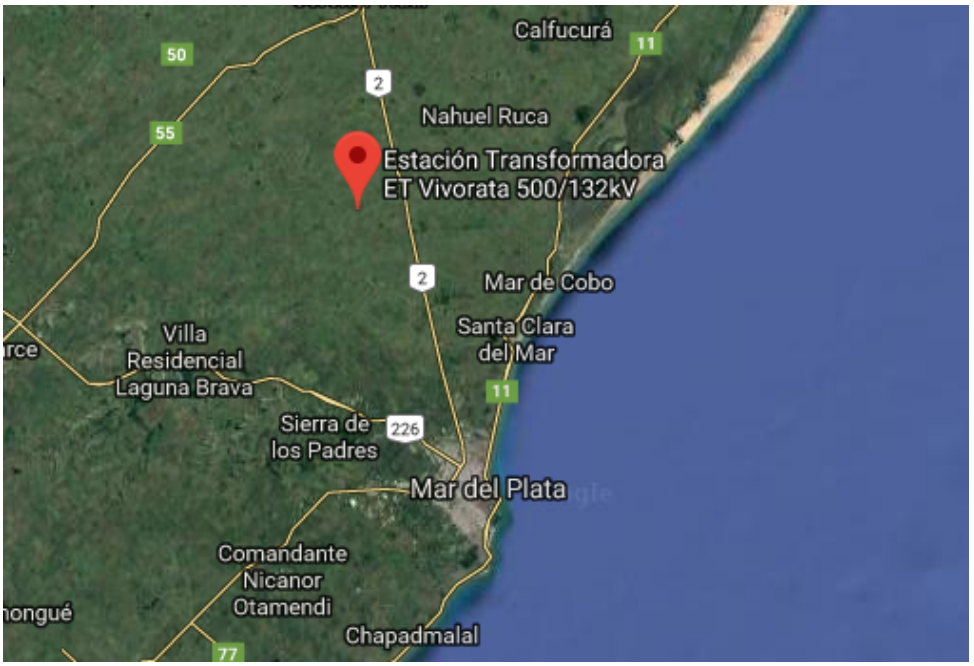


Figura 2.4.10. Vista satelital de posible localización del parque (Mar Chiquita). (Fuente: Google Maps).

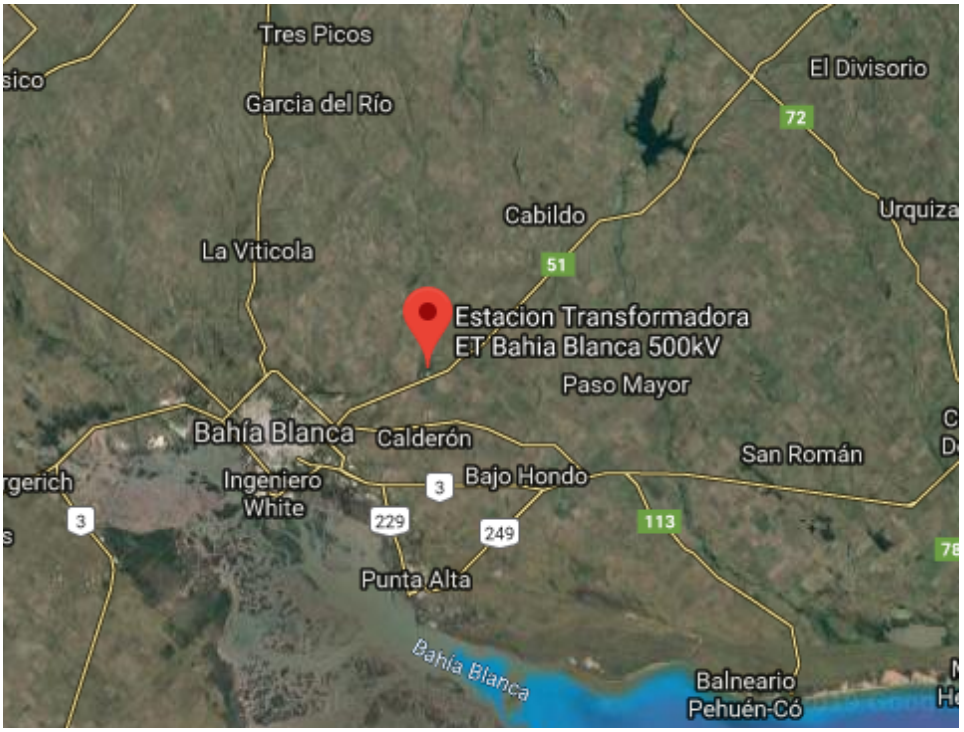


Figura 2.4.11. Vista satelital de posible localización del parque (Bahía Blanca). (Fuente: Google Maps).

Un hecho a destacar es que actualmente en Argentina existe una "falta de definición y concreción de obras de transformación y transmisión que permitan la evacuación del potencial energético renovable en las diferentes áreas del SADI para que esa potencia pueda considerarse como incremento de oferta neta". (Tarca, 2017)

Para dar posibilidad a la expansión del sistema de generación y transporte en el corto plazo, se busca generar soluciones que apunten a bajar las solicitaciones sobre los nodos críticos,

mediante la diversificación de circuitos y buscando no generar así un aumento de la capacidad admisible de cortocircuito original.

4.3. Factor de pérdida

En base a las pérdidas energéticas que se dan por el transporte, se determina un factor de nodo o de pérdida para cada PDI, el cual se calcula según la siguiente fórmula:

$$FN_i = 1 + (dperd / dpdi) \qquad (Fórmula\ 2.4.1)$$

donde (dperd/dpdi) es la derivada de las pérdidas del transporte con respecto a la potencia de demanda del nodo i (ENRE, Anexo 2.1, 2018).

Para ello, se evalúan las distancias de transporte y se simulará en un modelado de la red SADI una variación unitaria de demanda en cada nodo, para así registrar la variación de las pérdidas de energía del sistema obtenida por dicha acción.

Dicho factor de nodo, luego multiplicará al precio de la energía ofrecida en el mercado y determina el precio de la energía para el nodo i.

4.4. Macrolocación

Como se mostró previamente, hoy en día la red eléctrica argentina se encuentra saturada, es decir que es muy limitada la capacidad de inyección de energía en los nodos del SADI. Esto significa que si se quiere tomar una decisión más conservadora que permita la instalación del parque con total seguridad de poder lograr la inyección de potencia, se debe optar por locaciones que actualmente posean margen de potencia en el PDI correspondiente y no se aprovechan de la mejor forma los recursos eólicos disponibles en el país. Es por ello que se considera como posible lugar de emplazamiento las locaciones comprendidas en el área comprendida entre Bahía Blanca y Mar Chiquita por su correspondencia previamente mencionada entre disponibilidad de recurso y capacidad de inyección disponible en un futuro cercano.

Para lograr definir la macrolocalización del parque entre estos dos lugares se definen ciertos atributos que son indispensables para la elección del parque:

- Disponibilidad de recurso eólico;
- Disponibilidad de conexión a la red SADI a corto plazo;
- Disponibilidad de terrenos;
- Disponibilidad de rutas.

Todos estos factores se cumplen para ambas locaciones, como se detallará más adelante. Es por ello que se procede también a analizar los siguientes factores, que serán calificados para Bahía Blanca y Mar Chiquita:

- Calidad del recurso eólico;
- Congestión de los puntos de interconexión;
- Accesibilidad de rutas;
- Accesibilidad de puertos;
- Características y costos del terreno;
- Características topográficas;
- Precipitaciones y ráfagas;

- Disponibilidad de mano de obra calificada.

Finalmente a partir de una matriz de decisión se optará por una de las dos regiones.

4.4.1. Calidad del recurso eólico

El primer factor que hay que analizar para comparar posibles localizaciones para el parque es la disponibilidad y calidad del recurso eólico. Esto incluye tanto la distribución de frecuencias de velocidades del viento, como la distribución de frecuencias de la dirección de los vientos.

4.4.1.1. Velocidad de Vientos

Para el análisis de la velocidad de vientos se utilizan datos provenientes de series mesoescalares, que como ya se ha explicado anteriormente se obtienen a partir de mediciones globales a las cuales se les aplican algoritmos específicos para cada zona, y así se logra determinar el comportamiento del recurso eólico en cada lugar. Las series utilizadas son mediciones para los vientos a 100 metros de altura. A pesar de que a menudo las torres miden más que esto, es una medida estándar para comparar mediciones de viento.

A continuación se observan las distribuciones de frecuencias de velocidades de vientos en Bahía Blanca y Mar Chiquita.

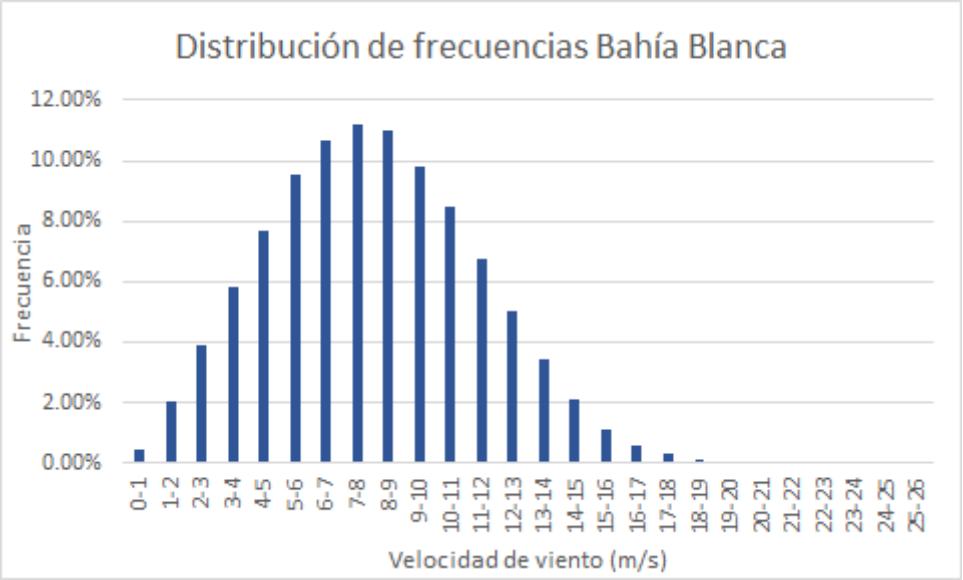


Figura 2.4.12. Distribución de frecuencias de velocidades vientos en Bahía Blanca a 100m de altura. (Fuente: elaboración propia).

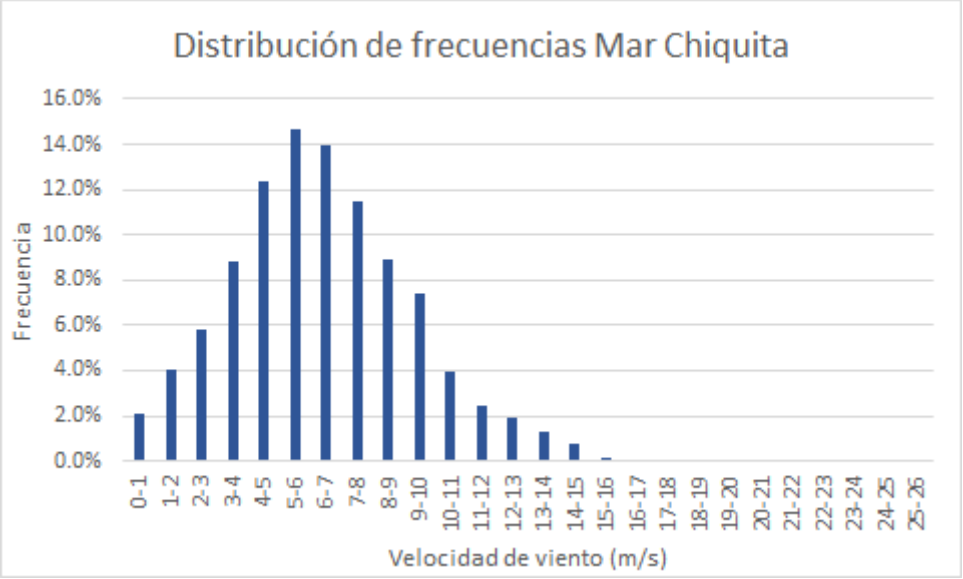


Figura 2.4.13. Distribución de frecuencias de velocidades vientos en Mar Chiquita a 100m de altura.(Fuente: elaboración propia).

Como se adelantó en la introducción, los gráficos de frecuencias evidencian el comportamiento de los vientos acorde a la distribución de Weibull.

Con estos datos también se calculan los parámetros de la distribución. Para el caso de Bahía Blanca:

- k = 3.00
- c = 9.15 m/s

Además, se calcula la media de distribución, μ = 7.94 m/s y, lo que es más importante para el caso de una distribución asimétrica, la mediana M_e = 8.11 m/s.

Para el caso de Mar Chiquita:

- k = 2.35
- c = 7.19 m/s

Además, se calcula la media de distribución, μ = 6.36 m/s, y lo que es más importante para el caso de una distribución asimétrica, la mediana M_e = 7.52 m/s.

Lo primero que se observa es que en términos de disponibilidad de vientos, ambas localizaciones cuentan con recursos eólicos con los que es posible pensar en su explotación para la generación de energía, ya que ambas tienen velocidades medias de vientos superiores a los 5 m/s.

En segundo lugar, si bien ambas localizaciones tienen buen recurso eólico, Bahía Blanca tiene una clara ventaja frente a Mar Chiquita, dado que sus velocidades medias son significativamente más altas.

4.4.1.2. Dirección de Vientos

Uno de los factores que determinan la calidad del recurso eólico es la distribución de la frecuencia de la dirección de los vientos. Esta información se presenta para cada lugar en la

rosa de los vientos: un diagrama que da una visión concisa de cómo la velocidad y la dirección del viento se distribuyen en un lugar en particular. La longitud de cada sección alrededor del círculo es la frecuencia de tiempo que el viento sopla desde una dirección particular. Cada círculo concéntrico representa una frecuencia diferente, que va de cero en el centro para aumentar la frecuencia en los círculos externos (ver Figuras 2.4.14 y 2.4.15).

Analizar la rosa de los vientos es una herramienta conveniente para el análisis de localización ya que es un factor que determina la calidad del recurso eólico de cada lugar. Como ya se ha mencionado, los aerogeneradores tienen un mecanismo de orientación (la mayoría con motores eléctricos y multiplicadores) mediante el cual la máquina gira el rotor de la turbina para orientar el rotor de forma perpendicular a la dirección del viento con el objetivo de aprovechar al máximo el recurso eólico. Sin embargo, el mecanismo de orientación es lento y no permite un giro completo de la máquina, por lo cual las distribuciones ideales de viento para lograr su mayor aprovechamiento tienen una dirección predominante muy clara. Además, una orientación errónea también genera que la máquina esté sujeta a mayores cargas de fatiga, reduciendo así la vida útil de la misma.

El software Global Wind Atlas[17] permite obtener para cada ubicación su diagrama de rosa de los vientos. Este programa funciona con datos provenientes de series mesoescalares. A continuación se observan los diagramas de rosa de los vientos para las zonas cercanas a las E.T. de Vivoratá y Bahía Blanca.

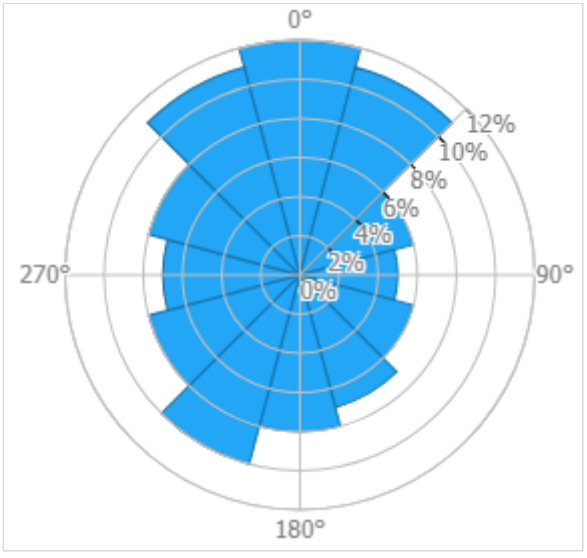


Figura 2.4.14. Rosa de los vientos de Mar Chiquita (zona adyacente a la nueva E.T. Vivoratá). (Fuente: Global Wind Atlas).

[17] Global Wind Atlas Software. Recuperado de: https://globalwindatlas.info/

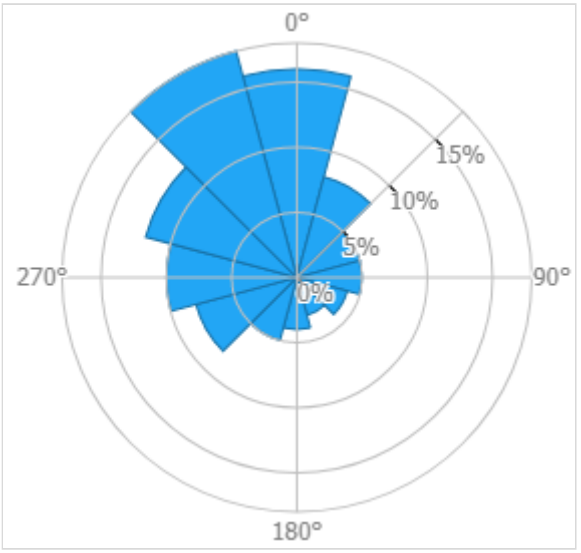


Figura 2.4.15. Rosa de los vientos de Bahía Blanca (zona adyacente a la E.T. de Bahía Blanca). (Fuente: Global Wind Atlas).

Como se observa en las Figuras 2.4.14 y 2.4.15, la distribución de frecuencias de direcciones de viento en la zona de Mar Chiquita es muy variable, ya que no hay una dirección de viento claramente predominante a las demás. Por otro lado, la de Bahía Blanca es bastante estable, viéndose claramente que el 18% del tiempo el viento viene desde una dirección de 330°. Las otras direcciones más frecuentes se encuentran a pocos grados de distancia, por lo que se podría pensar que el aerogenerador puede girar para aprovechar estos vientos cuando provengan desde esta dirección.

4.1.2. Congestión de puntos de interconexión

El segundo punto a analizar para comparar posibles lugares de emplazamiento es el acceso a la red SADI para inyectar energía. Esto es fundamental para un parque de esta magnitud ya que como ya se ha mencionado costear la construcción de una estación transformadora o la ampliación de una ya existente es inviable para un parque de 100 MW. Lo mismo ocurre con las líneas de alta tensión que conectan el parque con la estación transformadora en la cual se inyectará la energía, por lo cual se deben considerar lugares de emplazamiento cercanos a las estaciones transformadoras con capacidad de inyección disponible.

En primer lugar, en cuanto a la capacidad de inyección disponible, se observa que ambas localizaciones, Bahía Blanca y Mar Chiquita, contarán con capacidad para la energía generada por el parque. Esto es debido al nuevo proyecto de ampliación de la red eléctrica, particularmente la Interconexión Bahía Blanca - Vivoratá. Esta obra, como ya se ha mencionado, está 90% completada, y se estima que para finales de 2020 ya haya capacidad disponible en ambas estaciones transformadoras, con lo cual ambas localizaciones cumplen este requerimiento.

Sin embargo, también es necesario observar en este punto cuánta “congestión” en la red habrá en cada zona. Teniendo en cuenta que la energía renovable tiene prioridad de despacho, será necesario investigar si cada zona tiene actuales y potenciales parques de generación renovable que puedan llegar a querer aprovechar esta ampliación en la red del SADI. A

continuación, en la Figura 2.4.16 se observa una imagen de los parques de energía renovable en funcionamiento en el sur de la Pcia. de Buenos Aires:



Figura 2.4.16. Parques eólicos en el sur de la Pcia. de Bs. As[18]. (Fuente: Energía Estratégica, 2019)

Si bien la existencia de parques eólicos en la cercanía de la localización es un punto positivo en muchos aspectos (como se verá más adelante), en este sentido es más conveniente que la zona no tenga tantos proyectos de parques renovables ya que la capacidad de la estación transformadora, si bien será ampliada, es limitada. Es por ello que en este aspecto, en Bahía Blanca se presenta un riesgo mayor de no poder inyectar la energía generada.

4.1.3. Factibilidad del transporte

Si bien el factor principal para determinar una zona para la localización es la disponibilidad y calidad del recurso eólico, los factores logísticos son uno de los puntos más críticos que definirán la viabilidad de un proyecto.

Las distintas partes de los aerogeneradores (aspas, torres, hubs y nacelles) son fabricadas en distintos puntos del mundo, y deben ser transportados hasta la ubicación del parque en un tiempo y con un costo que se justifiquen. Al ser una gran parte de los componentes importados, resulta muy importante estar a una distancia relativamente cercana a algún puerto internacional, reduciendo así el costo, el lead time, y el riesgo.

Debido a las grandes dimensiones de las piezas (como ya se mencionó las aspas tienen diámetros mayores a 60 metros y el hub pesa más de 25 toneladas), las mismas deben ser transportadas por vehículos especiales, bajo caminos que cumplan requisitos específicos para cada pieza de cada aerogenerador.

4.1.3.1. Rutas

El transporte terrestre de cargas de la magnitud (tanto en longitud como en peso) de las de un aerogenerador se realiza mediante convoyes de camiones especiales que maniobran en tándem. Estos camiones deberán estar equipados con la última tecnología para poder soportar

[18] En celeste parques eólicos; en violeta, plantas de biogás. En la zona no hay parques de otro tipo de generación renovable.

las dimensiones de las distintas piezas, encontrándose como principal desafío el largo de las aspas, lo que disminuye notablemente la posibilidad de maniobrar de los vehículos.

El grupo de camiones deberá desplazarse a una velocidad lenta, en general del orden de 30 a 45 km/h, y es escoltado por un número de automóviles y motocicletas. Debido al ancho de estos camiones, y el espacio que necesitan, muchas veces resulta necesario incluso que circulen ocupando las vías de mano y contramano, por lo que la operación de transporte debe ser planificada con suficiente antelación para poder anticipar dichos requerimientos especiales. Deben anticiparse además, todos los obstáculos a los que se puedan enfrentar los camiones, y lograr evitarlos (por ejemplo, es muy común que los camiones crucen las rotondas en línea recta, dado que el radio de giro es menor al mínimo que pueden realizar). Adicionalmente, incluso si el acceso hasta el parque pudiera ser realizado sin problemas, dentro del mismo se deberán acondicionar caminos y asfaltar varios kilómetros, como se analizará en el inciso de obra civil.

En muchos casos además, es necesaria la reconstrucción o adecuación de los caminos existentes para poder tolerar camiones de semejante magnitud. A continuación, la Figura 2.4.17 indica cuánto debe ensancharse una ruta, en función de su ancho inicial y el radio de giro para realizar una curva de 120º:

120º BEND WIDENING - 5 METERS WIDE ROAD

Radius	External									Internal					
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
45m	-	0.5	1.7	2.5	2.1	1.2	0.8	0.6	0.4	-	1.1	2.0	1.5	0.4	-
50m	-	0.2	1.3	1.6	1.4	1.0	0.6	0.6	0.4	-	0.5	1.5	1.0	0,3	-
55m	-	-	0.4	1.4	1.5	1.0	0.6	0.5	0.4	-	-	0.6	0.3	-	-

120º BEND WIDENING - 6 METERS WIDE ROAD

Radius	External									Internal					
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
45m	-	-	0.7	1.5	1.3	0.3	-	-	-	-	0.2	1.0	0.6	-	-
50m	-	-	-	0.7	0.7	-	-	-	-	-	-	0.8	0.3	-	-
55m	-	-	-	0.4	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

120º BEND WIDENING - 6.5 METERS WIDE ROAD

Radius	External									Internal					
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
45m	-	-	0.2	0.9	0.6	-	-	-	-	-	-	0.7	-	-	-
50m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
55m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

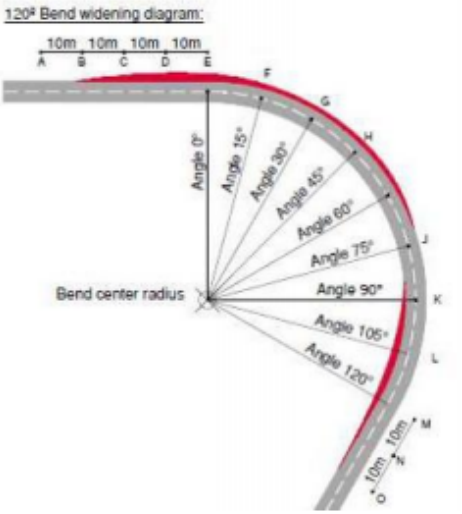


Figura 2.4.17. Tabla para reacondicionar una curvas en una ruta.

Nótese que si bien en el ejemplo de 120° se pueden llegar a tener que asfaltar hasta 2 metros más para permitir la maniobra, la curva debe tener como mínimo 45 metros de radio de giro, por lo que si tuviera un radio menor, no podría ser utilizada. Debido a estas limitaciones, es que resulta de vital importancia que la zona en la que se ubicará el predio sea accesible por rutas que cumplan con los requerimientos.

A continuación, en la Figura 2.4.18 se observa un convoy de camiones del operador logístico Román (que opera en la zona de Bahía Blanca) transportando aspas de aerogeneradores:



Figura 2.4.18. Camiones del operador logístico "Román" en Bahía Blanca. (Fuente: Luciani,2018)

La zona de Bahía Blanca presenta una muy buena ubicación con respecto al acceso terrestre dado que se llega a la misma a través de diversas rutas nacionales, resultando principalmente atractivas las zonas cercanas a las rutas 33 (nacional) y 51 (provincial), debido a los amplios espacios rurales, como se observa a continuación, en la Figura 2.4.19:

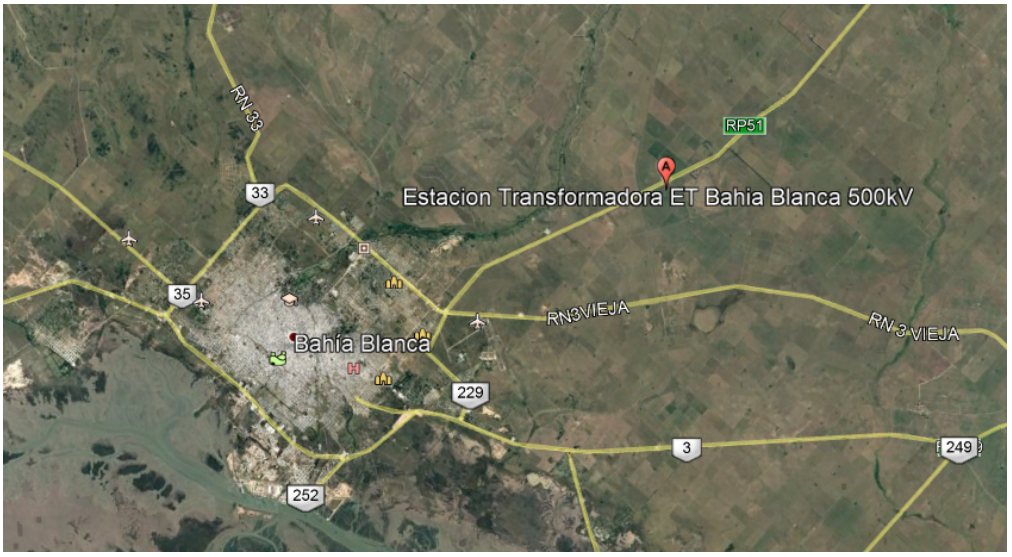


Figura 2.4.19. Ubicación y acceso a Bahía Blanca. (Fuente: Google Earth).

Las características de estas rutas resultan aptas para el transporte de los distintos elementos de los aerogeneradores, contando con el ancho necesario para los carriles, y con un radio de giro adecuado.

Es preciso mencionar, además, que ya hay algunos parques en funcionamiento en diversas zonas alrededor de la ciudad de Bahía Blanca (tanto sobre la ruta 33 como sobre la 51) a los cuales todo el equipamiento importado fue transportado desde el puerto de la ciudad y el nacional desde distintos puntos del interior. Esto sirve como garantía adicional de que las rutas efectivamente son aptas, y que el operador logístico que eventualmente se contrate será capaz de llevar adelante la tarea.

Se presenta a continuación en la Figura 2.4.20 el acceso a Vivoratá:

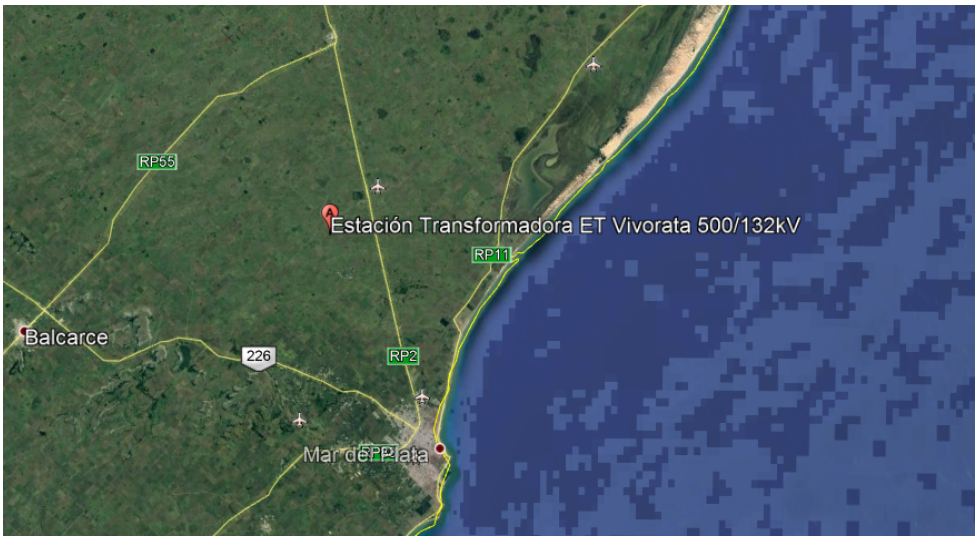


Figura 2.4.20. Acceso Zona Vivoratá. (Fuente: Google Earth).

Al igual que con la zona de Bahía Blanca, la zona cercana a la estación transformadora de Vivoratá es accesible a través de una ruta nacional, lo cual implica que es factible transportar los distintos componentes hacia aquella zona.

En esta zona sin embargo, al no haber parques existentes en los alrededores, no se tiene garantía de que los caminos sean adecuados, y hay un mayor riesgo de que deban ser reacondicionados. Es preciso notar que si bien se mencionó que el transporte suele ser tercerizado, el costo de re acondicionar los caminos, si fuese necesaria alguna obra, corre por cuenta del propietario del parque.

4.1.3.2. Puertos

A continuación se detallarán las consideraciones que se deben tener con respecto a los puertos de llegada de los aerogeneradores, dado que éstos provienen del exterior.

4.1.3.2.1 Descripción general del proceso de recepción

Como se verá más adelante, la gran mayoría de los proveedores son internacionales, por lo que el traslado de los componentes desde el proveedor extranjero hasta el país se hace por vía marítima, llegando los mismos a alguno de los puertos internacionales del país.

Tal como sucede con el transporte terrestre, la operación portuaria para recibir y despachar las distintas piezas de los aerogeneradores supone una tarea de altísima complejidad, que requiere de un puerto con el equipamiento necesario. Esto se debe a que los mismos llegan en buques especializados, que suelen cargar lotes de entre 8 y 12 equipos, es decir, son buques de una gran magnitud.

Además, una vez recibidos, los aerogeneradores deben ser almacenados un cierto tiempo hasta que se avance con el proceso de montaje, y se deban llevar al parque, por lo que se debe contar con el espacio necesario para esto.

Por último, otro aspecto crucial son los procesos aduaneros, dado que, además de los componentes importados, hay diversos elementos que son utilizados temporalmente durante

el montaje para luego ser re-exportados, por lo que deben incluirse en el régimen de importación temporaria.

4.1.3.2.2 Disponibilidad portuaria en Bahía Blanca

Teniendo en cuenta este factor, la zona cercana a la estación transformadora Bahía Blanca resulta muy conveniente, encontrándose a tan solo 35 km de el puertos internacionales de Bahía Blanca, "Puerto Galván" y "Puerto Ingeniero White", los cuáles se muestran a continuación en las Figuras 2.4.21 y 2.4.22:

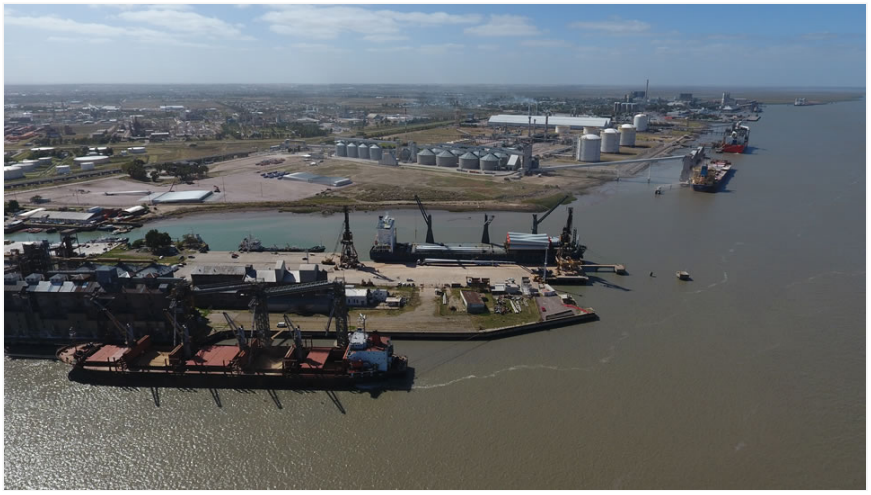


Figura 2.4.21. Puerto Galván. (Fuente:Puerto Bahía Blanca, 2019)



Figura 2.4.22. Puerto Ingeniero White (Fuente: Infosexta, 2017)

Ambos puertos, en función de las licitaciones otorgadas en la zona mediante el plan RenovAr han sido reacondicionados para poder permitir la descarga de los aerogeneradores importados, tal como se ve en la Figura 2.4.23, publicada en la página oficial del puerto de Bahía Blanca:



Figura 2.4.23 Aerogeneradores descargados y montados en el puerto de Bahía Blanca. (Fuente: Puerto Bahía Blanca, 2019)

Una vez obtenidos los resultados de las licitaciones de las primeras rondas de RenovAr, al confirmarse la instalación de diversos parques en la zona, se procedió a realizar el reacondicionamiento en dichos puertos. Por un lado, se destinaron dos muelles de recepción, uno en cada puerto, destinados exclusivamente a recibir aerogeneradores.

Para el almacenaje se definieron tres zonas de almacenaje: una en el predio de Patagonia Norte (vecina al Puerto Ingeniero White), una zona sub franca habilitada en el Puerto Galván, y un sitio extra de almacenaje en la zona de Loma Paraguaya, a menos de 3 kilómetros del Puerto Galván.

Con el fin de agilizar los trámites aduaneros, se trabajó entre las distintas autoridades competentes para definir claramente los procesos y procedimientos a utilizar, de manera que no demoren aún más el proceso.

Es preciso destacar que todo este trabajo se hizo en conjunto con los distintos operadores logísticos que proveen el servicio de transporte para el montaje de parque eólicos, y que aún destinando todos los recursos del puerto para dicha operación, es un proceso largo y complejo. Por ejemplo, la descarga de un lote de 10 generadores puede llegar a demorar hasta 60 horas, es decir, dos días y medio, por lo que el ritmo de transporte de dichos equipos se adecua al tiempo de montaje de los aerogeneradores. Además, según informa “La Nueva”, se estima que “por cada molino se deben realizar aproximadamente 10 viajes ida y vuelta al puerto” (Luciani, 2018).

Se puede ver entonces que Bahía Blanca cuenta con un muy buen acceso portuario, habiendo acondicionado su puerto específicamente para la recepción de aerogeneradores, quedando evidenciada su capacidad de operar exitosamente en los numerosos parques instalados en la zona.

4.1.3.2.3 Disponibilidad portuaria en Bahía Blanca

Por otro lado, si bien la zona de Vivoratá se encuentra cerca de Mar del Plata, que cuenta con un importante puerto, hasta el momento el mismo no ha sido utilizado para la recepción de aerogeneradores. Por lo tanto esta ubicación en términos prácticos se encuentra notablemente más alejada, puesto que el puerto más cercano por el que se reciben aerogeneradores es el Puerto Quequén, en Necochea, a 170 kilómetros.

Dicho puerto cuenta con las prestaciones necesarias para recibir los componentes, y ya ha sido usado exitosamente en el pasado. Sin embargo, la gran distancia a la zona de Vivoratá que ya implica un costo elevado de transporte terrestre, sumado a la potencial necesidad de adecuar los caminos para llegar a la zona, resultan en que esta zona resulte menos conveniente en terminos logísticos que Bahía Blanca. De todas formas, esto no es excluyente, ya que por ejemplo, existe un parque eólico instalado en Azul, por lo que la zona sigue siendo potencialmente apta para el emplazamiento.

Al definir los plazos del proyecto, será muy importante considerar y determinar correctamente todos los tiempos anteriormente mencionados, dado que hay muchas tareas que no pueden ser realizadas en paralelo, sino que dependen de la llegada de los componentes para comenzar.

4.1.4. Disponibilidad y costos del terreno

El emplazamiento de parques eólicos requiere de largas extensiones de terreno sin edificar, puesto que si bien los aerogeneradores ocupan una porción muy pequeña del terreno, la separación necesaria entre los mismos es elevada.

Por un lado, esto se debe a que para lograr la máxima generación de energía, los molinos deben tener una separación mínima para lograr un mejor aprovechamiento del recurso eólico como se analizará en incisos posteriores. Sin embargo, una mayor separación también implica un mayor costo de obra eléctrica, por lo que en el inciso de layout se determinará la configuración óptima que maximice la potencia, con la menor separación posible.

Otro factor que determina la necesidad de grandes extensiones son las reglamentaciones existentes. Como se analizará en el análisis de impacto ambiental, todas las viviendas en un radio menor a 1000 metros de los aerogeneradores son consideradas receptores del impacto sonoro y visual. Si bien dentro de ciertos límites reglamentados pueden haber construcciones en este radio, resulta necesario contar con una amplia extensión de terreno sin viviendas. Es por esto que los parques eólicos no pueden ser ubicados en zonas urbanas, existiendo además reglamentaciones adicionales que impiden la construcción de parques en las cercanías de los aeropuertos, y los generadores deben estar a una cierta distancia de la ruta y los tendidos de alta tensión.

De esta manera surge que un parque de 100 MW necesite, en promedio, de un terreno de 1500 y 2000 hectáreas. Es preciso notar, que si bien se demanda de un amplio terreno, solo se ocupa un muy bajo porcentaje, y el resto del terreno sin ocupar puede seguir siendo utilizado normalmente para las actividades agrícolas para las que esté destinado.

Es por este motivo, sumado a que la duración de los contratos de energía suele ser de 20 a 25 años, que en general no se justifica la compra de todo un terreno para el montaje de un

parque. La opción más conveniente, en general, suele ser establecer un contrato de usufructo con el dueño del campo, de manera que se pueda montar y operar el parque, y el dueño mantener sus actividades agrarias.

A continuación se analizará la disponibilidad de terrenos disponibles en cada una de las zonas a analizar, así como el costo promedio de la hectárea en cada caso. Se muestra a continuación en la Figura 2.4.24 la zona alrededor de la estación transformadora de Vivoratá:

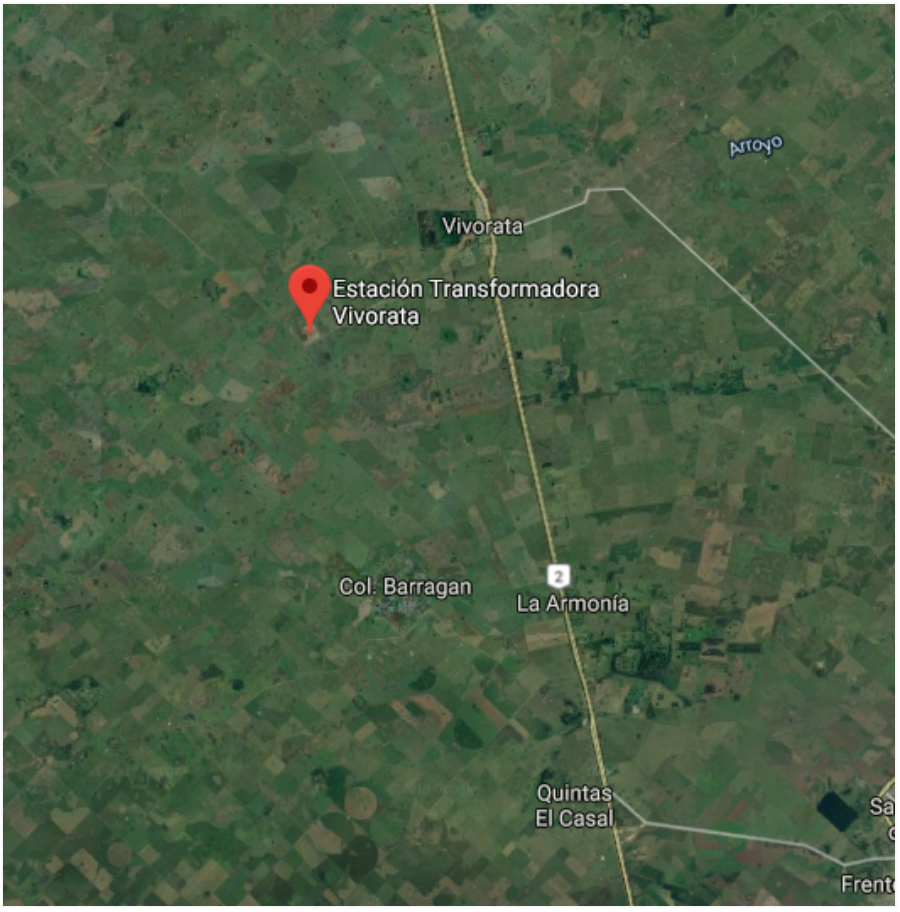


Figura 2.4.24. Vista satelital de los alrededores de la E.T de Vivoratá. (Fuente: Google Earth)

Cómo se puede apreciar en la imagen satelital, la zona en la que se encuentra la nueva estación transformadora es una zona rural, ubicada a aproximadamente 50 kilómetros de la ciudad de Mar del Plata. Se puede ver que no hay muchas edificaciones, sino que se trata de una zona de campos. Resulta entonces factible en primera instancia la posibilidad de negociar con un propietario local un contrato de usufructo, siendo el costo promedio por hectárea para la compra de terreno en esta zona de 3000 US$/ha.

En la Figura 2.4.25 se muestran los alrededores de la nueva estación transformadora de Bahía Blanca:

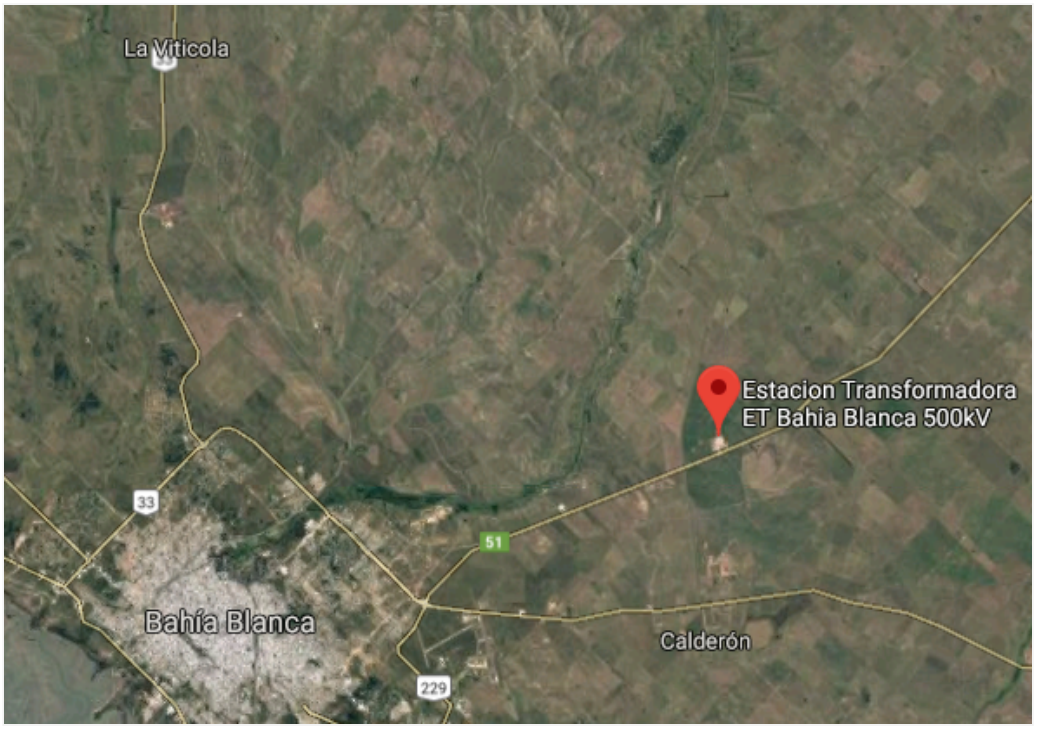


Figura 2.4.25. Vista satelital de los alrededores de la E.T Bahía Blanca. (Fuente: Google Earth)

Nuevamente, al igual que alrededor de la estación transformadora de Vivoratá, vemos que se trata de una zona rural, con grandes extensiones de campos, ubicada a aproximadamente 20 kilómetros de la ciudad de Bahía Blanca. Por lo tanto, puede considerarse también factible en esta ubicación lograr un contrato de usufructo en algún campo para montar el parque. Es preciso notar que en esta zona el costo promedio por hectárea para la compra de terrenos en esta zona es de 4000 U$S/ha.

Una cualidad adicional que requieren los parques eólicos es que el terreno no presente importantes desniveles, por lo que a continuación se procede a realizar un análisis topográfico de ambas ubicaciones.

4.1.4. Topografía

El relieve y la rugosidad del suelo afectan a los vientos localmente, debido a que el viento pierde energía por la fricción con la superficie. Esto da lugar a la formación de una capa límite de aire turbulento de gran espesor, cuyo tamaño depende de los obstáculos contra los que se enfrente el viento.

Este efecto no es deseado en un parque eólico, pues para aprovechar la energía del viento conviene que la capa límite sea delgada, con el fin de obtener altas velocidades a cierta altura.

Así, los distintos obstáculos con los que se encuentre el viento afectarán localmente la capa límite ocasionando los siguientes efectos: del lado que sopla el viento, si se encuentra una colina, acantilado o meseta se genera una pequeña reducción del tamaño de la capa límite y un aumento de velocidad, y del lado opuesto una alta turbulencia así como una reducción de velocidad. El siguiente efecto puede visualizarse en la Figura 2.4.26:

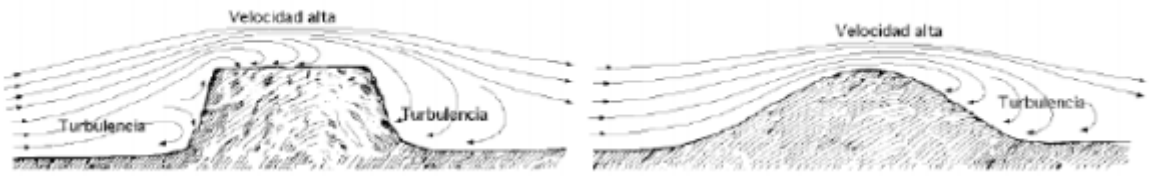


Figura 2.4.26. Relación superficie y turbulencia del viento. (Fuente: UTN, INstalacion de un parque eolico (Boragina & Monasteri, 2017)

Puede evidenciarse entonces, como terrenos con pequeñas ondulaciones suaves son más convenientes para el aprovechamiento de la energía del viento ya que aumentan la velocidad del fluido sin generar altas zonas de turbulencia. Por el otro lado, zonas con abruptos cambios de relieve como montañas, o acantilados, no resultan idóneos para la ubicación de aerogeneradores eólicos.

A continuación, en la Figura 2.4.27 se puede observar la topografía de la zona de Bahía Blanca:

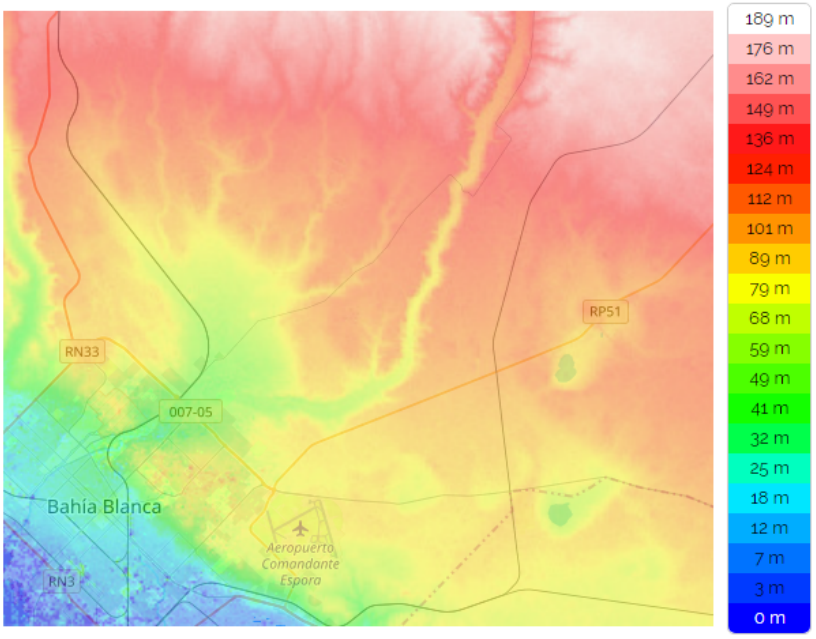


Figura 2.4.27. Topografía Bahía Blanca. (Fuente: Global Wind Atlas)

Se puede observar que las zonas ubicadas sobre las rutas 33 y 51 no presentan cambios repentinos de color, manteniendo un color entre anaranjado y rojo, con un promedio de elevación de 90 metros por sobre el nivel del mar. En principio la zona puede considerarse adecuada para la instalación de un parque, pudiendo llegar a aprovecharse una leve desnivelación en el terreno. Los valores de rugosidad de la zona, representados en la Figura 2.4.28 sólo alcanzan valores de 1.5 metros en puntos aislados, lo que refuerza la idea de que es un sitio adecuado para el emplazamiento del parque. Además, en la zona, el índice de rugosidad no supera el 10% asegurando una mejor precisión de la medida del viento.

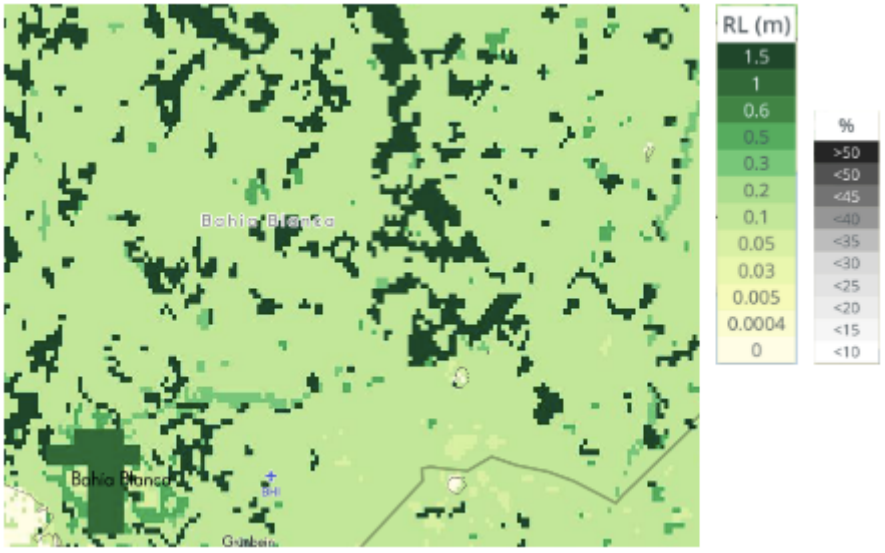


Figura 2.4.28. Rugosidad Bahía Blanca. (Fuente: Global Wind Atlas)

De todas formas, a la hora de escoger la microlocalización del parque es necesario realizar un estudio topográfico del terreno que se utilizará.

Se analizará ahora el terreno de la zona de Vivoratá:

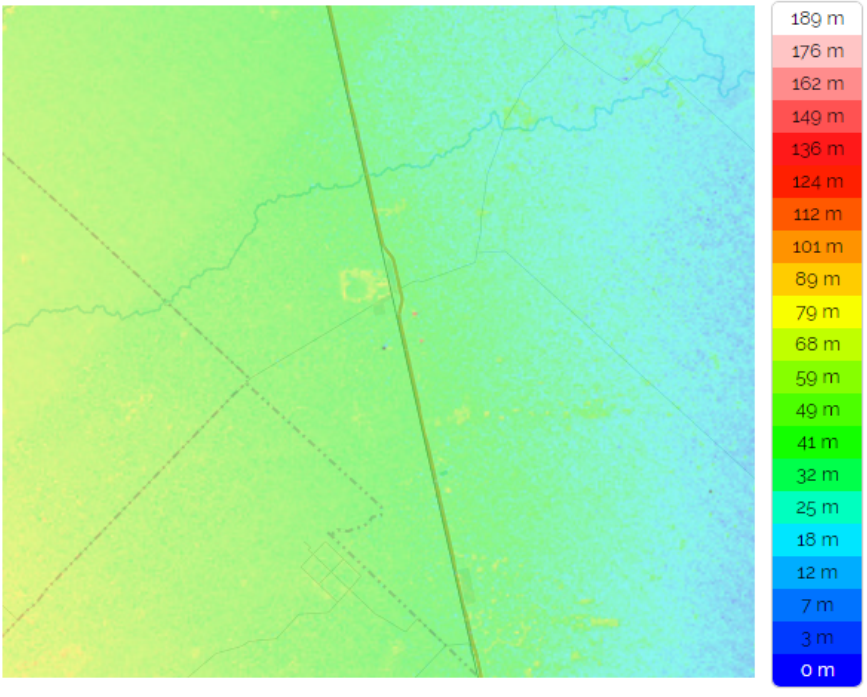


Figura 2.4.29. Topografía Mar Chiquita. (Fuente: Global Wind Atlas)

En la Figura 2.4.29 puede observarse que se trata de una llanura, observándose un color verde claro cuyo tono es prácticamente el mismo en toda la zona alrededor de la ruta 2. Los valores de medida rugosidad y el respectivo índice muestran las mismas conclusiones que en Bahía Blanca. Esta zona también resulta adecuada para la construcción de un parque desde el punto

de vista topográfico. Nuevamente, de realizarse un parque en esta ubicación, deberá realizarse un estudio topográfico del terreno en particular a utilizar.

4.1.5. Precipitaciones y ráfagas

El funcionamiento de los molinos eólicos puede verse afectado por fuertes tormentas. Los molinos podrían llegar a funcionar un 30% menos de lo esperable durante fuertes lluvias. Por esta razón analizar la ocurrencia de precipitaciones y la intensidad de las mismas resulta un factor clave para la elección del lugar de emplazamiento del parque.

Por otro lado las fuertes ráfagas pueden llegar a debilitar el funcionamiento de los molinos e incluso para vientos extremos podrían romperse, si no se eligieran los molinos adecuados.

En el caso de Bahía Blanca se presentan pocas precipitaciones durante el año, predominando los días secos. Llueve aproximadamente 5 días por mes, pero incluso estas precipitaciones no son de más de 20 mm en general. Por lo tanto no presenta una preocupación para el funcionamiento del parque eólico. Esto se evidencia en la Figura 2.4.30:

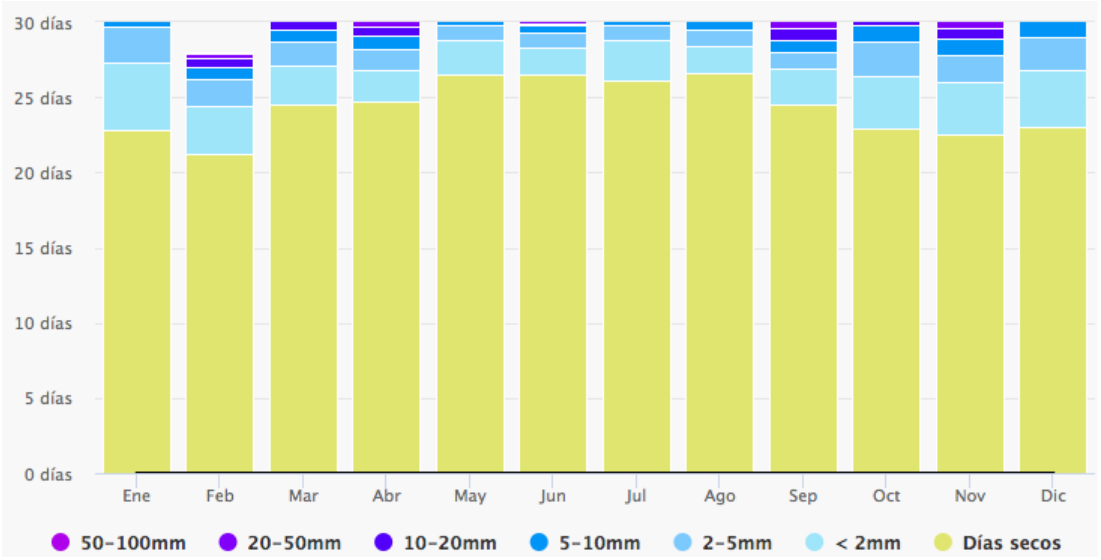


Figura 2.4.30. Cantidad de precipitación en Bahía Blanca (Fuente: Meteoblue)

Por otro lado se observa que Bahía Blanca no tiene tendencias a vientos inusualmente altos (>50 km/h). Como ya se dijo anteriormente presenta un buen recurso eólico, pero no muestra vientos que pudiesen atentar con el buen funcionamiento de los aerogeneradores.

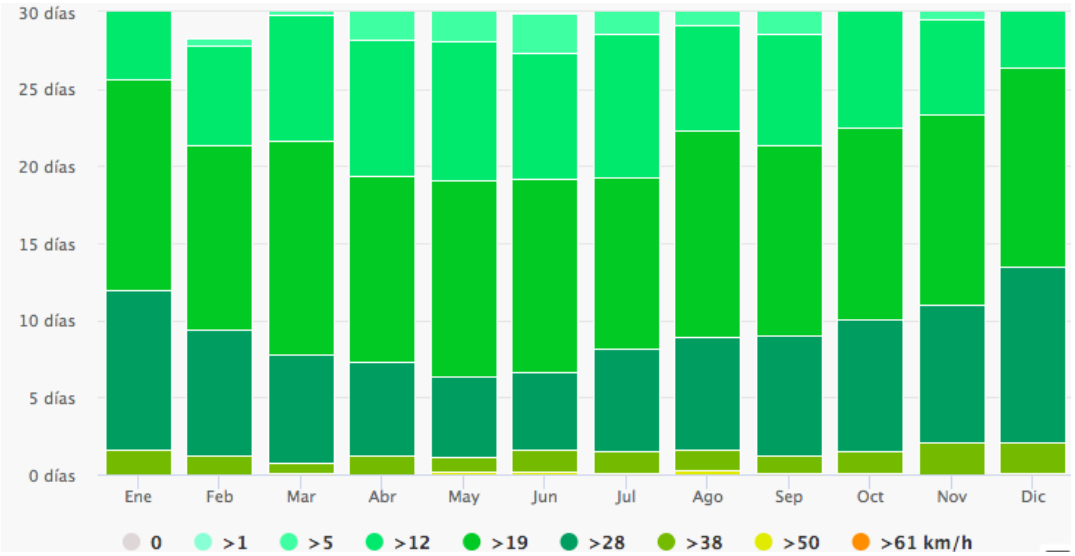


Figura 2.4.31. Velocidad del viento (Fuente: Meteoblue)

En el análisis del partido de Mar Chiquita se puede observar que también predominan los días secos. De todos modos, hay meses en los que llueve casi 10 días. Aún así, las lluvias no suelen superar los 20 mm, observándose pocos casos con lluvias fuertes.

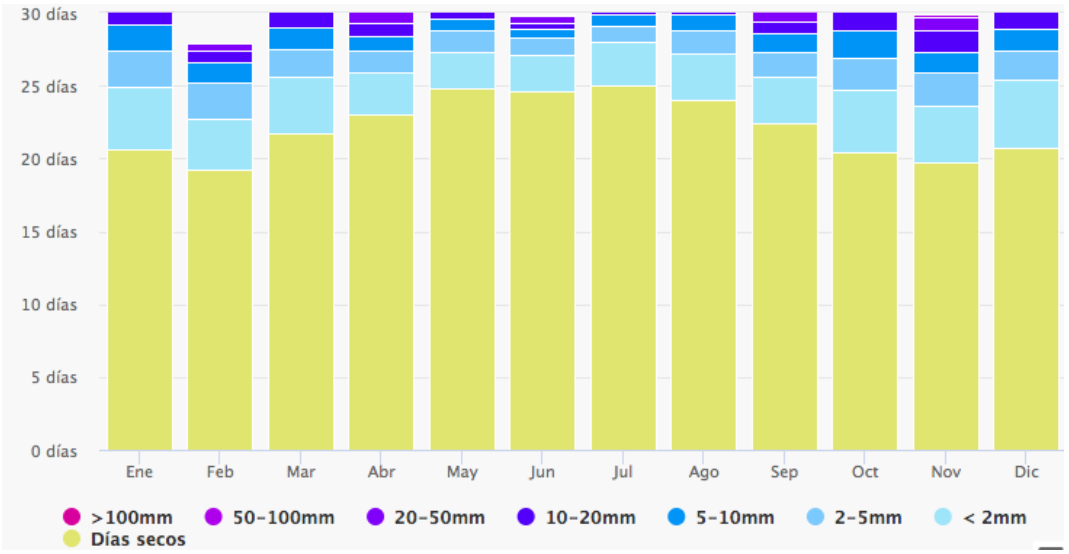


Figura 2.4.32. Cantidad de precipitación en Mar Chiquita (Fuente: Meteoblue)

Además se observa en el partido de Mar Chiquita velocidades de viento muy elevadas que podrían llegar a dificultar el funcionamiento de los parques.

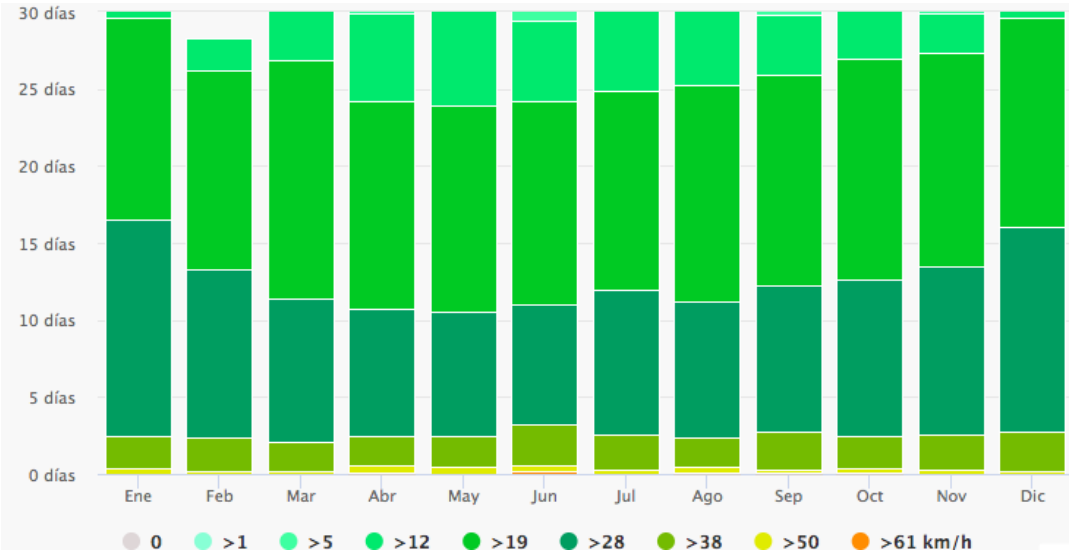


Figura 2.4.33. Velocidad de vientos en Mar Chiquita (Fuente: Meteoblue)

Finalmente se concluye que ninguna locación presenta problemas en cuanto a ráfagas y precipitaciones, sin embargo el partido de Bahía Blanca presenta condiciones mejores que el de Mar Chiquita.

4.1.6. Disponibilidad de mano de obra calificada

Para analizar la mano de obra, se comenzará con un análisis poblacional de los partidos de Bahía Blanca y Mar Chiquita. Se puede observar en la Figura 2.4.34 el mapa de los partidos de Buenos Aires y las estaciones transformadoras en los partidos a analizar. Es importante notar que ambas estaciones transformadoras se encuentran cerca de zonas con densidad poblacional alta.

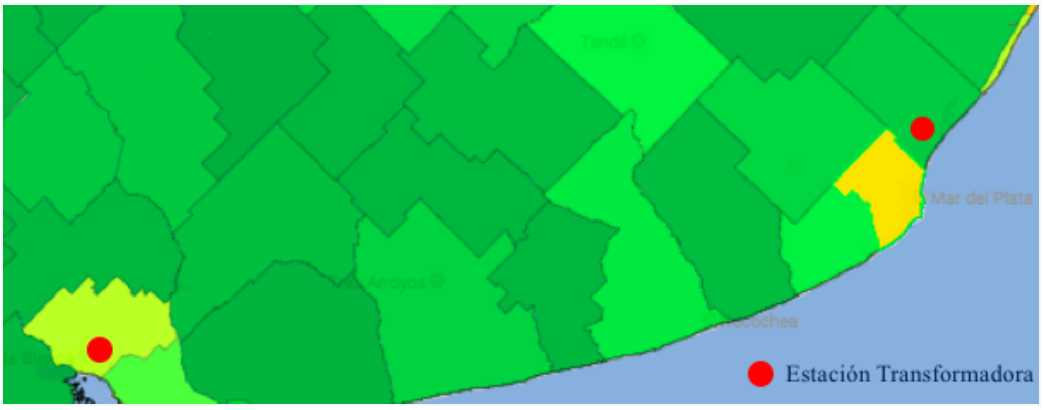


Figura 2.4.34. Mapa partidos de Buenos Aires. (Fuente: City Population)

El partido Mar Chiquita tiene una población estimada de 22.000 personas, con un crecimiento sostenido en los últimos años. A pesar de ser un partido con una población chica, se encuentra a pocos kilómetros la ciudad Mar Del Plata, con una población estimada de más de 600.000 individuos. Se considera que la población de Mar Del Plata podría emplearse para un parque en Mar Chiquita, puntualmente cerca de donde se generó la nueva estación transformadora. Por esta razón se analizará la población de Mar Chiquita en conjunto con la de Mar del Plata.

En la zona de Mar Chiquita no hay parques eólicos, por lo que no se puede asegurar que se encuentra mano de obra calificada para la construcción, operación y mantenimiento del parque. De todos modos Mar del Plata es considerada una zona industrial, con foco en la metalmecánica, por lo que se espera que a pesar de no haber mano de obra con experiencia en parques eólicos, sea mano de obra con conocimientos técnicos.

Por otro lado se debe realizar un análisis poblacional para el partido de Bahía Blanca. Según el censo de 2010 poseía una población de 304.0000 habitantes, con crecimiento sostenido (de aproximadamente 0,002% anual). Los cuadros estadísticos del INDEC indican que en el año 2020 el partido de Bahía Blanca poseerá una población de 311.000 individuos (INDEC, 2010).

Además, este partido resulta especialmente atractivo, debido a que Vestas instaló en él un almacén de repuestos, oficinas de service y un centro de capacitación para técnicos. Esto implica una gran ventaja para el parque, dado que asegura la disponibilidad de un mínimo de servicios especializados, y en caso de adquirir los servicios de Vestas permite tener el servicio técnico para reparar los equipos en muy poco tiempo. Asimismo Nordex también instaló una fábrica en Bahía Blanca, en conjunto con la empresa Pretensados Argentinos (Prear). A finales de abril del año 2019 se inauguró la planta de torres de hormigón.

Se puede ver que la zona está creciendo considerablemente en el sector de tecnología para parques eólicos, y esto viene acompañado de calificación y entrenamientos para la mano de obra, por lo que se puede concluir que en esta zona hay capital humano calificado para las tareas de construcción, operación y mantención del parque.

Además es importante notar que en Bahía Blanca se encuentran ya instalados distintos parques eólicos, lo cual según la opinión de expertos es la prueba más fehaciente de la existencia de mano de obra calificada. De todas formas esto no asegura el éxito ya que implica una mayor competencia.

4.1.7. Matriz de localización

Habiendo analizado los factores anteriores, se procede a volcar la información encontrada en una matriz de selección. En la misma se encuentran los distintos criterios que fueron tenidos en cuenta para la macrolocalización, ponderados según su importancia relativa para la factibilidad del proyecto.

En primer lugar se ponderó al recurso eólico, asignándole un valor de 40%. Esto es así porque el recurso eólico determinará la energía a producir, y por lo tanto el ingreso del parque. A su vez, este criterio está compuesto por la velocidad (60%) y la dirección (40%) del viento. Así, cada uno de estos por separado obtuvieron valores de 24% y 16% respectivamente en la ponderación. Si bien es cierto que a mayor velocidad de vientos la turbina generará más energía (siempre dentro del rango de operación, menor a la velocidad de cut-off), también es importante la dirección del viento, ya que se obtendrá más energía siempre que el aerogenerador se encuentre perpendicular a la dirección del mismo. Además, como ya se mencionó, si la dirección del viento es muy variable se producen más cargas por fatiga, reduciendo la vida útil del equipo.

En segundo lugar se encuentra el punto de interconexión y las características logísticas, con un puntaje de 15% cada una. A su vez, las características logísticas se distinguen entre 9%

para la accesibilidad de las rutas y 6% para la accesibilidad del puerto. Esto es así porque una vez identificado un sitio con un recurso adecuado, es sumamente importante lograr una conexión a la red que no exceda el presupuesto máximo del proyecto. Por otro lado, la logística de montaje debe ser factible en tiempo y costo también, ya que si la localización no cuenta con un accesibilidad adecuada, podrían tener que adecuarse rutas, caminos, puentes, demorando y encareciendo notablemente el proyecto.

En tercer lugar se encuentran las características topográficas del terreno, ya que las mismas tienen un impacto en el viento y su aprovechamiento. Esto se debe a que, como ya se mencionó desniveles pronunciados generan turbulencias y determinarán el layout y parte de la obra civil a realizar. Por estos motivos esta característica recibió un puntaje de 12,5%.

En cuarto lugar, se encuentra la disponibilidad de mano de obra calificada con un 7,5%, ya que tanto para el montaje como para la operación y mantenimiento del parque será necesario contar con el personal adecuado para cada una de las diversas tareas a realizar.

Por último se puntuó con 5% a la disponibilidad y costos del terreno y las características climáticas. Obtuvieron el menor de los puntajes ya que en ambas zonas de Buenos Aires hay amplios terrenos agrícolas idóneos para la instalación del parque, y no hay una marcada diferencia de precios. Además, las condiciones climáticas ninguna de las zonas presenta complicaciones importantes para la operación de un parque eólico.

Así, cada uno de los factores analizados será calificado con una puntuación del 1 al 10 para cada localización, siendo el 1 la peor condición, y un 10 la situación más favorable. Nótese que los factores analizados en este inciso son características deseables, pero que ambas zonas en primera instancia cumplen con los requerimientos mínimos de recurso eólico, conectividad a la red y accesibilidad necesarios.

De todas formas, resulta de vital importancia el análisis de estos factores para lograr un proyecto que además de físicamente posible, resulte económicamente rentable, sin excederse en los costos, recordando que en las licitaciones se compite por precio. Además, un proyecto con una mejor ubicación y menores riesgos permitirá tener acceso a una mejor financiación.

Se presenta entonces la matriz de selección para Bahía Blanca y Mar Chiquita:

	Característica	Ponderación	Localización	
			Mar Chiquita	Bahía Blanca
Indispensable	Disponibilidad recurso eólico	-	Si	Si
	Disponibilidad de conexión a la red SADI	-	Si	Si
	Disponibilidad de terrenos	-	Si	Si
	Disponibilidad de rutas	-	Si	Si
Deseable	Calidad del recurso eólico	40%	5.2	8.4
	Velocidad	*24%*	*6*	*8*
	Dirección	*16%*	*4*	*9*
	Puntos de interconexión	15%	8	7
	Características logísticas	15%	5.2	8.4
	Accesibilidad rutas	*9%*	*6*	*8*
	Accesibilidad puerto	*6%*	*4*	*9*
	Características y costos del terreno	5%	7	6
	Características topográficas	12.5%	8	8
	Condiciones climáticas	5%	7	9
	Disponibilidad de mano de obra calificada	7.5%	6	9
Calificación total			**6.21**	**8.095**

Tabla 2.4.1. Matriz de localización. (Fuente: Elaboración propia)

En la matriz se puede observar que Bahía Blanca tiene condiciones más favorables. Resultó mejor en todas las categorías, salvo en la congestión de puntos de interconexión y costos del terreno, donde de todos modos la diferencia fue poco significativa para el resultado final.

Se puede concluir entonces que Bahía Blanca es una excelente zona para construir un parque eólico. Cuenta con un excelente recurso eólico, tanto en velocidad como en estabilidad direccional, características logísticas óptimas (incluyendo un puerto reacondicionado en los últimos años), buenas características topográficas y climáticas (no presenta ráfagas elevadas ni altas precipitaciones). Además tiene la particular característica de ser el único lugar del país donde están instalados Vestas y Nordex. Todos estos atributos quedan además validados por la gran cantidad de parques eólicos que hay en la zona, instalados principalmente a partir de las licitaciones de RenovAr.

Por todas estas razones se decide que el parque eólico se instalará en Bahía Blanca. A continuación debe analizarse la microlocalización, buscando un terreno disponible cerca de la estación transformadora de Bahía Blanca.

4.2. Microlocalización

A continuación, se detallará el proceso realizado para determinar la microlocalización del parque.

4.2.1. Elección de terreno

Para determinar el lugar específico del emplazamiento del parque, en primer lugar se analizaron los terrenos disponibles a 15 kilómetros a la redonda de la estación transformadora de Bahía Blanca, ya que para los parques de 100 MW se suele tomar 15 kilómetros como una distancia máxima de tendido de cable hasta la E.T. por los altos costos que esto implica.

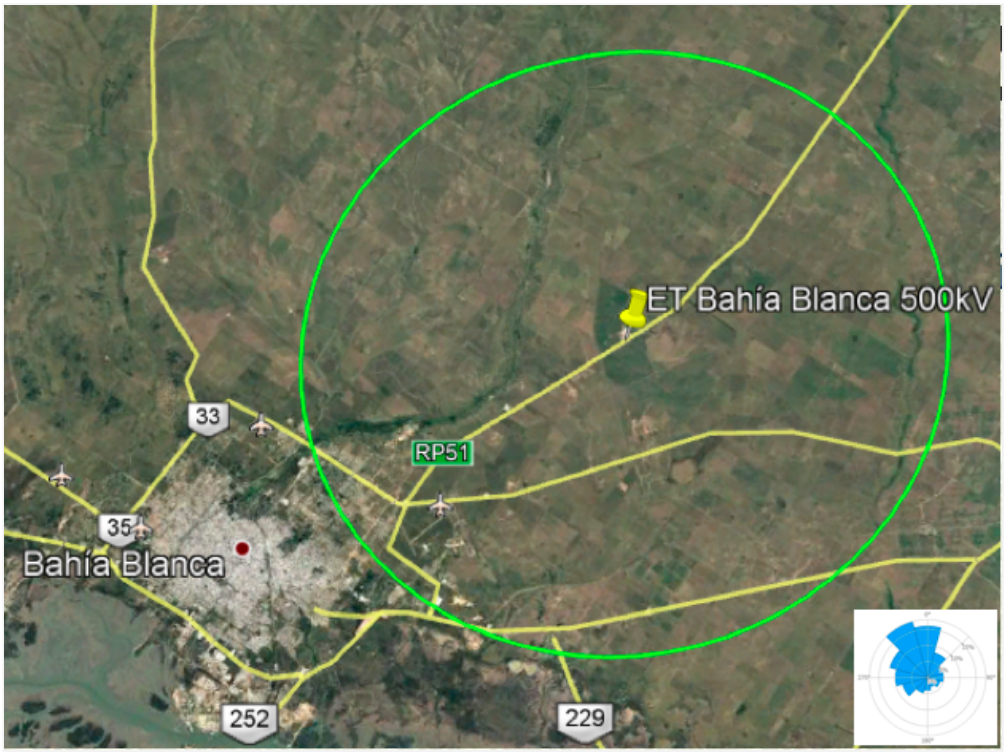


Figura 2.4.35. Radio de 15 kilómetros alrededor de la estación transformadora. (Fuente: Elaboración propia)

Como se observa en la Figura 2.4.35, y teniendo cuenta que es conveniente por cuestiones de logística ubicar al parque cerca de rutas nacionales/provinciales, queda evidente que los mejores terrenos serán aquellos ubicados sobre la Ruta Provincial 51. Si bien existen parques en la Ruta 33, éstos son parques de mayor dimensión (200 MW) para los que sí compensa la extensión del tendido de cable hasta la E.T.

Como ya se mencionó anteriormente, debido a las reglamentaciones que impone la ANAC (Ley 17.285, 1998) no puede construirse un parque eólico seis kilómetros a la redonda de un aeropuerto. Esta restricción se puede observar en la siguiente imagen, representada por el área dentro de la circunferencia roja:

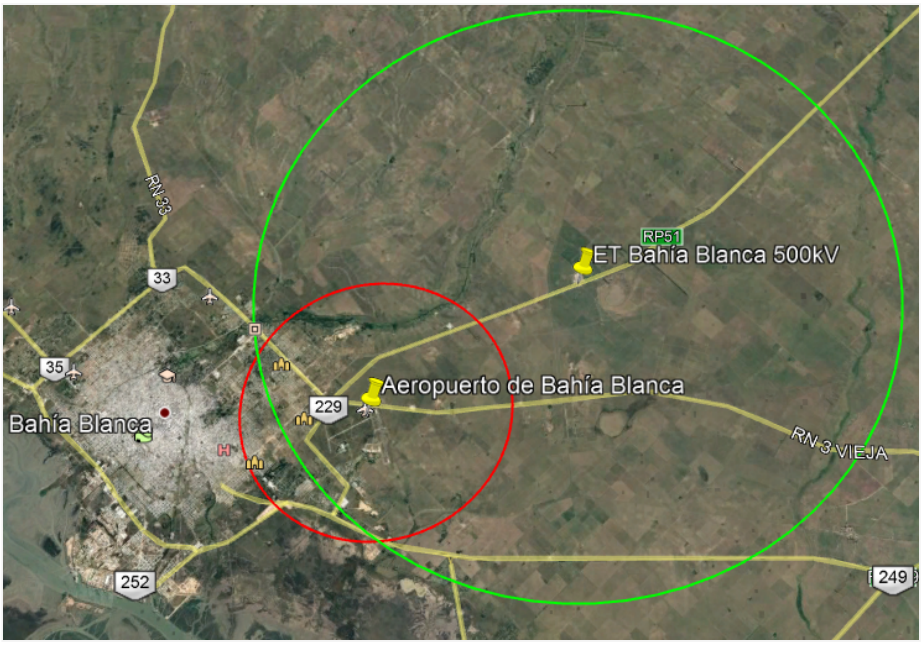


Figura 2.4.36. Restricción de ubicación por cercanía al Aeropuerto. (Fuente: Elaboración propia)

Se tuvieron en cuenta los terrenos disponibles que se ajustan a las restricciones nombradas. Para seleccionar un terreno es necesario tener en cuenta, como ya se mencionó, que los aerogeneradores deben estar colocados en dirección perpendicular a la dirección principal del viento, generalmente en filas. También es conveniente tener la menor cantidad de filas alineadas con la dirección de viento, ya que como se ha mencionado, la velocidad de viento disminuye al pasar por las palas de un aerogenerador. Por esta razón resulta conveniente que el parque tenga una forma rectangular con una base angosta. Se observa en la rosa de los vientos que la dirección de la Ruta 51 es perpendicular a la dirección del viento; además, los campos de esta zona están dispuestos de manera que ocupan mucha superficie alineada a la ruta y poca profundidad alejándose de ésta. En otras palabras, por la forma de los terrenos se puede lograr un gran aprovechamiento del recurso eólico ya que no se tiene que recurrir a ubicar muchas filas de aerogeneradores para que todos sean perpendiculares al viento.

Tomando estas consideraciones, se definió el terreno de 1,828 hectáreas ubicado a 6 kilómetros de la E.T., que se observa en la imágen a continuación, recuadrado en blanco.

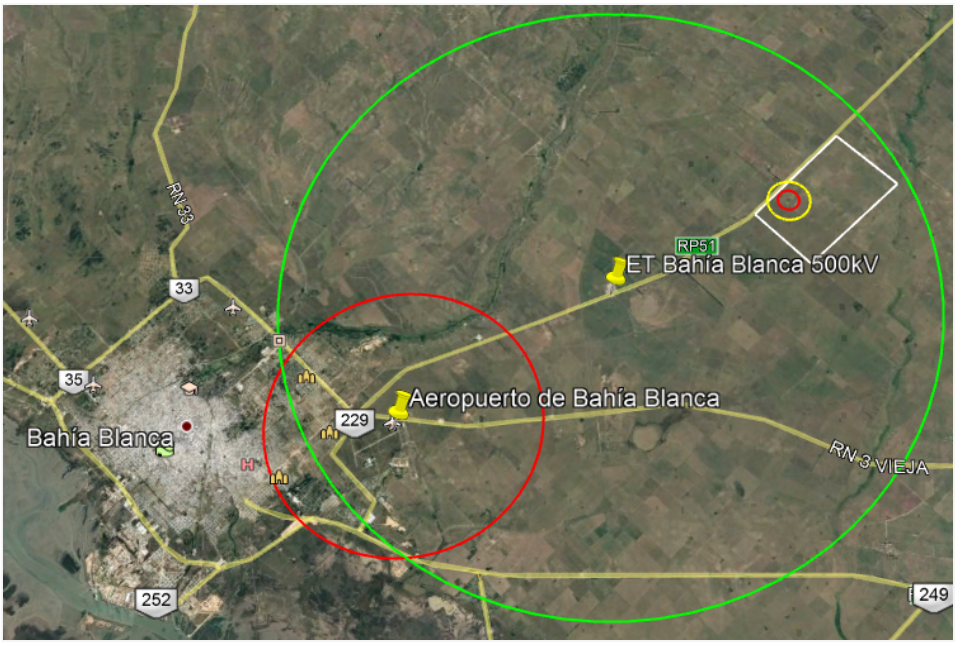


Figura 2.4.37. Ubicación del terreno "Croquis". (Fuente: Elaboración propia)

En el mapa se marcaron además 2 circunferencias dentro del terreno, con centro en la vivienda existente en el mismo. La amarilla, con un radio de 1000 metros, representa la zona que se considera afectada sonora y visualmente por los aerogeneradores, por lo que la misma deberá ser verificada en el análisis de impacto ambiental mediante las normas correspondientes para asegurar que se encuentre con valores aceptados, sin poner en riesgo las condiciones de vida de quienes habitan el terreno. Por otro lado, la roja, con radio de 500 metros, representa el sector del terreno donde no se ubicarán molinos, según las normas internacionales IEC. Esta restricción, junto con otras existentes, serán tenidas en cuenta más adelante en el inciso de layout para definir la ubicación exacta de cada molino en el parque.

Habiendo hecho estas consideraciones, queda determinado la microlocalización de emplazamiento en el parque en el terreno "Croquis", como se observa en la imagen a continuación:



Figura 2.4.38. Ubicación del terreno "Croquis". (Fuente: Elaboración propia)

El terreno se define a partir de las siguientes coordenadas geográficas:

Vértice	Latitud	Longitud
A	38° 37' 21,63" S	61° 58' 41,63" O
B	38° 35' 0,44" S	61° 55' 49,22" O
C	38° 36' 17,56" S	61° 54' 13,78" O
D	38° 38' 24,75" S	61° 57' 17,95" O

Tabla 2.4.2. Coordenadas de la ubicación del terreno "Croquis". (Fuente: Elaboración propia)

Para poder hacer uso del terreno se firmará un contrato de usufructo en donde el dueño del terreno pone el mismo a disposición de la empresa locataria para desarrollar sus actividades. El costo de dicho contrato se estima entre aproximadamente US$ 2.000 y US$ 3.000 por MW instalado por año. La duración del contrato se coincide con la duración de proyecto, es decir 20 años. Luego del plazo terminado, se desmontarán todas las instalaciones totalmente el terreno, excepto por los edificios construidos que podrán ser utilizados por el locatario.

4.2.2. Impacto ambiental

Habiendo definido el lugar específico donde se ubicará el parque eólico, se debe verificar que no se produzcan importantes impactos ambientales producto del emplazamiento del parque.

4.2.2.2. Residuos generados

Los parques eólicos no generan grandes cantidades de residuos. Los procesos de generación de residuos se separan entre la preparación del sitio y construcción del parque, y luego la operación y mantenimiento. En la fase de preparación del sitio y construcción se espera generación de residuos domiciliarios, de construcción y residuos peligrosos.

Los residuos domiciliarios serán por ejemplo envases descartables, restos de comidas, y los recursos no contaminantes originados por la actividad de la empresa. A estos residuos se los denomina residuos de tipo 1, y serán colocados en bolsas típicas de polietileno. Las bolsas se depositarán temporalmente en tambores (de cualquier material) identificados con el color blanco.

Por otro lado se encuentran los los residuos de tipo 2, los cuales son residuos relacionados con la obra. Los esperables son plástico, metales, gomas, restos de cables (vainas y retazos), restos de hormigón, entre otros. Estos residuos se almacenarán en tambores metálicos con protecciones para impedir el ingreso de agua, identificados por el color verde. Se estima que en parques de estas características los residuos de tipo 2 serán de aproximadamente 5 m^3 durante el proceso de construcción del parque.

Finalmente los residuos considerados peligrosos se desecharán según como la legislación vigente lo indica. Según la Ley de "Residuos Peligrosos" cualquier residuo nombrado en el Anexo I de la ley debe ser gestionado por los operadores de residuos peligrosos, autorizados según el artículo 4 (Ley 24.501, 1991). Además, según este artículo la empresa generadora de los residuos también debe estar autorizada y contar con un certificado ambiental otorgado por la Autoridad de Aplicación según las especificaciones de la ley:

> Los obligados a inscribirse en el registro que a la fecha de entrada en vigencia de la presente se encuentren funcionando, tendrán un plazo de ciento ochenta (180) días, contados a partir de la fecha de apertura del registro, para la obtención del correspondiente certificado ambiental. (Ley 24.501, 1991)

También se indica que los generadores de residuos peligrosos se comprometen a tomar medidas tendientes a disminuir la cantidad de residuos peligrosos, envasar los residuos e identificar los recipientes y su contenido. En este caso los residuos que se generarán y se considerarán peligrosos (acorde a lo indicado en la ley) serán recipientes de pintura o aceites, electrodos de soldaduras, residuos que estén contaminados con aceites, productos químicos o cualquier otra sustancia perjudicial para el hombre o el medioambiente. Serán almacenados transitoriamente en recipientes de color rojo, identificados como "Residuos de tipo 3". En algunos casos se pueden usar recipientes especiales, dependiendo de la sustancia a almacenar. Estos serán guardados en lugares seguros, tomando en cuenta las posibles reacciones químicas frente a las temperaturas de almacenaje. Es importante recalcar que en la construcción de un parque eólico se genera poco volumen de residuos peligrosos, aproximadamente 1,5 m^3. Además los residuos generados no están considerados como de alto riesgo.

Todos los residuos generados, luego de ser clasificados y almacenados como corresponde, serán trasladados al centro de disposición final de Bahía Blanca. Luego la municipalidad será la encargada de disponer de ellos de manera adecuada.

4.2.2.3. Emisiones a la atmósfera

En las fases de construcción del parque, como también durante la operación y mantenimiento no se registran fuentes fijas de emisiones contaminantes a la atmósfera. Los únicas fuentes que se presentaran de emisiones serán los vehículos encargados de la logística y la maquinaria para el montaje del parque, pero no representan una emisión alta.

Los parques eólicos, a diferencia de la generación de energía tradicional, tienen un impacto ambiental positivo. Un parque eólico genera emisiones de carbono de aproximadamente $5gCO_2eq/kWh$ durante su operación. En comparación, la huella de carbono de la electricidad generada a partir de biomasa de baja densidad es del orden de $93gCO_2eq/kWh$, de una central de carbón convencional es superior a $1000gCO_2eq/kWh$ y de gas natural es del orden de $500gCO_2eq/kWh$[19]. Por lo tanto se puede considerar que las bajas emisiones contaminantes a la atmósfera son una fortaleza de los parques eólicos, viéndose de esta manera beneficiados el medio ambiente.

4.2.2.4. Impacto acústico

Las principales fuentes generadoras de ruido durante la etapa de operación del proyecto corresponden al ruido generado por los aerogeneradores. Para el cálculo de la propagación de ruidos se utiliza la metodología establecida por norma ISO (ISO 9613-2). La misma consiste en ponderar el ruido recibido por un receptor provocado por la operación de los aerogeneradores del parque eólico, a fines de determinar la exposición adicional al ruido de fondo preexistente en el lugar.

El método descrito por la norma ISO 9613-2 considera la propagación del ruido en la dirección favorable al viento. Se requiere además definir factores de atenuación por: divergencia geométrica, absorción atmosférica, efectos del suelo, reflexión en superficies, presencia de barreras y condiciones meteorológicas. Definidos estos factores, el ruido percibido por un receptor (LDW) puede ser calculado, para cada aerogenerador, según la Fórmula 2.4.2:

$$LDW = LA - (Ad + Aa + As + Ab) + Dc - Cmet \qquad \textit{(Fórmula 2.4.2)}$$

- "LA" representa el ruido emitido por un aerogenerador. Para este cálculo se considera la emisión de un aerogenerador en condiciones normales.
- "Ad": Factor de atenuación por divergencia geométrica. Considera la dispersión esférica del ruido a través de un espacio libre desde su punto de emisión. Se calcula por medio de la Fórmula 2.4.2:

$$Ad = [20 \times \log10(d)+11]. \qquad \textit{(Fórmula 2.4.3)}$$

Donde d: distancia desde la fuente al receptor (m).

[19]Canga Cabañes, J. L. (11 de abril de 2016). "La huella de carbono de las energías renovables". *Comunidad ISM*. Recuperado de: http://www.comunidadism.es/blogs/la-huella-de-carbono-de-las-energias-renovables-2-eolica

- "Aa": Factor de atenuación por absorción atmosférica. Se calcula a través de la Fórmula 2.4.4:

$$Aa = \alpha \times d/1000. \qquad \text{(Fórmula 2.4.4)}$$

Donde: α: Coeficiente de atenuación atmosférica, expresado en dB/km.

- "As": Factor de atenuación por efecto del suelo. Considera el resultado de la interferencia entre el ruido reflejado en la superficie del suelo y el ruido dirigido directamente al receptor. Se calcula mediante la Fórmula 2.4.5:

$$As = 4{,}8 - (2hm/d) \times (17 + 300/d) \qquad \text{(Fórmula 2.4.5)}$$

Donde: hm: Altura media de la trayectoria directa entre fuente y receptor.

- "Ab": Factor de atenuación por presencia de barreras. Dado que un objeto es considerado como barrera cuando posee una densidad másica por superficie mínima de 10 kg/m2, y en esta clase de proyectos no se suele considerar que existan barreras entre los aerogeneradores y los receptores evaluados, este factor suele despreciarse.

- "DC": Factor corrección por direccionalidad. Considera el aparente incremento en el nivel de ruido de la fuente provocado por las reflexiones en el suelo cercano a la fuente. Se calcula a través de la Fórmula 2.4.6:

$$Dc = 10 \times \log10 \{1+[d2+(hs-hr)2]/[d2+(hs+hr)2]\} \qquad \text{(Fórmula 2.4.6)}$$

Donde: hs: Altura de la fuente. hr: Altura del receptor.

- "Cmet": Factor de corrección por condiciones meteorológicas. Este factor se aplica cuando se consideran condiciones no propicias para la propagación de ruido.

  Las construcciones habitadas a una distancia menor a 1,000 metros del parque son considerados receptores potenciales del impacto acústico. Para la zona elegida se consideró que no haya edificaciones en un radio de 1,000 metros con eje en el parque, para evitar posibles problemas con vecinos.

4.2.2.5. Impacto visual

La contaminación visual representa el impacto ambiental más controversial y difícil de cuantificar. Su principal efecto se debe a la presencia física de los aerogeneradores, y está definida por varios factores:

i. Tamaño físico de las turbinas.
ii. Distancia entre las turbinas y observador: a partir de 6 kilómetros ya se considera mínimo el impacto (Sólo Eólica, 2009)
iii. El número y la disposición de las turbinas dentro del parque.
iv. Densidad poblacional en los alrededores.

4.2.2.6. Shadow Flicker

El Shadow Flicker (parpadeo de sombras) es la denominación utilizada para describir la proyección de sombras intermitentes generada por el movimiento de las aspas de las turbinas,

causando variaciones bruscas en la intensidad de la luz solar sobre una superficie determinada. A continuación, la Figura 2.4.39 representa el efecto generado:

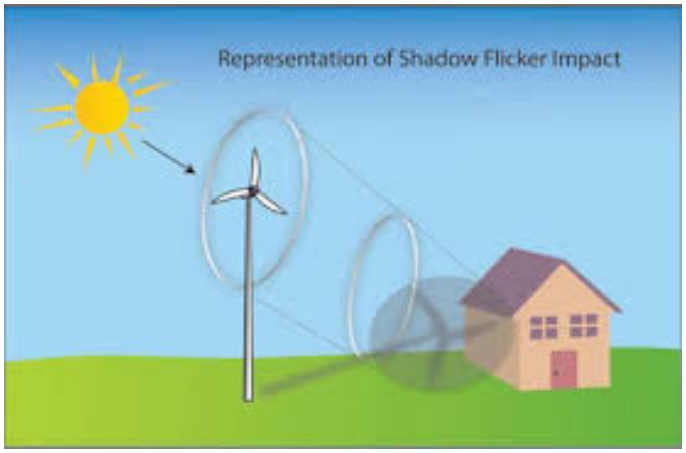


Figura 2.4.40. Representación visual del efecto Shadow Flicker. Fuente: Grand Valley State Universit (Nordman, 2014)

Para realizar dicho cálculo se toma el peor escenario, de manera que se pueda conocer el máximo potencial de afectación del parque. Esto es, asumir que no habrá días nublados en todo el año, y que el viento vendrá siempre en la dirección en la que se encuentra el sol, por lo que la sombra será máxima en todo momento.

El límite máximo recomendado en la mayoría de las reglamentaciones y recomendaciones internacionales de referencia, bajo la modalidad de peor escenario es de 30 horas anuales o 30 minutos diarios de efecto shadow flicker sobre una zona habitada. Tal como con el impacto sonoro, se consideran receptores potenciales a las construcciones ubicadas a una distancia menor de 1,000 metros de los aerogeneradores. Nuevamente esta restricción se tuvo en cuenta a la hora de elegir las coordenadas.

4.2.2.7. Relevamiento flora

En el estudio de impacto ambiental se realiza un relevamiento de la flora de la zona, con el fin de caracterizarla y analizar posibles riesgos. Para estas tareas se cuenta con especialistas, licenciados en ciencias biológicas.

La metodología de estudio consiste en un muestreo de la vegetación. Para este se seleccionan más de 75 puntos donde se va a estudiar su flora. En cada uno de estos puntos se puede encontrar material muerto o distintas especies vegetales. Con esta información se procede a realizar distintos índices de biodiversidad: riqueza específica. índice de Simpson, índice de Shannon-Wiener, e índice de Pielou.

- Riqueza específica: está relacionada con la cantidad de especies que se presentan en la zona analizada. Finalmente se obtiene el número total de especies (S).
- Índice de Simpson: es utilizado para cuantificar la biodiversidad de un hábitat. Representa la probabilidad de que tomando al azar dos muestras, la materia vegetal pertenezca a la misma especie.

- Índice de Shannon: representa la biodiversidad de un hábitat. Toma en cuenta la variedad de especies en la muestra y la cantidad relativa de individuos que hay para cada una de estas especies.

A partir de estos resultados se analiza la biodiversidad del terreno y los posibles riesgos que un parque eólico podrían infringir a la flora encontrada.

Se conoce que los parques ya instalados cercanos a la zona elegida no encontraron riesgos que impidiesen la construcción y funcionamiento del parque.

4.2.2.8. Relevamiento fauna

Según la Ley 22.421, "Conservación de la Fauna" se declara de interés público la fauna silvestre que habita el terreno de la República Argentina (Ley 22.421, 2009). A raíz de esto se debe hacer un análisis de la fauna existente en la región elegida, con el fin de caracterizarla y observar posibles riesgos que el parque eólico pudiese producir.

El enfoque más utilizado para el análisis de la fauna de los terrenos recae en los recorridos de migración (flyways) de las aves. En muchas ocasiones un parque debe ser desplazado del área inicialmente elegida, debido a que las aves utilizan ese territorio como parte de su recorrido migratorio. Al pasar por el área de los aerogeneradores, las aves podrían chocar con las aspas o verse afectadas por el impacto auditivo.

Argentina posee una enorme cantidad y diversidad de aves. Por esta razón se desarrolló el programa AICAs (Áreas Importantes para la Conservación de las Aves). Este es un programa dedicado a la protección de aves, identificando las AICAs en cada provincia. En Buenos Aires se pueden apreciar distintas AICAs en el siguiente mapa:



Figura 2.4.40. Mapa AICAs en Buenos Aires (Fuente: AICAs de Argentina, 2019).

Como se observa, en la Figura 2.4.40, en Bahía Blanca se presenta un AICA. Este es denominado BA15 y presenta las siguientes características:

BA15	RUM* de Bahía blanca, Bahía Falsa y Bahía Verde	Por Fabián Rubuffetti
RUM*: Reserva de Uso Múltiple Departamentos Bahía Blanca, Villarino y Coronel de Marina L. Rosales, Buenos Aires **Coordenadas:** 39º05'62º05'W **Superficie:** 210.000 ha Características generales Criterios: A1(3)	**Ecoregión:** Espinal, Mar Argentino y Pampas **Propiedad:** Estatal (provincial) **Protección:** Total **Hábitat:** Humedal, mar, estepa arbustiva, pastizal **Usos de la tierra:** unidad de conservación agricultura, ganadería, pesquerías artesanales, tránsito y transporte. **Amenazas:** Canalización y dragado, industrialización, deshechos urbanos e industriales, disturbios a las aves, recreación y turismo, sobrepastoreo (local), pesquerías artesanales	

Tabla 2.4.3. AICA BA15, Bahía Blanca (Fuente: AICAs de Argentina).

Es un área en el extremo sur de la provincia de Buenos Aires, bordeando el estuario Bahía Blanca. La presencia de grandes masas de agua justifica la enorme cantidad de aves en la zona. Las principales amenazas al área son cercanía a Bahía Blanca, los puertos nacionales, que generan un movimiento constante e intenso desde y hacia el polo industrial, y el constante aumento de parques de generación de energía eólica en la zona.

La especie que más se destaca de este AICA es la gaviota cangrejera (Larus atranticus). Aproximadamente el 60% de su población reproductiva nidifica en el área en cuestión. Sin embargo, es importante notar que una de las colonias reproductivas más grandes nidifica fuera del área que comprenda el AICA BA15. Otras aves que se presentan en la zona son el chorlo pampa (Pluvialis dominica), playeros (Calidris spp.), la becasa de mar (Limosa heamastica), chorlo ceniciento (Pluvianellus socialis), flamenco austral (phoenicopterus chilensis), albatros ceja negra (thalassarche melanophris), rayador (Rynchops niger) y la gaviota cocinera (Larus dominicanus). También hay registros ocasionales del playerito canela (Tryngites subruficollis) en la zona.

De estas aves, las que están en peligro son las especies thalassarche melanophris, phoenicopterus chilensis y larus atlanticus. Sus estados son “en peligro”, “casi amenazada” y “vulnerable” respectivamente.

Es importante notar que la zona elegida se encuentra a más de 35 km del mar, en donde nidifican las aves anteriormente nombradas. Por lo tanto no existe evidencia suficiente para suponer que el parque eólico pueda poner en peligro las especies nombradas. Además, en la zona elegida se encuentran otros parques, por ejemplo el Wayra II (aproximadamente 5 km) y el parque Corti (aproximadamente 7 km). Para un análisis más específico del terreno, debe hacerse un análisis de fauna.

La metodología para el análisis de la fauna consiste en observaciones periódicas del territorio. Las observaciones pueden ser directas (avistaje de aves, u otros animales) o indirectas (huellas, defecaciones, madrigueras, etc.). Deben ser periódicas, ya que los animales pueden migrar en distintas temporadas. Al recopilar la información de los animales existentes en la zona, se deben investigar y evaluar los posibles riesgos que el parque les podría infringir.

5. Análisis detallado del recurso eólico

Una vez determinada la localización específica del parque, es importante proceder a determinar las características del viento en el lugar de emplazamiento. La recopilación y el análisis de los datos de viento disponibles es una parte importante de cualquier actividad de evaluación de recursos.

Sin embargo, es importante darse cuenta de las limitaciones de algunas fuentes de datos. Es decir, no toda la información disponible se recopiló con el fin de evaluar la energía eólica, y muchas estaciones de recolección de datos se ubican cerca o en ciudades, en terrenos relativamente planos o áreas con poca elevación (por ejemplo, aeropuertos). Hasta ahora en el proyecto se ha trabajado con series mesoescalares, tanto las de Global Wind Atlas como aquellas provistas por empresas reconocidas en el rubro que se dedican a elaborar estas series. Los estudios obtenidos de esta manera dan como resultado la realización de atlas de viento detallados, es decir, documentos que contienen datos sobre las velocidades y direcciones del viento tomadas en forma horaria. Estos atlas proporcionan una descripción general del recurso eólico dentro de un área grande (mesoescala), pero típicamente no pueden proporcionar información suficiente para el análisis detallado del lugar de emplazamiento del parque (microescala).

Para el dimensionamiento de un parque eólico es necesario cuantificar el recurso eólico en ésa ubicación en particular a varias alturas sobre el suelo, y de forma diezminutal, ya que con éstos datos se seleccionarán los modelos de aerogeneradores y se determinará cuánta energía será generada en el parque. El hecho de reducir el intervalo de tiempo en el que se calculan los valores medios permite un conocimiento más granular de la variabilidad del recurso en el sitio.

5.1. Mediciones de viento

Para realizar las mediciones de viento en la microescala, una práctica habitual en el rubro es contratar a una empresa o torrista la instalación de una torre de medición en donde se ubican a distintas alturas instrumentos de medición de velocidades y direcciones de vientos, que son recopilados por un instrumento de almacenamiento de datos.

A continuación se explicará en detalle cómo se realizan las campañas de viento y con qué instrumentos.

5.1.1. Realización de la campaña de mediciones de viento

La realización de la campaña de mediciones de viento debe planearse con mucho tiempo de anticipación a construcción del parque propiamente dicho, ya que estos datos se utilizarán para validar la decisión de emplazar el parque en dicho lugar, para la selección de aerogeneradores, y para la estimación de la producción anual de energía (en adelante, PAE) del parque. Se deberá contar con al menos un año entero de mediciones en sitio para realizar estas estimaciones, ya que como se ha mencionado antes, las velocidades de viento sufren fluctuaciones cíclicas a lo largo del año, y se debe contar con al menos un ciclo completo para que las mediciones sean representativas del comportamiento a largo plazo del sitio.

5.1.1.1 Instrumento de medición de velocidad del viento

El anemómetro de copa es probablemente el instrumento más común para medir la velocidad del viento. Los anemómetros de copa utilizan su rotación, que varía en proporción a la velocidad del viento, para generar una señal. Los diseños más comunes de hoy cuentan con tres copas montadas en un eje pequeño. La velocidad de rotación de las copas se puede medir por:

- Contadores mecánicos que registran el número de rotaciones.
- Cambios de tensión eléctrica o electrónica (CA o CC): Un anemómetro electrónico de copa proporciona una medida de la velocidad instantánea del viento. El extremo inferior del eje giratorio está conectado a un generador de CA o CC en miniatura y la salida analógica se convierte a la velocidad del viento a través de distintos métodos.
- Un interruptor fotoeléctrico: tiene un disco que contiene hasta 120 ranuras y una fotocélula. El paso periódico de las ranuras produce pulsos durante cada revolución de la copa. La respuesta y la precisión de un anemómetro de copa están determinadas por su peso, dimensiones físicas y fricción interna. Al cambiar cualquiera de estos parámetros, la respuesta del instrumento variará.

Si se desean mediciones de turbulencia, deben usarse sensores pequeños, livianos y de baja fricción. Normalmente, las copas más sensibles tienen una distancia constante de aproximadamente 1 m. Donde no se requieren datos de turbulencia, las copas pueden ser más grandes y más pesadas, con constantes de distancia de 2 a 5 m. Esto limita la frecuencia máxima de muestreo de datos utilizables a no más de una vez cada pocos segundos. Los valores de precisión típicos (basados en pruebas de túnel de viento) para anemómetros de copa son aproximadamente 2%.

Los factores ambientales, como hielo o polvo, pueden afectar a los anemómetros de copa y reducir su vida útil. El polvo se puede alojar en los cojinetes, lo que provoca un aumento de la fricción y el desgaste y reduce las lecturas de velocidad del viento del anemómetro. Por otro lado, si un anemómetro se congela, su rotación disminuirá o se detendrá por completo, lo que provocará señales erróneas de velocidad del viento, hasta que el sensor se descongela completamente. Se pueden usar anemómetros de copa con sistemas de calefacción, pero requieren una fuente importante de energía. Debido a estos problemas, la garantía de confiabilidad de los anemómetros de copa depende de su calibración y mantenimiento. La frecuencia de las visitas de mantenimiento depende de las condiciones climáticas del local y del valor de los datos. Sin embargo, es necesario aclarar que para el caso de Bahía Blanca, por sus características climáticas, no suelen haber problemas de este tipo en los anemómetros de copa.

Normalmente se ubican al menos dos anemómetros por altura de mástil, orientados en direcciones opuestas. Con este esquema es posible reducir los errores por la influencia de la torre sobre las mediciones tomadas por los instrumentos.

5.1.1.2. Instrumentos de medición de dirección de viento

La dirección del viento se mide normalmente mediante el uso de una veleta. Una veleta convencional consiste en un dispositivo giratorio que posee en uno de sus extremos una cola ancha y en el otro un indicador de la dirección del viento. Su peso está distribuido equitativamente a cada uno de los lados del eje vertical de pivote y su funcionamiento se basa en que el viento mantiene el puntero de la misma indicando la dirección de proveniencia del

viento y dejando la placa (extremo ancho) en el extremo más alejado a la incidencia del viento.

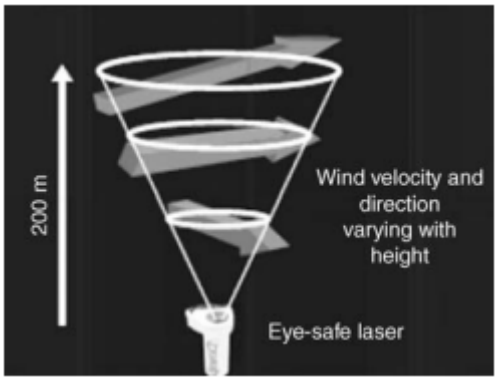


Figura 2.5.1. Veleta de viento. (Fuente: Wind Energy Explained).

Las veletas son herramientas de medición más robustas que los anemómetros, y suelen requerir menor mantenimiento. Es por ello que no se suele instalar más de una veleta por altura de torre.

5.1.1.3. Torres de instrumentación

Dado que es deseable recopilar datos del viento a la altura buje, es necesario usar torres que puedan alcanzar desde un mínimo de 20 metros hasta (o más de) 150 metros. A veces hay torres de comunicaciones disponibles cerca de la ubicación del emplazamiento, por lo que no es necesaria la instalación de otra torre. En la mayoría de los casos, sin embargo, las torres deben instalarse específicamente para sistemas de medición de viento. Las torres de instrumentación vienen en muchos estilos: autoportantes, torres de celosía o tubulares, torres de celosía retorcidas y torres de inclinadas. Las torres de instrumentación inclinadas que se pueden erguir desde el suelo son las que más se usan en la actualidad. Estas torres han sido diseñadas específicamente para mediciones de viento y son livianas y se pueden mover fácilmente. Requieren bases pequeñas y generalmente se pueden instalar en menos de un día.

En cuanto a la ubicación geográfica de las torres, se suele ubicar a la torre en el baricentro del terreno donde estará ubicado el parque, para que los valores medidos sean lo más uniformes posible para todos los aerogeneradores, que estarán ubicados en distintas coordenadas del terreno.

A su vez la torre deberá contar con un sistema de suministro eléctrico para alimentar los sistemas de medición y comunicación que la componen. Puede estar alimentada con energía solar lo que permitiría una fácil disposición de la torre independiente de la cercanía al suministro eléctrico al momento de iniciar las mediciones.

La torre cuenta también con medidas de seguridad como pararrayos, lámpara de señalización y puede tener cámara de vigilancia.

5.1.1.4. Sistemas de registro de datos

En el desarrollo de un programa de medición de viento, se debe seleccionar algún tipo de sistema de registro de datos para mostrar, registrar y analizar los datos obtenidos de los

sensores y transductores. Los tipos de pantallas utilizadas para los instrumentos de viento son del tipo analógico o del tipo digital (LED, LCD) y suministran información en tiempo real. Las pantallas típicas utilizan diales, luces y contadores digitales.

En general, el método preferido para manejar la gran cantidad de datos necesarios para un análisis completo es el uso de registradores de datos o la adquisición de datos en computadoras personales. A menudo se terceriza el manejo de estos datos a empresas como Energica, que se dedican exclusivamente a la limpieza y procesamiento de los datos obtenidos en las campañas de mediciones de viento.

La mayoría de los sistemas de registro de datos que están disponibles en el mercado registran los promedios de velocidad y dirección de viento, las desviaciones estándar, y las velocidades máximas y mínimas de viento durante el intervalo. Estos sistemas a menudo registran los datos en tarjetas de almacenamiento extraíbles. Algunos permiten que los datos se descarguen a través de un módem y un teléfono celular. Las opciones de métodos y sistemas de registro de datos son grandes, y cada una tiene sus propias ventajas y desventajas. La situación particular definirá los requisitos de datos que, a su vez, determinarán la elección de los métodos de grabación.

5.1.2. Campaña de medición realizada

La campaña de medición en sitio para este parque se llevó a cabo desde el 18/06/2016 hasta el 21/03/2018. Para ello se instaló una torre de medición de 101 metros con anemómetros a tres alturas diferentes (60 m, 80 m y 101 m). En los tres niveles se colocaron anemómetros de ambos lados del mástil.

En la tabla a continuación se puede observar las especificaciones de los equipos instalados a cada altura y ángulo de la torre:

Canal	Altura	Tipo de sensor	Marca o modelo	Slope	Offset	Unidad	Grados
1	101 m	Anemómetro	Windsensor P2546C	0,61951	0,21081	m/s	45°
2	101 m	Anemómetro	NRG First Class	0,76265	0,21511	m/s	225°
3	80 m	Anemómetro	Windsensor P2546C	0,61951	0,21081	m/s	45°
13	80 m	Anemómetro	NRG First Class	0,76265	0,21511	m/s	225°
14	60 m	Anemómetro	Windsensor P2546C	0,61951	0,21081	m/s	45°
15	60 m	Anemómetro	NRG First Class	0,76265	0,21511	m/s	225°
7	98 m	Veleta	NRG #200P	0,351	0	°	45°
8	78 m	Veleta	NRG #200P	0,351	0	°	45°
9	58 m	Veleta	NRG #200P	0,351	0	°	45°

Tabla 2.5.1. Especificaciones de los equipos en la campaña de medición.

También se instaló un barómetro, un termómetro y un voltímetro para controlar las condiciones del sitio durante la campaña de medición. Sin embargo, estos datos no se utilizan a la hora de analizar los vientos ya que sirven únicamente para que el equipo de monitoreo de campañas pueda detectar cuándo un anemómetro o veleta puede estar en riesgo de fallar.

Es importante notar que las marcas de los anemómetros a una misma altura son distintas: uno es NRG y el otro Windsensor. En la industria se reconoce al modelo NRG First Class como el equipo más preciso del mercado actual; sin embargo, los anemómetros son equipos costosos, con lo cual el equipo NRG se utiliza como anemómetro principal, y el Windsensor de repuesto. Es decir, se trabaja con las mediciones del equipo de NRG a menos que haya evidencia suficiente de que este esté fallando; en este caso, se toman las medidas del anemómetro de repuesto, el Windsensor P2546C.

El equipo de registro de datos utilizado es el NRG SymphoniePLUS3 Logger. Este dispositivo mide los valores cada 1 segundo y registra para cada sensor los valores medios, máximos, mínimos y la desviación en cada intervalo de 10 minutos. Estos registros se almacenan en una tarjeta SD diariamente y además pueden enviarse por mail vía conexión GSM. Además, con la compra de este equipo también se provee acceso al software Symphonie Data Retriever (SDR), que permite visualizar los datos crudos, crear reportes básicos, y dar información del estado de cada sensor. También se pueden exportar estos datos en formato .csv para poder visualizarlos y analizarlos en Excel.

Las especificaciones de cada sensor y equipo se pueden visualizar en los anexos 2.2, 2.3 y 2.4.

Finalmente, durante este período de tiempo se obtienen 90.806 registros para cada equipo de medición.

5.2. Análisis de datos

Una vez obtenidas las mediciones de viento del lugar de emplazamiento, se procede a realizar el análisis y procesamiento de los datos obtenidos. Para las velocidades de viento, esto incluye:

- La limpieza del conjunto de datos (o dataset) para asegurarse de que los registros utilizados sean precisos y consistentes entre los anemómetros ubicados a la misma altura.
- El ajuste de los datos de vientos por medio de las series mesoescalares.
- La proyección de velocidades de viento a largo plazo.
- Probabilidad de velocidades extremas.

Para el caso de las direcciones de viento, no es necesario ser tan exhaustivos con el análisis ya que las veletas no suelen tener fallos en el registro, y además sólo se necesitan estos datos para definir en qué orientación estarán los aerogeneradores en el inciso de layout. En cambio el análisis y procesamiento de los datos de mediciones de velocidades de viento son fundamentales para el proyecto ya que a partir de éstos es que se logra elegir el modelo de aerogenerador que mejor se ajusta a los vientos del sitio. Una vez hecho esto, se cruzan las velocidades de viento obtenidas con la curva de potencia del aerogenerador para poder calcular cuánta energía estará generando el parque.

Como se explicó en el inciso anterior, el dataset con el que se trabaja tiene dos anemómetros por altura en tres alturas distintas: 60 metros, 80 metros y 101 metros. Ahora bien, el objetivo del análisis de vientos es obtener la distribución de frecuencias de velocidades para la altura de buje de los generadores que serán instalados en el parque. Sin embargo, a priori no se puede determinar la altura de buje por diversos motivos. Por un lado se sabe que en el mercado de los aerogeneradores cada modelo tiene determinadas opciones de alturas de buje, con lo cual es imposible establecer con certeza la altura de buje sin antes haber elegido un aerogenerador. Pero tampoco se puede elegir un aerogenerador sin antes efectuar un análisis de vientos del sitio, ya que esta elección depende de la distribución de velocidades de vientos. Por otro lado, como se explicó anteriormente, la velocidad del viento aumenta con la altura siguiendo la Ley de Hellmann, con lo cual cuanto mayor sea la altura de buje del aerogenerador instalado, mayor será la generación de energía, pero también aumentará mucho el costo de la torre.

Habiendo dicho esto, como una primera aproximación se analizaron las alturas de buje utilizadas por parques eólicos en Bahía Blanca. Los parques eólicos más recientes de la zona son los denominados Mataco y San Jorge, a 40 kilómetros de la localización elegida para el parque de este proyecto. Estos parques utilizan alturas de buje de 130 metros para sus aerogeneradores. Sumado a esto, se consultó a expertos de dos de las empresas proveedoras de turbinas más reconocidas en el mercado: Vestas y Nordex Acciona. Ambos aseguraron que para los proyectos de Bahía Blanca la tendencia actual es instalar generadores con alturas de buje no menores a los 120 metros (Seguí & Francisco, comunicación personal, 29 de mayo de 2019).

El resultado de este análisis es que los registros efectuados por los anemómetros 1 y 2, correspondientes a los 101 metros de altura serán los que más se aproximen a la altura de buje que posteriormente se utilizará en el parque. Es por ello que el dataset que se utilizará y limpiará será el correspondiente a las velocidades de viento medidas por estos anemómetros. De todos modos, como se explicará posteriormente, se ajustarán estas velocidades a la altura de 120 metros siguiendo la Ley de Hellman.

5.2.1. Datos de velocidades de viento

A continuación, se detallará el análisis que se debe realizar para determinar la velocidad del viento.

5.2.1.1. Limpieza del dataset

Uno de los pasos más importantes al analizar las mediciones de velocidades de viento del sitio es llevar a cabo una exhaustiva limpieza del dataset obtenido. Como ya se ha mencionado, los anemómetros son instrumentos muy sensibles que pueden dejar de funcionar en cualquier momento, por lo cual es necesario un monitoreo frecuente del mismo mientras se lleva a cabo la medición para asegurar que estén registrando las velocidades de viento correctamente. Sin embargo, las fallas de los anemómetros no siempre son detectadas de inmediato (de hecho se suele monitorear una vez por mes), por lo que suele suceder que algún anemómetro registre valores erróneos durante un período considerable de tiempo hasta que la falla sea detectada y reparada. Es por ello que es fundamental la limpieza del dataset.

5.2.1.1.1 Falla completa de un anemómetro

Un anemómetro puede fallar por diversos motivos: copas dañadas, rotura del contacto magnético de la copa con el interruptor de velocidad, formación de hielo (no particularmente frecuente en Bahía Blanca), o fallas en el cable. Cualquiera sea la falla en el anemómetro, si el data logger sigue en funcionamiento, se estarán registrando datos erróneos. Específicamente, puede suceder que todos los valores registrados sean cero (0), o que se esté registrando sólo el offset (valor que cambia para cada anemómetro, detallado en la Tabla 2.5.1. Estas fallas son las más fáciles de identificar en el dataset, y deben ser eliminadas. Aquí se pone en evidencia la importancia de contar con al menos dos anemómetros en cada altura de la torre: cuando uno falla, se eliminan sus registros y se trabaja sólo sobre los registros del otro anemómetro.

En el caso particular de la campaña medición con la que se trabaja, hay dos anemómetros a 101 metros de altura; sin embargo, son de dos marcas diferentes, y como se ha mencionado antes, el anemómetro 2 (NRG First Class) es más robusto y provee mediciones más precisas que el anemómetro 1 (Windsensor P2546C), que se utiliza como repuesto en caso de que el anemómetro 2 falle. Se procede entonces a indagar en el dataset cuándo dejó de funcionar el anemómetro 2.

Al analizar el dataset (ver la planilla excel adjunta, hoja de cálculo “Micromediciones crudas”), se encontró que el anemómetro 2 tuvo importantes fallas en el mes de diciembre de 2017, particularmente entre el 9 y el 13 de diciembre, entre el 16 y el 19, y entre el 22 y el 26. Finalmente se dejó de utilizar este anemómetro por una falla completa a partir del 27 de diciembre. Por lo tanto, para estos períodos se trabajó con las mediciones efectuadas por el anemómetro 1, mientras que para el resto de las mediciones se utilizaron las mediciones del anemómetro 2.

5.2.1.1.2 Fallas aisladas

El segundo tipo de falla que puede ocurrir en las mediciones son las aisladas, que se suelen dar por imperfecciones temporales en la calibración del medidor de viento. Estas fallas son más complejas para detectar ya que lo que mide el anemómetro son valores que están dentro del rango coherente de velocidades, pero que sin embargo no corresponde al valor real de velocidad de viento.

Para detectar estas anomalías, resulta nuevamente clara la necesidad de contar con al menos dos anemómetros por altura. Si se calcula el valor absoluto de la diferencia de las velocidades promedio provistas por cada anemómetro en cada intervalo de 10 minutos, se puede determinar si los anemómetros están midiendo de manera consistente o si hay desviaciones importantes entre los registros de uno y otro. Estas desviaciones significan que uno de los dos está descalibrado y midiendo incorrectamente la velocidad de viento del sitio. Si son detectadas a tiempo por el responsable de la campaña de medición, se puede corregir rápidamente esta descalibración. Sin embargo, es inevitable en cualquier campaña de medición que ocurran estos desvíos y queden registrados en el dataset.

Como se ha mencionado, gracias a la comparación entre ambas mediciones de velocidades promedio diezminutales es posible identificar cuándo un anemómetro está fallando, ya que empiezan a haber diferencias significativas entre las velocidades medidas por los equipos. Una buena práctica en la industria es tomar 0.5 m/s como máximo desvío permitido entre las mediciones de dos anemómetros a la misma altura (Battaiotto, comunicación personal, 8 de mayo de 2019). Cuando se supera esta diferencia entre las velocidades medidas por cada

anemómetro, se debe identificar cuál de ellos es el que está fallando. Para ello, se utilizan las mediciones de los anemómetros situados en las otras alturas. El método más utilizado para comparar estos registros es volcar en un diagrama de dispersión las velocidades de vientos de ambos anemómetros en cuestión (101 metros de altura) durante el período de tiempo en el que se detectó la anomalía; en este mismo gráfico también se incluyen las velocidades registradas por los otros anemómetros (uno o dos son suficientes). En este caso se utilizaron las mediciones de los anemómetros a 60 metros de altura. Se decidió utilizar los anemómetros localizados a 60 metros, ya que por la ley de Hellman previamente explicada, habrá una mayor diferencia de velocidades que si se utilizaran los anemómetros a 80 metros, facilitando la tarea de identificación del anemómetro con fallas. El anemómetro que esté funcionando correctamente se debería apreciar en el gráfico con un patrón similar al de los anemómetros ubicados a 60 metros, pero desplazados en el eje vertical (ya que la velocidad crece con la altura). Así, resulta claro a la vista cuál de los anemómetros fue el que tuvo la falla, ya que es el que no sigue el patrón. En la Figura 2.5.2 se observa un ejemplo de una anomalía detectada, ya que la diferencia entre las velocidades medias de ambos anemómetros a 101 metros era mayor a 0.5 m/s. Por lo tanto, se procedió a realizar un análisis gráfico en un intervalo de +/- 40 minutos, en el que se grafican las velocidades medias medidas por los cuatro anemómetros mencionados, obteniéndose siguiente gráfico:

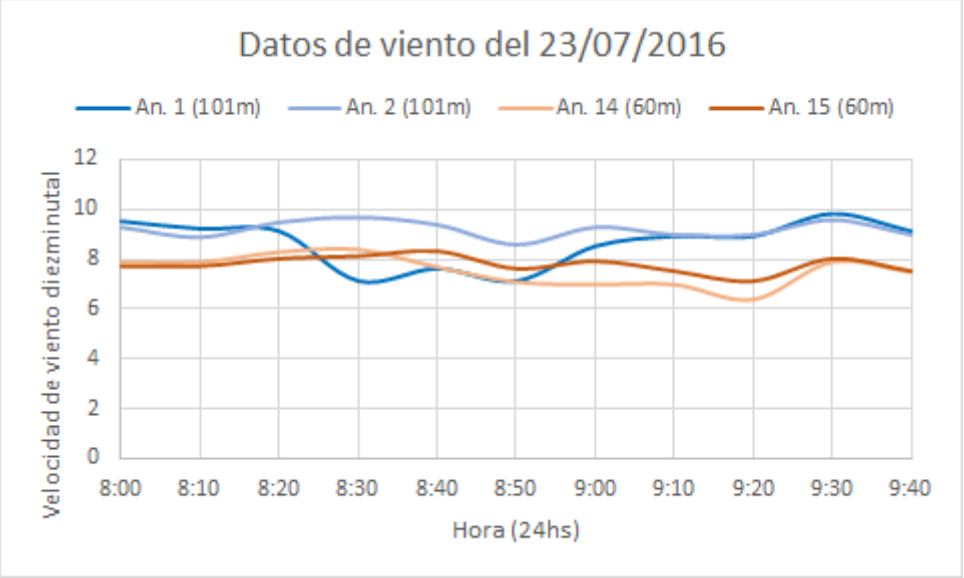


Figura 2.5.2. Desvío encontrado el 23/07/2016. (Fuente: Elaboración propia, planilla excel adjunta)

En este caso, se verifica que las mediciones del anemómetro 2 son correctas, y que la falla de calibración estuvo en el anemómetro 1, ya que es el que se desvía del patrón de los otros tres anemómetros. Sin embargo, cabe recordar que el anemómetro 1 es el de repuesto. Es decir que sus mediciones sólo se utilizan si hubiera alguna falla en el anemómetro 2. Este análisis se puede apreciar en la hoja de cálculo “Micromediciones crudas” en la planilla excel anexada.

Finalmente, habiendo realizado una exhaustiva limpieza del dataset de mediciones de viento filtrando tanto fallas completas como fallas aisladas, se utilizarán 56,097 (61.8%) registros provenientes del anemómetro 2 y 34,709 (38.2%) del anemómetro 1.

5.2.1.2. Ajuste por altura de buje

Como se ha dicho antes, los nuevos parques eólicos instalados en Bahía Blanca cuentan con alturas de buje de 130 metros, y los expertos de las principales empresas proveedoras de aerogeneradores recomiendan alturas a partir de los 120 metros para parques en esta zona. Si bien la construcción de un parque eólico es un proceso iterativo y en principio no se puede definir la altura de buje sin antes analizar los costos de las distintas opciones, en esta sección se posicionará un paso más adelante y se tomará como altura de buje tentativa 120 metros.

Habiendo aclarado esto, es necesario entonces ajustar los datos de las mediciones obtenidas en el sitio para que sean representativas de las velocidades a 120 metros. Para ello, y como se ha explicado anteriormente, se utiliza la Ley de Hellman. Para ello se necesitan para cada registro, mediciones de velocidades en más de una altura. En este caso se trabajará nuevamente con las mediciones a 101 metros y a 60 metros. Esta ley establece para cada registro un coeficiente **α**, también denominado *windshear,* que se calcula (habiendo previamente definido las alturas) como:

$$\alpha = \frac{ln(V_{101}/V_{60})}{ln(101/60)} \qquad \text{(Fórmula 2.5.1)}$$

Utilizando este coeficiente, para cada registro se puede calcular la velocidad a 120 metros de altura, V_{120}, como:

$$V_{120} = V_{101}\left(\frac{120}{101}\right)^{\alpha} \qquad \text{(Fórmula 2.5.2)}$$

De esta forma se logra ajustar a todos los registros a una altura de 120 metros.

Si se calcula el promedio mensual de velocidades para ambas alturas de buje (101 metros y 120 metros) se puede visualizar la transformación realizada:

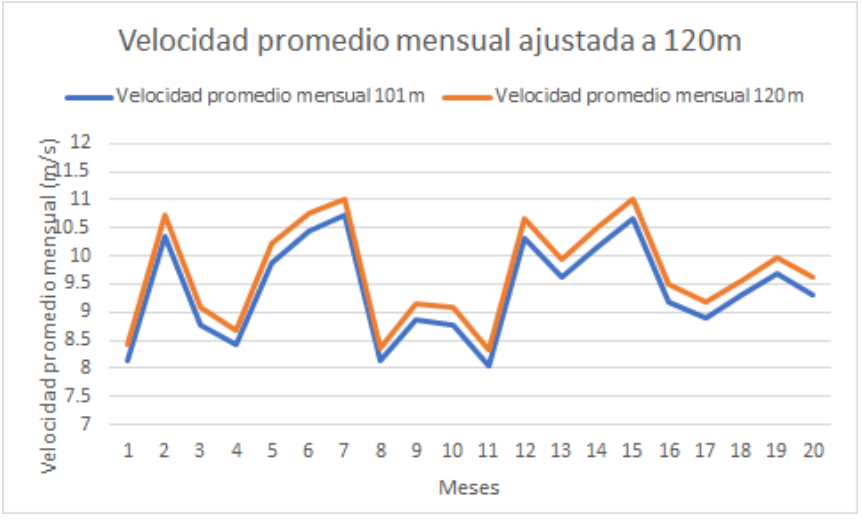


Figura 2.5.3. Velocidad promedio mensual antes y después del ajuste a 120 metros (Fuente: elaboración propia, planilla excel adjunta).

De este gráfico se puede observar cómo aumenta la velocidad promedio mensual al considerar mayores alturas.

5.2.1.3. Ajuste por series mesoescalares

Habiendo limpiado y ajustado el dataset a la altura deseada, el próximo paso es ajustar las mediciones en sitio a las series mesoescalares de las velocidades de vientos en la zona de emplazamiento del parque. Las series mesoescalares con las que se trabaja datan del 1981 hasta el 2018. Este siempre es un paso muy importante para el análisis del recurso eólico del sitio, ya que si bien se cuenta con mediciones muy precisas de la velocidad de viento del lugar, sólo se tienen registros de 20 meses, lo cual no es suficiente para asegurar que estas mediciones sean representativas de los vientos a 20 años, que es lo que se toma como vida útil del proyecto. Esto es porque, como ya se ha mencionado, a menudo se generan variaciones interanuales en las velocidades de los vientos. Es por ello que en la industria se utilizan los términos; años "buenos" o años "malos" según las velocidades de vientos de cada año en comparación con los anteriores. A priori no es posible identificar si los 20 meses completos de mediciones que se efectuaron en el sitio pertenecen a un período "bueno" o a uno "malo". Aquí entran en juego las series mesoescalares, que si bien no son tan exactas como las mediciones realizadas por campañas de medición en el sitio, proveen una buena información acerca de las magnitudes y variaciones de los vientos desde mucho tiempo atrás. Es decir, tiene una mejor predicción a largo plazo que las mediciones realizadas en sitio. En el caso de este proyecto, como ya se ha mencionado, se cuenta con información de 37 años. El objetivo de la comparación de las mediciones en sitio y las series mesoescalares es determinar un factor de ajuste para las velocidades medidas en sitio, para que sean representativas y consistentes con los datos de largo plazo de la zona.

Para efectuar dicho cálculo, se toman los promedios de velocidades mensuales para los 20 meses de mediciones en sitio. Luego se calculan los promedios de velocidades mensuales de los mismos 20 meses, pero esta vez de las series mesoescalares. En esta oportunidad se utilizan las MERRA2[20] medidas a 120 metros de altura. Es importante que tanto las mediciones del sitio como las series mesoescalares contra las que se compara estén medidas a la misma altura sobre el suelo. Para visualizar claramente lo que este cálculo provee, se puede observar la Figura 2.5.4.

[20] MERRA2: Algoritmo particular que utiliza Global Modeling and Simulation Office de NASA para sus series mesoescalares.

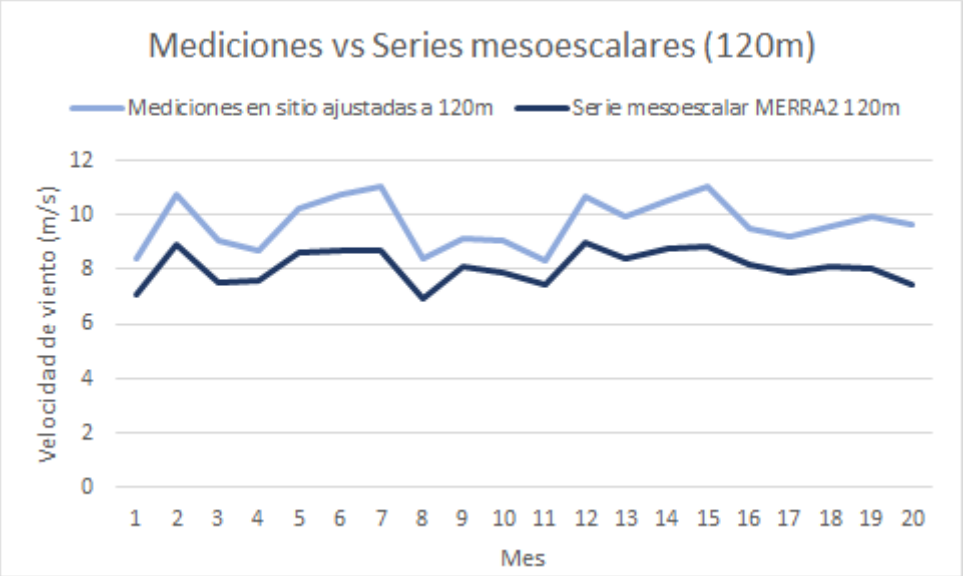


Figura 2.5.4. Promedios mensuales de las mediciones en sitio vs Series mesoescalares MERRA2 (Fuente: elaboración propia, planilla excel adjunta)

Como se observa en el gráfico, los patrones de ambos conjuntos de datos son muy similares, con lo cual se comprueba que las series mesoescalares son una buena aproximación de los datos de viento de la zona en la macroescala. Esto se puede comprobar analíticamente calculando el coeficiente de correlación entre ambas series de datos, arrojando un valor del 91,9%.

Sin embargo, se observa que las mediciones en sitio están desplazadas hacia arriba en el eje vertical con respecto a las mediciones de las series mesoescalares. Esto significa que los 20 meses de campaña de medición fueron un período "bueno", en el que las velocidades de viento fueron mejores de lo que se predecía. Pero para poder obtener una estimación del viento del sitio a largo plazo, habrá que adecuar las mediciones en sitio por un factor de ajuste. En caso de no realizar este ajuste, se estaría sobreestimando el recurso eólico del sitio.

Para ello se realiza una regresión lineal entre ambas series de datos, utilizando como entrada X a la velocidad promedio mensual medida en el sitio y como variable respuesta Y, velocidad promedio mensual según la serie mesoescalar MERRA2. De esta forma se obtiene el siguiente gráfico, visualizándose una clara relación lineal entre las variables:

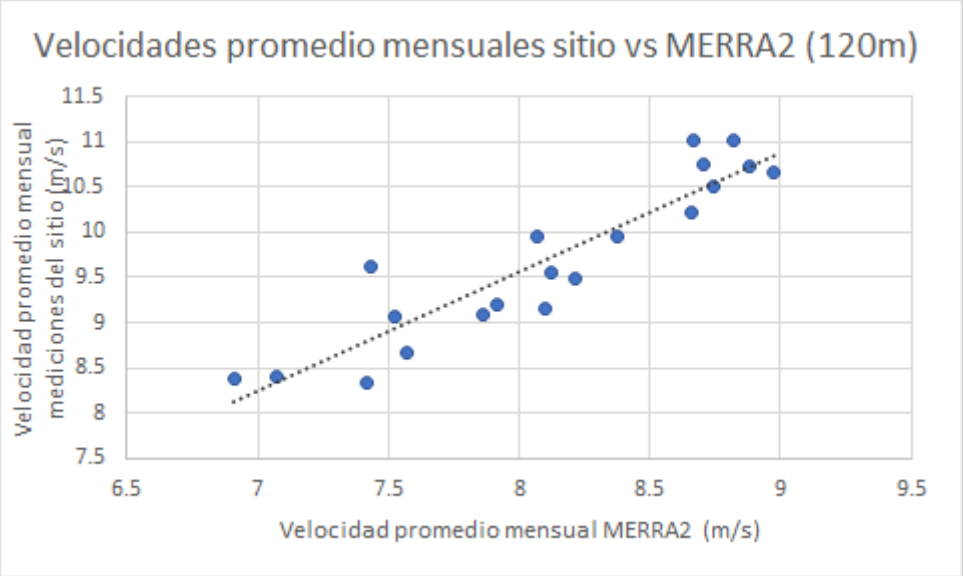


Figura 2.5.5. Velocidades promedio mensuales del sitio vs Velocidades promedio mensuales de las series mesoescalares MERRA2 (Fuente: Elaboración propia, planilla excel adjunta)

Para ajustar los valores de las mediciones del sitio a las series MERRA2, primero se promedian para cada serie de datos (mediciones vs MERRA2) todos los promedios mensuales previamente calculados, obteniéndose $\overline{V}_{sitio}$ y $\overline{V}_{MERRA2}$. Habiendo obtenido estos dos valores, se procede a multiplicar la velocidad V_{120} de cada registro por el cociente de estos valores, es decir que para cada registro se efectúa la siguiente cuenta:

$$V_{120\,Ajustada} = V_{120}\frac{\overline{V}_{MERRA2}}{\overline{V}_{sitio}} \qquad \text{(Fórmula 2.5.3)}$$

Para visualizar los cambios realizados se puede observar el siguiente gráfico:

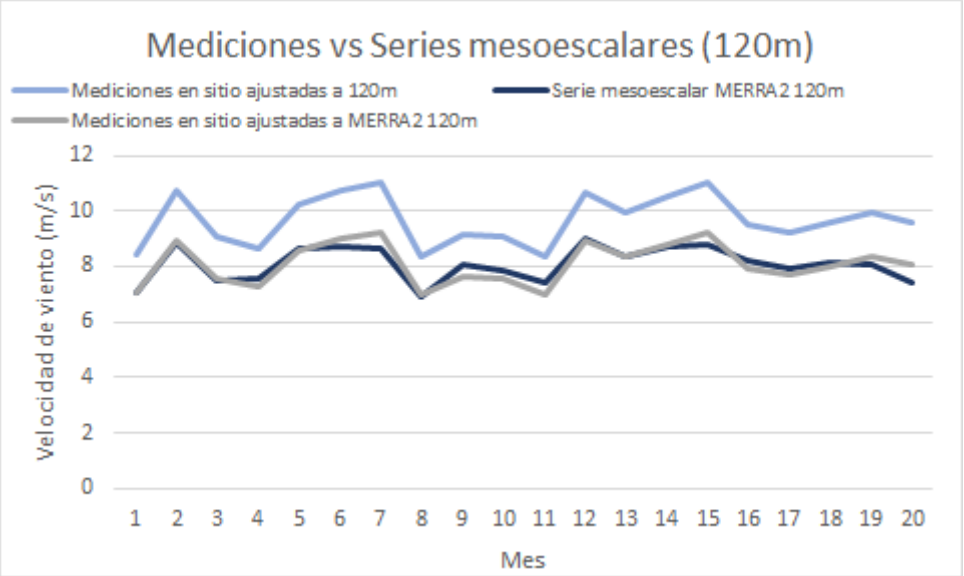


Figura 2.5.6. Velocidades promedio mensuales del sitio vs. Velocidades promedio mensuales de las series mesoescalares MERRA2 vs Velocidades promedio mensuales del sitio ajustadas (Fuente: Elaboración propia, planilla excel adjunta)

Habiendo ajustado las mediciones del sitio a las series mesoescalares, se procede a obtener la distribución de frecuencias para los vientos del sitio. Dado que se tienen mediciones de viento para 20 meses, y como ya se ha mencionado las velocidades de vientos varían cíclicamente con los meses del año, los datos utilizados en la elaboración del gráfico de distribución de frecuencias son de los 12 meses del 2017, obteniéndose:

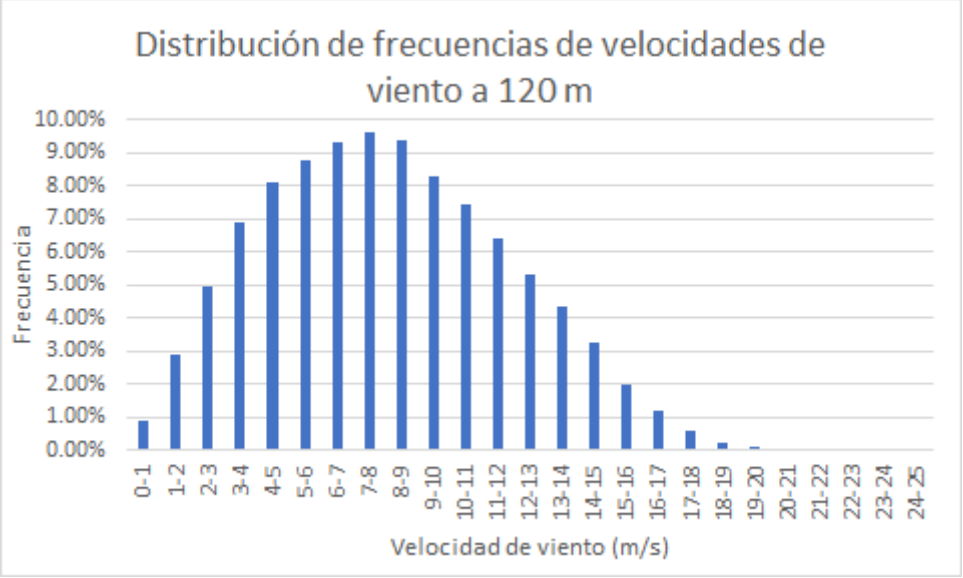


Figura 2.5.7. Distribución de frecuencias de velocidades de viento diezminutales a 120 m de altura (Fuente: Elaboración propia, planilla excel adjunta)

Se observa cómo la frecuencia de las velocidades de vientos se distribuyen siguiendo una distribución de Weibull. También se pueden calcular sus parámetros:

- k = 9.23 m/s

- c = 2.36

También se puede obtener la velocidad promedio para estos 20 meses, μ = 8.11 m/s y la mediana M_e = 7.92 m/s. De esta curva también se puede inferir que hay un 10% de probabilidad de que se registre un promedio de velocidades diezminutal menor a 3.04 m/s. A su vez, también hay un 10% de probabilidad de que se superen los 13.35 m/s de velocidad promedio diezminutal. Esto será importante en el siguiente inciso de selección de proveedores, al considerar las velocidades de cut in y cut off de cada turbina.

Si ahora se grafica la velocidad promedio mensual proveniente de las series mesoescalares MERRA2 contra la velocidad promedio mensual ajustada, se puede obtener el siguiente gráfico:

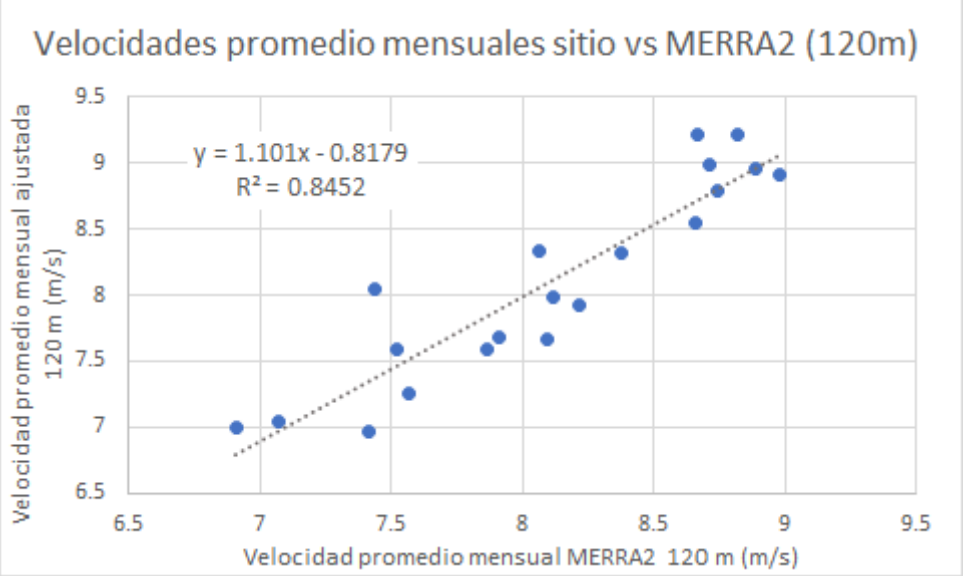


Figura 2.5.8. Velocidades promedio mensuales del sitio ajustada vs Velocidades promedio mensuales de las series mesoescalares MERRA2 (Fuente: Elaboración propia, planilla excel adjunta)

Resulta evidente nuevamente una relación lineal, y esta vez es importante obtener la recta de regresión que relaciona ambas variables, ya que con esta ecuación se calculará la velocidad media mensual del sitio a largo plazo. Esto es porque para las series mesoescalares MERRA2 se cuentan con 37 años de registros y para las mediciones en sitio sólo 20 meses. Se puede utilizar la recta de regresión (que relaciona las series mesoescalares MERRA2 con las mediciones en sitio) para obtener la velocidad media a largo plazo del sitio a analizar. Para ello se calculan los promedios de velocidades anuales para los 37 años de las series mesoescalares, y luego se toma el promedio de los valores de cada año. De esta forma, se obtiene un valor de $V_{avg\ MERRA2}$ = 7.93 m/s. Luego, se reemplaza este valor en la recta de regresión calculada y se obtiene la velocidad media anual a largo plazo del sitio en cuestión, $V_{avg\ Sitio}$ = 7.92 m/s. Este valor es fundamental, ya que se utiliza en la industria para describir rápidamente el recurso eólico de un sitio. También se lo utilizará más adelante para clasificar al recurso eólico según las normas IEC.

5.2.2. Direcciones de viento

Además de analizar las velocidades de los vientos, también es importante considerar las direcciones de los mismos. Para ello, como ya se ha mencionado, se instalaron tres veletas a

tres alturas distintas en esta campaña de medición; no se instalan más porque la veleta es un elemento más simple y robusto que un anemómetro y no suelen tener problemas técnicos durante la campaña de medición. Es más sencillo trabajar con este dataset ya que no suele haber necesidad de limpiarlo.

La mejor manera de visualizar la distribución de frecuencias de las direcciones del viento en el sitio es mediante un diagrama de rosa de los vientos. Como ya se ha mencionado, este gráfico representa cuál es la frecuencia en la que el viento sopla desde una dirección particular.

Como está establecido en la Tabla 2.5.1, las veletas están ubicadas a 45° con respecto al norte, con lo cual previo a la realización del diagrama de la rosa de los vientos se realizó un ajuste restando 45° a todos los registros.

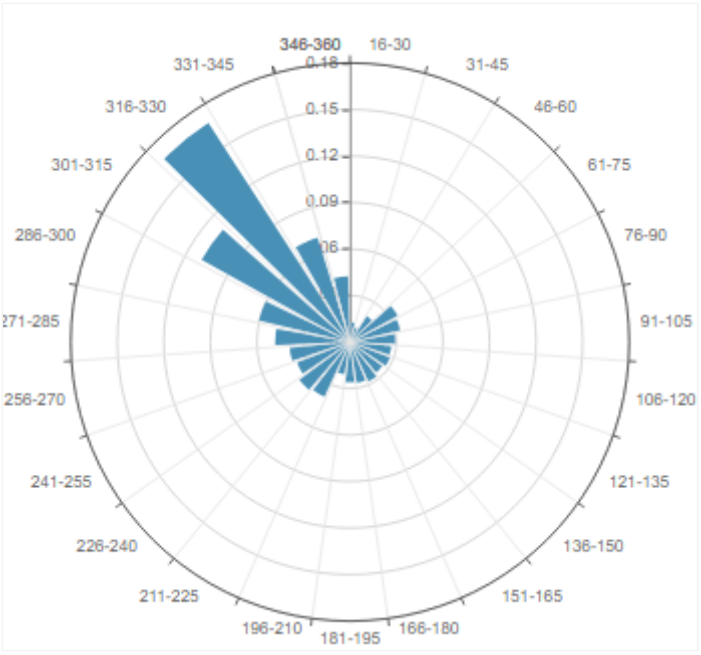


Figura 2.5.9. Distribución de frecuencias de direcciones de viento a 98 m de altura.

Se observa en la Figura 2.5.9 que el 34,80% de las veces el viento tiene una dirección desde los 316-330 grados. Esto es muy positivo para el proyecto y reafirma la decisión de posicionar el parque eólico en esta zona de Bahía Blanca, ya que al tener direcciones de vientos muy aglomeradas se puede estimar con mayor precisión desde dónde soplará el viento, y así poder ubicar a los aerogeneradores de la manera más estratégica para aprovechar el recurso eólico disponible. Esta información será muy relevante en el inciso de layout.

También es interesante notar que la rosa de los vientos obtenida según las mediciones en sitio es casi idéntica a la analizada con las series mesoescalares en el inciso de macrolocalización (Inciso 4.4), con lo cual se comprueba que las mediciones son precisas y consistentes con las series mesoescalares.

5.2.3. Velocidades extremas

Una consideración importante a la hora de analizar los vientos de un sitio es la velocidad de viento extrema esperada. Este valor es de particular importancia en el proceso de diseño, ya

que la turbina debe diseñarse para soportar aquellas condiciones probables pero poco frecuentes. La velocidad de viento extrema esperada es la velocidad del viento más alta esperada en un período de tiempo relativamente largo; se suele medir y comparar a 50 años. Los vientos extremos se describen normalmente en términos de período de recurrencia o retorno.

El viento extremo se define para un determinado período de recurrencia (el valor estándar es 50 años), y es la máxima velocidad promedio registrada en un determinado intervalo de tiempo (en general, horario) con una probabilidad de ocurrencia anual de 1/N años. Es decir, si velocidad de viento extrema, con un período de recurrencia de 50 años, es de 30 m/s, entonces la probabilidad de registrar una media horaria mayor a 30 m/s en un año es de 1/50 = 0.02.

La determinación de las velocidades extremas del viento mediante la medición real es difícil, ya que requeriría mediciones durante un largo período de tiempo. Sin embargo, es posible estimar velocidades extremas del viento utilizando extremos durante un período más corto, junto con un modelo estadístico adecuado. El modelo estadístico más común para estimar la velocidades extrema con un período de recurrencia de N años del viento es la distribución de Gumbel. La función de densidad de probabilidad para la distribución de Gumbel es:

$$p(U_e) = \frac{1}{\beta}\, exp(-\frac{U_e-\mu}{\beta})\, exp(-exp(-\frac{U_e-\mu}{\beta}))$$ (Fórmula 2.5.4)

Y la función de distribución acumulada es:

$$F(U_e) = exp(-exp(-\frac{U_e-\mu}{\beta}))$$ (Fórmula 2.5.5)

Donde:

- U_e = viento extremo durante un período de tiempo fijo.
- $\overline{U_e}$ = media de un conjunto de valores de vientos extremos.
- σ_e = la desviación estándar de ése conjunto.
- $\beta = (\sigma_e\sqrt{6})/\pi$.
- $\mu = \overline{U_e} - 0,577\,\beta$ ..

Sin embargo, es necesario destacar que para poder utilizar el modelo de distribución de Gumbel es necesario contar con mediciones de al menos 5 años. Dado que sólo se cuentan con 20 meses de mediciones de sitio diezminutales, para este inciso se trabajará con las series mesoescalares MERRA2. Para estos datos, como ya se mencionó, se tienen los valores de velocidades de viento medias horarias desde 1981 hasta 2017 (37 años).

Para realizar este análisis, se procede a extraer para cada año el máximo valor de la velocidad media horaria registrada. Luego se toma el promedio de estos valores $\overline{U_e}$ y el desvío σ_e de estos valores, y con esto se calculan los valores de β y μ. Luego se grafica la función de densidad de probabilidad, obteniendo la Figura 2.5.10:

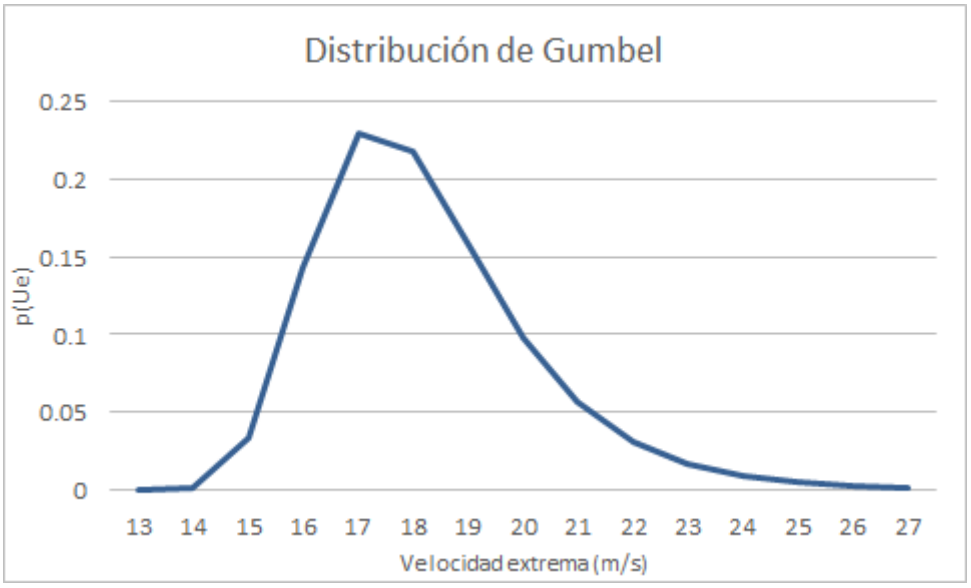


Figura 2.5.10. Distribución de Gumbel en el sitio analizado (Fuente: Elaboración propia, planilla excel adjunta)

Paralelamente se puede graficar U_e en función de $F(U_e)$, obteniéndose la Figura 2.5.11:

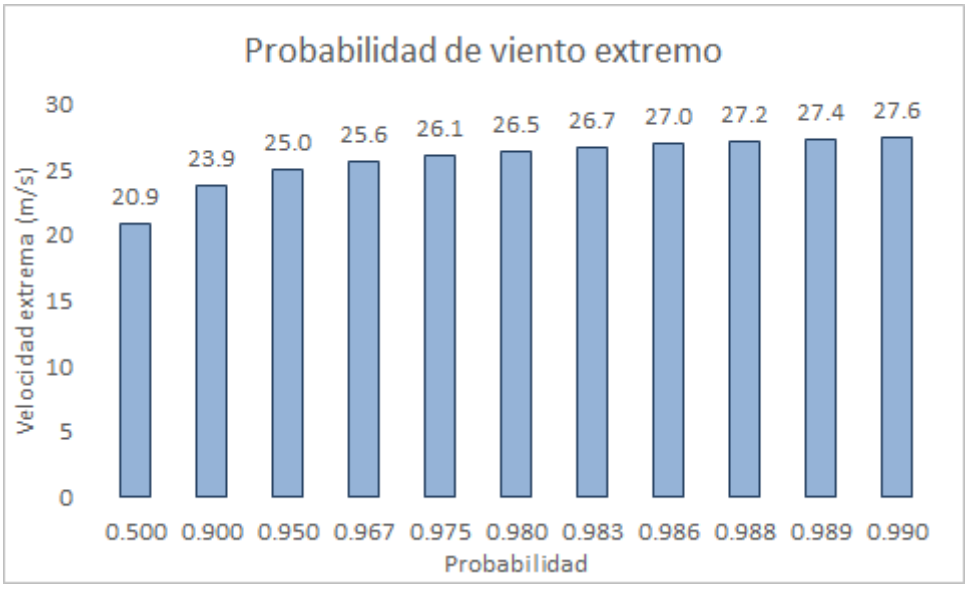


Figura 2.511. Probabilidad de velocidades extremas (Fuente: Elaboración propia, planilla excel adjunta).

Sin embargo, en la industria se suele referir a períodos de recurrencia de las velocidades extremas, y no de probabilidades. Teniendo en cuenta que $F(U_e) = 1 - \frac{1}{N}$, donde N es el período de recurrencia en años, se puede graficar paralelamente U_e en función de N, obteniéndose la Figura 2.5.12:

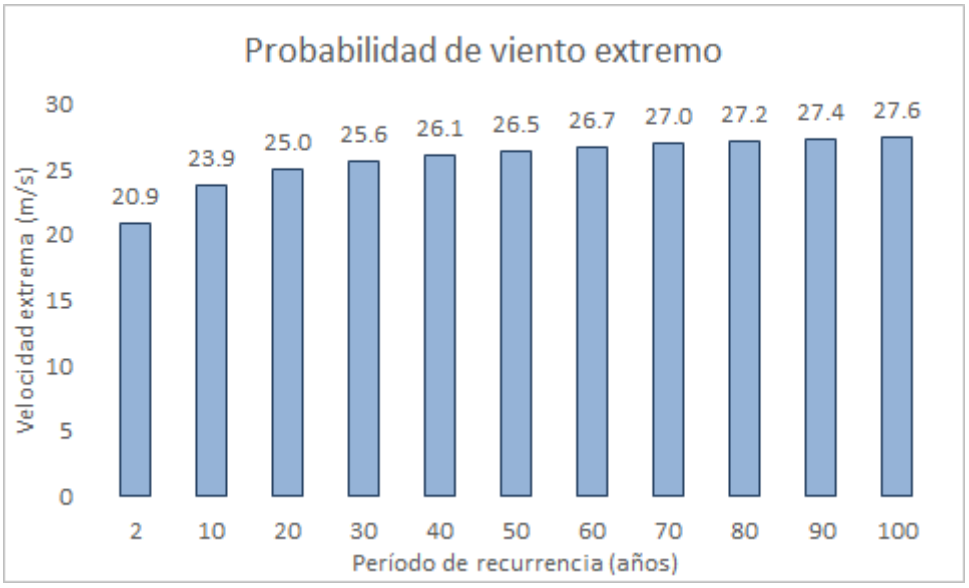


Figura 2.5.12. Tiempo de recurrencia vs velocidad de viento extremo (Fuente: Elaboración propia, planilla excel adjunta)

De ambos gráficos se puede inferir que:

- Existe un 10% de probabilidad de que en algún año se registre alguna velocidad de viento media horaria que supere los 23.9 m/s. Es decir que el período de recurrencia de esta velocidad es de 10 años.

- Existe un 1% de probabilidad de que en algún año se registre alguna velocidad de viento media horaria que supere los 27.6 m/s. Es decir que el período de recurrencia de esta velocidad es de 100 años.

Esta información resulta muy positiva para el parque en cuestión ya que la mayoría de las turbinas tiene velocidades de cutoff de entre 25 y 28 m/s, con lo cual al haber pocas probabilidades de exceder estas velocidades, hay menos pérdidas de energía generada.

5.2.4. Estimación de clase

El último paso del análisis de vientos es estimar la clase del recurso eólico del sitio según la norma IEC-61.400-1 (British Standard, 2005). Esta norma clasifica al recurso eólico según clases que se definen en términos de la velocidad media anual de viento del sitio, y la intensidad de turbulencia. En la Tabla 2.5.2 a continuación se puede observar para estos parámetros cómo se clasificará el recurso.

Clase de turbina eólica		I	II	III	IV	S
V_{avg}	(m/s)	10	8.5	7.5	6	Valores especificados por el diseñador
A	I_{ref}	0,16				
B	I_{ref}	0,14				
C	I_{ref}	0,12				

Tabla 2.5.2. Clase de recurso eólico. (Fuente: Normas IEC).

V_{avg} es la velocidad promedio anual del sitio. A, B y C son categorías para turbulencias altas, medias y bajas respectivamente. I_{ref} es la intensidad esperada de turbulencia a 15 m/s de velocidad de viento con una probabilidad de 90%. Las categorías I, II, III y IV describen a la velocidad media del viento del sitio de más a menos intensas. Cabe destacar que los valores en la tabla corresponden a valores máximos; esto quiere decir que si un sitio tuviese una V_{avg} de 7.6 m/s y una I_{ref} de 0.13, su recurso eólico sería clasificado como clase IIB.

Los fabricantes de turbinas también utilizan estas especificaciones de la norma IEC para clasificar a sus modelos. La turbulencia genera cargas de fatiga en el equipo, mientras que la velocidad del viento provoca cargas mecánicas. Cada equipo tendrá un límite de intensidad de turbulencia y velocidad de viento que soportará. Estos límites son lo que definen a qué clase de viento se adapta el equipo. Es decir que si un equipo es clasificado como IIB, debe soportar velocidades de hasta 8.5 m/s e intensidades de turbulencia de hasta 0.14.

Quedan definidas de esta forma 12 clases de recurso eólico distintas. Se define también una clase S que se utiliza cuando hay un viento con velocidades medias que se exceden de la tabla, o si hay condiciones externas en el sitio muy severas. El aerogenerador para esta clase S debe ser seleccionada por el diseñador y especificada en la documentación. Sin embargo, como se ha especificado en el inciso de localización, no hay ráfagas de viento inusuales en Bahía Blanca, por lo que se estima que esta clase no será utilizada.

Se procede entonces a realizar la clasificación del recurso del sitio. La velocidad promedio del sitio, se acuerdo a las mediciones diezminutales realizadas, es de V_{avg} = 7.92 m/s. Esto se corresponde a una clasificación de tipo II según la norma.

Para el caso de la intensidad de turbulencia, ésta se define como la relación entre la desviación estándar de la velocidad del viento y la velocidad media del viento, determinada a partir del mismo conjunto de muestras de datos medidos de la velocidad del viento, y tomada durante un período de tiempo específico (en el caso del dataset de las mediciones en el sitio, 10 minutos):

$$IT_i = \frac{\sigma_i}{V_i} \qquad \text{(Fórmula 2.5.6)}$$

Se procede entonces a calcular la intensidad de turbulencia para todos los registros medidos del dataset del sitio. Cabe destacar que se utilizan los valores de la velocidad a 120 metros de altura, pero el desvío es el mismo que a 101 metros, con lo cual es interesante destacar que a

mayor altura de buje, mayores son las cargas mecánicas de la turbina por las mayores velocidades de viento, pero las cargas por fatiga se reducen ya que la intensidad de turbulencia es menor.

También es importante aclarar que una buena práctica en la industria es trabajar sólo con los registros de turbulencia que se corresponden con una velocidad promedio mayor a los 3 m/s (Battaiotto, comunicación personal, 8 de mayo de 2019). Esto es porque a bajas velocidades se registran valores de turbulencia altísimos que no son representativos ya que se deben a la precisión de los instrumentos de medición (el desvío se mantiene aproximadamente constante pero la velocidad sí). Además, las turbinas suelen tener velocidades de cut in de 3 m/s, con lo cual esta información no resulta relevante. En la Figura 2.5.13 se puede observar las mediciones de intensidad de turbulencia para cada velocidad de viento registrada (mayores a 3 m/s). Se aprecia que a mayor velocidad de viento, menor es la turbulencia.

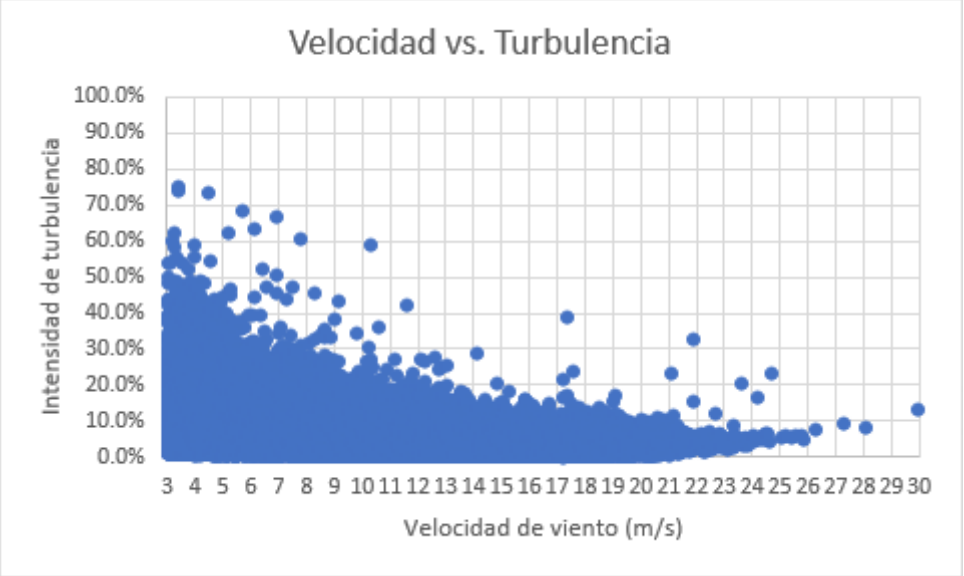


Figura 2.5.13. Velocidad de viento vs Intensidad de turbulencia para velocidades mayores a 3 m/s (Fuente: Elaboración propia).

A continuación, y tal como lo indica la norma, se calcula el promedio las intensidades de turbulencia para los registros de velocidades entre 14.5 m/s y 15.5 m/s. Luego se calcula el desvío de las intensidades de turbulencia, y finalmente se obtiene según la norma IEC (IEC TS 61400-26-1:2011, Ecuación 34):

$$I_{ref} = \overline{IT} + 1,28\ \sigma_{IT} \qquad \text{(Fórmula 2.5.7)}$$

$$I_{ref} = 0,0629 + 1,28 \cdot 0,0567 = 0,1355 \qquad \text{(Fórmula 2.5.8)}$$

Dado que este valor de I_{ref} se encuentra entre 0.12 y 0.14, el recurso eólico queda identificado como clase B. Finalmente, el recurso eólico queda definido como clase IIB.

Es necesario destacar que para la selección de aerogeneradores, la clase de viento resulta una buena primera aproximación de qué modelos de turbinas de cada marca se ajustarán bien a los vientos del sitio. Sin embargo, a menudo ocurre que la norma resulta demasiado exigente, y se termina optando por una turbina de mayor generación de energía pero de una clase distinta que igualmente soporta las cargas del viento del sitio, aunque con menor margen de

seguridad que lo establecido por la norma. De todas formas, el proveedor es quien se encargará de sugerir uno de sus modelos de turbinas garantizando el buen funcionamiento de la misma en el tiempo de su vida útil. Más adelante se detallarán los criterios de selección de proveedores.

6. Selección de tecnologías y proveedores

Teniendo ahora un conocimiento profundo del recurso eólico del sitio de emplazamiento del parque, se procede a analizar qué equipos se adecuan mejor al mismo. Para ello, se establecerán criterios de selección para evaluar a los distintos proveedores presentes en el país y los modelos ofrecidos por ellos. Finalmente, se traducirá esta información en una matriz de decisión para determinar el modelo de turbina más idóneo para el sitio.

6.1. Mercado de aerogeneradores

La selección de proveedores, y por consiguiente la elección de la turbina a utilizar, es una etapa clave para el proyecto, ya que de esto dependerá la PAE. A partir de la selección del aerogenerador se determinará la cantidad de equipos a utilizar y finalmente el layout. Además, la selección de proveedores y tecnología tendrá una estrecha relación con el CAPEX del proyecto.

El mercado de la energía eólica es muy particular y la información que se maneja es de carácter confidencial. Esto es así porque los acuerdos entre proveedores y empresas desarrolladoras de proyectos dependen mucho de la relación entre las mismas y por lo tanto los presupuestos y las ofertas que cada proveedor haga serán personales y particulares para cada empresa. Las empresas que llevan a cabo los proyectos suelen tener como socio estratégicos a un determinado proveedor. Es decir, en general cada empresa suele utilizar siempre al mismo proveedor, y estos son quienes les ofertan de la manera más competitiva. El mismo proveedor puede realizar ofertas más o menos competitivas dependiendo de cuál es la empresa que requiere sus servicios y el la magnitud del proyecto en cuestión. Por estas razones, lo importante a analizar serán las características y opciones que cada proveedor puede ofrecer.

A nivel mundial los proveedores que lideran el mercado son Vestas, Siemens Gamesa, Goldwind y General Electrics, como se observa en el gráfico a continuación:

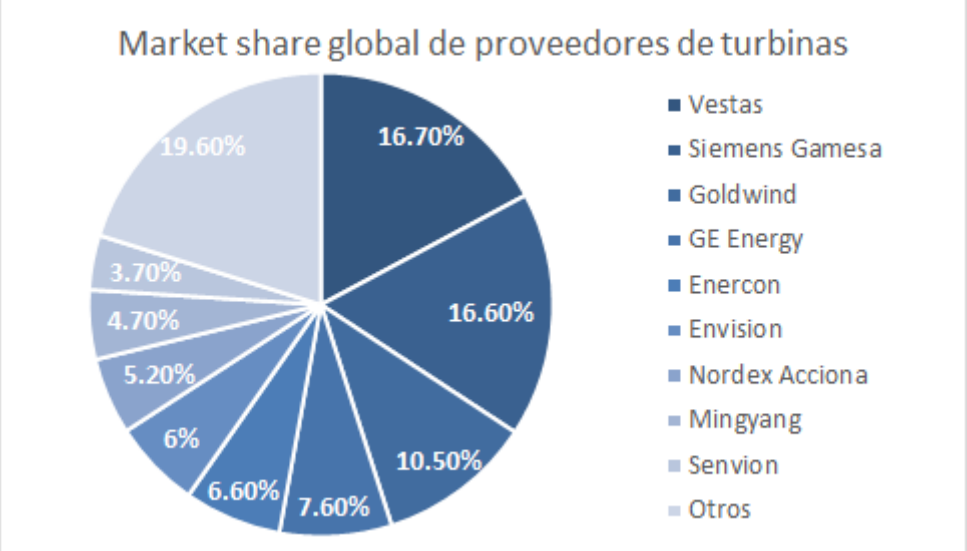


Figura 2.6.1. Market Share mundial fabricantes de turbinas (Fuente: Statistac, 2018).

Sin embargo, en Argentina, los proveedores que se utilizan con más frecuencia son Nordex Acciona, Vestas, Siemens Gamesa y Goldwind. A continuación se puede observar cómo está distribuido el mercado de fabricantes de turbinas en Argentina:

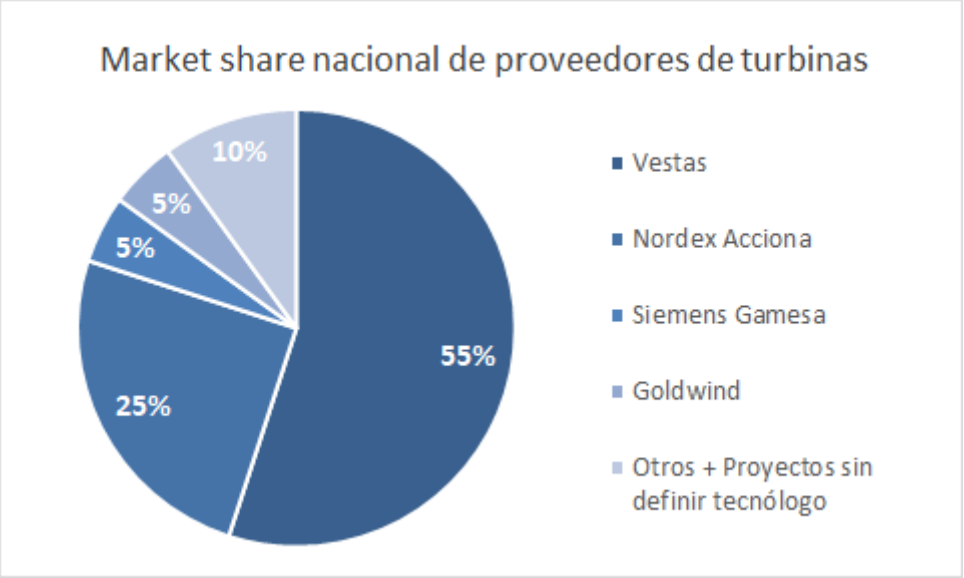


Figura 2.6.2. Market Share fabricantes de turbinas en Argentina (Fuente: Equipo de ventas de Vestas).

Además en la Tabla 2.6.1, se evidencia para los trece proyectos de energía eólica que se adjudicaron mediante el proyecto RenovAr, cuáles fueron los proveedores elegidos:

Tecnología	Región	Provincia	Oferente	Nombre del proyecto	Potencia [MW]	Precio adj. [USD/MWh]	Proveedor
Eólica	BSAS	Buenos Aires	GENNEIA	P.E. Villalonga	50	54,96	Vestas
Eólica	BSAS	Buenos Aires	ENVISION / SOWITEC	P.E. Garcia del Rio	10	49,81	Envision
Eólica	BSAS	Buenos Aires	ENVISION	P.E. Vientos del Secano	50	49,08	Envision
Eólica	BSAS	Buenos Aires	ISOLUX INGENIERIA S.A.	P.E. Miramar	97,65	56,38	Vestas
Eólica	BSAS	Buenos Aires	CP RENOVABLES S.A.	P.E. La Castellana	99	61,5	Vestas
Eólica	BSAS	Buenos Aires	C. T. LOMA DE LA LATA	P.E. Corti	100	58	Vestas
Eólica	BSAS	Buenos Aires	SINOHYDRO CORTPORATION LIMITED	P.E. Pampa	100	46	Goldwind
Eólica	BSAS	Buenos Aires	CENTRALES DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A	P.E. Vientos De Necochea 1	37,95	55,5	Vestas
Eólica	BSAS	Buenos Aires	EIPOR S.A.	P.E. Energetica I	79,8	37,3	Acciona
Eólica	BSAS	Buenos Aires	P.C.R.	P.E. San Jorge	100	40,27	Vestas
Eólica	BSAS	Buenos Aires	P.C.R.	P.E. El Mataco	100	40,27	Vestas
Eólica	BSAS	Buenos Aires	CP RENOVABLES	P.E. La Genoveva	86,63	40,9	Vestas
Eólica	BSAS	Buenos Aires	EOLIA RENOVABLES	P.E. Vientos Fray Guen	100	39,55	Goldwind

Tabla 2.6.1. Proyectos adjudicados RenovAr y proveedores (Fuente: MINEM,2019)

Se observa que la mayoría de los proyectos adjudicados en las rondas de RenovAr realizaron contratos con Vestas. Por otro lado se encuentran los proveedores Goldwind, Nordex Acciona y Envision. Esta última no será analizada, ya que se utilizaron sus turbinas únicamente en los parques construidos y gestionados por ellos mismos.

El proceso de selección de las turbinas ideales para el sitio de emplazamiento elegido se realiza a partir del análisis de vientos, utilizando las normas IEC, como fue analizado en el Inciso 5.2.4 en el que se estimó de clase. Esto aporta una idea de las características que deben tener las turbinas a seleccionar. Sin embargo, como se ha mencionado antes, a menudo las normas IEC resultan demasiado exigentes para las cargas que debe soportar el equipo. Es por ello que para la elección final de la turbina adecuada se comparten los datos de mediciones de vientos en sitio con cada proveedor y este hace un análisis exhaustivo con sus especialistas

para finalmente recomendar una turbina de su cartera de equipos que es la más adecuada para las características del recurso eólico del lugar de emplazamiento.

6.2. Criterios de selección

Se realizará un análisis de los proveedores Vestas, Goldwind y Nordex Acciona y Siemens, que son las marcas con más presencia en Argentina, y del generador recomendado por cada una de ellas. Los proveedores elegidos ofrecen turbinas eólicas de elevada y similar calidad, por lo tanto esta variable no será tenida en cuenta en la matriz de decisión. Para el análisis se analizarán las siguientes variables:

- Costo de la energía
- Mantenimiento
- Financiamiento
- Confiabilidad en Argentina
- Experiencia en la zona
- Contenido nacional
- Sistemas de control
- Garantía de disponibilidad
- Certificado de tipo.

A continuación se detallará de qué se trata cada criterio de selección, se analizará cada turbina de cada proveedor mencionado, y posteriormente se realizará una matriz de decisión para definir cuál será la turbina más conveniente para este parque.

6.2.1. Costo de la energía

Las inversiones en bienes de capital (capital expenditure) se ejecutan cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo. En el caso de un parque eólico, las turbinas constituyen el mayor porcentaje del CAPEX, aproximadamente entre el 60 y 70%. Esto demuestra la importancia de analizar el costo de cada modelo de aerogenerador para poder compararlos. Particularmente el criterio utilizado por la industria para seleccionar modelos de aerogeneradores es el costo de energía generada. Esto se calcula como la relación entre la inversión en cada aerogenerador (USD) y, su producción anual de energía (MWh).

Algunos proveedores podrán recomendar para el sitio turbinas de menor potencia, que tendrán menor costo unitario. Sin embargo, no debe confundirse el precio por equipo con el precio del equipo por MW, que es el valor más utilizado por la industria para comparar turbinas. Lógicamente las turbinas de menor potencia suelen tener un mayor costo por MW, y requerirán más equipos instalados en el parque, con lo cual aquí también entra en juego el tamaño del terreno y si será posible ubicar a tantos aerogeneradores en el sitio. De todas formas, esto a menudo está parcialmente compensado por el hecho de que al haber más equipos, las palas ocupan más superficie, absorbiendo más energía del viento, generando una mayor producción anual de energía. A priori no es posible determinar si es mejor utilizar una turbina de mayor o menor tamaño. Se deberá ponderar para cada turbina su costo de generación de energía para poder definir cuál es más conveniente según este criterio.

6.2.2. Mantenimiento

Los tecnólogos pueden ofrecer distintos tipos de servicios de mantenimiento, teniendo planes con distintos costos y beneficios dependiendo del equipo elegido. Suelen encargarse del mantenimiento preventivo, programado y correctivo. También dependerá del proveedor la rapidez de respuesta y performance en su mantenimiento. Otro factor clave es la distribución de repuestos, que dependiendo del proveedor elegido será distinta.

6.2.3. Financiamiento

Este factor es sumamente influyente. Al realizar un parque eólico es imprescindible contar con financiamiento externo. Para la búsqueda de financiamiento el proveedor elegido es muy importante, ya que dependiendo del tecnólogo, la percepción de los bancos sobre el proyecto cambiará y, facilitará o dificultará la obtención del financiamiento necesario. Además, en general, para los proyectos eólicos, al necesitar elevado financiamiento, los bancos de desarrollo suelen entrar en juego. Estos son bancos nacionales que financian a una tasa inferior a la del mercado proyectos con el fin de promover la economía su propio país. En el caso de Vestas, el banco de desarrollo es danés, mientras que el de Nordex Acciona será alemán, el de Siemens Gamesa español, y el de Goldwind chino.

6.2.4. Confiabilidad en Argentina

La confiabilidad del proveedor dependerá principalmente de la experiencias previas en el país, y los resultados que hayan tenido en cada una de ellas. Se evaluará si los tiempos pactados en otros proyectos fueron alcanzados, la facilidad de negociación, y la percepción de otras empresas desarrolladoras de proyectos eólicos en Argentina. Como se mencionó, aún hay pocas empresas operando en el país, y el 80% del market share está representado por Vestas y Nordex Acciona.

6.2.5. Experiencia en la zona

Se evaluará si la empresa proveedora ya tiene parques en la zona, y su presencia en ella. Además será relevante analizar la disponibilidad de recursos en Bahía Blanca, ya sean repuestos como también técnicos calificados en las cercanías del parque, para asegurar la rápida acción de la empresa frente a cualquier imprevisto.

Este será considerado un factor obligatorio en la matriz de decisión, ya que los riesgos asociados de un proveedor sin experiencia en la zona aumentan considerablemente.

6.2.6. Contenido nacional

En Argentina existen incentivos fiscales para la promoción de la industria argentina. CAMMESA establece que:

> “Componente Nacional” significa el porcentaje de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas del Proyecto según la metodología establecida en la Resolución Conjunta N° 123 del MEyM y N° 313 del MP, de fecha 5 de julio de 2016, y su modificatorio la que en el futuro la sustituya (CAMMESA, 2017).

Para alcanzar los beneficios fiscales se debe alcanzar un 30% del costo del aerogenerador en componentes nacionales, como ya se vió en el inciso 3. La única manera de llegar a este porcentaje es comprando una turbina que se ensamble en Argentina, ya que este es el

componente más costoso del equipo (si la turbina es importada, es imposible cumplir el porcentaje requerido con los demás componentes). El beneficiario recibirá un crédito fiscal. Además según el artículo 18.2 del pliego RenovAr 2 en caso de haber un empate entre dos oferentes, se desempatará ganando quien mayor porcentaje de componente nacional tenga en su proyecto. Con lo cual además del beneficio fiscal, contar con componentes nacionales en la turbina da una ventaja en las licitaciones de RenovAr.

6.2.7. Sistemas de control

El proveedor deberá incluir en su oferta un sistema de control SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). Este es un sistema de control para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia. Será instalado en la sala de control, con una estación de control y debe ser accesible en cualquier momento.

Deberán adecuarse a las especificaciones de las normas IEC (IEC 61400-25-5, 2006). Esta norma define cómo debe ser modelada la información y el intercambio de información. El objetivo es que la información asociada a una planta eólica sea accesible a través de cualquier dispositivo certificado. Además se debe cumplir con el conformance testing, el cual es utilizado para certificar que el aerogenerador cumple con el estándar definido.

6.2.8. Garantía de disponibilidad

El proveedor debe ofrecer garantía en la generación de energía según las normas IEC (IEC 61400-26-2, 2014). La garantía de disponibilidad es el porcentaje de energía que el tecnólogo garantiza. Es decir, si la garantía es del 97%, y el equipo por fallas técnicas genera menos del 97% de la energía total que podría haber generado, entonces el tecnólogo provee un resarcimiento económico por la energía faltante. En ocasiones, la disponibilidad puede ser definida en función del tiempo efectivo de operación sobre el tiempo total, estableciéndose también un porcentaje mínimo que asegura cubrir el proveedor.

Los porcentajes varían en cada caso según el acuerdo que se llegue con cada empresa. Es decir, no dependerá exclusivamente del proveedor que se elija, sino del acuerdo particular que se llegue con el mismo. De todas formas, existen rangos entre los cuales suelen operar las garantías de cada empresa proveedora.

Además, en el contrato de garantía deberán especificarse cuáles son las condiciones que están cubiertas por la garantía de disponibilidad. Estas suelen ser fallas por mantenimiento, desgaste prematuro del equipo, etc. Una práctica común en la industria es que las fallas por condiciones externas imprevisibles (como podría ser un huracán, en un caso extremo) podrían llegar a no estar contempladas en el contrato.

6.2.9. Certificado tipo

Se trata de un certificado no obligatorio, cuyo sello lo otorgan organismos certificadores como por ejemplo DVN GL. La obtención de este certificado implica la garantía de que el generador ha sido debidamente probado, cumpliendo con las especificaciones requeridas. De esta manera, los generadores que cuenten con el certificado brindarán mayor confianza al comprador, y permitirán acceder a mejores financiamientos.

Sin embargo, como este proceso implica someter a una turbina a prueba durante varios años, en muchos casos las empresas optan por comprar modelos que aún no han sido certificados,

acordando con el proveedor que el certificado será obtenido antes de la inauguración del parque. En ocasiones este plazo no se cumple y puede provocar la demora en el comienzo de la operación del parque.

Para el parque que se está analizando, todos los aerogeneradores ofrecidos por los proveedores cuentan con su certificado tipo, por lo que esta variable no será considerada en la matriz de decisión.

6.3. Análisis de proveedores

A continuación se presentan los potenciales proveedores que deberán ser evaluados para el parque en cuestión, así como el modelo recomendado por los expertos de la empresa para el mismo. Cabe destacar que al tratarse de generadores para la producción de energía eléctrica, todos los modelos serán de tres palas.

6.3.1. Vestas

Se trata de una compañía danesa que fabrica, vende, instala y realiza mantenimiento de aerogeneradores. Cuenta con plantas de producción en Dinamarca, Alemania, India, Rumania, Estados Unidos, Reino Unido, España, Noruega, Australia y China. Además, como ya se mencionó, realiza la operación de ensamble de turbinas en Argentina.

Tiene más de 70 años de antigüedad, con más de 40 años de experiencia en la industria, siendo así el líder mundial del mercado de la energía eólica. A nivel global lleva instalados 102 GW de potencia eólica, cifra mayor que la de cualquier otra empresa. Esto pone en evidencia su expertise.

Tiene turbinas instaladas en más de 80 países alrededor del mundo, operando en todo tipo de ubicaciones, desde altas alturas hasta condiciones climáticas extremas. Sus turbinas cumplen con estos distintos desafíos a través del desarrollo de productos a medida y un extensivo testeo de los mismos para certificar su rendimiento. Todos sus productos cuentan con certificaciones brindadas por organismos internacionales que sirven como garantía de su calidad.

Las turbinas de 2 MW y 4 MW fueron introducidas en 2000 y 2010, y han sido instaladas en 40 y 46 países respectivamente. Su flexible rango de productos permite la instalación de generadores que se adecuen a circunstancias específicas, aprovechando al máximo el potencial de las turbinas.

En Argentina cuenta con 261 generadores instalados, totalizando 772 MW que representan alrededor del 55% de la potencia eólica instalada. Además, en los últimos años han cerrado contrato con muchas de las empresas que han ganado las distintas rondas licitatorias de RenovAR.

De todas las empresas analizadas, Vestas es la que provee el servicio más integral, ofreciendo el servicio de transporte e instalación de equipos, así como el mantenimiento de los mismos durante todo el plazo de operación del parque.

En Argentina, se destaca además por realizar el ensamblado de los generadores en el país, lo que implica que no se debe pagar impuestos de importación, y además se accede a un beneficio fiscal por el 20% del valor del componente.

Por otro lado, tiene un centro de distribución en Bahía Blanca, donde cuentan con repuestos, y además un centro de capacitación. De esta manera tienen una llegada muy rápida a los parques del país, y particularmente de Bahía Blanca, en caso de que fuera necesario realizar algún trabajo de mantenimiento o reparación, resultando especialmente atractivo para el parque de este proyecto, teniendo en cuenta la cercanía al sitio de emplazamiento del mismo.

Vestas ofrece un servicio de mantenimiento muy completo bajo el plan AOM 5000 (Direct Industry, s.f.) Este implica un costo promedio aproximado de 80 mil dólares por máquina por año (se firman por 20 años). Consta de mantenimiento preventivo, programado y correctivo. También ofrecen dentro de este plan, trabajo fuera de las horas de servicio. Esto significa que si algún equipo presenta inconvenientes en horarios no laborables, Vestas se hace cargo de todos modos. Además, debido a la gran presencia de este proveedor en la zona, los tecnólogos de servicio tienen mejor llegada que para las otras empresas analizadas.

Si bien su precio suele ser mayor al de otras marcas, resulta importante destacar que la confiabilidad de la empresa y sus productos, hace que el hecho de utilizar sus turbinas y contratar sus servicios en muchos casos permita acceder a mejores financiamientos. Si bien la empresa misma no provee financiamiento directo a sus clientes, sí provee un servicio acompañando al cliente en todo el proceso de búsqueda de financiamiento. Al tratarse de una empresa de origen danesa, es común que el financiamiento se logre a través del banco de desarrollo danés.

Para el terreno seleccionado, el aerogenerador recomendado por la empresa es el modelo **Vestas V136, de 4.2 MW de potencia**, cuyas especificaciones técnicas se encuentran a continuación:

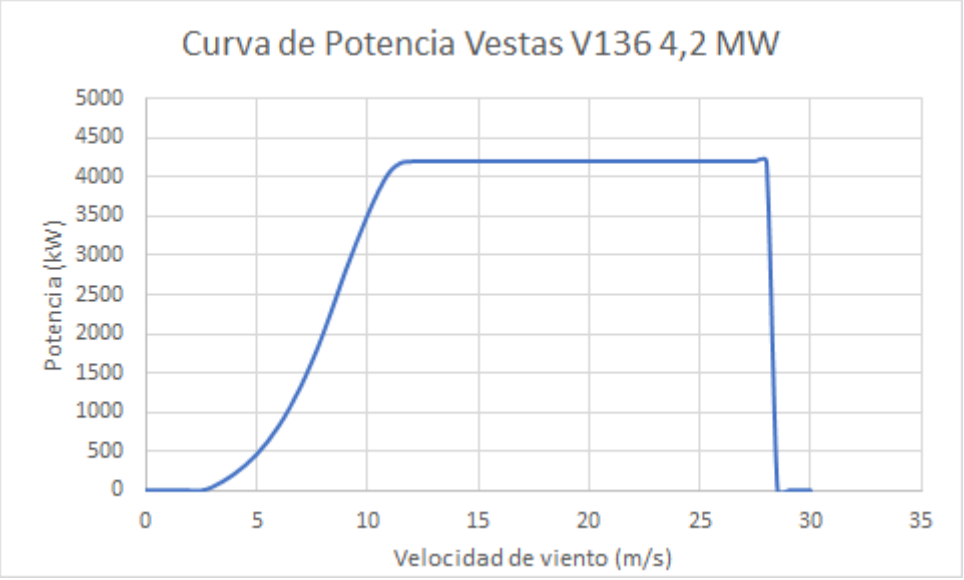


Figura 2.6.3. Curva de potencias del modelo Vestas V136 4.3 MW (Fuente: elaboración propia en función de la curva de potencia)

Vestas V136 4,2 MW	
Características básicas	
Potencia nominal	4,2 MW
Clase IEC	IIB
Velocidad cut in	3 m/s
Velocidad cut off	28 m/s
Torre	
Alturas de buje disponible	A medida
Rotor	
Diámetro	136 m
Superficie barrida	14.527 m^2

Tabla 2.6.2. Especificaciones técnicas Vestas V136 4.2 MW

Esta turbina es de clase IIB. Tiene un sistema de control de potencia pitch. Además, resulta importante notar que en la altura de buje es específico según país y ubicación. Cómo se mencionó previamente, Vestas diseña sus componentes en función de las condiciones específicas de cada sitio. A diferencia de los otros proveedores que trabajan con alturas de torre estándar, Vestas provee una altura personalizada de torre para cada parque, asegurando las mejores condiciones de operación. En este caso, la altura recomendada para este generador por el equipo de ventas de Vestas es de 120 metros para la localización elegida del parque. Se destaca además que opera en el rango de 3 m/s a 25 m/s, que diámetro de rotor es de 136 metros, y que al tratarse de generadores con una potencia de 4.2 MW serían necesarios de 24 generadores. Seleccionar esta turbina permitirá acceder a un beneficio fiscal. La curva de potencia de esta turbina se puede visualizar en el anexo 4.

La turbina contiene un sistema de control SCADA que cumple con los requisitos mínimos según la norma IEC 61400-25.

6.3.2. Nordex Acciona

Nordex Acciona es una empresa que surge de la fusión de dos empresas: Nordex, de origen alemán, y Acciona Windpower de origen español. Estas se unen en 2016 cuando Nordex compra a la firma española. Si bien funciona como una sola empresa, aún siguen distinguiendo a Acciona y Nordex como dos unidades de negocio distintas, cada una con su propia línea de aerogeneradores.

Nordex opera en el mercado de diseño, manufactura y venta de turbinas eólicas, basando su producción de turbinas principalmente en Alemania y China. Fundada en 1985 cuenta con más de 30 años en el mercado de la energía eólica, enfocándose en la producción de turbinas de gran tamaño y alta potencia, destacándose por haber sido los primeros en desarrollar una turbina eólica de 2.5 MW en el año 2000.

Acciona por su parte se dedica a la promoción y gestión de infraestructuras y a las energías renovables, con presencia en más de 20 países, caracterizándose por su presencia en países emergentes.

El objetivo de la unión fue lograr una sola empresa más competitiva, complementando las fortalezas de cada una. Con respecto al foco de mercado de cada una unidad de negocio,

Acciona lo tiene en mercados emergentes y de crecimiento, mientras que Nordex en Europa, por lo que al combinarse logran una presencia verdaderamente global. Por otro lado, con respecto a los clientes, Acciona realiza contratos con empresas públicas de suministros, y Nordex con pequeñas y medianas empresas. Esto ahora les da una amplia base de clientes. También se complementan sus productos, teniendo Acciona el foco en proyectos sin limitaciones territoriales, mientras que Nordex se caracterizó por proyectos más complejos, en localizaciones más desafiantes. Por último, también se complementan los know how tecnológicos de cada una, destacándose Acciona por las torres de hormigón, y Nordex por las palas.

De esta manera, Nordex Acciona se convirtió en una marca muy fuerte, contando con más de 21 GW instalados a nivel mundial, que si bien es notablemente menor a la capacidad instalada por Vestas, es una cantidad importante que sirve como garantía de la confiabilidad de la marca. Debe tenerse en cuenta que Nordex Acciona es una empresa más nueva y con presencia en menos países, pero fuerte en aquellos en los que se encuentra.

Para el caso de Argentina, debe ser considerado el hecho de que es la única otra empresa junto a Vestas que ensambla componentes en el país. Esto le da una ventaja competitiva a la marca ya que el cliente puede acceder a los mismos beneficios explicados en el inciso anterior, convirtiéndola en el segundo mayor jugador de Argentina, con un market share del 25%. De todas formas, cabe destacar que no todos sus modelos cumplen con el porcentaje establecido en el pliego de RenovAR para calificar como origen nacional, por lo que el acceso al beneficio dependerá del modelo sugerido.

Es importante que la garantía de disponibilidad que ofrece Nordex suele ser la mayor del mercado, diferenciándose incluso de las que ofrecen para las turbinas de Acciona.

En cuanto a la financiación, Nordex Acciona no tiene planes de financiación pero al ser una empresa alemana, se puede acceder a financiación mediante el KfW (banco alemán gubernamental de desarrollo).

A continuación se presentan las turbinas recomendadas para el parque que se está analizando. En primer lugar se muestran la curva de potencia y las especificaciones técnicas del modelo **N149** de **4.5 MW**:

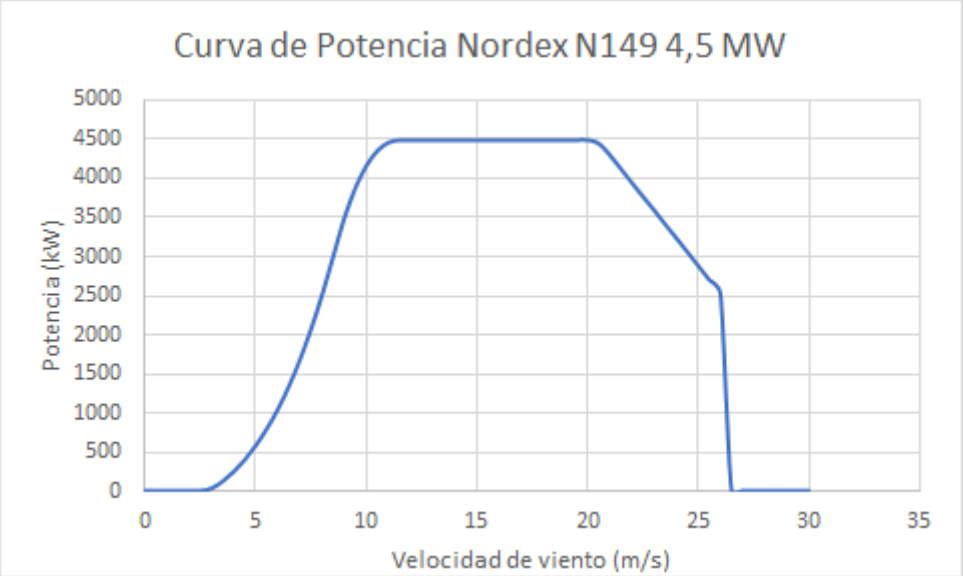


Figura 2.6.4. Curva de potencia del modelo Nordex N149 4.5 MW (Fuente: elaboración propia en función de la curva de potencia)

Nordex N149 4,5 MW	
Características básicas	
Potencia nominal	4,2 MW
Clase IEC	IIA
Velocidad cut in	3 m/s
Velocidad cut off	26 m/s
Torre	
Alturas de buje disponible	105 m 120 m 125 m 164 m
Rotor	
Diámetro	149,1
Superficie barrida	17.460 m^2

Tabla 2.6.3. Especificaciones técnicas del modelo Nordex N149 4.5 MW

Este modelo es de clase IIA. El rotor tiene un diámetro de 149.1 metros y su sistema de control de velocidades del rotor es pitch. El rango de operación en este caso es de 3 m/s a 20 m/s, levemente menor que el modelo de Vestas, y la altura de buje recomendada fue de 105 metros. La curva de potencia de esta turbina se puede visualizar en el Anexo 2.6. Tratándose de una potencia de 4.5 MW por turbina, serían necesarios 23 equipos. Es importante notar que esta turbina no se ensambla en Argentina, por lo que no califica como producto de origen nacional, no permitiendo acceder a los beneficios fiscales.

Esta turbina cuenta con un sistema de control llamado “Nordex Control 2”. Este es un sistema SCADA de vanguardia con acceso web fácil y seguro. Además puede ser ajustado de manera flexible para cumplir con los requisitos de SCADA de cada cliente.

Por otro lado, el modelo de Acciona recomendado para el parque es el **AW 132** de **3 MW**, cuya curva de potencia y especificaciones técnicas son las siguientes:

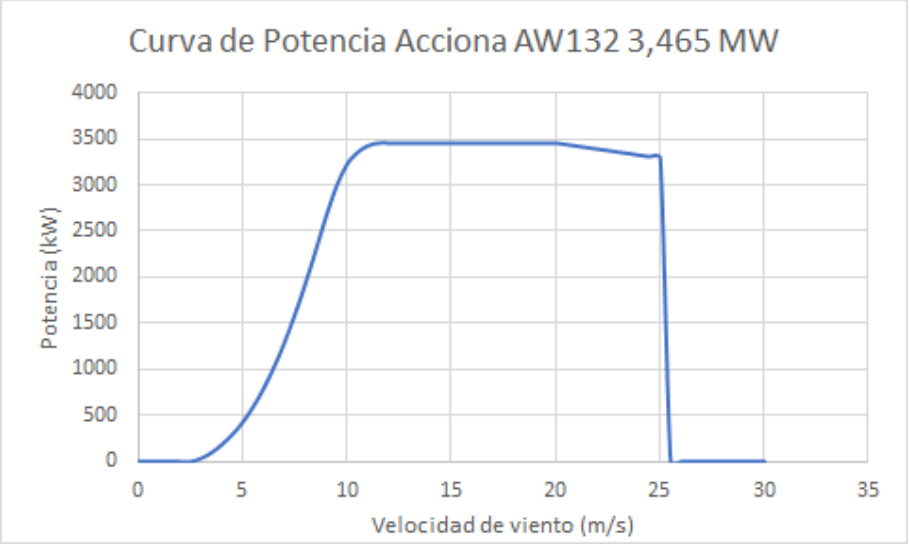


Figura 2.6.5 Curva de potencia del modelo Acciona AW132 3.465 MW (Fuente: elaboración propia en función de la curva de potencia)

Acciona AW 132 3,465 MW	
Características básicas	
Potencia nominal	3,465 MW
Clase IEC	IIIB
Velocidad cut in	3 m/s
Velocidad cut off	25 m/s
Torre	
Alturas de buje disponible	84 m
	120 m
Rotor	
Diámetro	132 m
Superficie barrida	13.685 m^2

Tabla 2.6.3. Especificaciones técnicas del modelo Acciona AW132 3.465 MW

Este equipo es de clase IIIB. Su rotor es de tipo pitch de 132 metros de diámetro. El rango de funcionamiento en este caso es entre 3 m/s a 25 m/s y la altura de torre recomendada en este caso es de 120 metros. Al tratarse de un generador de 3 MW serían necesarios alrededor de 34 generadores para lograr la potencia deseada.

Esta turbina tiene componente nacional, que, como ya se explicó anteriormente es un factor clave para el proyecto. Es posible llegar al 35% de componente nacional. Por esta razón se podría acceder al beneficio fiscal y obtener un crédito fiscal.

La turbina contiene un sistema de control SCADA que cumple con los requisitos mínimos de según la norma IEC 61400-25.

6.3.3. Goldwind

Goldwind es una empresa de origen chino, con operación en 24 países en 6 continentes. Es la empresa con la menor trayectoria entre las analizadas, con 21 años desde su fundación. Como se observa en la Figura 2.6.6 si se tiene en cuenta la capacidad instalada a nivel global hoy en día se posiciona como líder a nivel mundial. De todos modos, si se profundiza en la información, desglosándola por región, se observa que aproximadamente el 90% de su potencia instalada se encuentra en China.

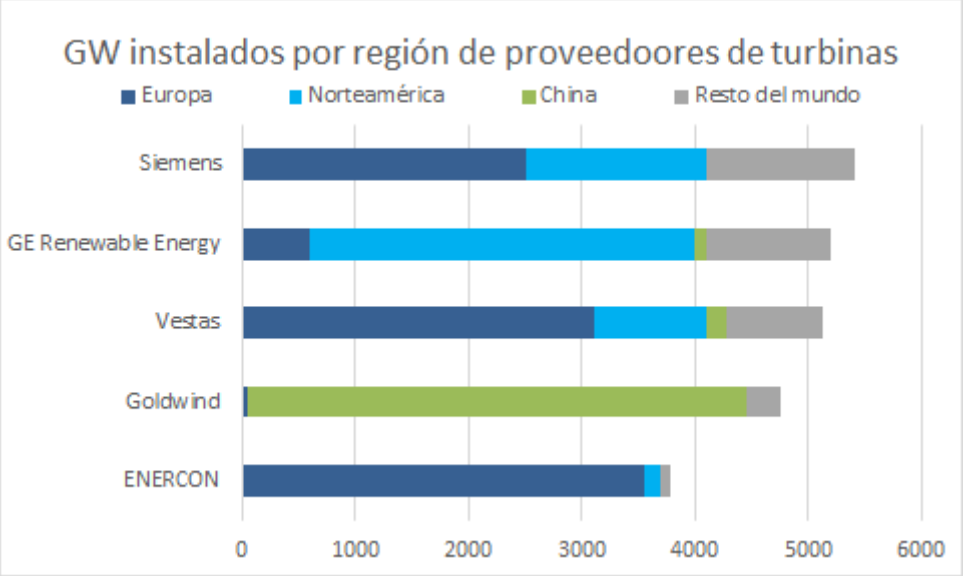


Figura 2.6.6. Potencia instalada por región (GW). Fuente: MAKE Consul (Roca, 2015).

Fuera de China no presenta una gran cantidad de GW instalados. De todos modos, en Argentina tienen aproximadamente un 5% del market share. En Buenos Aires se utiliza la tecnología de Goldwind en los parques Vientos Fray Guen y Pampa, totalizando 200 MW de potencia instalada.

Goldwind cuenta con la modalidad "llave en mano", es decir que ellos se encargan por completo de la producción, logística, y puesta en marcha del parque y lo entregan una vez que el parque está en perfectas condiciones para comenzar a funcionar. Esto resulta muy costoso, pero los riegos son muy bajos.

En Argentina, las empresas desarrolladoras de proyectos no tienen una buena percepción de Goldwind. Por un lado se alega que la confiabilidad es baja, que en ocasiones no llegan a cumplir los tiempos pactados, y además las negociaciones suelen ser más complicadas que con otros tecnólogos. De la misma manera, es difícil conseguir la financiación para los proyectos. Esto se debe en gran medida a la dificultad de las negociaciones con los bancos de desarrollo chinos.

Al no tener una fábrica en Argentina, conseguir repuestos de los equipos es una tarea que suele demorar más de lo que tardan las otras empresas que se están analizando. Por otro lado Goldwind suele tener los menores porcentajes de garantía de disponibilidad entre las empresas analizadas.

El modelo recomendado por Goldwind para esta zona es el **GS 136 4.2 MW**, cuya curva de potencia y especificaciones técnicas se detallan a continuación:

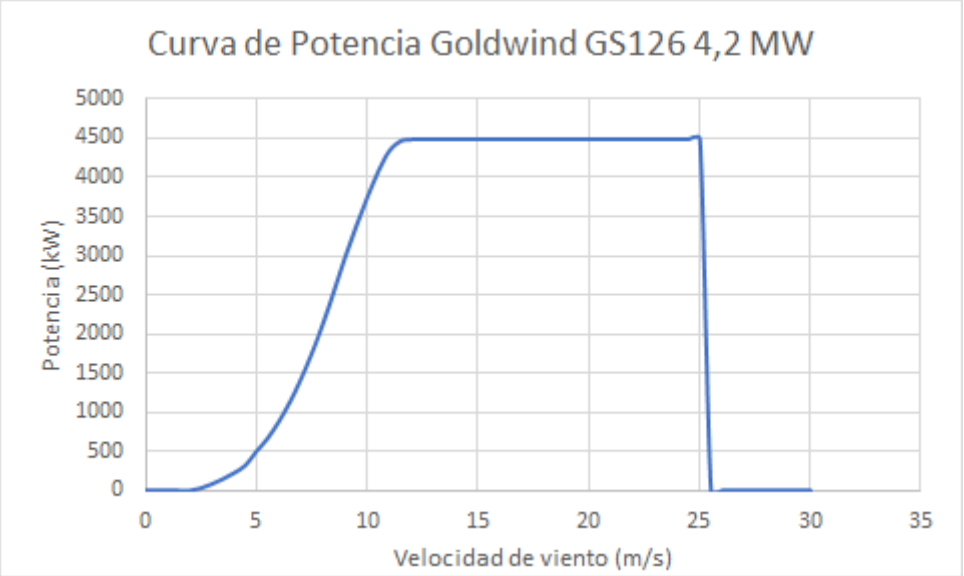


Figura 2.6.7 Curva de Potencia del modelo Goldwind GS126 4.2 MW (Fuente: elaboración propia en función de la curva de potencia).

Goldwind GS136 4,2 MW	
Características básicas	
Potencia nominal	4,2 MW
Clase IEC	IIA
Velocidad cut in	2,5 m/s
Velocidad cut off	25 m/s
Torre	
Alturas de buje disponible	84 m 120 m
Rotor	
Diámetro	136 m
Superficie barrida	14.711 m^2

Tabla 2.6.4. Especificaciones técnicas del modelo Goldwind GS126 4.2 MW

La turbina es de regulación por cambio del ángulo de paso ("pitch controlled"). Se trata en este caso de turbina de clase IIA una torre de 100 metros, lo cual es una altura menor a la que ofrecen los demás proveedores. Su diámetro de rotor es de 136 metros, que opera en el rango de vientos de 2.5 m/s a 25 m/s. Al tratarse de una turbina de 4.2 MW serían necesarias aproximadamente 24 generadores. La turbina también contiene un sistema de control SCADA que cumple con los requisitos mínimos de según la norma IEC 61400-25.

6.3.4. Siemens Gamesa

Siemens Gamesa es una empresa española, dedicada a la energía eólica. La misma surge en el año 2017 de la fusión de Siemens Windpower y Gamesa. Con más de 35 años de experiencia

se posiciona como uno de los líderes a nivel mundial, contando con tres unidades de negocios: onshore, offshore y servicios.

A nivel mundial cuenta con más 90 GW instalados, lo que la convierte en una de las empresas con mayor capacidad eólica instalada. Sin embargo, en Argentina no tienen una fuerte presencia, de hecho su market share es del 5% aproximadamente. Además, no cuenta con turbinas instaladas en la zona de Buenos Aires, por lo que no se analizará en detalle a este proveedor, ya que no cumple con el requisito mínimo de tener experiencia en la zona de emplazamiento del parque.

6.4. Selección del aerogenerador

Habiendo llevado a cabo un análisis de todos los proveedores, se procede a realizar una matriz de decisión ponderando los distintos criterios anteriormente mencionados para cada uno de ellos.

6.4.1. Cuantificación del costo de la energía

Contando con los cuatro modelos de turbina sugeridos por cada marca, es necesario evaluar qué tan bien se ajustan las turbinas a las condiciones del lugar de emplazamiento del parque, y cuál terminará siendo finalmente el costo de la energía.

Para ello, en primer lugar se debe calcular la PAE para cada modelo de turbina. Esto se hace a partir de las curvas de potencia de cada modelo (apreciadas en los anexos 4, 5, 6 y 7). Esta curva se cruza con las mediciones en sitio de velocidades de viento para obtener en cada intervalo diezminutal la potencia media de la máquina (en MW). Es importante notar que para todos los modelos, salvo el de Goldwind, se tomó la velocidad a 120 metros, pues sus torres son de esta altura. Para el cálculo de Goldwind, se tomaron las velocidades de viento para 101 metros. Luego, integrando este valor en dicho intervalo de tiempo, se calcula la energía que fue generada en esos 10 minutos. Recordando nuevamente que se cuentan con 20 meses de mediciones de vientos, y que hay fluctuaciones de viento cíclicas a lo largo del año, se toman solamente las mediciones del 2017, año para el cual se tienen registros completos. Finalmente, se suman todos los los valores de energía, obteniéndose así la PAE para un sólo generador. Estos cálculos pueden visualizarse con mayor apertura en la planilla de excel adjunta, hoja “PAE proveedores y pérdidas”, y en la Tabla 2.6.5 se aprecia el resultado final de estos cálculos para cada modelo de aerogenerador.

El segundo paso es calcular el costo de cada turbina. Es importante notar que como ya se ha mencionado, el mercado de los aerogeneradores es muy particular y muchas veces es difícil estimar los costos de cada modelo ya que depende mucho de los acuerdos que se lleven a cabo entre las partes. Asimismo se conocen en la industria algunos costos tentativos (MM USD/MW) de los modelos de turbina a analizar, que se detallan en la Tabla 2.6.5. Aquí también cabe destacar que como ya se ha mencionado, los modelos de Nordex y Goldwind son equipos importados, por lo que se debe abonar un 14% (CAMMESA, 2017) de impuesto a la importación, lo que implica un aumento en el costo del equipo como se puede ver en la Tabla 2.6.5. Por otro lado, los modelos de Vestas y Acciona tienen un alto porcentaje de componente nacional, con lo cual se adquiere un crédito fiscal a cobrar en el futuro. Sin embargo, dado que en este inciso lo que se analiza es la inversión requerida para la adquisición de los equipos, esto no será tenido en cuenta. Se entrará más en detalle sobre este

tema en el análisis económico financiero en el siguiente capítulo. Finalmente, se multiplica el costo por MW de cada turbina por su potencia para obtener el costo unitario de cada equipo.

Por último, el costo de energía bruto se calcula dividiendo el costo unitario de cada turbina por la PAE de la misma. Adicionalmente, se agrega en la Tabla 2.6.5 una fila correspondiente a la cantidad de aerogeneradores que se deberían instalar en el parque según el modelo elegido (números obtenidos en el inciso anterior para cada turbina), y la potencia anual generada total sumando las producciones de cada uno de ellos. Los resultados se pueden apreciar a continuación:

	Vestas N136 4,2 MW	Acciona AW132 3 MW	Nordex N149 4,5 MW	Goldwind GS136 4,2 MW
PAE por generador (KWh)	17920256	15843169	20659555	18741238
PAE por generador (MWh)	17920	15843	20660	18741
Cant Aerogeneradores Real	24	33	22	24
PAE total (MWh)	430086	522825	454510	449790
Costo por MW (MM USD/MW)	$ 0.80	$ 1.00	$ 0.90	$ 0.60
Costo por MW + Arancel Importación (MM USD/MW)	$ 0.80	$ 1.00	$ 1.03	$ 0.68
Potencia turbina (MW)	4.2	3	4.5	4.2
Costo por turbina (MM USD)	$ 3.36	$ 3.00	$ 4.62	$ 2.87
Costo de energía bruto (USD/MWh)	$ 9.37	$ 9.47	$ 11.17	$ 7.66

Tabla 2.6.5. Producción anual de energía y Costo de energía para cada turbina (Fuente: elaboración propia)

Finalmente se puede validar que, como se había mencionado antes, la turbina de Goldwind, a pesar de los gastos de importación, es la que gana por costo de generación de energía. Es seguido por Vestas, Acciona y finalmente Nordex.

También se evidencia que la turbina de Acciona, de menor potencia, es la que en conjunto (los 33 equipos) generaría más PAE que cualquier otra; es decir que tal y como se había anticipado en el inciso anterior, las turbinas de menor potencia suelen generar más energía, aunque a expensas de un costo de energía bruto mayor.

6.4.2. Matriz de decisión

Se realizó una matriz de decisión en la que los criterios fueron ponderados según su importancia relativa.

En primer lugar se encuentra el costo de la energía, con un 45%. Es considerado el factor más importante debido a que tiene en cuenta la relación entre el capital a invertir y la producción final de energía, determinando el retorno de inversión del parque.

En segundo lugar se encuentran el financiamiento y el mantenimiento con el mismo porcentaje, 15%. Por un lado, el financiamiento en un proyecto de este tipo es crucial, debido a la alta inversión de capital requerida. El mantenimiento resulta de suma importancia pues las empresas desarrolladoras de proyectos realizan contratos en los que garantizan energía durante 20 años. Por esta razón los equipos deben estar funcionando en sus valores nominales

la mayor cantidad de tiempo posible. Además, al ser una tecnología tan avanzada y particular, precisa de un servicio técnico sofisticado.

Luego se ponderaron las variables confiabilidad en Argentina y contenido nacional con un valor de 10%. La primera resulta relevante, ya que sirve como referencia del éxito de los proyectos del tecnólogo en el país. El contenido nacional permite acceder a los beneficios fiscales mencionados anteriormente.

Finalmente se encuentran las variables sistema de control y garantía de disponibilidad. Fueron ponderadas con un bajo puntaje (2.5%), ya que todos los tecnólogos cumplen con los requisitos mínimos, y sus diferencias son poco determinantes.

A continuación se traduce el análisis realizado de las características deseables e indispensables contempladas para tomar la decisión de selección de aerogenerador. Se procedió a calificar cada alternativa según los criterios bajo el siguiente esquema: para cada característica se le otorgó un puntaje de 10 a la mejor opción, y se procedió a calificar a las otras según la comparación relativa a esta. Los resultados obtenidos fueron:

Característica		Ponderación	Proveedor y tecnología				
			Vestas	Nordex	Acciona	Goldwind	Siemens
Indispensable	Experiencia en la zona		Si	Si	Si	Si	No
Modelo sugerido			V136, 4,2 MW	N149, 4,5 MW	AW132, 3MW	GS136, 4,2 MW	-
Deseable	Costo de la energía	*45%*	8,2	6,9	8,1	10	-
	Mantenimiento	*15%*	10	9	8	6	-
	Financiamiento	*15%*	10	8	8	4	-
	Confiabilidad en Argentina	*10%*	10	8	8	4	-
	Contenido nacional	*10%*	10	0	10	0	-
	Sistema de control	*2,5%*	8	10	8	8	-
	Garantía de disponibilidad	*2,5%*	8	10	7	7	-
Calificación final		**100,0%**	**9,1**	**7,0**	**8,2**	**6,8**	-

Tabla 2.6.6. Matriz de decisión de aerogeneradores. (Fuente: Elaboración propia)

Se puede ver que la turbina más idónea para el parque en cuestión es la V136, 4.2 MW de Vestas. Esto implica el emplazamiento de 24 aerogeneradores de este modelo en el terreno seleccionado. En el siguiente inciso se determinará la posición óptima de los mismos dentro del parque.

Además, cabe destacar que la turbina seleccionada es de clase IIB que corresponde a la clasificación del recurso eólico del sitio calculada en el inciso 5.2.4 de estimación de clase. Esto sirve como garantía adicional de que la turbina soportará las cargas mecánicas y de fatiga durante toda la vida útil del proyecto, ya que, como se mencionó, la norma IEC es muy exigente en sus regulaciones. Esto sirve como validación adicional de la elección realizada.

Adicionalmente, como se especificó en el inciso de velocidades 5.2.3 de velocidades extremas, la velocidad máxima esperada con un período de recurrencia de 50 años es de 26.40 m/s. Dado que la velocidad de cut off del modelo de turbina elegido es de 28 m/s, se valida que no se tendrán grandes pérdidas por exceder la velocidad máxima del rango de operación.

7. Layout de los aerogeneradores

Dado que ya se definió que se instalarán 24 aerogeneradores Vestas V136 4.2 MW, se procede a analizar la disposición óptima de los equipos para aprovechar de la mejor manera posible el recurso eólico del sitio.

7.1. Orientación de los aerogeneradores

En primer lugar se debe definir la orientación en la que estarán dispuestos los aerogeneradores. Como se ha mencionado antes, lo ideal es que los equipos estén siempre ubicados de forma perpendicular a la dirección predominante del viento, es decir, que el viento le pegue de manera frontal. En el Inciso 5.2.2 de análisis de vientos, se realizó un diagrama de frecuencias de direcciones de vientos (rosa de los vientos, ver Figura 2.5.9) en el cual se observó que en la mayoría de los casos el viento proviene del noroeste (316-330°). En la Figura 2.7.1 se observa el terreno en cuestión junto a la rosa de los vientos para este sitio. La flecha indica la incidencia del viento.

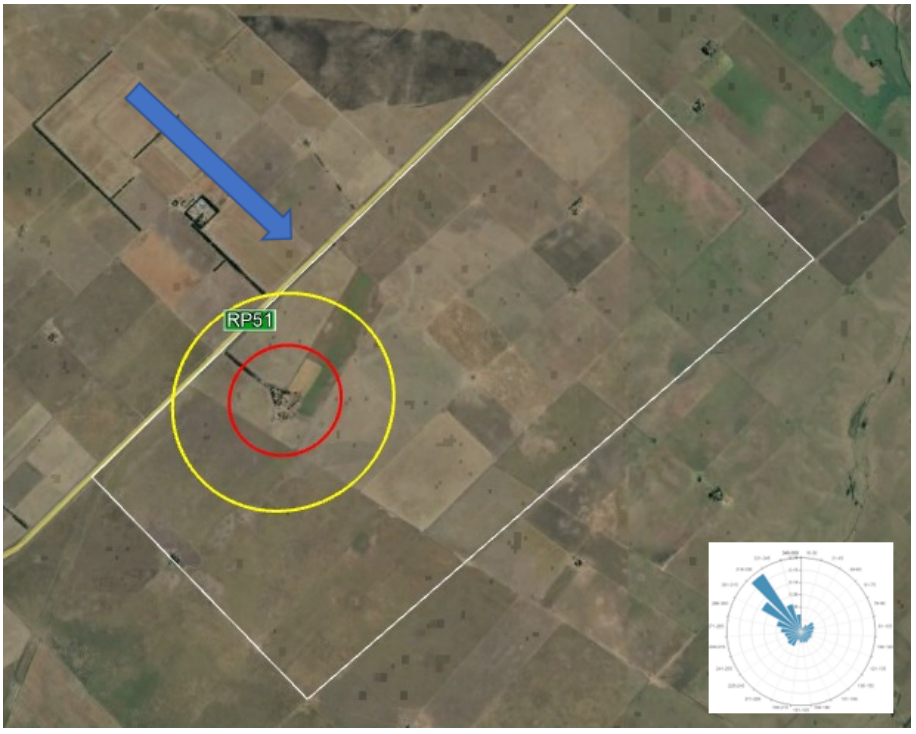


Figura 2.7.1 Disposición del terreno. (Fuente: Elaboración propia)

Por lo tanto, queda muy claro que los aerogeneradores deben estar dispuestos orientados entre 316 y 330°. Para decidir específicamente la orientación, una buena práctica en la industria, al tener más de 90.000 datos de direcciones de viento, es tomar la moda de todas las mediciones de la veleta. Este número arrojó un valor de 323°.

De igual forma, los aerogeneradores tienen un mecanismo de orientación. Sin embargo, sólo se orienta unos pocos grados cuando el viento cambia de dirección, por lo cual es fundamental que el aerogenerador esté dispuesto de manera consistente con el diagrama de la rosa de los vientos. Esto es para, por un lado, aprovechar mejor la energía del viento. Y, por

otro lado para reducir las cargas por fatiga que se pueden producir cuando el viento no sopla de forma perpendicular al aerogenerador.

7.2. Disposición de los aerogeneradores

La determinación de la disposición de las turbinas es un factor clave, ya que de esto dependerán en gran medida las pérdidas generadas. Además existen diversas normas y conjunto de buenas prácticas que restringen el área donde se pueden emplazar los equipos. Por lo tanto, a partir de estas restricciones, se buscará aquella disposición que minimice las pérdidas por el efecto estela (que será definido posteriormente), asegurando la mayor generación posible.

7.2.1. Zonas de exclusión

En primer, para definir el emplazamiento más óptimo de los equipo debe analizarse cuáles son las zonas de exclusión en las que no podrán ubicarse los generadores. A pesar de no haber reglamentación legal al respecto, a partir de la norma IEC 61400 surgen las siguientes áreas donde no podrán ser ubicados los equipos:

- Zona de 80 metros desde los límites exteriores hacia el interior del área del terreno.
- Distancia de 200 metros de la Ruta Provincial Nº51.
- Distancia de 1000 metros a viviendas existentes del predio: como fue mencionado en el inciso de impacto ambiental, las especificaciones de la norma para evaluar el impacto sonoro y de shadow flicker consideran como receptores del impacto a quienes se encuentren en un radio de 1000 metros de un aerogenerador. Por lo tanto, para asegurar que se cumplirá con lo establecido, se ha definido a todo el área a 1000 metros de la vivienda del terreno como zona excluida.

A continuación se presentan resaltadas en rojo las zonas de exclusión del parque:

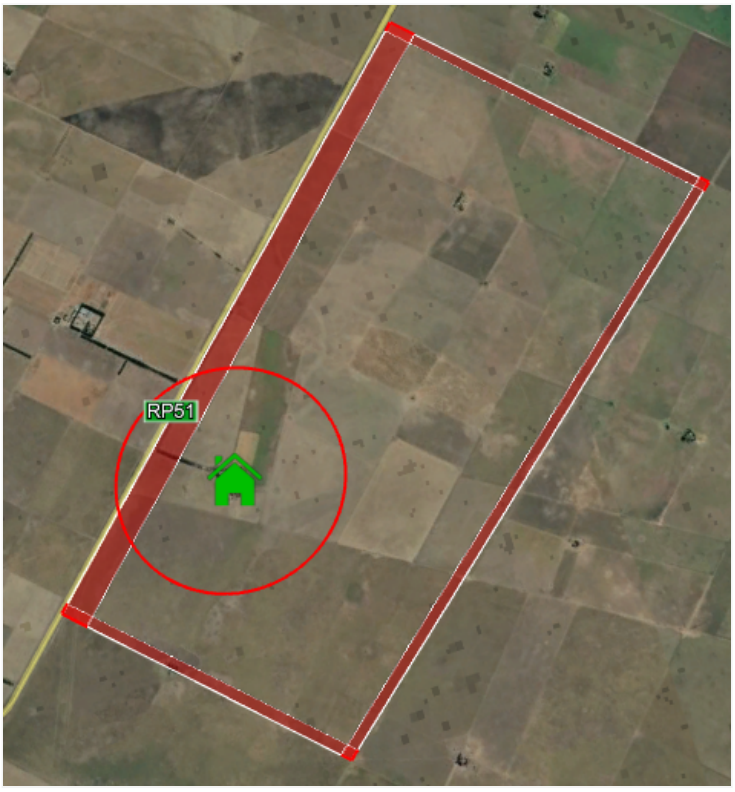


Figura 2.7.2. Zonas de exclusión del terreno. (Fuente: Elaboración propia)

En la figura anterior se puede evidenciar el espacio efectivamente utilizable del terreno seleccionado. Cabe destacar que dentro del perímetro de la circunferencia alrededor de la vivienda, si bien no se ubicarán generadores, sí podrán ubicarse la subestación transformadora y el edificio de control, por lo que esta zona será aprovechada de todas formas. A continuación se analizarán los diversos factores que influyen en el rendimiento de los aerogeneradores y determinarán su óptima disposición.

7.2.2. Separación

La separación que haya entre las filas será relevante debido al efecto estela, causante de pérdidas de energía. Se deben considerar las buenas prácticas para evitar lo máximo posible las pérdidas por este efecto.

7.2.2.1. Efecto estela

Los aerogeneradores producen energía a partir de la energía del viento, por esta razón el viento que abandona la turbina debe tener un contenido energético menor que el que llega a la turbina. Detrás de la turbina se generará una estela, es decir una larga cola de viento turbulenta y ralentizada (en comparación al viento que llega a la turbina). Esto crea una turbulencia excesiva en la cercanía del aerogenerador, por lo que las turbinas deben estar significativamente separadas.

En las direcciones de viento predominante, esta separación debe ser aún mayor, pues las pérdidas ocasionadas por el efecto estela son más grandes. A la separación en esta dirección se la denominará separación vertical, mientras que a la perpendicular separación horizontal.

7.2.2.2. Separación vertical

Como se observa en la Figura 2.7.3 el terreno seleccionado es largo y angosto. Como se ha mencionado antes, el hecho de que el terreno sea largo y angosto habilita a crear pocas filas, lo que hace un uso más eficiente del terreno, teniendo en cuenta que la separación horizontal es menor que la vertical (para evitar el efecto estela). Como cada turbina ralentiza el viento detrás de ella, lo ideal sería poder separar lo máximo posible los equipos verticalmente. La norma IEC recomienda una separación mínima de 5 diámetros. Sin embargo, de ser factible, es una buena práctica utilizar una separación aún mayor para minimizar aún más este efecto, tomándose separaciones de hasta 9 diámetros. En países como Argentina con amplias extensiones de terreno disponible esto suele ser posible, mientras que en Europa, suele usarse una separación más cercana a la mínima. Se evidencia entonces que, cuantas menos filas, y más separadas, menor serán las pérdidas. Por otro lado el costo del terreno y de la conexión de los aerogeneradores dificulta esta tarea

El terreno tiene un ancho de aproximadamente 2400 metros (sin contar las zonas de exclusión). De esta manera se crearán tres filas con una separación de 600 metros entre cada una. Esto equivale a aproximadamente 9 diámetros. Se decidió tomar la máxima precaución para evitar el efecto estela y garantizar la mayor producción de energía posible.

De esta manera, en la siguiente imagen se visualiza las tres filas en donde se emplazarán los equipos:

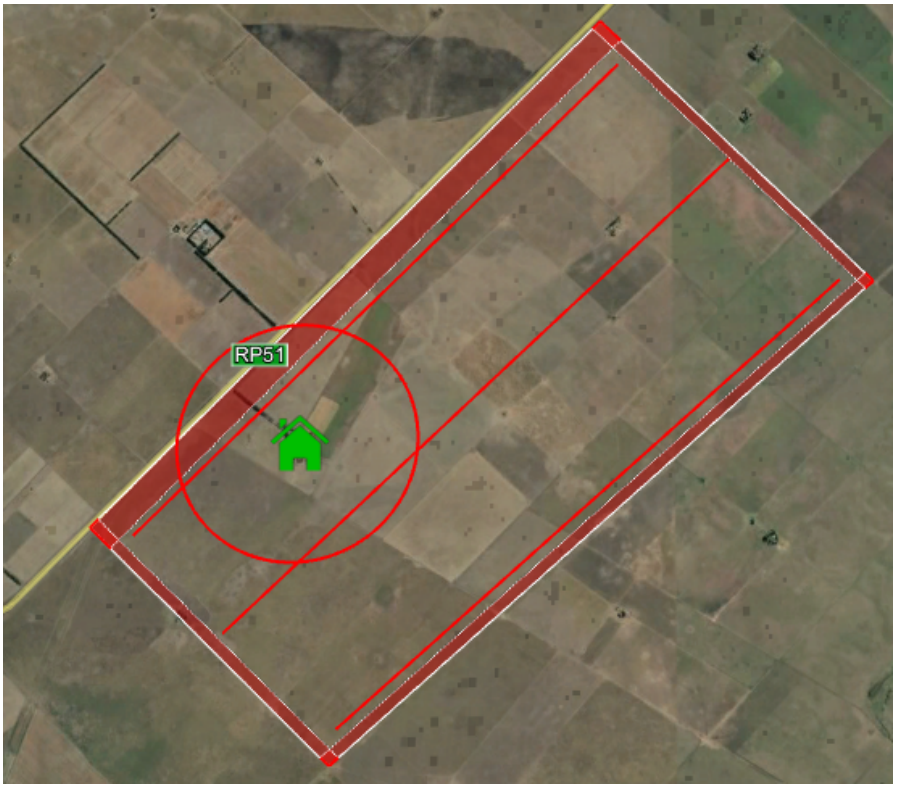


Figura 2.7.3. Separación vertical del terreno. (Fuente: Elaboración propia)

Sobre cada línea roja se emplazarán las turbinas, evitando las zonas de exclusión. Otra buena práctica que se utiliza en la industria para la determinación del layout será que las filas de

turbinas estén desfasadas, para evitar pérdidas por el efecto estela, como se muestra en la Figura 2.7.4:

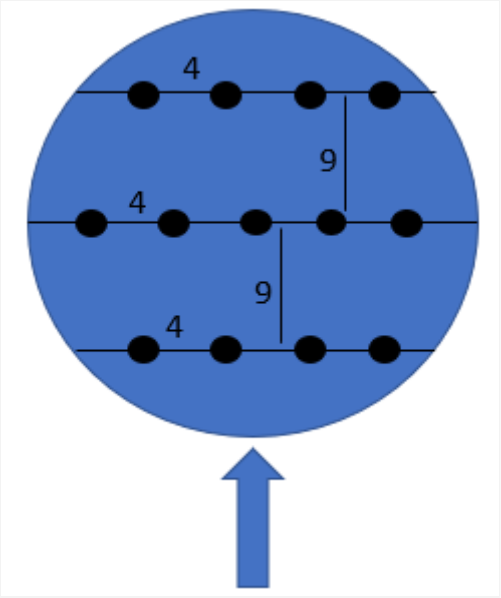


Figura 2.7.4. Representación gráfica del desfasaje de filas. (Fuente: elaboración propia).

Es decir, la primera y la tercera fila estarán alineadas, mientras que los de la segunda fila estarán desfasados.

7.2.2.3. Separación horizontal

El efecto estela se produce tanto en las filas horizontales como verticales de aerogeneradores. Sin embargo, como ya se mencionó, este efecto es menos crítico para las filas horizontales. Es por ello que la separación horizontal entre los aerogeneradores establecida por las normas IEC es de 3 a 5 diámetros de rotor.

El terreno tiene un largo de aproximadamente 5800 metros, por lo que se decidió dejar una separación de 4 diámetros de rotor (la media de lo recomendado). Finalmente, la cuadrícula en la que se distribuirán las turbinas es la siguiente:



Figura 2.7.5. Separación horizontal de los generadores. (Fuente: Elaboración propia).

7.2.3.4 Layout final

En función de las zonas de exclusión y las buenas prácticas para obtener la mejor distribución, se determinó la disposición de los aerogeneradores. Como ya se nombró, se utilizará el radio alrededor de la casa (donde no pueden emplazar turbinas por cuestiones ambientales), para ubicar la estación transformadora y el edificio de control, los cuales se explicarán en los incisos de obra civil e instalación eléctrica. Como se detallará más adelante, es conveniente que estas se encuentren cerca. A continuación, se puede observar la disposición final del parque:



Figura 2.7.6. Disposición final con restricciones. (Fuente: Elaboración propia).

En la imagen se muestra la disposición, cumpliendo con las separaciones verticales y horizontales, las zonas de exclusión y el desfasaje entre las filas de aerogeneradores. Finalmente se puede observar la visualización del parque sin las restricciones:



Figura 2.7.7. Layout final. (Fuente: Elaboración propia)

A partir de esto, se pueden describir las coordenadas geográficas de cada aerogenerador, así como del edificio de control y la estación transformadora:

N° Turbina	Latitud	Longitud
1	38° 37' 24,51" S	61° 58' 27,99'' O
2	38° 37' 13,07" S	61° 58' 13,30'' O
3	38° 36' 22,79" S	61° 57' 12,90'' O
4	38° 36' 9,64" S	61° 56' 53,18'' O
5	38° 35' 54,48" S	61° 56' 34,40'' O
6	38° 35' 40,26" S	61° 56' 16,49'' O
7	38° 35' 24,12" S	61° 55' 56,39'' O
8	38° 35' 13,30" S	61° 55' 43,00'' O
9	38° 37' 43,21" S	61° 57' 46,06'' O
10	38° 36' 46,56" S	61° 56' 30,39'' O
11	38° 36' 30,20" S	61° 56' 9,19'' O
12	38° 36' 16,74" S	61° 55' 51,19'' O
13	38° 36' 2,49" S	61° 55' 32,40'' O
14	38° 35' 47,63" S	61° 55' 12,09'' O
15	38° 36' 16,17" S	61° 57' 17,32'' O
16	38° 38' 5,16" S	61° 57' 1,43'' O
17	38° 37' 51,61" S	61° 56' 42,31'' O
18	38° 37' 39,34" S	61° 56' 24,49'' O
19	38° 37' 24,05" S	61° 56' 2,21'' O
20	38° 37' 9,28" S	61° 55' 41,29'' O
21	38° 36' 56,67" S	61° 55' 22,92'' O
22	38° 36' 44,20" S	61° 55' 5,07'' O
23	38° 36' 28,91" S	61° 54' 42,89'' O
24	38° 36' 16,78" S	61° 54' 25,20'' O
Establecimiento	Latitud	Longitud
E.T.	38° 37' 7,64" S	61° 57' 3,20'' O
Ed. de control	38° 37' 18,46" S	61° 57' 28,54'' O

Tabla 2.7.1. Coordenadas del layout final. (Fuente: Elaboración propia).

8. Balance de línea

Ya definidas las turbinas a utilizar y las disposición de las mismas en el lugar de emplazamiento del parque, se procederá a calcular las distintas pérdidas características de un la generación de energía eólica. Luego, se afectará la PAE bruta (ya calculada en el Inciso 6.4.1.) por dichas pérdidas, obteniéndose la PAE neta.

8.1. Producción anual de energía bruta

La capacidad instalada del parque con los 24 aerogeneradores Vestas V136 4.2 MW es de 100,8 MW. Esto se corresponde con una PAE bruta 430,086 MWh. Estos cálculos se detallaron en el Inciso 6.4.1. y además se pueden visualizar en la planilla excel adjunta, hoja de cálculo "PAE proveedores y pérdidas". A modo de resumen se presenta la Tabla 2.8.1 a continuación:

Vestas V136 4,2 MW	
PAE por generador (KWh)	17920256
PAE por generador (MWh)	17920
Cantidad Aerogeneradores	24
Potencia instalada (MW)	100.8
PAE total bruta (MWh)	430086

Tabla 2.8.1. Potencia instalada y PAE bruta del parque. (Fuente: Elaboración propia)

8.2. Pérdidas energéticas

La producción de energía eléctrica lleva asociada un conjunto de pérdidas características. Estas se diferenciarán entre pérdidas por efecto estela y pérdidas varias, que incluyen pérdidas ambientales, por el rendimiento de la turbina, eléctricas y de disponibilidad.

8.2.1. Pérdidas por efecto estela

Para el efecto estela se consideran pérdidas de entre 3 y 4% cuando se realizan parques eólicos con 3 filas de turbinas como es el caso. A pesar de haber hecho uso de las buenas prácticas en la determinación del layout, se decidió utilizar el caso más desfavorable (4%), para evitar sobreestimar la generación real del parque. No se asignaron pérdidas por proyectos vecinos, dado que el parque eólico más cercano se encuentra a una distancia de más de 2 kilómetros.

8.2.2. Pérdidas varias

En la Tabla 2.8.2 se observa el resto de las pérdidas desglosadas:

Pérdidas	%
Estela	4.00%
Propio	4.00%
Proyectos Vecinos	-
Disponibilidad	3.00%
Mantenimiento aerogeneradores	2.00%
Balance de planta (BoP)	0.30%
Red nacional	0.70%
Rendimiento de la turbina	2.01%
Curva de potencia	1.50%
Histérisis de alto viento	0.50%
Degradación de turbina	0.01%
Eléctricas	1.50%
Mantenimiento ET	0.50%
Línea 33kV	1%
Ambientales	0.50%
Degradación y ensuciamiento de palas	0.50%
Efecto Icing	-
Descargas atmosféricas	-
Temperaturas extremas	-
Totales sin estela	**7.01%**
Totales	**11.01%**

Tabla 2.8.2. Pérdidas varias. (Fuente: Elaboración propia)

8.2.2.1. Pérdidas por disponibilidad

Las pérdidas por disponibilidad contemplan el tiempo en el que los aerogeneradores no están en funcionamiento. Esto puede deberse al mantenimiento y servicios que se les realicen y problemas internos o externos de la red eléctrica que eviten el correcto funcionamiento de las turbinas. Se suele estimar para el mantenimiento de Vestas en aproximadamente 3% (Inocua, 2019).

8.2.2.2. Pérdidas por curva de potencia

En cuanto al rendimiento propio de la turbina, por un lado se tienen las pérdidas por inexactitudes en el cálculo de la curva de potencia. La curva de potencia se obtiene a partir de mediciones realizadas en campo, donde un anemómetro es situado en un mástil relativamente cerca al aerogenerador, y así se obtienen las velocidades y potencias registradas en cada intervalo de tiempo. A continuación se presenta a modo de ejemplo una curva de potencia realizada por el fabricante a partir de datos obtenidos en campo:

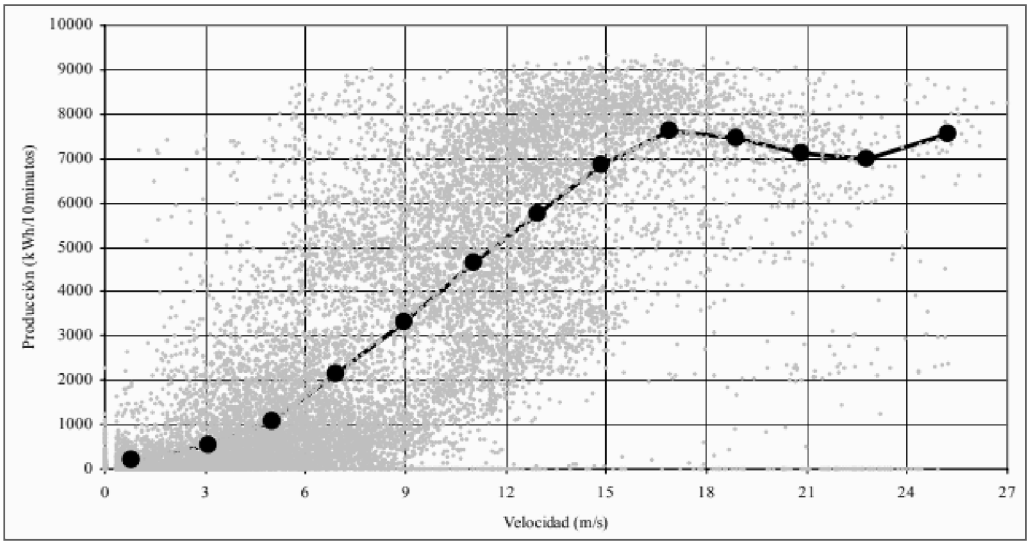


Figura 2.8.1. Ejemplo de ajuste de curva de potencias de un fabricante de turbinas. (Fuente: Universidad de la Castilla, 2017)

Se observa en el gráfico que las mediciones obtenidas son muy dispersas, y por lo tanto la curva de potencia que se ajusta (línea negra) puede tener una gran inexactitud. Esto es porque por un lado, resulta imposible medir exactamente la columna de viento que atraviesa el rotor del aerogenerador (colocar un anemómetro justo frente del aerogenerador no lo soluciona, ya que el anemómetro mismo influirá sobre el viento que pasa al generador). Además, las condiciones en las que se realizan estas mediciones suelen ser las óptimas para el aerogenerador (baja turbulencia y dirección de viento perfectamente perpendicular al generador). Es por ello que las curvas de potencia deben ajustarse reduciendo su valor; resulta prudente estimar pérdidas por curvas de potencia de 1,5%. Es un valor reducido dado que los vientos del sitio analizado presentan mucha variabilidad en su dirección, como ya se ha demostrado anteriormente.

8.2.2.3. Pérdidas por histéresis

Por otro lado, dentro de las pérdidas de la turbina se encuentran las pérdidas por histéresis. Los aerogeneradores se apagan cuando se supera la velocidad de cut off, pero esto puede causar gran fatiga en el equipo. Por esta razón, con el fin de evitar un arranque y apagado repetidos de la turbina, cuando los vientos se acercan al umbral de apagado, se introduce la histéresis en el algoritmo de control de la turbina. Esto genera pérdidas de aproximadamente 0.5%. Además se tienen las pérdidas por degradación de la turbina, que representan un número muy bajo de las pérdidas.

8.2.2.4. Pérdidas por disponibilidad

Luego se encuentran las pérdidas eléctricas, representadas principalmente por el mantenimiento de la estación transformadora y la línea de 33 kV. Se estiman en 1.5% de pérdidas.

Las pérdidas ambientales se componen por la degradación y ensuciamiento de palas, el efecto icing, descargas atmosféricas, y temperaturas extremas. El efecto icing sucede solo en territorios con temperaturas extremadamente bajas, donde los equipos podrían tener fallas por principio de congelamiento. En Bahía Blanca no hay temperaturas que puedan causar efecto

icing, ni tampoco pérdidas por temperaturas extremas. Tampoco se dan descargas atmosféricas en la zona elegida. Por esta razón ninguna de estas tres causantes de pérdidas serán consideradas. Las únicas pérdidas ambientales consideradas son las de degradación y ensuciamiento de palas, estimadas en aproximadamente 0.5%.

8.3. Producción anual de energía neta

A continuación se puede ver los resultados de la producción anual bruta y las pérdidas consideradas:

Aerogeneradores Vestas V136 4,2 MW	
Cantidad	24
Potencia total (MW)	100.8
Producción Anual Bruta (MWh)	430,086
Pérdidas por efecto estela (%)	4%
Pérdidas varias (%)	7.01%
Producción Anual Neta (MWh)	383,939.49

Tabla 2.8.3. Producción Anual Neta [MWh]. (Fuente: Elaboración propia)

A partir de los cálculos realizados en la planilla de cálculo anexa y reflejados en la Tabla 2.8.3, se observa que la producción anual bruta será de aproximadamente 430 GWh. Habiendo calculado las pérdidas por efecto estela y las pérdidas varias, se puede conocer la producción anual neta, que será de aproximadamente 384 GWh. Este valor corresponde al valor más esperado, es decir, el valor medio de la producción de energía, o bien el valor que es excedido con un probabilidad de 50%; a este valor se lo denomina P50. En la realidad, la producción anual neta puede ser estimada con un distribución normal en donde la media corresponde al valor de P50. Se trabajará más en detalle sobre esto en el *Capítulo IV: Análisis de Riesgos* en donde se explicará en detalle porque se puede considerar que la producción de energía sigue una distribución normal y qué valor toma su desvío.

8.4. Variabilidad de la producción anual de energía neta

En el inciso anterior se obtuvo un valor estimado para la Producción Anual de Energía (PAE) del parque. El valor calculado fue aproximadamente de 384 GWh por año. Este se obtuvo mediante la modelización del recurso viento a la altura de buje elegida considerando la potencia del aerogenerador elegido y teniendo en cuenta las pérdidas energéticas. Sin embargo, la proyección del recurso eólico está sujeta a una gran cantidad de fuentes de incertidumbre, como la medición de los datos del viento, los cálculos de correlación con las series mesoescalares, la extrapolación horizontal entre otras.

Según la opinión de distintos expertos en la industria de la energía eólica, la PAE sigue una distribución normal. Sin embargo, los valores de producciones anuales son pocos, muchas veces poco accesible y además depende de donde se encuentra el parque eólico por lo que valores de parque más antiguos con mayores años de producción de otros países puedan resultar no representativos. No obstante, se busca encontrar una forma para comprobar que dicha afirmación sea real. Por ello se plantea una comprobación mediante la utilización de las series mesoescalares que se cuentan desde 1981. Así, de manera similar a como se calculó la potencia con la curva de potencia de los aerogeneradores de Vestas para los registros de vientos de las micromediciones se procede a hacerlo para los registros de los vientos medidos

cada diez minutos de cada año desdes 1871 a 2017. Esto permite calcular cuál hubiese sido la producción anual de energía en cada uno de esos años, si en el sitio hubiese habido un aerogenerador produciendo energía. Con estos datos "históricos" se cuenta con 37 registros de PAE lo que permite poder hacer una análisis estadístico que permita identificar su distribución.

Mediante el uso del Software MiniTab 2018 se realizó un test de hipótesis que permitió determinar la normalidad de la PAE. Previo al análisis del test se debe considerar que se debieron aislar los valores atípicos, o "outliers" que pueden ensuciar el análisis realizado. Así se obtuvo como resultados utilizados los valores de 1981 a 2017 excluyendo los valores de PAE calculada de 1993, 2003, 2011,2012 y 2016. La tabla de valores utilizados para el análisis se puede observar en el el Anexo 2.10.

Con los valores ya trabajados se plantea la siguiente prueba de hipótesis para determinar la normalidad de la muestra, correspondiente al test de Anderson-Darling. Las hipótesis para la prueba de Anderson-Darling es:

Ho) Los datos siguen una distribución normal

Ha) Los datos no siguen una distribución normal

Siendo la condición de rechazo universal para cualquier test: Valor p < α. En este caso se considera α=5% (nivel de significación)

Realizando la prueba mediante el Software MiniTab se obtienen los siguientes resultados:

Prueba de normalidad de Anderson-Darling	
A-cuadrado	**0.65**
Valor p	**0.083**

Tabla 2.8.4. Resultados de la prueba de normalidad para los valores de PAE calculados.

En base a los resultados de la prueba como no se cumple la condición de rechazo universal, se puede asegurar con un nivel de confianza del 95% que no se rechaza la hipótesis nula, y por ende, se puede afirmar que los datos siguen una distribución normal. Además los resultados encontrados numéricamente pueden ser comprobados gráficamente observando la gráfica de probabilidad que se realizó mediante el software Minitab 18 que se muestra debajo.

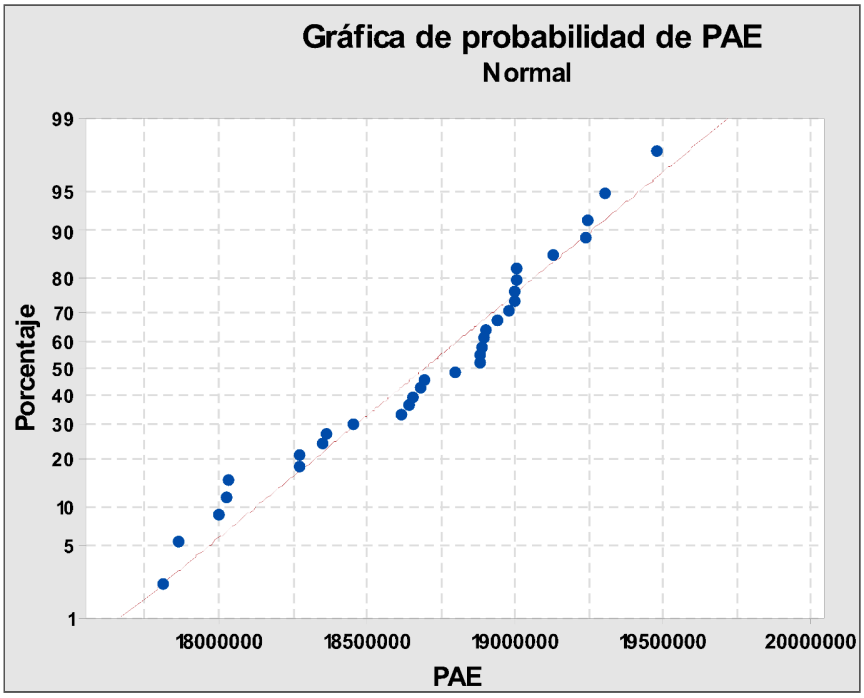


Figura 2.8.2. Gráfico de probabilidad de PAE (Fuente: Elaboración propia)

Podemos destacar que la distribución normal ofrece un ajuste adecuado a los datos, ya que se puede comprobar que se cumple la regla del "lápiz gordo", es decir que los valores tomados se encuentran lo suficientemente cerca de la recta.

De esta forma, consideramos que la opinión compartida en la industria de la energía eólica de que la PAE sigue una distribución normal es correcta pero no se toman el valor de desvío encontrado en este análisis puesto que los datos de PAE no fueron reales desde 1981 ya que no se contaba con aerogeneradores. Lo que se hizo fue sólo una estimación que permite comprender mejor qué distribución sigue la PAE. Entonces, se acepta según opinión de distintos expertos de la industria[21], que con el fin de poder realizar los cálculos necesarios, se supone que las distribuciones de incertidumbre siguen una distribución normal y comúnmente se traduce en una desviación estándar. Así la energía media esperada es el valor estimado por la modelización realizada previamente que corresponde al valor de P50, es decir, el valor medio de la producción de energía, o bien el valor que es excedido con un 50% de probabilidad.

Cabe destacar que algunos factores de incertidumbre se suelen calcular primero en base a la estimación de la velocidad del viento y luego se traduce en energía mediante un factor de sensibilidad. El valor tomado para la sensibilidad es de 1.06, valor acorde a la estimación del viento, su distribución y la curva de potencia del aerogenerador[22].

8.4.1. Fuentes de incertidumbre

El cálculo de la producción anual esperada para el parque está afectado directamente por la incertidumbre de la estimación de la velocidad del viento resultando en valores de porcentajes de energía que hay que considerar como desvío. La mayoría de los factores que

[21] Se considera la opinión de la consultora Mott McDonald y Vaisala. La explicación se realiza en el siguiente inciso.
[22] Recuperado del reporte de análisis del recurso realizado para PCR por la consultora Mott McDonald

afectan a la incertidumbre no pueden ser calculados específicamente, sino que son valores basados en la experiencia en el ámbito energético. Dichos valores son aceptados en forma general por los diferentes expertos de la industria. En particular en nuestro caso se tomaron en cuenta dos opiniones sumamente reconocidas en la industria, mediante la utilización de de dos análisis especializados para la zona del proyecto realizada por dos consultoras con reconocimiento global. Por un lado, se contó con un análisis de la medición de vientos realizada y el estudio estadístico de la producción anual de energía de la consultora británica Mott McDonald[23]. Dicha consultora es reconocida mundialmente por el trabajo realizado en desarrollo e ingeniería y su constante elección de proyectos con cuidado ambiental. Se contó también con la opinión particular de la consultora finlandesa Vaisala[24], reconocida mundialmente por su trabajo fundamental en proyectos ambientales. Con la adquisición de 3TIER y Second Wind, logró incorporar las mejores herramientas y los mejores expertos para realizar medición, análisis estadístico y proyección de las variables donde el clima es un factor clave. Con estas herramientas es que se realizó el informe que se consultó para determinar el porcentaje de incertidumbre asociado a la energía asociada. Con la información recuperada de ambos ensayos se designaron todos los factores de incertidumbre que se detallan a continuación.[25]

8.4.1.1. Medición de la velocidad de viento en el terreno

Las mediciones realizadas en el emplazamiento del parque gracias a la torre de medición se ven afectadas por la limitación del instrumento de medición. Si bien el anemómetro tiene una precisión elevada, nunca es exacto el valor registrado. Además, se toma una incertidumbre adicional por falta de información o seguridad de los datos. Así, bajo los títulos de precisión del anemómetro, interferencia en la medición y calidad de los datos se asignan los porcentajes de 1.9%, 0.5% y 0.8% del valor valor medio de la PAE.

8.4.1.2. Ajuste por series mesoescalares

Como fue explicado, las mediciones en sitio se ajustan con respecto a las series mesoescalares de vientos en la zona de emplazamiento del parque. Si bien se toman datos de 1981, es decir 37 años de información, la suposición de que el periodo de datos de referencia a largo plazo es representativo del tiempo de vida del parque eólico tiene incertidumbre asociada. Cuantos más datos se midan en el sitio, más probable es que la distribución y la rosa de los vientos sean representativas.

También hay que considerar una incertidumbre asociada con la fuente de referencia y la calidad de la correlación realizada, ya que se consideró el coeficiente de correlación R^2 como parte de este análisis.

8.4.1.3. Ajuste por altura de buje

La medición de la velocidad de viento se hizo con un anemómetro ubicado en una torre de medición a 101 metros de altura. Para conseguir la velocidad a 120 metros correspondiente a

[23] Sitio web de la empresa Mott MacDonald. Recuperado de: https://www.mottmac.com/
[24] Sitio web de la empresa Vaisala. Recuperado de: https://www.vaisala.com/es/industries-applications/renewable-energy-and-weather
[25] Los informes utilizados son confidenciales por lo que solo se pusieron los valores obtenidos.

la altura de buje, se realizó un ajuste a través de la utilización de las ecuaciones de Hellman. Dicho ajuste conlleva un 1% de incertidumbre.

8.4.1.4. Variabilidad del viento

Predecir el rendimiento del parque eólico en el futuro naturalmente conlleva incertidumbre debido a la variabilidad de las velocidades del viento observadas en el sitio. La incertidumbre en esta variabilidad se estima similar a la incertidumbre en la fuente de referencia histórica donde se supone que la velocidad del viento para cada año varía con una desviación estándar, típicamente alrededor del 4.0% durante un año.

8.4.1.5. Variación horizontal

Las mediciones de la velocidad del viento se realizan en un punto del terreno de emplazamiento. Sin embargo, los aerogeneradores, una vez instalados se encuentran en posición distintas sobre el terreno. Esta diferencia de emplazamiento entre el mástil y los aerogeneradores trae una incertidumbre de alrededor de 2.4%.

8.4.1.6. Rendimiento de la planta y pérdidas

También existen incertidumbres por las estimaciones realizadas para el cálculo de las pérdidas energéticas en el inciso 8.2 del *Capítulo II: Ingeniería*. La incertidumbre relacionada con la pérdida por el efecto estela, por ejemplo, toma un valor del 30% de las mismas, resultando en un porcentaje de energía de 1.2%. Estas incertidumbres se pueden ver en la Tabla 2.8.4, y es importante destacar que estos valores son porcentajes de la energía, no el de velocidad del viento, ya que la incertidumbre se produce al estimar las pérdidas energéticas.

8.4.2. Análisis de incertidumbre

A continuación, se pueden ver los resultados obtenidos para cada fuente de incertidumbre:

Fuente de incertidumbre	Velocidad Viento (%)	Energía (%)	Energía (MWh)
Medición en sitio			8,633.26
Precisión anemometro	1.90%	2.01%	7,732.54
Interferencia	0.50%	0.53%	2,034.88
Calidad datos	0.80%	0.85%	3,255.81
Ajuste por series mesoescalares			8,546.49
Periodo de series	0.90%	0.95%	3,662.78
Correlación	1.80%	1.91%	7,325.57
Distribución de frecuencia	0.60%	0.64%	2,441.86
Ajuste altura buje	1.00%	1.06%	4,069.76
Variabilidad del viento	4.00%	4.24%	16,279.03
Variación horizontal	2.40%	2.54%	9,767.42
Perdidas energeticas	-		20,722.06
Disponibilidad	-	1.00%	3,839.39
Efecto estela	-	1.20%	4,607.27
Rendimiento de la turbina	-	5.00%	19,196.97
Electricas	-	1.30%	4,991.21
Total		**8.04%**	**30,886.12**

Tabla 2.8.4. Fuentes de incertidumbre en la producción de energía (Fuente: Elaboración propia)

Cabe destacar que las fuentes de incertidumbre son independientes unas de otras y todas contribuyen de manera igual a la incertidumbre total. Como bien se explicó, el porcentaje de incertidumbre a nivel energía corresponde al de la velocidad del viento por el factor de sensibilidad y luego se transforma a un valor de energía en MWh[26]. El desvío de cada fuente se utiliza para calcular el desvío total, siendo el cuadrado de este igual a la suma cuadrática de los anteriores. Se obtiene entonces un valor de desvío de 30,866.12 MWh.

Como se ha mencionado, P50 es el valor de energía esperado que se supera con un 50% de probabilidad. Sin embargo, considerando el comportamiento normal, se pueden calcular otros valores de energía esperados con otras probabilidades de excedencia. Se calculan entonces los valores de P75, P90 y P99, algunos valores típicos de la industria, como:

$$Pxx = P50 - Fractil\ distribución\ normal \times Desvío \qquad \text{(Fórmula 2.8.1)}$$

Los valores de fractiles de la distribución normal estandarizada utilizados para cada probabilidad son:

Fractiles de la distribución normal estandarizada	
0.50	0.0000
0.75	0.6745
0.90	1.2816
0.99	2.3263

Tabla 2.8.5. Valores los fractiles de la distribución normal estandarizada para las probabilidades 0.5, 0.75, 0.9 y 0.99 (Fuente: Tabla de la Normal).

[26] El valor de energía considerado como desviación se obtiene al considerar el porcentaje determinado por el valor de P50.

Luego se obtuvieron los siguientes resultados:

Estimación energía	
P50	383,939.49
P75	363,106.81
P90	344,355.85
P99	312,089.12

Tabla 2.8.6. Valores de P50, P75, P90 y P99 para la producción de energía medidos en MWh (Fuente: Elaboración propia).

P90, por ejemplo, representa el valor esperado de energía producido con un 90% de probabilidad de superarlo. Este valor es en particular importante de analizar, ya que es el que se presenta frente a los inversores para financiar el proyecto, debido a que asegura un nivel de confianza alto al estimar la energía producida por el parque y en consecuencia el ingreso por la venta de la energía. Algunos inversores pueden requerir un nivel de confianza mayor y demandar que los cálculos de venta de la energía se realicen con el valor de P99.

9. Obra civil

La obra civil comprenderá no sólo el emplazamiento de los aerogeneradores sino todas las construcciones previas necesarias así como construcciones anexas para el funcionamiento del parque.

Contemplando el layout definido del parque, se acondicionará el terreno para la construcción de los viales de acceso e internos, se construirán las respectivas canalizaciones, el obrador, el edificio de control y oficinas, la plataforma de montaje anexa a cada aerogenerador y la plataforma para la estación transformadora.

En la presente sección del proyecto se describe en detalle cada una de las etapas y aspectos a considerar para llevar a cabo la obra civil.

9.1 Preparación y nivelación del terreno

Como primera fase de la obra civil se trabaja sobre la preparación del terreno, con la demarcación de los límites y el posterior despeje y desbroce del área de locación. A su vez, se realiza el movimiento de suelos necesario para la nivelación inicial del terreno, así como el relleno de sectores que presenten desniveles. Estas acciones permitirán la construcción y apertura de caminos de acceso y el emplazamiento del correspondiente obrador. En particular, para el diseño de los caminos, se tendrá en cuenta también el estudio topográfico realizado en la zona, en especial, para conocer posibles cursos de agua y así poder realizar las obras de drenaje correspondientes.

Una vez, limpio y seco el terreno, se procede a la construcción del terraplén de tierra que constituye la base de los caminos.

Esta etapa inicial demora aproximadamente 90 días considerando que primero se comienza con un desmonte y limpieza lo cual demanda 60 días y luego una vez realizadas dichas tareas, se procede durante los 30 días restantes a realizar la nivelación del terreno.

Id	Nombre de tarea	Duración	Predecesoras
1	***MOVIMIENTO DE SUELO***	***90 días***	
2	*Desmonte y limpieza del terreno*	*60 días*	
3	*Nivelación del terreno*	*30 días*	2

Tabla 2.9.1. Detalle de tiempos y precedencias para el movimiento de suelos. (Fuente: Elaboración propia)

9.2 Caminos de acceso e internos

Para el diseño de los accesos a construir, se debe considerar no sólo el aprovechamiento de las vías existentes sino también y principalmente, las vías interiores de la instalación, lo cual es importante en un proyecto de esta envergadura por la magnitud de los materiales a transportar y su correspondiente repercusión en los plazos y costos del parque.

La vía de acceso general, es en el presente parque eólico, la ruta provincial 51, ya que el terreno del emplazamiento se encontrará a la vera de la misma.

Este camino será utilizado para ingreso a las zonas de obra y se requerirá realizar un mejoramiento y eventual ampliación a fin de prepararlo para el paso continuo de maquinaria, equipos pesados y vehículos que transporten los componentes de los aerogeneradores. Su realización demanda un tiempo aproximado de realización de 5 días y depende de su conclusión poder comenzar con la construcción de los caminos internos y la recepción de materiales para almacenaje y uso interno (como ser el acero para las fundaciones de los aerogeneradores).

Las vías interiores son los accesos específicos que se realizan mediante nuevas construcciones acorde al diseño del layout del parque eólico. Si existiese algún vial interior, se podrá intentar seguir su trazado. Dichos caminos son de vital importancia durante etapa de construcción civil y montaje, para el transporte de materiales y componentes de los aerogeneradores, así como para el movimiento y circulación de los equipos de izaje hasta la base de cada aerogenerador. Si bien, parte de los caminos son de uso provisorio, algunos quedarán de forma permanente para posteriores trabajos de mantenimiento y operación.

En cuanto a la construcción de los caminos, la misma comienza luego del desbroce y la limpieza del terreno y tiene una duración total de aproximadamente 80 días. Esta, consiste en alcanzar la primer capa conocida como terraza, de un espesor de 200 - 300 mm, que debe estar compactada previamente al agregado del material. La segunda capa, conocida como sub-capa está compuesta de materiales pétreos triturados de 2” junto a tierra compactada al 95% del proctor y con un espesor de 300 mm. Luego la tercer capa es la conocida como capa base, conformada por una mezcla de materiales pétreos triturados de 1 ½” con tierra compactada al 95% del proctor y con un espesor de 200 mm. Finalmente la capa de rodadura conformada por materiales pétreos puros de ¾” a finos y con un espesor de 150 mm. Entre las primeras etapas mencionadas se demora aproximadamente 70 días, mientras que la etapa de terminación se demora un total de 70 días con un comienzo de realización a los 10 días de empezar las construcciones de caminos internos.

La capacidad de portante de carga admisible de los viales de acceso al parque y en los internos con desplazamiento de grúa, debe ser mínimo 3 kg por cm^2.

Las vías de acceso deben contar un ancho total de entre 6 y 7 m. A su vez, para el diseño dichas vías de acceso interior, se consideran las pendientes transversales y longitudinales, limitando los valores máximos y mínimos permitidos. Para la pendiente transversal, se toma como valor máximo 5% para evitar la erosión del suelo y asegurar la circulación de vehículos y como valor mínimo 2% para facilitar la rápida evacuación del agua (Comisión de camiones rurales, 2018). Para la pendiente longitudinal, los valores máximos son entre 8% y 10% y como valor mínimo 2%, lo que asegura la evacuación de agua y garantiza el transporte correcto de componentes de gran longitud como ser las aspas de los aerogeneradores. (Oficina Internacional de Trabajo [OIT], 2003).



Figura 2.9.1. Límites para pendiente longitudinal (Fuente:Oficina oficial de trabajo)

En base a que el radio de curvatura de los caminos para el transporte de palas queda determinado por la longitud de las mismas y considerando que se utilizaran aerogeneradores con palas de 66,7 m, se deberán considerar para la construcción de los respectivos accesos de circulación hasta la base de cada aerogenerador, una curvatura de radio interno mínimo de 35 m para curvas de 90˚ y un ancho adicional de 6 m en la curva.

Teniendo en cuenta que el componente estructural de mayor diámetro es el primer tramo de la torre, se considerarán las acciones necesarias para no dañar las estructuras de comunicación y alimentación eléctrica existentes, por lo que se tendrá en cuenta el aumento de la de la altura libre de las líneas de cable comprometidas en el trayecto de las vías.

Con el fin de recoger el agua de lluvia y permitir el escurrimiento, de lo que depende la durabilidad estructural de las vías, se dimensiona un sistema de drenaje superficial, mediante la construcción de cunetas a ambos lados de las vías. Estas cunetas, permiten el drenaje longitudinal, recomendando una anchura de 0,6 m y una profundidad mínima de 0,3 m. Dicha construcción de drenajes será realizada en un tiempo aproximado de 50 días y su realización comienza en simultáneo con la realización de la terminación de rodado de los caminos.

De esta forma, considerando las distintas dependencias y duraciones de las actividades mencionadas, se obtiene como resultado el siguiente detalle:

Id	Nombre de tarea	Duración	Predecesoras
10	***CAMINOS y CANALIZACIONES***	***85 días***	
11	*Construcción de vía de acceso principal*	5 días	2CC+2 días
12	*Construcción de terraza y sub-capas de vías internas*	*70 días*	11
13	Terminación de rodado de vías internas	*70 días*	12CC+10 días
14	Drenaje de caminos	*50 días*	13CC
15	*Excavaciones para cañerías de cableado*	*45 días*	13CC
16	Colocación de cañerías enterradas	24 días	13CC+1 día

Tabla 2.9.2. Detalle de tiempos y precedencias para la realización de caminos y canalizaciones. (Fuente: Elaboración propia)

Considerando los radios de curvatura permitidos, la disminución en en el trazado de nuevos caminos y diseño ramificado de las conecciones entre aerogeneradores, se realizó un diseño del trazado de los caminos internos y el acceso principal. El acceso al parque será por la ruta

51 y conectará de forma directa con la vía interna principal que une longitudinalmente a los aerogeneradores ubicados en la fila central del parque.



Figura 2.9.2. Diseño geográfico de los caminos de acceso y vías internas del parque (Fuente: Elaboración propia).

De esta forma se obtendrá una longitud total de aproximadamente 18,3 Km de caminos internos de interconección y 1,6 Km de acceso interno.

9.3 Obrador

Para la realización de la obra civil es necesario la construcción en la locación del parque de un obrador, que cumple con el conjunto de medios físicos necesarios para la realización de la misma. El obrador, estará instalado en un terreno aproximado de 18,000 m^2 y cuenta con trailers para el uso de oficinas, estacionamiento, tanque de bombeo de agua potable, baños para el personal con tanque enterrado para aguas servidas, espacio para la disposición de equipos y materiales de construcción y un sector para el almacenamiento de combustibles y químicos.

Para la construcción y montaje del Parque Eólico, se utilizarán como provisión de energía eléctrica grupos generadores portátiles de baja potencia, que permiten la alimentación de iluminación y herramientas de montaje y operación que demanden consumos en 380 V.

A su vez, dada la necesidad de una alta provisión de hormigón, se prevé el emplazamiento de una planta móvil de hormigón (con una producción de 100 m^3/hora) que proveerá a la obra civil de 16,824 m^3 de hormigón y se estima un consumo de agua para el conformado su de aproximadamente 2,400 m^3 y un consumo de aproximadamente 1,500 m^3 de áridos.



Figura 2.9.3. Plantas hormigoneras utilizadas en el Parque Eólico El Mataco (Fuente: Consultoría de Ingeniería Bezer).

En cuanto a la provisión de agua para la obra y el consumo, se preverá el uso de agua a partir de una fuente habilitada ubicada en las cercanías de Bahía Blanca y para el consumo diario del personal se utilizarán bidones de agua mineral a razón de 2 litros por día per cápita.

La instalación de los baños químicos a utilizar durante la obra, se prevé en sectores alejados y sus efluentes, retiro, traslado y disposición final estarán a cargo del contratista responsable de los mismos. A su vez, la construcción de pozos ciegos, tendrá en cuenta las características del suelo y la profundidad de la napa freática, para evitar su contaminación.

Debido a que parte de las cámaras y pozos ciegos no serán luego utilizados durante la operación normal del parque, al finalizar la obra civil, se realizará el tratamiento respectivo de los mismos, cumpliendo con las normas correspondientes.

Se considera que el armado del obrador demanda un tiempo aproximado de 45 días y en simultáneo se realiza el montaje de la planta de hormigón con el respectivo acopio de los materiales necesarios. De esta forma, los plazos de realización y detalle de dependencias es el siguiente:

Id	Nombre de tarea	Duración	Predecesoras
4	***OBRADOR***	**45 días**	
5	Armado del obrador	*45 días*	2CC+2 días
6	Montaje de planta de hormigón	20 días	5CC+5 días
7	Inicio de acopio de cemento	1 día	6
8	Inicio de acopio de agregados para hormigón	1 día	6
9	Calibración de planta de hormigón	1 día	7,8

Tabla 2.9.3. Detalle de tiempos y precedencias para el armado y puesta en marcha del obrador. (Fuente: Elaboración propia)

9.4 Cimentaciones del aerogenerador

Las cimentaciones o fundaciones son las estructuras sobre la cual se sujetan la torres del aerogenerador al terreno. Estas se encargan de transmitir los esfuerzos generados por el equipo al suelo. Se deben confeccionar de manera tal de soportar la estructura del aerogenerador y las cargas que esto conlleva, evitando que se rebase la capacidad portante del suelo y garantizando que las deformaciones producidas en el suelo sean admisibles para la estructura. Para ello, se deben considerar los aspectos geotécnicos del lugar de emplazamiento y estructurales del aerogenerador, de manera de garantizar la seguridad y estabilidad de la operación a lo largo de toda su vida útil.

Dado el gran impacto que tiene la cimentación en el correcto funcionamiento del proyecto, hoy en día su dimensionamiento se realiza a través de terceros. Por lo general, el desarrollador del proyecto entrega toda la información necesaria de las características del lugar de emplazamiento del parque al tecnólogo y recibe el diseño de cimentación que debe construir en su parque. A su vez, el tecnólogo entrega a un tercero la información del lugar de emplazamiento y de los aerogeneradores que se utilizarán y este es el que realiza el diseño de la cimentación y garantiza el cumplimiento de los estándares y normas internacionales y locales. El diseño de la cimentación queda entonces en manos de una compañía de ingeniería civil que se dedica específicamente a proveer servicios de ingeniería y que cuenta con experiencia en cimentaciones eólicas.

Esta tercerización se realiza por cuestiones de mitigación de riesgos. En Argentina, es necesario realizar el proceso de esa manera, o en el caso en el que el tecnólogo no se ocupe de la cimentación, tercerizarlo directamente a las compañías de ingeniería civil. Esto es así, porque a la hora de conseguir el financiamiento necesario para la construcción del parque, los bancos y entidades financieras exigen que el riesgo relacionado con la falla de las cimentaciones quede bajo la responsabilidad de un tercero y no del desarrollador del proyecto.

Entendiendo esto, se explicará en grandes rasgos cómo realizan el diseño las compañías de ingeniería civil. El dimensionamiento de las fundaciones que se utilizarán en el parque eólico propuesto excede los límites del presente trabajo, ya que requiere conocimientos de ingeniería civil y mecánica con un gran nivel de detalle, resultando en un análisis de elevada complejidad. Considerando a su vez que el cálculo se debe contratar especialmente, se tomará

como referencia para el desarrollo de este proyecto la cimentación diseñada para uno de los parques eólicos de la empresa PCR. Esto se realiza considerando la analogía entre las condiciones geográficas del lugar donde se ubicará el parque eólico de PCR y el lugar de emplazamiento de este proyecto, y considerando a su vez la similitud entre las características del viento de ambos lugares y el uso de los aerogeneradores V136 de 4.2 MW de la marca Vestas.

En función del desarrollo de las actividades mencionadas en la presente etapa, la realización de la cimentación de un aerogenerador demora aproximadamente 43 días y se procede a su realización con un desfase entre comienzos sucesivos de 4 días, donde se dividen los equipos de trabajo en la realización de las distintas cimentaciones y una vez terminada la excavación de un aerogenerador se comienza con la del siguiente, haciendo de a uno por vez. De esta forma se demanda de aproximadamente 131 días totales para la realización de las cimentaciones y se obtiene el siguiente detalle:

Id	Nombre de tarea	Duración	Predecesoras
18	***CIMENTACIONES***	**131 días**	
19	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 1***	**43 días**	
20	Excavación para cimentación	*4 días*	13
21	Colocación de cañerías enterradas	1 día	20
22	Colocación de hormigón de limpieza	3 días	21
23	Malla de PAT	2 días	21FF
24	Colocación de jaulas de perno	2 días	21,17
25	Confección de armadura para cimentación	18 días	23,24,17
26	Encofrado	2 días	25
27	Colocación de hormigón en cimentación	1 día	26,9
28	Desencofrado	2 días	27FC+2 días
29	Relleno de excavación	1 día	28FC+10 días
30	Construcción de plataforma de maniobra	2 días	26CC
31	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 2***	43 días	20

Tabla 2.9.4. Detalle de tiempos y precedencias para la realización de una cimentaciones cimentaciones. (Fuente: Elaboración propia)

9.4.1. Método de Análisis por Elementos Finitos

El cálculo de las fundaciones se realiza a través de programas que utilizan el Método de Análisis por Elementos Finitos (en adelante, MEF). Este método se basa en la discretización de estructuras, que pasan a estar compuestas por elementos de geometría sencilla conectados mediante nodos, y se utilizan para estudiar el comportamiento de cada elemento cuando la

estructura está sometida a diferentes cargas. Cuanto más pequeños sean los elementos, más acertado será el modelo y mejor será la aproximación a la situación real.

El funcionamiento del método consiste en asociar a cada elemento ecuaciones que describen las características físicas, como son la tensión y deformación o propiedades térmicas y magnéticas. Luego, se resuelve el sistema de ecuaciones resultante. Los problemas a resolver pueden ser lineales, o no lineales. Los problemas lineales son aquellos en los que la relación tensión-deformación del material es lineal y las deformaciones de la estructura son relativamente pequeñas. Por otro lado, los problemas no lineales son aquellos que requieren un procedimiento de solución iterativo y el cálculo consiste en una sucesión finita de sistemas N ecuaciones y N incógnitas que se deben resolver uno a continuación del otro. Además, los problemas a resolver pueden ser estáticos, donde las fuerzas están en equilibrio o dinámicos, donde se deben calcular las frecuencias naturales y modos propios de vibración. En este caso, se deben evaluar tanto las cargas estáticas como dinámicas considerando la acción del viento sobre la estructura y el movimiento del rotor y demás componentes de los aerogeneradores que provocan vibraciones en toda la estructura. El método se utiliza además para calcular la fatiga a la que se somete la estructura.

El procedimiento a seguir comienza con la definición de la geometría de la cimentación y su modelización. Luego, se debe discretizar el modelo para aplicar el método de elementos finitos, esto es mallar el modelo o crear los nodos. Seguidamente, se deben aplicar las condiciones de contorno al modelo y los parámetros del terreno. Luego se aplican las cargas a las que se someterá la estructura y se definen las propiedades de los materiales que se utilizarán. Por último, se deben interpretar los resultados numéricos obtenidos, evaluarlos gráficamente y realizar las modificaciones que sean necesarias.

9.4.2. Modelización de la estructura

Las fundaciones de aerogeneradores utilizadas actualmente pueden ser de diferentes geometrías, dado que no se ha encontrado un diseño normalizado que sea el mejor para todos los parques eólicos.

En primer lugar, se debe distinguir si se necesitará utilizar una clásica cimentación superficial (zapata) o cimentaciones de tipologías especiales como es el caso de la cimentación anclada a roca, los monopilotes de gran diámetro o soluciones de huella anular. Para el parque eólico del presente proyecto, se utilizará una cimentación superficial, dado que el suelo de Bahía Blanca está compuesto por materiales competentes a pocos metros debajo de la superficie.

Una vez que se ha determinado que se utilizarán zapatas, se debe elegir su geometría que puede ser cuadrada, octogonal, circular, entre otras. Actualmente, la geometría más utilizada es la circular de canto variable, por ser más económica. Esto es debido al ahorro en acero y hormigón para su construcción. El ahorro en acero es una consecuencia del desarrollo que se ha producido en el proceso productivo del armado de forma radial. Por otro lado, el ahorro de hormigón se debe a que las zapatas circulares requieren de dimensiones menores que el resto de las geometrías para soportar las mismas cargas. Esto es porque las geometrías rectangulares y octogonales concentran esfuerzos en las esquinas por lo que requieren de una mayor armadura y por lo tanto, mayor cantidad de hormigón. Además, el canto variable reduce también la cantidad de material necesario.

Al elegir la estructura deseada, se procede a modelarla en el programa informático utilizado que trabaje con MEF. Luego, se debe discretizar el modelo para transformarlo en un conjunto de elementos más simples como se explicó anteriormente.

9.4.3. Parámetros del terreno

Para analizar las características del suelo del lugar de emplazamiento, se tomó como referencia un estudio de suelos realizado por la consultora Gomez Asociados para la empresa PCR obtenido a 40 km del parque propuesto. La extrapolación de las características se realizó considerando que ambos puntos pertenecen a la unidad geológico ambiental denominada Aluvio, por lo que se asume que las condiciones geológicas son similares:

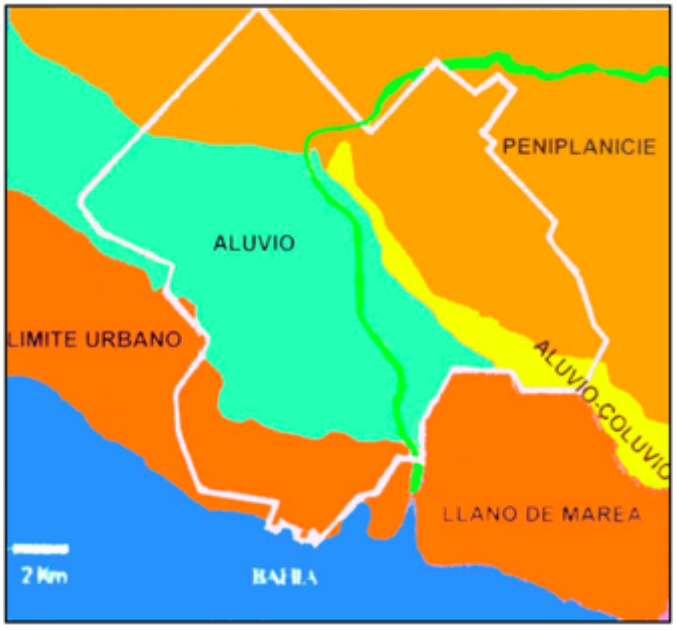


Figura 2.9.4. Unidades geológico ambientales de la ciudad de Bahía Blanca. Fuente: Asociación Argentina de Geología Aplicada a la Ingeniería (González & Bejerman, 2004)

Si bien en este caso se utilizarán los parámetros obtenidos del estudio mencionado, es importante considerar cuáles son los aspectos que se deben exigir a la hora de contratar un estudio de suelos.

En primer lugar, se deben detallar las características geomorfológicas del lugar y las características sísmicas. Es importante que el proveedor del estudio detalle las tareas y ensayos realizados en el lugar y las normas seguidas. Además el estudio debe incluir un análisis químico de la composición del suelo y establecer cuáles son las propiedades físicas y elásticas del suelo. Dentro de estas propiedades se deben evaluar los pesos unitarios o específicos húmedos, secos y la humedad natural. Además se deben calcular los módulos elásticos estáticos y dinámicos y el módulo de corte.

Previamente, en el momento de la solicitud del estudio, el desarrollador debe informarle a la compañía que se encargará de realizar el estudio de suelos, cuál será la geometría y tamaño aproximado de las cimentaciones que se deben construir en el parque. Esto es necesario para que se realicen estudios puntuales a los niveles de profundidad requeridos de manera de obtener la presión admisible del suelo.

En función del estudio realizado para la empresa PCR, se obtuvo que el terreno está compuesto por una importante cantidad de arena y un agregado de cementación en su perfil, lo que determina que no son suelos colapsables. Esta es la característica que avala la utilización de zapatas y no otro tipo de cimentación más compleja. El resto del análisis no se considerará dado que no se tiene información acerca de cómo procesan los datos las compañías encargadas de realizar el dimensionamiento de las cimentaciones.

9.4.4. Cargas transmitidas a la cimentación

Las cargas transmitidas a las fundaciones son aquellas ejercidas en la base de la torre. Estas se dividen principalmente en cargas gravitatorias y cargas aerodinámicas.

Las cargas gravitatorias comprenden las cargas estáticas como son el peso de la torre, la góndola y el rotor y las cargas dinámicas, como son la rotación de las palas y las vibraciones de la estructura.

Por otro lado, las cargas aerodinámicas comprenden también cargas estáticas y dinámicas y consisten en todas las cargas ejercidas por acción de la fuerza del viento sobre los distintos componentes del aerogenerador. La fuerza que ejerce el viento depende de la velocidad del flujo de aire y su turbulencia, la densidad del aire, la velocidad de giro del rotor, y la forma aerodinámica de los distintos componentes del aerogenerador.

Cabe destacar, que para garantizar la estabilidad de la estructura a lo largo de toda su vida útil, se deben evaluar las situaciones críticas a las que se pueden exponer los aerogeneradores, considerando fuerzas y momentos máximos.

A continuación, se presenta una imagen de las solicitaciones ejercidas sobre la torre, que se deben considerar para analizar las cargas en su base:

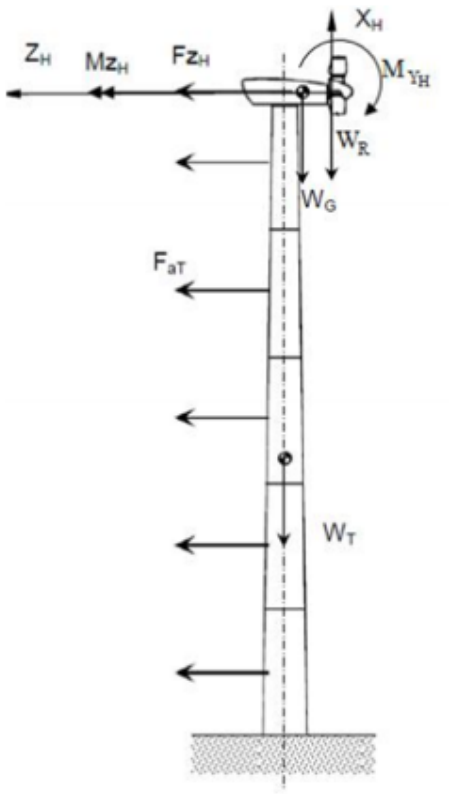


Figura 2.9.5. Acciones sobre la torre. Fuente: PFC. Diseño preliminar de un aerogenerador. Universidad Politécnica de Madrid (Navarro Martínez, 2010)

En la figura se observan los distintos vectores de fuerza y momentos que debe soportar la torre de un aerogenerador.

En primer lugar, se analizarán las acciones transmitidas por el rotor. Estas son: F_{ZH}, W_R, M_{YH} y M_{ZH}.

- F_{ZH} representa la tracción del rotor, siendo H el punto central del buje
- W_R representa el peso del rotor, que se puede tomar como el valor de la componente F_{XH}, la fuerza horizontal en el buje para cualquier velocidad
- M_{YH} y M_{ZH} son los momentos transmitidos por el rotor en el centro del buje, y se deben tomar sus valores máximos.

Además, se debe considerar el peso de la góndola, W_G y el peso de la torre, W_T.

Luego, se debe calcular la resistencia aerodinámica ejercida sobre la torre:

$$F_{zH} = \int_0^H \frac{1}{2} \varrho \, D(z) \, [U(z)]^2 \, C_D \, dz \qquad \text{(Fórmula 2.9.1)}$$

Siendo:

- H la altura de la torre.
- ϱ la densidad del aire.
- $D(z)$ el diámetro de la torre en función de la altura (considerando que las torres son troncocónicas).

- $U(z)$ el perfil de velocidades del viento.
- el coeficiente de resistencia aerodinámica de la torre.

Finalmente, se debe conocer cuál es el momento flector máximo que debe soportar la torre en su base, que está dado por la suma del momento flector producido por la resistencia aerodinámica de la torre y el producido por la tracción del rotor. Esto es:

$$M_{f\,máx} = F_{zH} \cdot H + M_{f,D} \qquad \text{(Fórmula 2.9.2)}$$

A su vez:

$$M_{f,D} = \int_0^H \tfrac{1}{2}\, \varrho\, D(z)\, [U(z)]^2\, C_D\, z\, dz\,. \qquad \text{(Fórmula 2.9.3)}$$

Los cálculos presentados en esta sección son cálculos manuales que se demostraron con el objetivo de tener una idea de cuáles son las cargas actuantes en la estructura. Sin embargo, al utilizar el programa que trabaja con elementos finitos, estos cálculos se tornan considerablemente más complejos y los realiza directamente el programa informático.

Si bien no se cuentan con las imágenes del proceso de diseño de las cimentaciones que se utilizarán, a continuación se presentan algunas imágenes del proceso de diseño de una cimentación creada por la empresa Gestamp Renewable Industries mediante elementos finitos, a modo de ilustrar el funcionamiento de la herramienta.

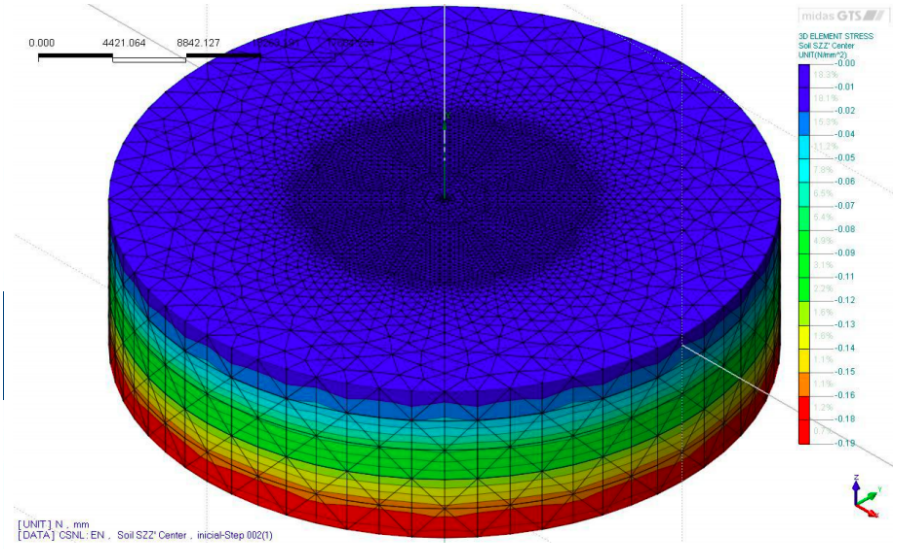


Figura 2.9.6. Presiones iniciales en el terreno. (Fuente: Gestamp Hybrid Towers, 2010)

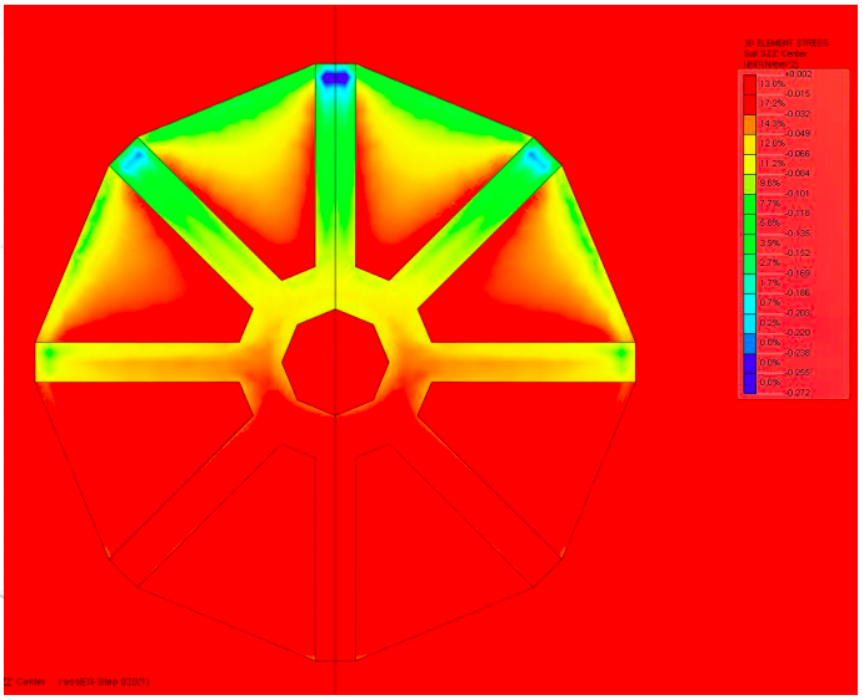


Figura 2.9.7. Presiones en el terreno bajo cargas extremas. (Fuente: Gestamp Hybrid Towers)

Las imágenes muestran cómo se evalúa gráficamente la presencia de presiones a lo largo de la estructura, mediante un mapa de colores que resalta las áreas críticas del modelo. Esta herramienta se utiliza iterativamente para obtener las dimensiones de la cimentación que garantizarán el correcto funcionamiento del parque una vez que se encuentre en servicio.

9.4.5. Características de los materiales de la cimentación

La cimentación está constituida principalmente de hormigón, pero a su vez cuenta con una armadura cuyo objetivo es dar cuerpo a la estructura y soportar las cargas de tracción que el hormigón no es capaz de soportar.

Con respecto al hormigón, se deben seguir los criterios de diseño considerados en la Instrucción de Hormigón Estructural (EHE-08) que contempla los estados límite últimos (ELU) y estados límite de servicio (ELS). El ELU es aquel que de ser rebasado, ocasiona el colapso de toda la estructura o una parte de ella, debido a que se supera su capacidad resistente. Por otro lado, el ELS el aquel estado que de ser rebasado ocasiona una pérdida de funcionalidad o deterioro de la estructura, sin llegar al colapso.

Además, se deben establecer los factores de seguridad que se considerarán, que están dados en función de los ELU y ELS. Siguiendo la norma EHE-08, se establece a su vez la clase general de exposición en función de las características del lugar donde estará el hormigón, siendo en este caso lugares húmedos por la necesidad de utilizarse el hormigón para elementos enterrados. La clase de exposición se utilizará a su vez para determinar la resistencia mínima que debe soportar el hormigón según la norma EHE-08, lo que repercute finalmente en el tipo de hormigón que se debe utilizar.

En este proyecto se utilizará H-45 como hormigón pedestal, H-30 como hormigón estructural y H-20 como hormigón de limpieza, que se coloca bajo la zapata.

Por otro lado, la armadura consiste en el entrelazado de barras de hierro, dispuestas en diferentes configuraciones. Estas son la armadura radial, la armadura circular y la armadura a cortante. Las armaduras radial y circular son necesarias para soportar los esfuerzos de flexión a los que se someterá la zapata:

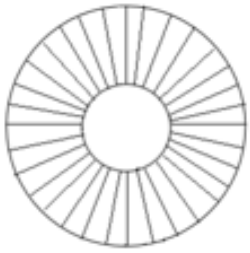


Figura 2.9.8. Armadura radial. (Fuente: PFG. Iñaki Núñez Ayala)

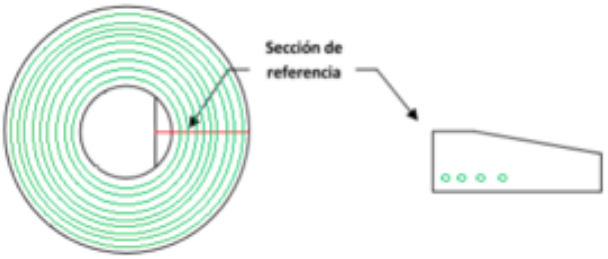


Figura 2.9.9. Armadura circular (Fuente: PFG. Iñaki Núñez Ayala)

Por otro lado, la armadura a cortante se debe dimensionar siguiendo lo establecido por la norma EHE-08 “Estado Límite de agotamiento frente a cortante”.



Figura 2.9.10. Armadura a cortante. (Fuente: PFG. Iñaki Núñez Ayala)

Donde “d” es la distancia a la cual se debe situar la sección de referencia para determinar la armadura a cortante, que es igual al canto útil. Esta distancia es contada a partir de la cara del soporte o pedestal.

Dentro del diseño, se debe establecer la cantidad de barras necesarias. Esto se realiza considerando las cargas que debe soportar la estructura, y las características del acero, al igual que sucede con la cantidad de hormigón necesaria.

Dado el análisis realizado por PCR, para este proyecto se utilizarán las barras de acero ADN 420 de Acindar, siendo 420 MPa el límite de fluencia de las barras.

9.4.6 Cimentaciones empleadas

Considerando el análisis realizado por la empresa de ingeniería civil para el parque eólico de PCR mencionado previamente, las cimentaciones que se utilizarán en el presente proyecto son las siguientes:

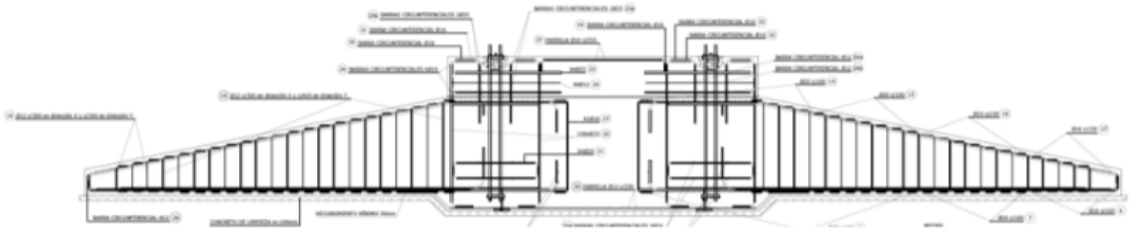


Figura 2.9.11. Corte transversal de la cimentación. (Fuente: PCR)

En la Figura 2.9.11 se puede observar la elección de una zapata circular de canto variable. El diámetro inferior de la zapata será de 22 m y el superior de 6.5 m. A nivel del suelo solo será visible el zócalo de 4.5 m de diámetro sobre el que se fija la torre de acero troncocónica. El resto de la fundación estará bajo tierra, reconstituyendo el terreno a su estado original. La altura total de la zapata será de 3.65 m, con una altura de talón de 0.6 m. En el centro de la zapata se colocarán caños de PVC para permitir el paso de los cables a través de la cimentación, de manera de conectar a los aerogeneradores con el circuito eléctrico interno del parque.

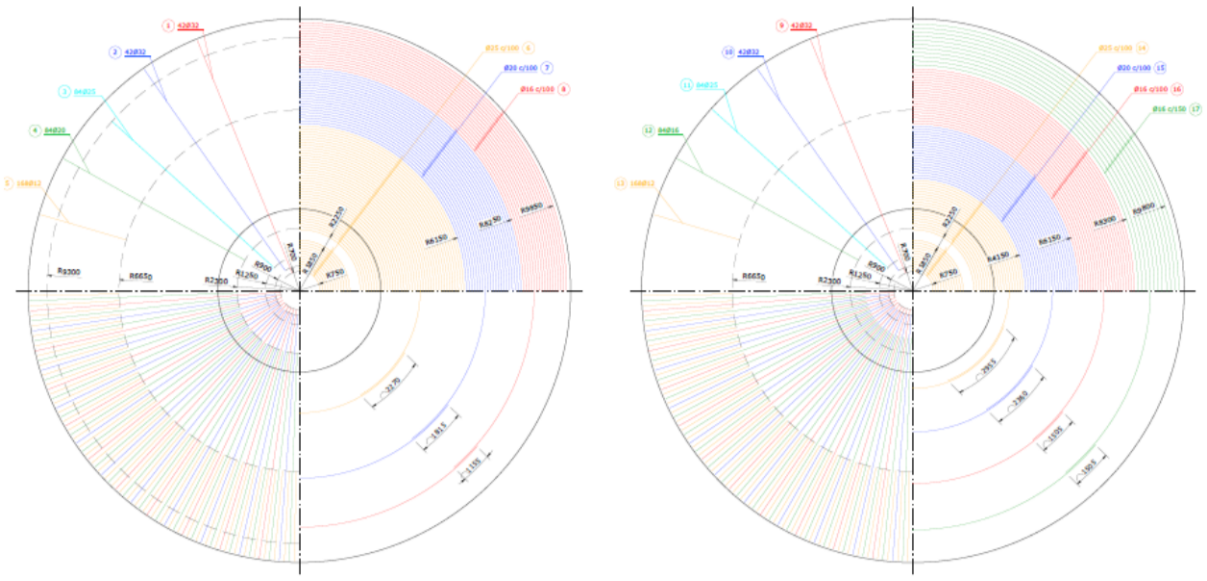


Figura 2.9.12. Distribución del armado básico inferior y superior, respectivamente. (Fuente: PCR)

Las imágenes muestran las distintas configuraciones de armado mencionadas previamente: el armado radial, circular y a cortante.

Las fundaciones diseñadas requieren de de 701 m^3 de hormigón cada una, de los cuales 29 m^3 son de hormigón H-45, 628 m^3 de H-30 y 44 m^3 de H-20. Además, se necesitarán 71 tn de acero ADN 420 por fundación. Considerando que se instalarán 24 aerogeneradores, se alcanza un total de 16,824 m^3 de hormigón y 1,704 tn de acero.

9.4.7 Construcción de las cimentaciones

El proceso constructivo de las cimentaciones contempla las siguientes etapas:

1. Acondicionamiento del terreno: En primer lugar, se debe realizar la excavación del hueco correspondiente. En este caso, se contempla una excavación de 2,070 m^3 por cimentación. Además, se deben disponer los caños de PVC por los que pasarán los cables que conectan a los aerogeneradores con el circuito eléctrico interno del parque.



Figura 2.9.13. Colocación de los caños de PVC. (Fuente: Energías Renovables del Bierzo [ERBI], s.f.)

2. Realización de una carpeta de hormigón de limpieza: En este caso, serán 44 m^3 de hormigón H-20, sobre el que se instala la armadura inferior.



Figura 2.9.14. Hormigón de limpieza. (Fuente: ERBI, s.f.)

3. Construcción de la jaula de pernos: Constituye el centro de la fundación y es el componente al cual se vinculará el primer tramo de la torre del aerogenerador mediante bulones de anclaje.



Figura 2.9.15. Jaula de pernos. (Fuente: ERBI, s.f.)

4. Montaje de la armadura: Disposición de las distintas capas de armado radial, circular y a cortante para formar la estructura de la cimentación. En esta caso se utilizarán 71 tn de acero por cimentación.



Figura 2.9.16. Montaje de la armadura. (Fuente: ERBI, s.f.)

5. Hormigonado principal: Se debe rellenar la estructura con hormigón. Es fundamental que el proceso se realice de manera continua, para evitar que se seque el hormigón entre las distintas tandas de volcado, de manera de obtener una estructura única.



Figura 2.9.17. Hormigonado principal. (Fuente: ERBI, s.f.)

6. Se debe dejar secar el hormigón y luego se procede a rellenar el terreno.



Figura 2.9.18. Relleno y compactación. (Fuente: ERBI, s.f.)

9.5. Plataformas de maniobra para aerogeneradores

Dado que durante el montaje y posteriormente para el mantenimiento de los aerogeneradores, se requerirá el uso de grúas para el izado de las partes constitutivas de los mismos, se construirán junto con las cimentaciones de cada aerogenerador plataformas de carga, denominadas “Áreas de maniobra” (una por aerogenerador). Dichas áreas de maniobra serán construidas en cemento, tienen una superficie de 1,350 m2 cada una (30 x 45 m) y permitirán sustentar las grúas.



Figura 2.9.19. Grúa de izado sobre plataforma de maniobra en la base del aerogenerador del Parque Eólico Loma Blanca (Fuente: Consultoría de Ingeniería Bezer)

9.6. Plataforma para sub-estación transformadora

Para el montaje de la subestación transformadora dentro del parque eólico de 33 kV a 132 kv, se realizarán plataformas hormigonadas y fundaciones que soporten los respectivos componentes.



Figura 2.9.20. Plataforma y fundaciones para subestación transformadora en Parque Eólico Villalonga (Fuente: Constructora Milicic S.A)

9.7. Canalizaciones

A través de las líneas de media tensión de la red interior del parque se recoge la energía desde todos los puntos del mismo, de forma de interconectar eléctricamente los aerogeneradores entre sí y con el centro de control. Estos cables de media tensión deben ir enterrados, como bien se explicará en el punto de instalación eléctrica, y según su posición en el parque pueden ser zanjas paralelas a los viales internos o zanjas de cruzamiento.

Dichas canalizaciones se realizan paralelas a los viales con zanjas excavadas de 1.2 m de profundidad y un ancho mínimo de 0.6 m.

En el fondo de las mismas se coloca el cable a tierra y se recubre con 10 cm material extraído de la excavación y una capa de arena sobre la cual se colocarán los cables de media tensión y

el cable de fibra óptica. Se coloca nuevamente una capa de arena de un espesor de 40 cm aproximadamente y por encima una capa de hormigón o bien losetas prefabricadas que actúen como protección mecánica de los cables en todo su recorrido hasta llenar la zanja dejando 40 cm de profundidad. A dicha profundidad, se pone una placa de protección que permite identificar que más abajo hay un cable. Por último, se rellena el hueco restante con tierra removida inicialmente para hacer la zanja.

Por otro lado, en los casos de canalizaciones de cruzamiento, es decir cuando es necesario que las zanjas crucen los viales interiores del parque, se deberán colocar los cables en el interior de tubos de PVC de 160 mm de diámetro y se colocará también una capa de hormigonado. Lo mismo sucede en las zanjas de conexión entre los viales y las plataformas de descarga de los aerogeneradores.

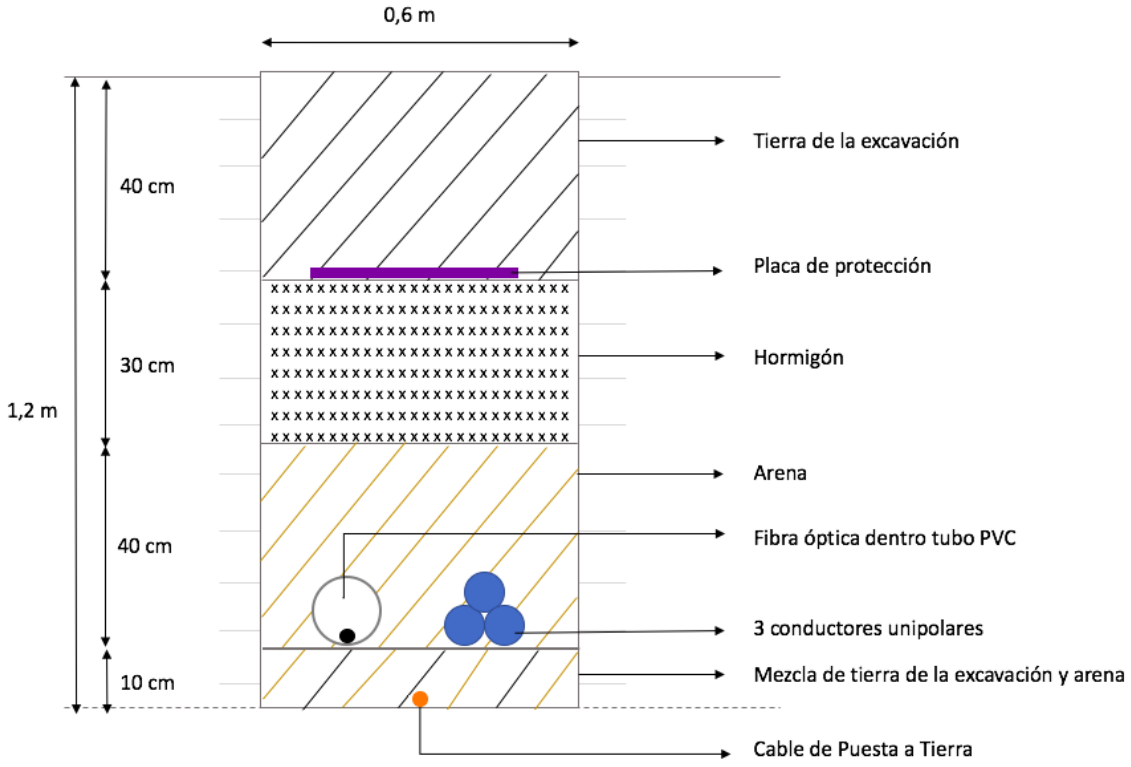


Figura 2.9.21. Esquema de la canalización de la instalación de media tensión (Fuente: Elaboración propia)

Con el fin de facilitar el acceso ante posibles tareas de mantenimiento, se colocarán en distintos tramos del recorrido y en las plataformas de descarga, cámaras de acceso que permitan desde la superficie acceder al tubo para efectuar empalmes de conexión correspondientes.

9.8. Edificio de control y oficinas

Se construirá en el parque una edificación permanente con las instalaciones necesarias para ofrecer al personal de operación del parque eólico, todas las necesidades para sus tareas de mantenimiento y operación.

El mismo contará con baños y vestuarios, cocina y comedor, sala de reuniones, oficinas, depósito, vivienda eventual para personal, enfermería y sala de control. El mismo contará con un diseño compatible con el entorno y unas dimensiones aproximadas de 10 m x 30 m.

Desde la sala de control se tendrá un tablero de comando y sincronización local con equipos de PC y servidores que estén conectados al sistema de mediciones y al SCADA, lo cual permite una gestión simultánea del parque con la sede central. Desde el parque, se tendrá principalmente acciones de control en el lugar de emplazamiento ante decisiones de la sede central desde donde se controla el parque y la generación de la energía eléctrica a distancia mediante los equipos de comunicaciones y telecontrol dispuestos.

En cuanto al suministro de agua potable, se instalará para el mismo, un depósito que a través de una bomba presurizadora alimentará la red de agua del edificio. Mientras que para los desechos cloacales, el edificio contará con un pozo ciego considerando las características del suelo y la profundidad de las napas del lugar.

Anexo a este edificio, se instalará otro edificio de dimensiones reducidas (aproximadamente 3 m x 6 m) para el almacenamiento de los residuos generados.

En función con el vial de acceso principal, los caminos de acceso al parque y principalmente la minimización del impacto medioambiental del layout de los generadores que genere mejores condiciones laborales para los empleados, se determina que la locación del edificio será en las siguientes coordenadas:

- Latitud: 38° 37’ 18.46”

- Longitud: 61° 57’ 28.54’’ O

En un cuarto especial de este edificio se instalarán las celdas blindadas de Media tensión de 33 kV, protecciones, medición SMEC, entre otros.



Figura 2.9.22. Edificio de control modelo del Parque Eólico El Mataco (Fuente: Consultoría de Ingeniería Bezer[27])

[27] Bezer, consultoría de ingeniería. *Proyectos*. Recuperado de: https://www.bezerconsultoria.com/copia-de-nosotros

9.9. Maquinaria a utilizar

Para la realización de la obra civil se requerirá de uso de maquinaria vial, grúas, camionetas, camiones y equipos múltiples, entre ellos:

- Retroexcavadora (3)
- Motoniveladora (2)
- Planta de hormigón de 100 m^3/hora (1)
- Camión mixer hormigonero 10 m^3 (6)
- Camión cisterna (2)
- Camión con batea 25 m^3 (3)
- Camión de volquete (1)
- Rodillo compactador (1)
- Grúa de pluma (5)
- Camión con hidrogrúa de 5 tn (2)
- Autoelevador (3)
- Motocompresor (3)
- Grupo electrógeno de baja potencia (4)
- Tanque de acopio de agua (6)
- Colectivo para transporte de operarios de 40 personas (3)

El proveedor de los aerogeneradores estará a cargo del transporte de los mismos hasta el parque por lo que la maquinaria involucrada en dicho transporte y montaje será su responsabilidad, siendo ellos los encargados de gestionar los respectivos permisos ante Vialidad.

9.10. Contratación de Mano de obra

En cuanto a la contratación de operarios para la construcción del parque eólico en el partido de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, el municipio, si bien no tiene injerencia en la designación de puestos para la construcción, suele exigir y acordar con las empresas constructoras, la incorporación de trabajadores de la bolsa de trabajo local, generalmente representando un 50% del cupo.
Resulta importante entender que a la hora de la contratación de mano de obra se deberá prestar suma importancia a la situación sindical actual. Actualmente, entran en juegos tres actores principales:

- Unión Obrera de la Construcción de la República Argentina (en adelante, UOCRA)
- Sindicato de la Industria de la Construcción y Afines (en adelante, SITRAIC)
- Cámara Argentina de la COnstrucción (en adelante, CAMARCO)

Por un lado, el convenio colectivo de trabajo 76/75 entre la UOCRA en conjunto con la CAMARCO estable que los cupos laborales involucrados en el área de la construcción civil, serán adjudicados a personal perteneciente a la bolsa de trabajo de la UOCRA.

Aún así, hoy en día, en la región, cobra fuerza la lucha sindical entre la UOCRA y el SITRAIC, quienes elevaron reclamos ante los Ministerios de Trabajo de la Nación y Provincia de Buenos Aires, exigiendo que se les otorgue un cupo laboral.

9.11. Recepción y almacenamiento de materiales críticos

Si bien, gran parte de los materiales como ser el cemento y las estructuras de hierro para la generación del hormigón armado de las cimentaciones, pueden manipularse sin requerimientos especiales y almacenarse en las superficies de almacenaje propiamente diseñadas en el obrador, la manipulación de la recepción y almacenamiento de los componentes de los aerogeneradores en el parque demandan conductas especiales debido a su criticidad. Los mismos ingresarán mediante el traslado con camiones especiales que los transportaran desde el puerto hasta el destino final de almacenamiento en las plataformas de maniobra situadas sobre uno de los lados de la base de cada aerogenerador. Para ello se contratará a una empresa transportista con el permiso respectivo para manipular los materiales necesarios (torres, góndolas y aspas) y transportarlo a lo largo de las distintas rutas provinciales del recorrido hacia el parque.

10. Obra mecánica

La obra mecánica consiste en efectuar el montaje de los aerogeneradores. Dado el mecanismo de contratación elegido para la obra con la empresa fabricante de los aerogeneradores, según el tipo contrato de Engineering Procurement and Construction (en adelante: EPC), de llave en mano, el montaje será realizado por dicha empresa proveedora (Riquelme, 2017).

El montaje se realizará parte por parte una vez transportados los componentes del aerogenerador hasta el punto de anclaje. Para esta operación se utilizará una grúa tipo pluma articulada de cadenas (de entre 500 y 750 Tn) que desde la plataforma contigua a cada cimentación irá colocando cada componente sobre la misma.



Figura 2.10.1. Montaje de torre de aerogenerador Vestas (Fuente: Genneia, 2018).

Se inicia montando la primera parte de la torre y se ajusta con los pernos a la cimentación. Posteriormente, se realizará el trabajo de grouting para los anclajes estructurales (con productos cementicio de gran desempeño y alta resistencia como SikaGrout o Masterflow) vertiendo el producto sobre los pernos. Dejando un periodo de secado de 10 días, luego se continúa con el ensamble de los siguientes tramos de la torre de a uno sobre la base.

Una vez completada la instalación de la torre, se colocará la góndola ya armada con el drivetrain sobre la misma. Finalmente, dado que el proveedor de los aerogeneradores del presente parque es Vestas, la firma se caracteriza por realizar el montaje de cada aspa de manera individual sobre el hub del aerogenerador ya instalado junto con la góndola.



Figura 2.10.2. Montaje de aspas del aerogenerador de Vestas (Fuente: Genneia, 2018)

11. Instalación eléctrica

La energía eólica no puede ser almacenada en grandes cantidades o de ser posible es mediante técnicas complejas y poco accesibles económicamente. Por eso es fundamental que logremos que la distribución al punto de consumo se logre de la manera más eficiente. Como bien se mencionó anteriormente la energía cinética del viento es transformada en energía mecánica y luego en eléctrica. Una vez que se produce esta energía eléctrica en el generador ubicado en la góndola, esta debe recorrer un gran trayecto hasta el punto de consumo.

La energía generada a 690 V desciende primero por un cable interior a la torre para llegar a la base dónde es elevada la tensión hasta 33 kV (MT) que corresponde a la tensión a la que están interconectados los aerogeneradores. Este circuito de distribución interno al parque estará luego conectado a una subestación transformadora (SET), a construir, que permitirá elevar la tensión de 33 kV a 132 kV (AT). Luego la energía es transportada por una línea de 132 kV, también a construir, para conectarse a la ET de Bahía Blanca que permitiría elevar la tensión a 500kV. Esta elevación permite lograr que la distribución de la energía dentro del Sistema de Interconexión Eléctrica (SADI) logrando así el transporte final hasta el punto de consumo deseado.

Dentro del proyecto de prefactibilidad habrá que diseñar toda la instalación eléctrica que abarque la distribución de la energía desde su generación hasta que se conecte al SADI. Por ello, se deberá tener en cuenta la realización de centro de transformación de baja a alta tensión, del circuito de distribución interno de media tensión del parque, la subestación y de la línea de conexión de alta tensión. Siempre teniendo en cuenta la seguridad y las normas necesarias para las instalaciones.

11.1. Centro de transformación a 33 kV

El parque eólico contará con 24 aerogeneradores de modelo V136-4,2 MW capaces de producir 100 MW. Cada uno de ellos tiene una tensión de generación de 690 V que se obtiene en el generador en la góndola y que en la base de la torre se eleva a 33 kV mediante un centro de transformación. Este valor de tensión más alto permite que la distribución interna al parque se haga a intensidades menores permitiendo tener cables más chicos y así tener menos costos de material. El centro de transformación se encuentra localizado dentro de la torre y permitirá entregar la energía a la red gracias a las celdas correspondientes de media tensión. Son de tipo seco y requieren muy poco mantenimiento. Dicho transformador, sin embargo, viene ya con la compra de los aerogeneradores de Vestas por lo que únicamente habrá que encargarse de la conexión con la instalación eléctrica de Media Tensión de 33 kV que conecta todos los aerogeneradores.

11.2 Circuito de distribución interno al parque

El circuito de distribución interno al parque consiste en una red subterránea de Media Tensión de 33 kV que permite unir a los aerogeneradores y transportar la energía hasta la subestación transformadora. La extensión de este sistema colector interno depende de la cantidad de aerogeneradores, cómo estén dispuestos, el tipo de cable que se utilice, la corriente admisible del cable, entre otros aspectos.

11.2.1 Conductores de Media Tensión

Los conductores permiten transportar la energía de un punto a otro. En este caso de la torre a la subestación interna del parque, de tal forma que las pérdidas de potencia sean lo menor posible. Para ello se debe diseñar los cables de la manera más adecuada para el parque.

11.2.1.1 Material de los conductores

Los conductores eléctricos para la distribución de energía suelen ser de cobre o de aluminio. Ambos poseen una conductividad eléctrica excelente pero el cobre posee mejores ventajas mecánicas y por ende para la misma intensidad de corriente se necesitan secciones de cables más chicos. Sin embargo, en este caso donde necesitaremos cubrir distancias grandes con los conductores y que no es limitado el espacio se opta por utilizar más aluminio ya que es más económico.

Los aerogeneradores estarán conectados por 3 conductores unipolares que corresponden a cada una de las fases del generador. Dichos cables tendrán a su vez del corazón de aluminio, una protección de polietileno reticulado (XLPE). Este material resiste perfectamente a la humedad y posee una buena flexibilidad lo que permite que los conductores puedan seguir curvas en su recorrido. Los mismos irán enterrados directamente bajo tierra (salvo casos particulares explicados después) a 1 metro de profundidad aproximadamente y mientras se pueda los caminos que sigan deberán ser paralelos y linderos a los caminos construidos para los accesos a los aerogeneradores en el terreno.

11.2.1.2 Elección del sistema de distribución

En general, se puede optar por diferentes posibilidades a la hora de definir cómo desarrollar la red de distribución de cualquier instalación eléctrica. Existe el sistema de distribución radial o en forma de anillo. A la hora de decidir qué sistema usar no solo se debe tener en cuenta el factor económico, sino que es muy importante contemplar otros factores como la calidad, la continuidad, la confiabilidad entre otros.

El sistema radial consiste en una unión simple de los aerogeneradores con un simple camino sin regreso. Esta forma de distribución es más sencilla y supone un costo menor ya que requiere de un mínimo de extensión de conductores, así como una barra única en la estación transformadora interna al parque. Sin embargo, tiene como principales desventajas la falta de seguridad frente a posibles fallas como un mantenimiento más complicado. Al producirse una falla en un tramo del conductor afecta a todos los aerogeneradores dado que todos se encuentran unidos conjuntamente. Además, a la hora de realizar un arreglo sobre una línea se debe dejar a todos los aerogeneradores fuera de servicio. En la siguiente figura se ve de manera esquemática cómo se compone un sistema radial y que pasaría de producirse una falla en el circuito o de existir la necesidad de mantenimiento.

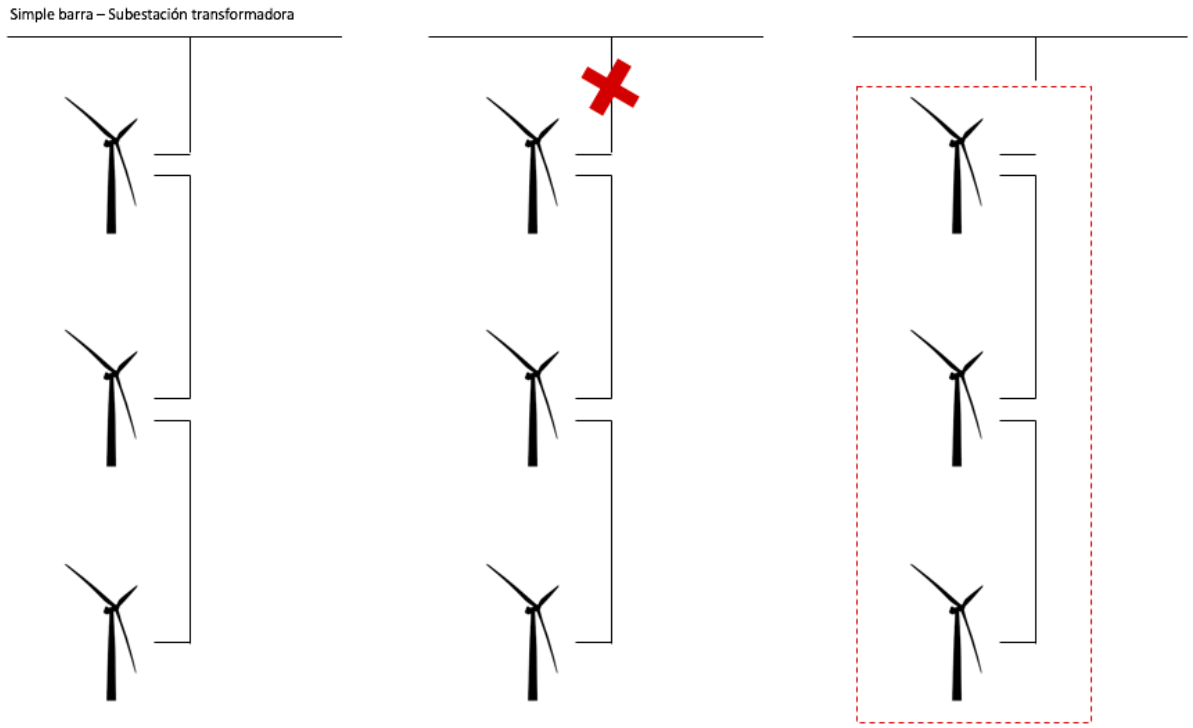


Figura 2.11.1. Ejemplo de 3 aerogeneradores conectados de forma radial a la subestación transformadora con simple barra y consecuencias de una falla (Elaboración propia)

En la Figura 2.11.1 se puede ver de forma simplificada como es la conexión radial de 3 aerogeneradores. La misma sirve de ejemplo por eso la cantidad de aerogeneradores no es importante en este punto. Se puede observar que el largo de los conductores son los mínimos posibles de tal forma de unir los aerogeneradores. En la segunda imagen se observa una falla (o necesidad de mantenimiento) en el conductor identificada por una cruz roja. En la siguiente imagen, se pueden observar las consecuencias de dicha falla. Al tener que reparar la falla se produce la desconexión total de los aerogeneradores dejándolos fuera de servicio.

Por su parte, el sistema de distribución en anillo permite asegurar la seguridad de servicio ya que, de haber un problema en algunos de los tramos, los otros aerogeneradores seguirán conectados. Esto se debe a que la energía puede circular de un lado hacia el otro. A sí mismo, el mantenimiento de un cable de un tramo puede hacerse sin necesidad de dejar desconectado a los aerogeneradores. Sin embargo, el costo de este tipo de sistema es mayor dado por los tramos más largos de conductores, además de que se necesita una Doble Barra en la ET. De forma similar al sistema radial, a continuación, se puede ver de forma simplificada como es la conexión en anillos para 3 aerogeneradores.

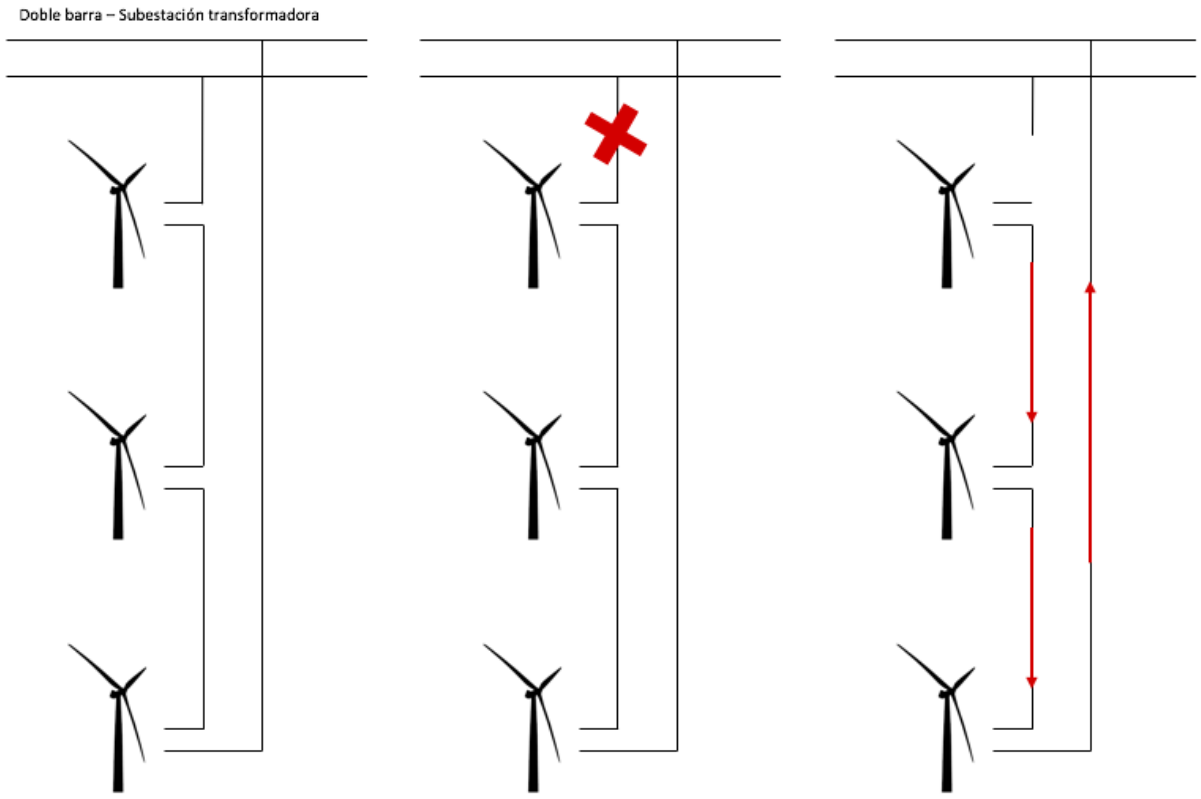


Figura 2.11.2. Ejemplo de 3 aerogeneradores conectados en anillo a la subestación transformadora con doble barra y consecuencias de una falla (Fuente: Elaboración propia)

En la Figura 2.11.2 se puede observar que los aerogeneradores se encuentran conectados a ambas barras lo que justamente provoca que haya mayor extensión necesaria de conductor. Sin embargo, también es lo que permite que la conexión de los aerogeneradores no se vea afectada. En la segunda imagen, al igual que para el caso radial, se produce una falla (o mantenimiento) en donde lo indica la cruz roja. Así en la tercera imagen se puede observar que en este caso los aerogeneradores siguen conectados, y la energía puede circular según lo indican las flechas rojas.

A modo de resumen se presentan a continuación las principales ventajas y desventajas de cada uno de los sistemas de distribución:

	Ventajas	Desventajas
Sistema radial	- Menor costo - Fácil protección	- Dificultad en el mantenimiento - Escasa garantía de servicio
Sistema en anillo	- Facilidad de mantenimiento - Mayor garantía de suministro	- Costo más elevado - Dificulta la protección

Tabla 2.11.1 Ventajas y desventajas de los sistemas de distribución (Fuente: Elaboración propia)

En el caso de la instalación eléctrica de un parque eólico en donde es mandatorio garantizar el suministro de energía y la minimización de las fallas para el éxito de proyecto se considera que las ventajas del sistema en anillo sobrepasan ampliamente el costo de este tipo de instalación.

Es por eso que los conductores estarán conectados en forma de anillo, colectándose por separado la energía de 4 o 5 aerogeneradores que estarán conectados juntos a una malla en particular. No se opta por mallas más grandes uniendo más aerogeneradores porque ahí las secciones de los conductores tendrían que ser mucho mayores provocando mayores costos aún.

11.2.1.3 Elección de la disposición sobre el terreno

Por su parte, a la hora de elegir entre una instalación subterránea y una aérea se deben tener en cuenta las diferentes ventajas y desventajas de cada una no únicamente cuál de ellas tiene un coste menor.

En la siguiente tabla se pueden ver algunas de las ventajas y desventajas más importantes de cada una de las opciones:

	Ventajas	Desventajas
Instalación subterránea	- Mejor estética - Mayor seguridad - Menor mantenimiento - Menores pérdidas	- Mayor costo - Complejidad de detección de fallas - Necesidad de cámara de empalme
Instalación área	- Menor inversión inicial - Mayor ciclo de vida - Mejor accesibilidad para mantenimiento - Mejor resistencia de sobrecargas	- Pérdidas más elevadas - Mayor deterioro - Impacto visual - Peligro de contacto: vehículos y transeúntes

Tabla 2.11.2. Ventajas y desventajas de las instalaciones aéreas y subterráneas (Fuente: Elaboración propia)

En el proyecto en cuestión se opta por tener una instalación que asegure siempre la mayor garantía de continuidad del servicio por encima del costo que puede traer la misma. Así se opta por una instalación subterránea por encima de una aérea que permite garantizar una menor cantidad de pérdidas permitiendo la generación de mayor cantidad de energía.

11.2.1.4 Agrupamiento de los aerogeneradores

El agrupamiento de los aerogeneradores se hará según la disposición de los mismos en el terreno. En el siguiente dibujo se puede ver de forma esquemática la unión de los

aerogeneradores y se puede destacar que mientras fue posible el conductor sigue las líneas de las rutas.

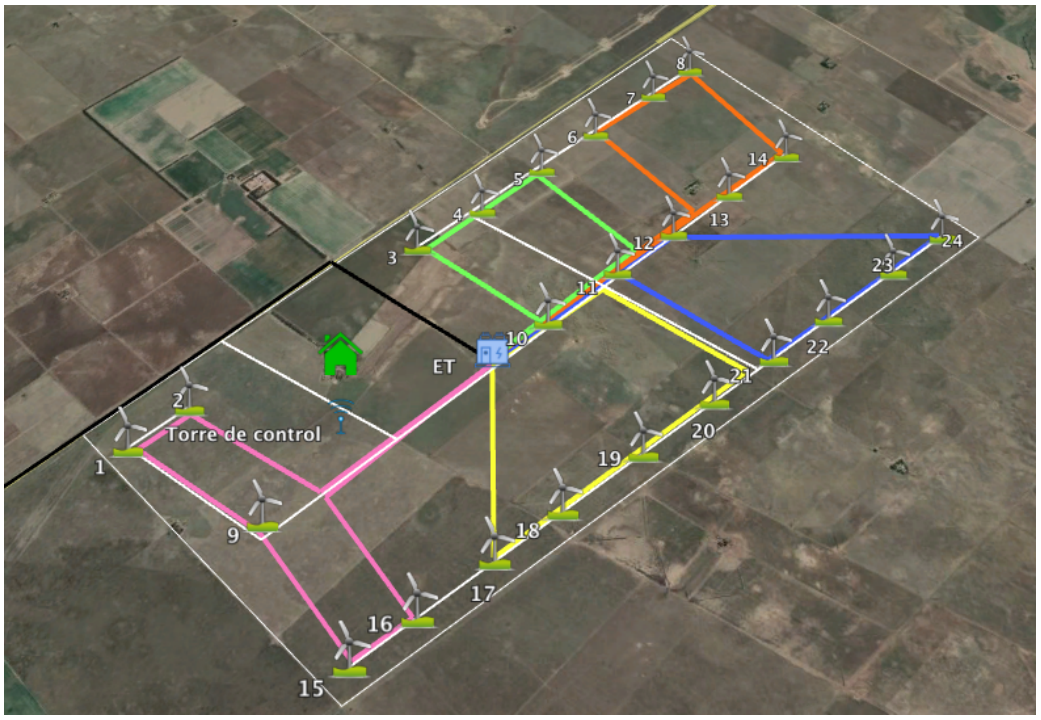


Figura 2.11.3. Vista de la instalación de media tensión en anillos. (Fuente: Elaboración propia)



Figura 2.11.4. Vista más cerca del anillo 1 para observar el diseño del circuito. (Fuente: Elaboración propia)

Como podemos ver en las imágenes contamos con 5 conexiones en anillos de media tensión con 4 o 5 generadores. Las secciones de los cables se adaptarán a cada anillo según cargas máximas. El cable utilizado será modelo Retenax AL 33 kV, con el aislamiento de XLPE de Prysmian. El dimensionamiento de los cables se hará según la potencia, la tensión del conductor, y las condiciones del territorio y del tipo de instalación. Los pasos del cálculo de conductor se detallan en la próxima sección. Los anillos están conformados por los siguientes aerogeneradores según el layout del parque:

Anillo	Identificación de color	Aerogeneradores unidos	Cantidad total de aerogeneradores	Potencia (MW)	Longitud (km)	Sección (mm^2)
1	Rosa	1, 2, 9, 15 y 16	5	21	8,51	400
2	Amarillo	17, 18, 19, 20 y 21	5	21	6,25	400
3	Azul	11, 12, 22, 23 y 24	5	21	8,25	400
4	Naranja	6, 7, 8, 13 y 14	5	21	8,59	400
5	Verde	3, 4, 5 y 10	4	16,8	5,34	185

Tabla 2.11.3. Sección y longitud de cada anillo perteneciente al sistema colector interno en MT. (Fuente: Elaboración propia)

Los conductores serán entonces de 400 mm^2 para los anillos 1 a 4 y de 185 mm^2 para el anillo 5 de solo 4 aerogeneradores. Por ende, se necesitarán construir 31,6 kilómetros de cada uno de los cables unipolares de aluminio de sección de 400 mm^2. Como se necesitan 3 cables por zanja deberá haber 94.8 kilómetros de cable unipolar de aluminio Retenax AL 33 kV de 400 mm^2. Por otra parte, se necesitarán 5.34 kilómetros de cada cable unipolar del anillo 5, lo que corresponde a 16.02 kilómetros de cable unipolar de aluminio Retenax AL 33 kV de 185 mm^2. En total resultando en aproximadamente 110 kilómetros.

Sin embargo, cabe destacar que no serán 110 kilómetros de cable ininterrumpido, sino que los cables se conectan en tramos entre aerogenerador, en donde además se posiciona un cámara de empalme que permite el mantenimiento de estos conductores. Dichas cajas son de aproximadamente 60x60x60 cm que permitirá el acceso a los cables subterráneos desde la superficie. Las mismas estarán dispuestas al costado de las bases de los aerogeneradores.

11.2.1.5 Cálculo para el dimensionamiento de los conductores de MT

El dimensionamiento de los cables se hará según la potencia, la tensión del conductor, y las condiciones del territorio y del tipo de instalación. Se utilizará el Catálogo General de Cables para Redes de Media Tensión de Prysmian, ya que las dimensiones de los cables presentados en este se ajustan a las Normas IRAM y a los documentos de la IEC.

11.2.1.5.1 Intensidad máxima admisible

En primer lugar, se obtendrá la Corriente Nominal obtenida a partir de la Tensión Nominal para la cual fue diseñado el cable. Es entonces que debemos abrir en dos el cálculo, ya que las potencias de cada anillo dependen de la cantidad de aerogeneradores. Para los anillos 1 a 4, la

potencia es de 21 MW (tomamos el valor máximo que podría llegar a tener como para dimensionar sin arriesgarnos) y para el anillo 5 la potencia es de 16.8 MW.

Haremos primero todo el análisis de dimensionamiento para los casos de los anillos 1 a 4 y después repetiremos de manera similar para el anillo 5.

Los datos necesarios para calcular la intensidad nominal son la potencia (P), la tensión (U) y el cos (Φ) . Como bien sabemos la potencia es 21 MW y la tensión para la cual queremos diseñar el conductor es de 33 kV. En cuanto al cos(Φ) podemos aceptar el valor 0.8 para generadores asincrónicos. Tenemos entonces:

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3}U\cos(\phi)} \qquad \text{(Fórmula 2.11.1)}$$

Obteniéndose entonces para este caso, una Intensidad de 459.26 A. Sin embargo, esta intensidad debe ser afectada por algunos factores de corrección característicos del tipo de instalación y el terreno donde están enterrados.

Por ende, tenemos los siguientes factores de corrección:

- Factor de corrección por estar enterrados 3 cables unipolares dentro del mismo tubo (tomamos el caso más desfavorable en el que los conductores tienen que ir en un tubo de PVC) = 0.85

- Factor de corrección por cables enterrados con temperatura distinta a 25ªC = 1.07

Entonces el factor de corrección total será 0.91 y entonces la Corriente Corregida será: Ic= 505 A.

Ahora bien, entrando en el catálogo de Prysmian podemos obtener que la sección mínima a instalar correspondiente a dicha intensidad para cables unipolares es de: 400 mm^2

Para el anillo de potencia de 16.8 MW se obtiene In= 367.74 A por ende la corriente corregida es: Ic= 334.64 A. Corresponde a una sección nominal de 185 mm^2.

11.2.2.2 Pérdidas de potencia

Es fundamental saber cuánta potencia se pierde en el trayecto de la conexión interna del parque porque permite ver cuanta potencia es entregada realmente en cada paso. Las pérdidas se calculan como:

$$P = I^2 * R \qquad \text{(Fórmula 2.11.2)}$$

Cabe destacar que para el caso de las pérdidas de potencia la intensidad utilizada será la mitad de la intensidad máxima ya que de no producirse ninguna falla la energía es evacuada por dos cables y no solo uno dado al sistema de distribución en anillo.

Por su parte la resistencia corresponde a la resistencia del cable (en Ω/ km) por la longitud del anillo en kilómetros. La resistencia del cable se obtiene de catálogo.

Para el anillo 1, la intensidad que circula en la malla es de 505 A entonces para el calculo de perdidas tomamos 252.5 A y una resistencia de cable de 0.0997 Ω/ km y una longitud de 8.51 kilómetros. Se obtiene una resistencia de 0.8484 Ω. Por ende, la potencia perdida en el

anillo 1 es igual a 54,090.80W. Lo que corresponde a un 0.05% de la potencia total generada por el parque.

Para cada anillo se hace lo mismo y se obtiene el cuadro siguiente donde se puede ver la potencia perdida en cada anillo, y cuanto representa del total de potencia estimado para el parque que son 100.8 MW (24 aerogeneradores de 4.2 MW).

Anillo	I (A)	R (en Ω/ km)	L (en km)	R (Ω)	P (en W)	% total potencia
1	252.5	0.0997	8.51	0.8484	54090.80	0.05 %
2	252.5	0.0997	6.25	0.6231	39726.52	0.04 %
3	252.5	0.0997	8.25	0.8225	52439.52	0.052 %
4	252.5	0.0997	8.59	0.8564	54600.85	0.054 %
5	92.5	0.210	5.34	1.1214	9594.98	0.009 %
Total					210452.67	0.21 %

Tabla 2.11.4. Pérdidas de potencia (Fuente: Elaboración propia).

Las pérdidas por el sistema de interconectado interno del parque alcanzan un 0.21%, lo que resulta en un valor razonable para poder dimensionar los cables con las secciones mencionadas.

11.2.3. Sistema de puesta a tierra

Toda instalación eléctrica debe tener un sistema de puesta a tierra (PAT) que permite la protección de la instalación y de las personas que pueden encontrarse en el terreno y proximidades, ante el surgimiento de fallas en la instalación o de descargas eléctricas atmosféricas. Este sistema, fundamental de cualquier instalación, tiene el objetivo de limitar la tensión en los alrededores de las instalaciones, permitir el funcionamiento de las protecciones y eliminar el riesgo de averías. El sistema de PAT se compone de la puesta a tierra tanto de los aerogeneradores, de la estación transformadora y de los conductores de conexión permitiendo la formación de una superficie equipotencial en todo el terreno. Si bien la descripción de cómo se compone la estación transformadora se detallará en el Inciso 11.3, la PAT de la misma se tratará en conjunto con la correspondiente a los aerogeneradores y los conductores para entender en conjunto todo el sistema de PAT.

11.2.3.1 Sistema de puesta a tierra de los aerogeneradores

En primer lugar, se debe realizar la correcta puesta a tierra de los aerogeneradores. Para ello, una vez realizadas las cimentaciones de los aerogeneradores se realiza una zanja de 1 metro de profundidad y 0.3 metros de ancho para instalar una malla de PAT, constituida por anillos de cable de cobre de 50 mm^2 unidos por cables de cobre radiales, soldados por termofusión. La misma se debe enterrar y cubrir con una capa de tierra de aproximadamente 0.2 metros y luego rellenar la zanja con el material que se sacó previamente para hacer la zanja. Esta debe ponerse en cada una de las bases de los aerogeneradores. Si fuese necesario seguir reduciendo la resistencia de sistema (no puede ser mayor a 5 W) se podría lograr al poner dos jabalinas

de cobre de 6 metros ambos lados del diámetro del anillo. El sistema de PAT de cada aerogenerador es montado en conjunto con la armadura de la cimentación como se explicó en el Inciso 9.4.7.

11.2.3.2 Sistema de puesta a tierra de los conductores de MT

Luego el sistema de puesta a tierra de cada aerogenerador se debe conectar con la puesta a tierra de los conductores. La puesta a tierra de los conductores consiste en un cable de cobre que acompaña a los conductores a lo largo de todo el trayecto. Como se explicó en el inciso XXX correspondiente al detalle de las canalizaciones necesarias a realizar en la obra civil el cable se entierra unos 10 cm por debajo del tubo de PVC por donde van los conductores. Es por esto que se necesitan casi 37 kilómetros de cable de cobre para la puesta a tierra de los conductores.

11.2.3.3 Sistema de puesta a tierra de la subestación

Por último, se deberá conectar con el sistema de puesta a tierra de la subestación transformadora. La misma se logra mediante la instalación de una malla de cobre que va por debajo de la subestación. Tiene forma de cuadrícula y también está compuesta únicamente de cobre. En la Figura 2.11.5 que se presenta a continuación se puede ver de manera esquemática como queda debajo del edificio correspondiente a la subestación:

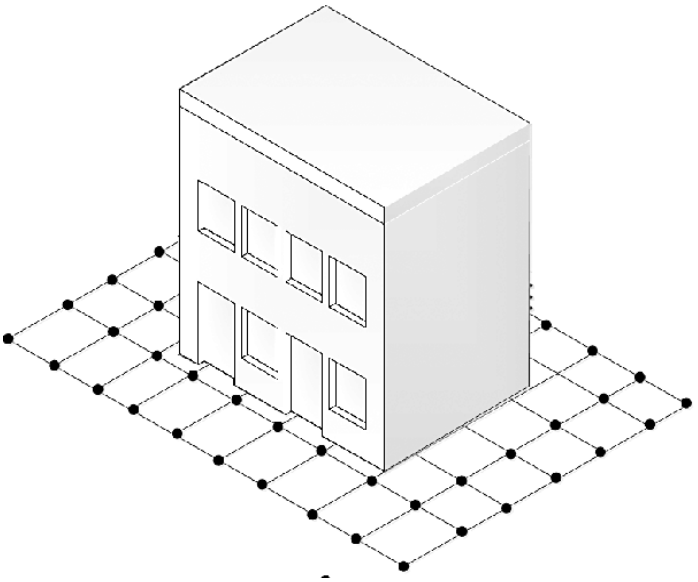


Figura 2.11.5. Esquematización de la puesta a tierra en malla de la subestación (Fuente: Research Gate, 2013)

Así tanto los aerogeneradores, como los conductores y la SET quedan correctamente protegidos al haber creado una superficie equipotencial como se puede ver en el siguiente esquema. En el mismo es posible ver las diferentes PAT de cada componente y como se unen. El esquema es únicamente a modo de ejemplificación y las medidas no se encuentran a escala.

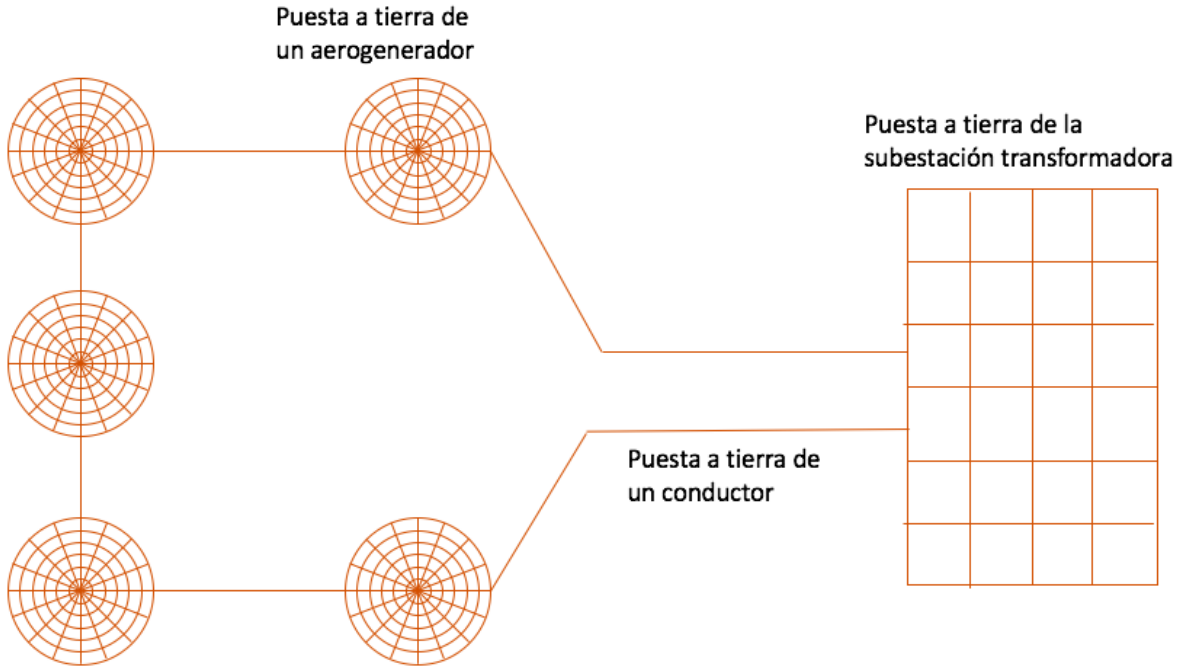


Figura 2.11.6. Esquematización de la puesta a tierra del parque (Elaboración propia)

11.2.4. Canalizaciones

Los conductores de media tensión del parque deben estar enterrados en zanjas de aproximadamente 1 metro de profundidad. Esta profundidad viene dada por la relación entre dos factores. Por un lado, la cercanía a la superficie permite una disipación del calor a la atmósfera, y por otro lado la humedad aumenta considerablemente con la profundidad. Cada zanja tendrá además un ancho de 0.6 metros, ancho adecuado para alojar 3 cables unipolares.

Junto con el conductor de media tensión también se tenderá fibra óptica de tipo OPGW, normalmente utilizado en este tipo de instalación, que permitirá conectar el SCADA de cada aerogenerador a la torre de control. Cada aerogenerador ya viene con la fibra óptica interna que permite la transmisión de la información hasta la base y de ahí hace sólo hace falta la conexión subterránea. A diferencia de cable de media tensión que va directamente en la zanja lo que permite la difusión térmica, el cable de fibra óptica deberá encontrarse siempre dentro de un tubo de PVC a lo largo de los tramos. El único caso en donde el conductor de media tensión debe ir dentro de un tubo PVC es cuando el conductor se encuentre pasando por debajo de un camino. Dada la disposición de los conductores explicadas en el inciso 1 de este punto las zanjas de conductores sólo cruzaron un camino de parque 16 veces, lo que corresponde en aproximadamente 8 metros por tramo (lo que miden de ancho las rutas de ancho son unos 7 metros y se deja 1 metro de margen) teniéndose así 128 metros de tubo de PVC necesario.

Como en la zanja también deberá ir el cable de puesta a tierra, en general la zanja será de aproximadamente 1.20 metros de profundidad. Al fondo se colocará el cable de PAT, luego se recubre con 10 centímetros de una mezcla de material extraído de la excavación y arena y luego se pondrán el tubo de PVC con la fibra óptica y los 3 cables unipolares. Se recubre con 40 cm más de arena y el resto se rellenará con el hormigón hasta dejar 40 centímetros, en

donde se colocará una placa de protección que permite indicar que hay un cable más abajo. Por último, se rellena el hueco restante con tierra removida inicialmente para hacer la zanja.

Además de la señalización interna de cada zanja se deberá identificar en la superficie el cableado subterráneo. Esto se hace mediante la disposición de mojones distanciados de unos 50 metros cada uno. Cada uno de ellos suele ser de cemento o piedra y tiene aproximadamente una base de 30 cm x 30 cm y una altura de 40 cm y se le inscribe una numeración en una de las caras como para poder identificarlos.

11.3. Estación transformadora 33 kV a 132 kV

La subestación transformadora permite elevar la tensión del circuito interno del parque a 132 kV. Así se logrará ajustar la tensión a la necesaria para transportar la energía hasta la ET de Bahía Blanca en donde se permitirá la interconexión con el sistema de distribución.

Dentro del marco del proyecto se conectará la estación transformada y se encontrará dentro de terreno dedicado al parque. La misma será de unos 2,000 m2 y tendrá una parte interior y una exterior. Se encontrará cerca de la ruta RP51 lo que permitirá luego conectar la línea de alta tensión de 132 kV hasta la ET de Bahía Blanca y a su vez en una posición que permite un óptimo dimensionamiento de los conductores de media tensión que conectan a todo el parque. Precisamente se encontrará en las siguientes coordenadas:

- Latitud: 38°36'58.84"S

- Longitud: 61°56'46.48"O

Dado que la estación transformadora tiene como objetivo elevar la tensión de 33 kV a 132 kV el elemento fundamental a definir de la misma será el transformador que permita dicho objetivo. Dado que el parque genera 100 MW se deberá contar con 120 MVA de transformación considerando un nivel de protección de generarse niveles superiores a la generación esperada.

La instalación de un único transformador de 120 MVA se puede considerar como la mejor opción ya que permite tener que comprar e instalar únicamente un transformador. Además, el costo de mismo es menor frente a la posibilidad de comprar varios de potencia aparente menor. Al elegir este tipo de transformador, sin embargo, no se prevé la probabilidad de falla del transformador. De ocurrir una falla, como solo se cuenta con uno, toda la estación transformadora estaría sin funcionar. En cambio, de tener transformadores más chicos, de producirse una falla al menos el resto seguiría en funcionamiento.

Si bien existe la posibilidad de falla, esta es muy baja para los transformadores. Sin embargo, si bien la ET será construida en el marco del proyecto, las instalaciones deben contemplar las condiciones impuestas por TRANSBA. A dicha transportista le corresponde la jurisdicción en la región donde se encuentra el parque y una vez puesto en marcha el parque, se encarga del mantenimiento de la línea de alta tensión y de la estación.

Técnicamente, quien se encargue del mantenimiento de la estación transformadora dependerá de la delimitación de la denominada “frontera”. La misma delimita hasta qué punto las instalaciones están a cargo del transportista o no. En nuestro caso, será de preferencia poner el límite de la “frontera” desde los transformadores hacía afuera. De esta forma el

mantenimiento de la red y de los transformadores serán a cargo de TRANSBA. Para que esto ocurra, será preferible trabajar con los transformadores con los que suele trabajar TRANSBA.

Es por esto que optamos por instalar 3 transformadores de 40 MVA, dando un total de 120 MVA adecuado para el parque de 100 MW. Además, se deberán instalar 3 sistemas de medición comercial (SMEC), uno para cada transformador que permita realizar las mediciones comerciales necesarias para controlar la producción de parque. Esta información también estará disponible para CAMMESA y además se utilizarán los medidores de energía del tipo que ellos determinen.

Por otra parte, la estación transformadora tendrá una disposición de Doble Barra convencional en 132 kV. Cada una de los anillos de la instalación eléctrica interna del parque llegará a la ET de elevación de 33/132 kV y se conectará con las celdas blindadas inferiores de 33 kV. Cada salida a la red interna del parque en 33 kV contará con el correspondiente equipamiento de maniobra, protección, medición y control (interruptor automático con aislación en gas SF6 y seccionador de puesta a tierra). A estas celdas se conectarán los transformadores elevadores también y la estación deberá contar con una salida de línea de 132 kV para vincularse a la ET 132 kV de Bahía Blanca. La ET deberá contar con el montaje y conexionado adecuado para estos tres transformadores de potencia. Los transformadores también deben contar con

Por otra parte, contará con una sala destinada para Comando, Protección, Medición, Telecontrol y Comunicaciones donde se encuentran las protecciones de los circuitos y las celdas de maniobra. Este será alimentado por los Servicios Auxiliares que corresponde al sistema eléctrico de la ET y que permite el funcionamiento de la misma. La alimentación de 380 V (CA) será provista desde la central mediante dos transformadores de servicios auxiliares 33/0.400 KV.

Se debe tener en cuenta la obra de construcción de la ET, desde la nivelación del terreno, la fundación, las canalizaciones, cisterna para derrames, la malla de puesta a tierra (que como se dijo irá conectada con el resto del parque generando la superficie equipotencial) y diseñar un acceso a la ET que permita ingresar con camiones y grúas para el transporte de equipos pesados como transformadores de potencia y equipos para mantenimiento. Como los caminos para ingresar corresponden a los mismos para ingresar a los aerogeneradores estos ya tienen las dimensiones necesarias y no habrá necesidad de caminos nuevos.

11.4. Línea de conexión en alta tensión (132 kV) al SADI

La energía generada en el parque, una vez que es elevada a 132 kV en la ET ya puede ser entregada al SADI. Para ello se hace mediante una línea de tensión aérea de 132 kV que conectará la salida de la ET con la barra de 132 kV de la ET de Bahía Blanca ubicada a unos kilómetros del parque.

Dado el emplazamiento de la subestación dentro del parque, la línea de Alta tensión necesitará recorrer 11.7 km para llegar a la ET Bahía Blanca. Los conductores de alta tensión serán de aluminio sin protección con corazón de acero que permite soportar el peso. Estos tipos de cable son los más utilizados para la distribución de energía de forma aérea. Tendrá una sección de 300/50 mm2 según dimensionamiento con catálogo de Prysmian para cables de cuerda desnudad de aluminio de acero, según norma IRAM 2187. El cable estará

acompañado por un hilo de guarda con fibra óptica de OPGW igual que en el sistema interno de media tensión para permitir la transmisión de información.

La línea de alta tensión será construida desde la subestación a la ET BB (PDI 1250) saliendo en línea recta desde el parque y luego paralela y lindera a la ruta provincial 51, recorriendo 11.3 km aproximadamente. La línea se construirá entre postes de hormigón construidos según un interés económico (cuantos menos sean menores serán los costos) que se compensará con distancias mínimas a satisfacer por tema de seguridad.

Todas las estructuras llevarán carteles indicadores con el número de estructura y el correspondiente cartel de peligro y se ajustarán a las normas IRAM 1603 y 1605. La puesta a tierra de las ménsulas será con cable de acero y se conectará a la estructura a través de bloquetes. La puesta a tierra del poste será mediante jabalinas enterradas y contrapesos en caso de ser necesario.

12. Cronograma de obras

La construcción del correspondiente parque eólico se planificará de acuerdo al siguiente diagrama de Gantt:

Id	Nombre de tarea	Duración	Predecesoras
1	*MOVIMIENTO SUELO*	*90 días*	
4	*OBRADOR*	45 días	
10	*CAMINOS y CANALIZACIONES*	*85 días*	
17	*RECEPCIÓN DE ACERO*	3 días	11
18	*CIMENTACIONES*	131 días	
53	*RECEPCIÓN COMPONENTES AEROGENERADORES*	10 días	
57	MONTAJE DE AEROGENERADORES	57.4 días	
89	RED DE MEDIA TENSION	236 días	
92	*RED DE COMUNICACIÓN*	235.4 días	
95	*SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA*	260 días	
99	RED DE ALTA TENSION	75 días	
102	*EDIFICIOS*	*210 días*	

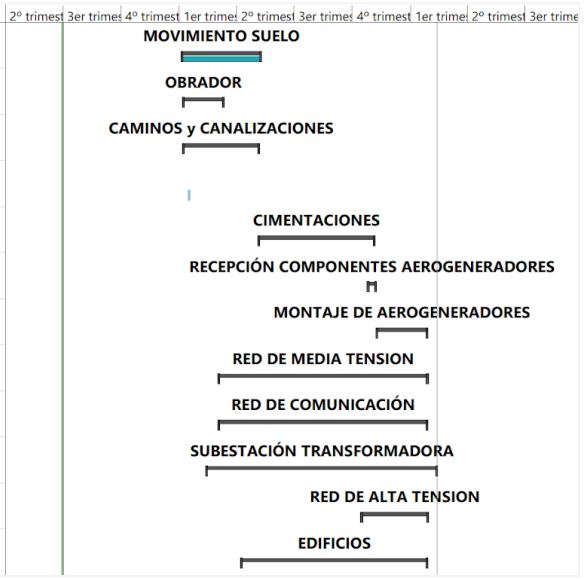


Figura 2.12.1. Diagrama de Gantt resumido de la construcción del Parque Eólico (Fuente: Elaboración Propia).

Mediante la visualización del diagrama resumido, se puede estimar el plazo de construcción del parque en 402 días y observar la escala temporal de los conjuntos de actividades básicas a realizar.

En el anexo 2.9, se podrá visualizar en detalle cada etapa de la construcción del parque con sus respectivas predecesoras y duraciones. En particular en el diagrama resumen, se puede observar que la actividad n˚17 tiene a la 11 como predecesora, ya que la 11 es la construcción de la vía de acceso principal y será vital para la llegada de componentes de gran volumen al obrador del parque.

Si bien las cimentaciones se terminan con margen de tiempo para el correspondiente montaje de los aerogeneradores hacia el tercer trimestre aproximadamente, habrá una demora entre ambas etapas constructivas dada por la espera de transporte y trámites portuarios en la recepción de los componentes de los aerogeneradores. Dichos componentes deberán ser solicitados a la empresa proveedora con una anticipación aproximada de 9 meses con respecto al momento en el que se requerirán en el campo, obteniendo periódicamente un reporte de su estado de producción durante la espera.

En cuanto a la etapa de montaje de los aerogeneradores, el proyecto prevé un margen de aproximadamente 0.4 días de demora por cada montaje de aerogenerador en base a que ante velocidades de más de 10 m/s de viento, no se podrá realizar movimientos de aspas ni izaje de componentes y esto derivaría en demoras para el proceso y cambios en el cronograma (podría requerirse el trabajo nocturno de operarios o en días no hábiles). La etapa de montaje de aerogeneradores (operación a realizarse por la firma Vestas), tendrá una duración aproximada de casi 3 meses contemplando trabajos en días hábiles únicamente.

A su vez, mediante el análisis del correspondiente diagrama, se puede destacar la alta cantidad de actividades simultáneas que se demandan para el correcto aprovechamiento de los tiempos y costes asociados. Un caso particular de esto es la construcción en simultáneo del edificio de control con la estación transformadora y las respectivas cimentaciones y montajes de los aerogeneradores por parte de otros equipos de trabajo. En particular, dentro de las etapas de montaje de los aerogeneradores, se aprovecha el tiempo de secado del grouting para que una misma dotación de operarios vaya simultáneamente comenzando las tareas de montaje de otros aerogeneradores. Esto genera un desfase de tan solo 2 días en el comienzo de 2 montajes sucesivos, principalmente dado por el tiempo de acondicionamiento y traslado de la maquinaria de trabajo.

En cuanto al cableado de la línea interna de media tensión y la fibra óptica de comunicación, también se observa una simultaneidad en parte de dichos trabajos ya que en gran medida el trabajo se realiza en forma conjunta en las cañerías de las canalizaciones que se demandan como actividad de precedencia. Se puede observar que el correspondiente camino crítico del proyecto de construcción del parque viene dado por el alto tiempo de construcción de la subestación transformadora de 33 kV a 132 kV.

12.1. Cantidad de operarios

Para la realización de las obras de construcción del parque, se requerirá de la contratación de 40 operarios para el primer trimestre de obra, siendo las principales tareas la preparación y nivelación del suelo en conjunto con la construcción de los viales de acceso e internos del parque.En el segundo y tercer trimestre de obra se contratarán aproximadamente 80 operarios totales destinados a la obra civil, involucrados principalmente en la construcción de las cimentaciones y plataformas de montaje y de la subestación transformadora, así como también en la construcción del edificio de oficinas y control.

En cuanto a la obra eléctrica, se requerirá la contratación de 20 operarios a partir del segundo trimestre, que se ocuparán de llevar a cabo todo el tendido eléctrico del parque desde los aerogeneradores hasta la subestación transformadora, la instalación y puesta en marcha de la subestación transformadora, y la red de media tensión aérea para conectar la subestación del parque a la estación transformadora de Bahía Blanca.

Cabe destacar que para la obra mecánica, es decir, el montaje de los aerogeneradores, no se requiere la contratación de operarios ya que esto está incluída en la compra de los aerogeneradores a Vestas, con lo cual estos operarios son contratados directamente por la empresa proveedora.

Para las tareas de seguridad e higiene correspondientes, se contratará un empleado a cargo del área y dos empleados adicionales durante la etapa de obra civil. A su vez, se contará en todo momento con un empleado encargado del estudio de impacto socio-ambiental. Para las tareas administrativas durante el proceso de obra, se contará con cuatro empleados abocados a dicha tarea. Es importante notar que estos cuatro empleados son los mismos que luego se ocuparán de la operación del parque eólico.

A modo de resumen se presenta la tabla a continuación donde figura la cantidad de operarios por trimestre y por tarea:

Trimestre	1	2	3	4
Administrativos	4	4	4	4
Obra civil	40	80	80	40
Montaje	-	-	-	-
Obra eléctrica	-	20	20	20
Seg. e Higiene	3	3	3	3
Socio-ambiental	1	1	1	1
Otros	3	3	3	3
Total	**50**	**110**	**110**	**70**

Tabla 2.12.1. Cantidad estimada de empleados contratados dentro de cada concepto, propios y de terceros (Fuente: Elaboración propia).

La cantidad de operarios requeridos en obras de construcción de parques eólicos es muy estándar, y no varían para parques de una misma zona. Es por ello que para la estimación de las cantidades requeridas en la tabla 2.12.1 se consultó a especialistas de diseño y planificación de obras civiles y eléctricas de parques eólicos en Bahía Blanca, obteniendo así una estimación bastante certera acorde al tamaño, localización, potencia instalada, y cantidad de molinos del parque (Garate, comunicación personal, 10 de mayo de 2019).

13. Funcionamiento del parque eólico

En este inciso se desarrollará el funcionamiento del parque eólico, una vez terminadas las obras civil, eléctrica y mecánica. Se analizará la puesta en marcha del parque, la operación en el mismo y el mantenimiento que se le dará a lo largo de su vida útil.

13.1. Puesta en marcha

Una vez que finaliza el montaje de los aerogeneradores se debe efectuar el proceso de puesta en marcha de los equipos. Este comienza con el período de precomisionado, que consiste en inspeccionar exhaustivamente los equipos y realizar terminaciones mecánicas finas. La más relevante es la alineación del drivetrain, alineando los ejes del rotor con el generador.

Luego, se procede a realizar el comisionado de los equipos. Este proceso consiste en realizar una prueba en frío, es decir, sin tensión. Se debe poner la turbina a prueba durante 72 a 120 horas para garantizar su correcto funcionamiento. En este proceso suelen surgir averías o problemas menores que se deben retocar, incluso puede surgir la necesidad de cambiar algunos componentes. Además, este período es necesario para poner en marcha el centro de cómputos de las turbinas. El proceso se suele realizar en tandas de 5 turbinas por semana y su finalización resulta en un documento que firma el tecnólogo que determina que el parque está en condiciones de entrar en operación.

Considerando entonces el precomisionado y el comisionado, el parque entrará en funcionamiento a los 40 días de terminado su montaje.

13.2. Operación del Parque Eólico

Para la operación y mantenimiento del parque se cuenta con dos grupos de empleados. Por un lado, el equipo de Vestas, que es uno de los servicios que incluye el contrato de mantenimiento con Vestas, y por el otro lado los operarios contratados para el parque.

El equipo de Vestas consiste de 6 a 8 operarios que trabajan full-time en el parque los 7 días de la semana; este servicio está incluído en el contrato de mantenimiento con Vestas, y, como se detallará en el *Capítulo III: Análisis Económico Financiero*, se abona una cuota anual al proveedor. Estos operarios se ocupan del control y gestión del parque, que se efectuará mediante el uso del sistema SCADA provisto por Vestas. Dichas tareas de control se gestionan con el monitoreo constante de CAMMESA quienes ante cambios del SADI requerirán de ser necesario la disminución de potencia entregada y/o desconección del parque. Para dichas comunicaciones, se deberá contar con una línea telefónica directa con el centro de control de CAMMESA, dentro de la cual toda comunicación efectuada será grabada por ambas partes para el resguardo legal de cualquier implicación de las acciones tomadas.

El equipo propio del parque consta por un lado del jefe de central del proyecto, que es el encargado de supervisar la operación del parque, un empleado administrativo que brinda soporte al jefe central, y un especialista en medioambiente, que se ocupa de estos asuntos. Estos tres empleados trabajan in situ de lunes a viernes con una jornada part-time en el parque. Por otro lado, también se contratan cuatro técnicos de operación y mantenimiento que van al parque los sábados y domingos en un horario full-time para supervisar el trabajo del equipo de técnicos de Vestas. Finalmente, también hay un equipo de seguridad de 3 operarios para efectuar la vigilancia del parque, en turnos rotativos full-time los siete días de la semana.

13.3. Mantenimiento de equipos

Dado que la vida media de un parque eólico y sus aerogeneradores es aproximadamente de unos 20 años, resulta imprescindible contar con un programa de mantenimiento puesto que los aerogeneradores no son elementos reemplazables en el plan de acción.

La tareas de mantenimiento del parque buscan maximizar la producción y cumplir la vida útil estipulada del mismo. En particular, el proveedor de los aerogeneradores, Vestas, brinda un programa de mantenimiento y respaldo de la operación denominado AOM 5000, que será la opción elegida debido a alta especialización, confiabilidad y cobertura de la firma, dado que Vestas cuenta con tecnólogos de servicio en la zona.



Figura 2.13.1 Servicio de mantenimiento AOM 5000 de Vestas (Fuente: Vestas).

Esto representa el mayor costo económico dentro de la etapa de operación del parque, implicando un costo aproximado de 80 mil dólares por máquina por año (firmado por contrato de 20 años) y se basa en un servicio de mantenimiento preventivo, programado y correctivo.

Mediante sensores instalados en cada turbina y reportes del sistema SCADA, los encargados de mantenimiento de Vestas en conjunto con sus centros de rendimiento y diagnóstico, recopilan en tiempo real, 24/7, información sobre el rendimiento de cada aerogenerador. A la vez, este servicio de mantenimiento contratado, ofrece una garantía basada en la producción energéticas, que asegura que las turbinas estarán en pleno funcionamiento cuando el viento sopla, obteniendo una mayor certeza de producción energética y una generación más alta de energía.

La estrategia de mantenimiento que mejor se adapta a este tipo de turbinas es el mantenimiento basado en condición (en adelante: MBC), es decir, el mantenimiento que se basa en el diagnóstico para intervenir solamente en caso de ser necesario. De esta manera, se reducen costos, se optimiza el tiempo de mantenimiento y aumenta la disponibilidad de los equipos.

El mantenimiento regular incluye la lubricación de piezas móviles, ajuste o sustitución de componentes, análisis de búsqueda de averías y fallas, realización de informes e inventarios.

Según el manual de operación y mantenimiento del fabricante, se lleva a cabo tareas de inspección periódicas in situ.

Se tiene de esta forma además del operario fijo del parque que realiza las tareas de control y operación in situ, a 4 empleados de Vestas que realizarán constantemente tareas de

mantenimiento y dado el programa contratado, podrán incluso trabajar ante fallas imprevistas en horarios no laborables.

13.4. Cierre del parque

En función de la vida útil (20 años) que tiene el parque y los contratos de usufructo emitidos, se contempla dentro del proyecto el cierre del parque para el año 20 del mismo.

El cierre del parque implica el cese de todas las actividades, el despido e indemnización de todo el personal y el desmonte de los aerogeneradores y estructuras de instalación eléctrica con el respectivo tratamiento de la superficie del terreno para que el mismo quede útil para actividades agropecuarias. Se debe dejar en condiciones el terreno en por lo menos un metro de profundidad. Esto indica que no todo debe ser desinstalado; por ejemplo los cables que se depositaron a más de un metro de profundidad pueden quedar en el terreno, no incurriendo en gastos de desmontaje del cableado eléctrico.

El cierre del parque es considerado el caso más conservador, sin embargo existen también otras alternativas factibles al cabo de 20 años. Estas serán consideradas en el *Capítulo IV*.

14. Conclusiones Ingeniería

En el capítulo de mercado, se concluyó que la potencia del parque a instalar será de 100 MW y se definieron como posibles localizaciones las provincias de Buenos Aires y Santa Cruz. También se identificó que la red eléctrica nacional se encuentra saturada, por lo cual en principio para la instalación de un parque nuevo, se debe construir o ampliar una estación transformadora 132/500 kV. Esto resulta inviable económicamente para un parque de 100 MW. Sin embargo, debido al Plan de Ampliación Federal de la red eléctrica bonaerense que ampliará la E.T. de Bahía Blanca y construirá una nueva en Vivoratá, se encontró una clara oportunidad en Buenos Aires.

Se realizó un análisis de macrolocalización comparativo entre los partidos de Mar Chiquita (en el cual se encuentra Vivoratá), y Bahía Blanca. Finalmente, Bahía Blanca resultó ser la opción más conveniente, destacándose principalmente por la calidad de sus vientos, y la existencia de un polo de generación de energía eólica en la zona. A continuación se buscó dentro de Bahía Blanca un terreno idóneo para el emplazamiento del parque teniendo en consideración las reglamentaciones legales y ambientales, la cercanía a la E.T. y su facilidad de acceso. Se definió entonces un terreno de 1858 hectáreas ubicado sobre la ruta provincial 51, cuya orientación favorece el aprovechamiento del recurso eólico.

Realizado esto, se llevó a cabo un análisis exhaustivo del recurso eólico en el terreno elegido. A partir de esto se pudo obtener la distribución de frecuencias de velocidades y direcciones de viento en el sitio y describir al recurso eólico según las normas IEC. Se lo identificó como clase IIB, lo cual sirve como base para la selección del modelo de aerogenerador a utilizar en el parque.

Luego se analizaron las distintas empresas proveedoras de turbinas en la zona evaluando el modelo recomendado, para los vientos del sitio, por cada una de ellas. Se seleccionó el modelo V136 4.2 MW de Vestas, destacándose por la confiabilidad de la marca, la presencia en la zona, el plan de mantenimiento ofrecido, y su costo de producción de energía. Se instalarán 24 aerogeneradores totalizando una potencia instalada de 100.8 MW.

Para la disposición de los aerogeneradores en el sitio, se tuvieron en cuenta criterios de seguridad establecidos por la norma IEC, medidas de separación entre los equipos que minimicen las pérdidas por el efecto estela, y una orientación perpendicular a la dirección predominante del viento. También se definió la ubicación de la subestación transformadora y del edificio de control.

Finalmente, utilizando los datos de viento, la curva de potencia del modelo de aerogenerador elegido, y las pérdidas energéticas que se provocarán en el parque, se calcula que la producción anual de energía neta del parque será de 384 GWh.

La construcción del parque tendrá una duración estimada de 402 días que contemplarán las distintas etapas de la obra civil necesaria, la obra eléctrica y el montaje de los equipos.

Las etapas más importantes de la obra civil son la preparación y nivelación del terreno, la construcción de caminos de acceso e internos, la construcción de plataformas de montaje de los aerogeneradores y la subestación transformadora, el zanjado del circuito interno, la construcción de las cimentaciones de los aerogeneradores y la construcción de un edificio de

control y oficinas. Los requerimientos de empleo variarán a lo largo de la obra, alcanzando un pico en el tercer trimestre de 140 empleados.

La obra mecánica, compuesta principalmente por las tareas de movilización y montaje de los aerogeneradores, será en el presente parque eólico contratada a la empresa proveedora de los aerogeneradores, quienes a través de sus tecnólogos y operarios especializados estarán a cargo de la misma. En particular, se demandará un tiempo total aproximado de 58 días para el montaje de todos los aerogeneradores y se requerirá para dichas tareas del uso de grúas de izaje de gran tamaño que trabajaran sobre las plataformas de montaje.

En conjunto con la obra civil y mecánica debe considerarse el cálculo de toda la instalación eléctrica del parque, que permite junto con las ya mencionadas infraestructuras dar funcionalidad al parque. Como se mencionó la energía es generada por 24 aerogeneradores modelo V136 4.2 MW y en dichos aerogeneradores la tensión de generación es de 33 kV en la base de la torre. Sin embargo, esa no corresponde a la tensión de recolección del SADI por lo que para poder distribuir nuestra energía debemos implementar un sistema que permita transformar la energía a 132 kV y que además sea transportada al punto de interconexión más cercano. Así se diseñó y dimensionó entonces un sistema colector interno al parque de media tensión en 33 kV capaz de conectar a los aerogeneradores entre sí, según un sistema de anillo, en donde se conectan 4 o 5 aerogeneradores mediante la misma malla. Los conductores elegidos fueron del tipo unipolar de aluminio con una protección de XLPE, con una sección máxima de 400 mm2, y enterrados a 1 metro de profundidad, en la mayoría de los casos siguiendo las rutas internas de parque. Estos anillos de MT serán conectados directamente a la barra de 33 kV de la Subestación transformadora diseñada para poder elevar la tensión a 132 kV. Por conveniencia del transportista TRANSBA se utilizaron 3 TRAFOS de 40 MVA. Luego de elevada la tensión a 132 kV se deberá construir una línea de alta tensión de 132 kV que constituida por un cable de aluminio con corazon de acero y sostenida por postes de hormigón recorre 11,3 kilómetros hasta llegar a la barra de 132 kV de la Estación Transformadora de Bahía Blanca. De esta forma el parque queda conectado al SADI permitiendo la distribución de la energía generada.

Si bien el proyecto contempla márgenes de tiempo asociados a determinadas actividades como ser los trámites aduaneros en la recepción de componentes de los aerogeneradores o bien demoras en el montaje de los mismos por las desfavorables condiciones ambientales para la tarea, la construcción del parque tiene un camino crítico el cual debe cumplirse en los tiempos estipulados ya que una demora en el mismo impacta de forma directa en una demora para el tiempo total del proyecto y por ende en sus costos. El camino crítico viene dado el tiempo de armado de la subestación transformadora, la cual recién podrá comenzar a montarse una vez terminada la plataforma hormigonada y sus cimentaciones, teniendo una duración total de 260 días de construcción propia de la estación en base a la necesidad de recepción de sus componentes.

Una vez finalizadas las tareas constructivas del parque, se da inicio a la puesta en marcha del mismo y su respectiva operación. La puesta en marcha tendrá una duración aproximada de 40 días y tendrá como objetivo la identificación y reparación de averías mediante las tareas de precomisionado y comisionado.

La operación del parque se realizará principalmente desde la sede central ubicada en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y desde allí, mediante la comunicación directa con

CAMMESA y el sistema de SCADA y telecontrol del parque, controlará todas las tareas de generación e inyección de energía eléctrica. Únicamente ante tareas de accionamiento manual o respaldo de acciones in situ se demandará del empleado situado en el parque, quién aún así siempre estará disponible.

Como parte de una correcta operación del parque, se requerirán de tareas de mantenimiento preventivo y programado, que serán contratadas bajo el plan de mantenimiento AOM 5000 de Vestas, quienes por su experiencia y presencia en la región, garantizan la mejor eficiencia de las turbinas y por ende la optimización de la generación de energía eléctrica.

Finalmente, habiendo definido las especificaciones técnicas del parque eólico, el siguiente paso será realizar el análisis económico financiero correspondiente.

CAPÍTULO III – ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO

1. Introducción al capítulo

En este capítulo, se realizará el estudio económico y financiero del proyecto en cuestión, en base a las conclusiones enunciadas en los capítulos previos de mercado e ingeniería.

En base a las proyecciones del *Capítulo I: Mercado* para el precio de la energía renovable generada, se obtuvo un rango de precios tentativos para una licitación de RenovAr, que se utilizarán como base para el análisis económico financiero. Del *Capítulo II: Ingeniería* se obtuvieron, por un lado, todos los requerimientos de inversiones para la construcción del parque, y las tareas necesarias para su operación. Además, se obtuvo la producción anual de energía (PAE) del parque y la distribución probabilística que sigue, permitiendo calcular la PAE para distintos niveles de confianza.

En función del análisis realizado en los dos capítulos anteriores, se realizará el estudio económico y financiero del proyecto. Como ya se mencionó en el *Capítulo I: Mercado,* se apunta a que el proyecto gane una licitación en RenovAr, con lo cual el análisis económico financiero se hará partiendo de esta premisa. La posibilidad de que la venta se realice a través del MATER se analizará en el *Capítulo IV: Análisis de Riesgos*. Para el estudio económico financiero se costearán todas las inversiones necesarias para el parque y sus amortizaciones correspondientes, los costos operativos del mismo, los impuestos que intervienen, y los beneficios fiscales para el rubro. Todo esto se hará utilizando una estimación de una situación futura incierta. También se evaluarán distintas estructuras de financiamiento para encontrar una que sea favorable para el proyecto.

2. Ingresos

El parque eólico, como se evidenció a lo largo de los *Capítulos I y II*, tiene como fin la producción y venta de energía eléctrica de origen eólico, a través de una licitación del programa RenovAr. Así, el proyecto tendrá como ingreso bruto únicamente al de la venta de la energía. El precio es fijo, pero como se explicará más adelante, se ve afectado por un factor de incentivo y uno de ajuste, determinados para cada uno de los 20 años de duración del proyecto. En el siguiente apartado, se hará un análisis que permita determinar la producción de energía para distintos niveles de confianza, y su precio anualmente.

2.1. Generación de energía estimada

En el *Capítulo II: Ingeniería*, se obtuvo el valor estimado para la Producción Anual Neta (PAE) del parque y la distribución probabilística que sigue. Se detalla en la siguiente tabla algunos de los valores obtenidos con distintos niveles de confianza.

Estimación energía	
P50	383,939.49
P75	363,106.81
P90	344,355.85
P99	312,089.12

Tabla 3.2.1. Valores de P50, P75, P90 y P99 para la producción de energía medidos en MWh (Fuente: Elaboración propia)

A la hora de tener en cuenta la producción de energía que se espera obtener en el parque anualmente se considera el valor de P50 ya que representa la media esperada. Dicho valor es de 383,939.49 MWh. La estimación de energía anual es igual para cada año. Cabe destacar que para el año 0, es decir el año 2020, no se cuenta con generación de energía ya que en este año se finaliza la construcción del parque. Recién en el tercer mes del año 2021, se ponen en funcionamiento los aerogeneradores y el parque entrega la energía anual establecida. Si bien en este capítulo se utilizará el P50, en el excel adjunto se podrá variar el valor de la probabilidad deseada en la hoja “Dashboard”.

2.2. Precio de venta

En este inciso se detallarán las etapas necesarias para el cálculo del precio de venta en pesos argentinos en cada uno de los años del proyecto.

2.2.1. Precio en dólares

En el *Capítulo I: Mercado* se realizaron las proyecciones del precio de la energía renovable y se obtuvo finalmente un rango de precios tentativos para una licitación de RenovAr. El precio de la energía se estimó en un rango de entre 35 US$/MWh y 42 US$/MWh. Con el análisis realizado en este capítulo, se busca que el precio ofertado sea tal que se pueda ganar la licitación frente a proyectos similares de generación de energía eólica, y que a la vez sea rentable para el proyecto. Este precio será expresado en dólares por MWh y deberá mantenerse fijo durante los 20 años de duración del plazo del contrato.

Una vez ganada la licitación, el precio adjudicado se verá afectado por el Factor de Ajuste Anual y Factor de Incentivo, como bien fue explicado en el *Capítulo I: Mercado*. A

continuación se vuelven a presentar las tablas correspondientes a dichos factores para cada uno de los 20 años del proyecto[28].

Ano 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	1.145
9	1.1646
10	1.1845
11	1.2047
12	1.2253
13	1.2462
14	1.2675
15	1.2891
16	1.3111
17	1.3335
18	1.3563
19	1.3794
20	1.403

Tabla 3.2.2. Factor de ajuste anual RenovAr 2

Año Calendario	Factor de incentivo
2018	1.20
2019	1.15
2020	1.15
2021	1.15
2022	1.15
2023	1.10
2024	1.10
2025	1.10
2026	1.05
2027	1.05
2028	1.05
2029	1.00
2030	1.00
2031	1.00
2032	1.00
2033	1.00
2034	0.90
2035	0.90
2036	0.90
2037	0.80
2038	0.80
2039 y posteriores	0.80

Tabla 3.2.3. Factor de incentivo anual de RenovAr 2

Finalmente, el precio de venta de cada año será el producto del precio adjudicado (P), el factor de incentivo[29] (FI) y el factor de ajuste (FA), correspondiente a la Fórmula 3.2.1:

$$P_n = P \; x \; FI_n \; x \; FA_n \qquad \text{(Fórmula 3.2.1)}$$

[28] Los factores de ajuste y los de incentivo son los de RenovAr 2.

[29] En la tabla el año 2018 corresponde al primer año de venta de energía, por lo que el factor ese se le asigna al año 2021 en el proyecto analizado.

Como se destacó previamente, el precio no se encuentra definido. El rango de precios se estableció para que resultara competitivo al momento de la licitación, en función de las licitaciones anteriores, por lo que cualquier valor dentro del rango se considera aceptable para poder ganar. Obviamente cuanto menor sea el precio elegido más fácil de ganar será la licitación. Sin embargo, el precio también vendrá de la mano del análisis que se haga en el capítulo siguiente, donde se evaluarán los riesgos del proyecto. En ese paso se analizará la variación del precio dentro del rango establecido considerando los riesgos implicados.

Por lo tanto, para poder realizar un análisis económico financiero detallado se tomó como un primer valor tentativo del precio en 40 US$/MWh. Este un precio incluido dentro del intervalo que se denomina "competitivo" para la licitación. Si bien el precio tendrá modificaciones, es un estimativo que permite asegurar un análisis completo en esta instancia.

Así, una vez afectado el precio en dólares por los factores de ajuste e incentivo se obtienen los siguientes precios en dólares para cada año. Solo se muestran los valores obtenidos para los primeros 5 años a modo representativo. El cálculo completo de todos los años del proyecto, es decir 20, se puede encontrar en el excel adjunto en la hoja "Precio de venta".

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Factor de incentivo	-	1.2	1.15	1.15	1.15	1.15
Factor de ajuste	-	1.0171	1.0344	1.0521	1.0701	1.0883
Precio	-	US$ 48.82	US$ 47.58	US$ 48.40	US$ 49.22	US$ 50.06

Tabla 3.2.4. Precio en dólares para los primeros 5 años de proyecto (Fuente: Elaboración propia)

El precio se encuentra entonces definido para todos los años del proyecto pero está fijado en dólares por lo que se convertirá el precio de cada año a pesos argentinos nominales.

2.2.2 Proyección de la inflación y del Tipo de Cambio

Para poder determinar el Tipo de Cambio entre pesos argentinos nominales y dólares nominales (en adelante TC), que nos permitirá pasar los precios del dólar a pesos argentinos año a año, debemos tener en cuenta cuál será la inflación interanual en Argentina. Además se deberá conocer el Índice de Precios al Consumo de Estados Unidos (en adelante el IPC_{usa}), que refleja la inflación interanual en los Estados Unidos.

Para la proyección de la inflación hasta el año 2040 se partió de una proyección para Argentina hasta el 2030, que se muestra en el gráfico a continuación:



Figura 3.2.1. Proyección de inflación argentina (Fuente: Cátedra 10.01 - Proyecto Final de Ingeniería Industrial, ITBA)

De manera de poder extrapolar la proyección resulta preciso realizar un ajuste de que permita extenderla hasta el año 2040. En función de la forma de la curva se decidió realizar una regresión mediante una función del tipo exponencial negativa, definida por la siguiente Fórmula 3.2.2:

$$Inflación\ anual\ =\ Y\ =\ \alpha\, e^{-\beta t} + \gamma \qquad \text{(Fórmula 3.2.2)}$$

Donde Y es la inflación anual de cada año t (tomando como t=0 el año actual, 2019), y α,β y γ los parámetros característicos de la función exponencial. Una vez calculados, estos serán los parámetros que podrán ser modificados para el análisis de la sensibilidad del proyecto frente a la variabilidad de la inflación.

El parámetro γ representa el valor en el cual se estabiliza la inflación hacia el final del período de evaluación. Por lo tanto, en este caso, el valor de γ resulta igual a 5%. Luego, habiendo definido el año actual como t=0, α queda definido por la inflación de este año, cuyo valor se estableció en 50%. Así, α resulta igual a 45%. Por último, β, que determina la curvatura, resulta en un valor de 0.61 para el ajuste realizado. Así la ecuación de la recta que ajusta la proyección, queda determinada por la siguiente Fórmula 3.2.3:

$$Inflación\ anual\ (\%)\ =\ Y\ =\ 45\, e^{-0.61t} + 5 \qquad \text{(Fórmula 3.2.3)}$$

El coeficiente de correlación entre la proyección y el ajuste resulta superior a 99%. En la siguiente figura se pueden comparar ambas series de datos:

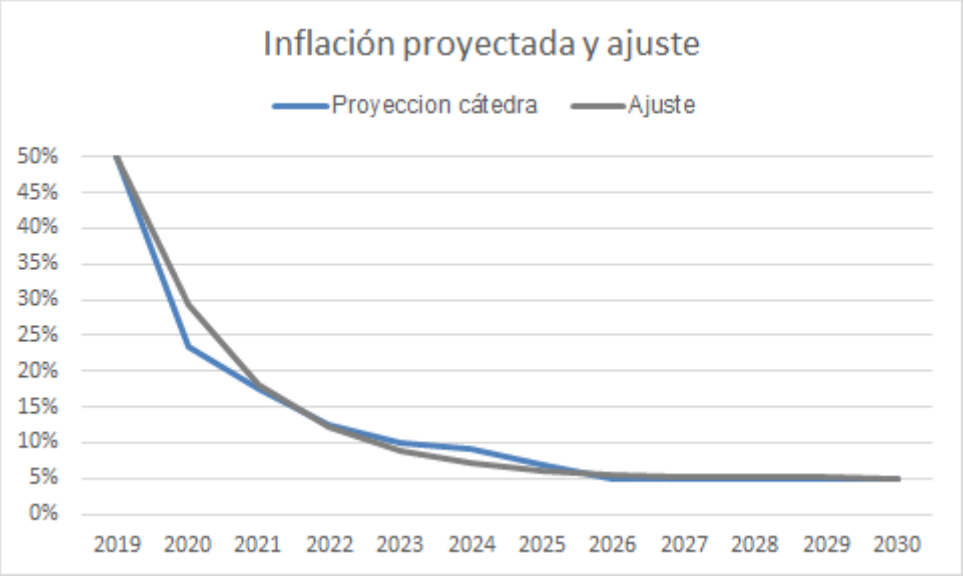


Figura 3.2.2. Inflación proyectada y ajuste por regresión (Fuente: Elaboración propia)

Habiendo obtenido la función matemática que ajusta la regresión es posible extenderla hasta el año 2040.

Luego, el IPC_{usa} se toma constante a lo largo de los 20 años que dura el proyecto. El valor que se toma es de 2,2% de variación interanual[30].

El TC se obtiene entonces mediante la Fórmula 3.2.4:

$$TC_n = TC_{n-1} \times \frac{1+I_n}{1+IPC_{usa,n}} \quad \text{(Fórmula 3.2.4)}$$

Siendo TC_n el tipo de cambio calculado para el año n, TC_{n-1} el tipo de cambio de año n-1 e $IPC_{usa,n}$ el índice de precios al consumo de Estados Unidos en el año n.

Así con el TC de 2019, considerado como 60 AR$/US$ y con los valores de la inflación argentina año a año y el IPC se obtiene la proyección del TC para cada año del proyecto. Nuevamente solo se muestran 5 años a modo representativo pero en el Excel adjunto se encuentra el detalle para todos los años en la hoja de "Dashboard".

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Tipo de cambio ARS/US$ Nominal	60.00	74.3	84.6	92.5	99.4	105.9	112.5
Depreciación		24%	14%	9%	7%	7%	6%
Inflación Ar.		26.6%	16.3%	11.8%	9.8%	8.9%	8.5%
Inflación Ar. Acumulada		26.6%	47.2%	64.6%	80.7%	96.8%	113.6%
IPC usa		2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%

Tabla 3.2.5. Resumen de la proyección del TC para los primeros 5 años de proyecto (Fuente: Elaboración propia)

[30] Valor recuperado de la proyección del IPC de Estados Unidos realizado por la Cátedra *Cátedra 10.01 - Proyecto Final de Ingeniería Industrial, ITBA*.

Cabe destacar que el TC será necesario para pasar todos los valores que estén en pesos argentinos en dólares, no sólo el precio de venta. Por eso durante todo este capítulo cuando se mencione el TC será siempre el mismo, correspondiente al calculado en este inciso.

2.2.3 Precio de venta en pesos argentinos

Con el TC calculado para todos los años del proyecto se procede a calcular el precio de venta de la energía durante cada año del proyecto en pesos argentinos. Los resultados pueden observarse en la siguiente tabla donde se evidencia nuevamente los pasos a seguir para llegar al precio de venta. Nuevamente solo se muestran 5 años de manera representativa.

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Factor de incentivo	-	1.2	1.15	1.15	1.15	1.15
Factor de ajuste	-	1.0171	1.0344	1.0521	1.0701	1.0883
Precio	-	US$ 48.82	US$ 47.58	US$ 48.40	US$ 49.22	US$ 50.06
Tipo de cambio ARS/US$ Nominal	-	AR$ 87.85	AR$ 96.40	AR$ 102.69	AR$ 107.61	AR$ 111.76
Precio	AR$ 0.00	AR$ 4,288.70	AR$ 4,586.88	AR$ 4,969.99	AR$ 5,297.28	AR$ 5,594.87

Tabla 3.2.6. Precio de venta de cada MWh para los primeros 5 años de proyecto (Fuente: Elaboración propia)

Con el aumento de TC año a año, los precios de venta aumentan significativamente en pesos argentinos. Los últimos años donde el TC se estabiliza y los factores de incentivo y ajuste también, el precio del MWh se mantiene entre valores de 9,000 y 10,000 AR$.

2.3. Ingresos totales

Con la cantidad de energía generada año a año y el precio de venta para cada uno de ellos, los ingresos brutos del proyecto se calculan como el producto entre ambos. Obteniéndose para los primeros 5 años el siguiente cuadro que corresponde a los ingresos brutos considerados para el armado del cuadro de resultados que se evaluará en el inciso 6.

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PAE (MWh)	0	383,939	383,939	383,939	383,939	383,939
Precio de venta (AR$/MWh)	$ -	$ 4,289	$ 4,587	$ 4,970	$ 5,297	$ 5,595
Ingreso Bruto	$1,071,630,267	$1,646,599,554	$1,761,085,536	$ 1,908,176,983	$ 2,033,835,258	$ 2,148,092,434

Tabla 3.2.7. Ingreso bruto para los primeros 6 años de proyecto (Fuente: Elaboración propia)

Resulta importante destacar que el primer año el ingreso no resulta cero a pesar de no haber generación de energía. En el caso del año 0, es decir el 2020, se cuenta con ingresos por el beneficio fiscal por el uso de aerogeneradores de origen nacional. El detalle del beneficio se detallará más adelante en el capítulo.

3. Inversiones

Es necesario tener en cuenta que para un parque eólico, es muy importante la inversión en los primeros años para montar el parque propiamente dicho. Es por ello que se procede a calcular el CAPEX del proyecto, es decir, la inversión en activo fijo.

3.1. Bienes de uso

Son considerados bienes de uso (en adelante, BU) aquellos elementos tangibles que son requeridos para la operación y producción de energía eléctrica del parque eólico. Estos presentan a lo largo de su vida útil cierta depreciación de su valor.

Por el tipo de proyecto, se da en este caso una alta inversión en bienes de uso en la etapa inicial, y luego las erogaciones que se requieren para el resto de la vida útil del parque son significativamente menores.

3.1.1. Aerogeneradores

El presente parque eólico consta para su funcionamiento de 24 equipos de aerogeneradores Vestas V136 4.2 MW. Cada uno de estos equipos representa una inversión de US$ 2,395,700, totalizando un precio de US$ 70,456,800. Aunque se detallará más adelante, resulta relevante notar que como se ha mencionado en el Capítulo anterior, la empresa Vestas provee aerogeneradores de origen nacional, por lo cual por estos equipos se tiene un beneficio fiscal del 20%. Es decir que el 20% del valor de compra de estos equipos puede ser utilizado como crédito fiscal para el pago de los distintos impuestos nacionales.

Además de esto, la empresa Vestas también provee el servicio de traslado al parque y montaje de los equipos. Esto incluye todos los rodados y maquinaria, pero es importante notar que este servicio no incluye las cimentaciones de los aerogeneradores, sino que éstas se consideran en el inciso de *obra civil*. El precio del traslado y montaje es de US$ 330,286 por equipo, sumando un total de US$ 7,926,875.

Finalmente, se obtiene que para los aerogeneradores deben invertirse US$ 78,383,675. Este valor constituye un 75.9% del CAPEX.

3.1.2. Red de alta tensión tendido aéreo

Como se ha explicitado en el *Capítulo II: Ingeniería*, la red de tendido aéreo de alta tensión deberá recorrer 11.3 km desde el parque hasta la estación transformadora de Bahía Blanca. Para ello, se deben realizar las siguientes inversiones:

- Estructuras: suspensión simple terna, retención simple terna, y terminal simple terna con bajada.
- Movimiento de tierras: desbroce, excavación y relleno para preparar el terreno para la colocación de estructuras de suspensión y retención.
- Fundaciones para las estructuras.
- Ensayos: toma de muestras probeta y realización de ensayos de resistencia a compresión del hormigón para comprobar la resistencia característica.
- Puesta a tierra: sistema de puesta a tierra para estructuras de hormigón.

- Tendido aéreo: provisión, tendido, descarga, instalación y puesta en servicio de cable; aisladores; herrajes y morsetería; cable guarda.

Estas tareas se cotizan por un valor de US$ 1,997,641. Esto representa el 1.9% del CAPEX.

3.1.3. Subestación transformadora

La obra de la subestación transformadora comprende la obra civil y eléctrica de la estación 33/132 kV, que tendrá una superficie de aproximadamente 2000 m^2.

3.1.2.1. Obra civil

La obra civil de la subestación transformadora comprende:

- Movimiento de tierras: despeje, desbroce y tala de árboles y arbustos del terreno, eliminación de tocones y excavación tierra vegetal; excavación y nivelación del terreno; cámaras de drenaje.
- Accesos: afirmado de carretera y caminos de montaje con concreto de 20 cm de espesor.
- Cerramientos: puerta metálica y cerco perimetral.
- Fundaciones: cimentaciones para equipos de playa.
- Edificios: edificio de control y oficinas, y edificio de comando.
- Estructura de soporte: soporte para equipos de playa.

Estas tareas totalizan una inversión de US$ 803,582.

3.1.2.2. Obra eléctrica

La obra eléctrica de la subestación transformadora comprende:

- Equipos eléctricos: compra e instalación de interruptores, seccionadores, pararrayos, transformadores de corriente y de tensión, capacitor y bobina, y aisladores.
- Transformador de potencia y reactancia: montaje de reactor transformador de neutro artificial.
- Sistema 33 kV: suministro e instalación de cableado 33 kV.
- Celdas 33 kV: suministro de celdas para protección del lado 33 kV del transformador de potencia, y para protección de línea de cada ramal de evacuación de los aerogeneradores.
- Servicios auxiliares: alumbrados, grupo electrógeno, etc.
- Control y protección de subestación: Montaje de equipos y hardware para sistema SCADA, armario de protección para transformador de potencia, sistema DAG.
- Medida de facturación: suministro de armario de medida SMEC incluyendo equipos de facturación.
- Alumbrado y fuerza: suministro y montaje de equipamiento de alumbrado y fuerza para el parque de intemperie.
- Instalaciones auxiliares: suministro y montaje de equipos de protección, seguridad y señalización a nivel global de la estación.
- Red de tierras: suministro y montaje de malla subterránea de subestación, y montaje de malla aérea de la subestación y conexión con malla subterránea.

- Material de conexión: suministro y montaje de conductor de alta tensión, tubo para alta tensión para conexión entre aparatos, conductor de alta tensión para posiciones de línea, transformador y transferencia de barras.

Todo esto requiere una inversión de US$ 4,528,703. En total, la obra civil y la obra eléctrica de la subestación transformadora del parque representan el 4.9% del CAPEX..

3.1.4. Obra civil

La obra civil del parque se compone de las fundaciones de los aerogeneradores, la construcción de los caminos y accesos internos, las plataformas de montaje de los aerogeneradores y la disposición de las zanjas para tendido eléctrico. Cabe destacar que la obra civil correspondiente a la red de alta tensión, la estación transformadora y la red de media tensión se encuentra detallada dentro de cada correspondiente categoría, y no en esta sección.

3.1.4.1. Fundaciones para aerogeneradores

Como ya se mencionó en el *Capítulo II: Ingeniería*, las fundaciones para los aerogeneradores constituyen la principal inversión del parque luego de los aerogeneradores. Esto es así porque contempla una importante obra civil para cada aerogenerador:

- Movimiento de tierras: desbroce, excavación y compactación, relleno y compactado.
- Fundaciones: suministro de distintos tipos de hormigón (H-20, H-30, y H-45 según lo establecido en el Capítulo II: Ingeniería); suministro y montaje de hierro ADN420; montaje y nivelación de jaula de pernos; encofrados; tubos de PVC; sellado.
- Ensayos: ensayo de carga con placa estática para la definición de la capacidad portante del suelo según norma local; toma de muestras tipo probeta y realización de ensayos de resistencia a compresión del hormigón; toma de muestras y realización de ensayos de las barras de acero.
- Puesta a tierra: cables de cobre electrolíticos; terminales de conexión; conexión.

Finalmente, la inversión en la obra civil de las fundaciones quedan en US$ 6,185,974.

3.1.4.2. Caminos internos y rutas de acceso

La obra de caminos internos, como se ha especificado en el *Capítulo 2: Ingeniería*, comprende la construcción de 20,380 metros de caminos y accesos internos al parque. Esto incluye las tareas de:

- Movimientos de tierras: desbroce, excavación, desmonte, compactación y relleno.
- Capas de firmes: capas sub-base (0.6 metros) y base granular (0.2 metros).
- Drenajes, cunetas y transversales: perfilado de cunetas triangulares en los caminos.
- Ensayos: ensayo estándar de carga con placa estática para la definición de la capacidad portante del suelo.

Esto totaliza una inversión de US$ 3,267,355.

3.1.4.3. Plataformas de montaje

Las plataformas de montaje de cada aerogenerador son fundamentales para que las grúas puedan maniobrar con facilidad para el montaje de los aerogeneradores. Esto incluye:

- Movimientos de tierras: desbroce, excavación, desmonte, compactación y relleno.
- Capas de firmes: capas sub-base (0.6 metros) y base granular (0.2 metros).
- Drenajes, cunetas y transversales: perfilado de cunetas triangulares en los caminos.
- Ensayos: ensayo estándar de carga con placa estática para la definición de la capacidad portante del suelo.

Esto equivale a una inversión de US$ 503,859.

3.1.4.4. Zanjas de tendido eléctrico

Las zanjas de tendido eléctrico constituyen el sistema de puesta a tierra del parque. Incluye:

- Movimientos de tierras: desbroce, excavación de zanjas de 1 metro de profundidad; relleno de capa de arena y de material extraído.
- Señalización: suministro y colocación de hitos de hormigón para señalización de las zanjas cada 10 metros y en los cambios de dirección.

Esto representa una inversión de US$ 409,120.

Finalmente, la obra civil queda valuada en US$ 6,185,974. Esto representa el 10.2% del CAPEX.

3.1.5. Red de media tensión

La red de media tensión y comunicación comprende la provisión, tendido, descarga, instalación y puesta en servicio de casi 110 km de cables de media tensión.

Esto representa un costo de US$ 924,880.

3.1.6. Tareas generales

Las tareas generales incluyen inversiones diversas de la obra, especificados en el *Capítulo II: Ingeniería*, que incluyen:

- Recinto de obra incluyendo office containers para personal de obra; zona de acopio; estacionamientos; zona residuos; zona baños químicos, duchas y vestuarios; containers de herramientas; enfermería y sala de primeros auxilios; comedores). Todas las instalaciones serán equipadas con aire acondicionado, internet, electricidad, agua potable y mobiliario.
- Vigilancia y control de accesos durante el día con un guardia, y vigilancia nocturna. Incluye transporte y medios de comunicación para el personal.
- Servicio medicalizado en obra (ambulancia) disponible durante toda la construcción del parque.
- Construcción de un área de almacenaje dentro de obra para los diferentes residuos.
- Energía eléctrica, agua y combustible en obra.

- Equipos de gestión y dirección de obra.

Esto constituye una inversión de US$ 2,106,188.

3.1.7. Pruebas

Las pruebas previas al funcionamiento del parque también deben ser consideradas como parte del CAPEX. Se incluye:

- Precomisionamiento de sistemas eléctricos.
- Pruebas SAT: aislación, continuidad, polaridad, y secuencia de equipos menores.
- Pruebas SAT para equipos mayores (aerogeneradores): tangente delta, factor de potencia, aislación, etc.
- Recalibración equipos de medidas.
- Pruebas y programación del sistema de desconexión automática de cargas (DAG/RAG).
- Configuración, pantalla, modificación BBDD y licencia del sistema de operación en tiempo real (SOTR).

Estas tareas suman una inversión de US$ 414,530.

3.1.8. Estudios

Finalmente, los estudios se refieren a investigaciones específicas que se tercerizan a otras empresas, como:

- Estudios de suelo, topografía e hidrología.
- Prediseño de fundaciones.
- Estudios de agua, permisos, canteras.
- Estudios eléctricos etapas I, II y III.
- Ingeniería de licitación eléctrica.
- Campaña de medición: se refiere a todos los costos asociados de la instalación de la torre de medición y la recolección de datos de viento del sitio.
- Estudio de impacto ambiental.
- Estudios de ruido y avifauna.
- Certificación Instituto Nacional de Tecnología Industria: se deberá abonar 2000 US$ más IVA por MW por única vez, según el pliego de RenovAr 2. (Programa RenovAr Ronda 2, Pliego de Bases y Condiciones, 2017).

Estos estudios totalizan una inversión de US$ 1,255,295.

3.1.9. Contingencias

Una buena práctica de la industria es tomar un valor de resguardo por cualquier imprevisto que pueda surgir en la construcción del parque. Para ello, se asigna el 2.5% del CAPEX a las contingencias, que es es el valor que otros proyectos eólicos asignan a las contingencias. Este valor es más bajo que el que se utiliza en otras industrias por dos motivos. Por un lado, en este proyecto la mayor parte de los riesgos queda por parte del proveedor (Vestas) quien no sólo se ocupa de los aerogeneradores y montajes sino también del mantenimiento del parque, con lo cual no son muchos los imprevistos de los cuales se haría cargo el dueño del proyecto. Por el otro lado, dado que se quiere participar por una licitación de RenovAr, y este ámbito es

muy competitivo, resulta fundamental no sobredimensionar el CAPEX para poder ofrecer un precio de venta de la energía competitivo, ya que por muy poca diferencia se puede llegar a perder una licitación.

Entonces el valor final asignado a las contingencias es de US$ 2,582,328.

3.2. IVA sobre inversiones

Todas las inversiones previamente mencionadas tienen además un cargo por el impuesto al valor agregado (IVA).

Debe hacerse aquí la distinción entre el IVA correspondiente a los aerogeneradores y el correspondiente al resto de las inversiones. Esto es así porque, como se detallará más adelante, para los aerogeneradores existe un beneficio fiscal por el cual la alícuota diferencial del IVA es de 10,5%. Para el resto de las inversiones, el valor del IVA es de 21%.

3.3. CAPEX final

Finalmente, si se suman los valores de las inversiones antes mencionadas, el CAPEX resultante es de **US$ 103,293,131**. Si a esto se lo transforma a pesos nominales del 2020 y se le agrega el valor del IVA, la inversión inicial queda valuada en **AR$ 8,931,103,802**.

En el excel adjunto, en la pestaña “CAPEX” se puede observar el desglose completo de las inversiones iniciales.

4. Costos

Los gastos en los cuales incurre este proyecto son mayormente fijos. Esto es así debido a que un incremento o decremento de la producción de energía eléctrica en el parque no afecta a los costos del mismo; el parque no debe abastecerse de materia prima ni stockear ningún producto. A continuación, se presentan los gastos de producción y administrativos.

4.1. Costos de producción

El parque posee ciertos gastos relacionados a la producción. Entre ellos se encuentran el personal de operación, el terreno donde se situará el parque, los gastos de mantenimiento de los equipos, servicios básicos, y el cierre del parque, al final de los 20 años de producción.

4.1.1. Personal de operación

En el personal de operación del parque se encuentran cuatro técnicos de operación y mantenimiento y tres empleados de seguridad, tercerizados a otra empresa. Para cada uno de ellos se consideran trece sueldos anuales: uno para cada mes y uno extra en función de aguinaldo. Se consideraron cargas sociales de 2.53% (Ministerio de Producción y Trabajo, 2019) y ART de 2%. Finalmente, el gasto en personal de operación mensual es de AR$ 390,523 (valor a septiembre 2019), considerando cargas sociales y ART. Este valor se ajusta anualmente por inflación. Se debe notar que los empleados de operación no trabajan a tiempo completo sino en turnos de 8 hs. donde se trabajará con 3 turnos diarios y un cuarto operario cubrirá los francos y necesidades de horarios extra generados..

Puesto	Cantidad	Sueldo mensual	Cargas sociales (% del sueldo)	ART (% del sueldo)
Técnicos de operación y mantenimiento	4	AR$ 50,000.00	25.53%	2.00%
Seguridad	3	AR$ 35,000.00	25.53%	2.00%
Total Sueldos Mensuales			**AR$ 382,866.50**	**AR$ 6,100.00**

Tabla 3.4.1. Gastos mensuales de sueldo a personal operativo (Fuente: Elaboración propia)

4.1.2. Terreno

Para ejercer el uso del terreno, se realiza un contrato de usufructo con las partes dueñas del mismo por el cual la empresa locataria del terreno se compromete a abonar la suma de US$ 2,500 por MW instalado por año. Los impuestos inmobiliarios quedan a cargo del dueño del terreno. El contrato tiene un plazo de 20 años y mediante sus cláusulas determina que no se permite la realización de actividades ajenas al objeto de la empresa locataria y que ante la finalización del mismo, la empresa locataria se compromete a desmontar las estructuras de los aerogeneradores, dejando el terreno libre y en condiciones similares a las del inicio del contrato. Los edificios por su parte quedarán a disposición de los dueños del terreno, para que ellos deciden si quieren conservarlos o no.

4.1.3. Gastos de mantenimiento y operación

Para los gastos de mantenimiento y operación se tendrá un contrato a veinte años con Vestas, proveedor de los equipos elegidos. El mismo tiene un valor creciente por turbina, según la siguiente tabla:

Mantenimiento Vestas (US$/equipo)	
Años 1 a 3	US$ 52,000
Años 3 a 5	US$ 56,500
Años 6 a 10	US$ 65,000
Años 11 a 15	US$ 78,900
Años 16 a 20	US$ 89,500

Tabla 3.4.2. Mantenimiento anual por equipo de Vestas.

Como se vio en el *Capítulo II: Ingeniería*, el contrato de mantenimiento con Vestas posee un costo muy elevado, debido a que la mayor parte de los riesgos corresponden al contratista. Esto representa anualmente más del 60% de los costos.

4.1.4. Servicios

Se requiere del suministro de servicios básicos como conexión a red de agua y electricidad, para las instalaciones y la operación del parque. Adicionalmente, se consideran servicios complementarios contratados como telefonía fija y móvil, internet y alarma, entre otros.

Según los requerimientos de suministro de servicios básicos adelantados en la sección de ingeniería y los gastos de facturación de servicios complementarios que informan testimonios de empresas del rubro que operan en la zona, se totaliza un gasto mensual promedio de AR$24,500.

4.1.5. Cierre del parque

Como ya se explicó anteriormente se contempla el cierre del parque en el año 20 del proyecto, con las correspondientes tareas a realizar (*Capítulo II*).

Dentro de los gastos que componen a dicha etapa se registran los siguientes:

Costo cierre del parque	Costo unitario	Unidades	Valor en US$	Valor en AR$
Remoción fundaciones estructuras	AR$ 1,200	42 u	US$ 50,400	AR$ 8,557,224
Remoción fundaciones aeros	AR$ 250,000	24 u	US$ 6,000,000	AR$ 1,018,717,191
Movimiento de tierras	AR$ 2,230	2000 m3	US$ 4,460,000	AR$ 757,246,445
Desmontaje	AR$ 5,000	24 u	US$ 120,000	AR$ 20,374,344
Otros	US$ 318,912		US$ 318,912	AR$ 54,146,856
Indemnizaciones	AR$ 63,814,428			AR$ 63,814,428
Total				**AR$ 1,922,856,488**

Tabla 3.4.3. Costos del cierre del parque eólico (Fuente: Elaboración propia).

Hay dos aspectos que son sumamente relevantes. El primero consiste en los inminentes avances tecnológicos. Si bien hoy en día el proyecto tiene una vida útil de 20 años, se espera

que los avances tecnológicos permitan mejorar las máquinas actuales y, de esta manera aumentar la vida útil del parque. El segundo es el concepto de "*repowering*", el cual consiste en el reemplazo de los equipos antiguos por nuevos. De esta manera, el siguiente proyecto en el mismo lugar de emplazamiento incurriría en costos menores de inversión.

4.2. Costos administrativos

El proyecto tiene asociados costos administrativos. Entre ellos se analizarán el personal administrativo, las oficinas y los seguros correspondientes.

4.2.1. Personal administrativo

Se considera como gasto fijo anual al personal administrativo del parque eólico, los cuales se componen de un jefe de central, un ejecutivo administrativo y un especialistas de ambiente, a cargo de auditorías, control de residuos y estudios varios.

Se contempla un ajuste salarial en función de la inflación en Argentina y 13 sueldos anuales que incluyen el aguinaldo correspondiente para dichos cargos. Se consideran también dentro del gasto, las respectivas cargas sociales y el seguro de ART contratado en función de cada cargo con un costo valuado en el 2% del salario.

Las respectivas cantidades de empleados para cada cargo y su correspondiente sueldo mensual, se detallan en la siguiente tabla:

Puesto	Cantidad	Sueldo mensual	Cargas sociales (% del sueldo)	ART (% del sueldo)
Jefe de central	1	AR$ 120,000.00	25.53%	2.00%
Especialista en Ambiente	1	AR$ 50,000.00	25.53%	2.00%
Administrativo	1	AR$ 50,000.00	25.53%	2.00%
Total Sueldos Mensuales			**AR$ 276,166.00**	**AR$ 4,400.00**

Tabla 3.4.4. Gastos mensuales de sueldo a personal administrativo (Fuente: Elaboración propia).

4.2.2. Oficinas

Para el control administrativo del parque, no se considerará el alquiler de oficinas, ya que se aprovechará el edificio de control y oficinas que se construirán dentro del terreno. Dentro de este edificio, se instalará el sistema SCADA con el que se tiene el control total del parque. Allí trabajarán los técnicos y el jefe de central, que se dedican al monitoreo de la central de generación eléctrica. A su vez, se contratará personal administrativo y ambiental de Bahía Blanca de manera de que trabajen en las mismas instalaciones.

Para aquellas empresas que cuentan con diferentes proyectos, tiene más sentido el trabajo remoto y la utilización de oficinas que unifiquen los centros de comando de varios parques diferentes. Sin embargo, esto trae aparejada la necesidad de considerar traslados a los respectivos parques, en caso de necesidad. Por lo tanto, al contar con un único parque lo más práctico es centralizar el trabajo en el lugar de emplazamiento.

4.2.3. Vehículos

Para la adquisición y uso de un vehículo de transporte, se considera la opción de adquirir un servicio de leasing. El leasing se basa en un alquiler que permite el uso y goce del vehículo

mediante un abono mensual que incluye los costos de seguro y además financia el 100% del valor del vehículo para personas jurídicas o empresas, permitiendo según la opción contratada efectuar la compra hacia el final del contrato por un monto del 10% del valor original. Aún así, dado que la empresa no tiene una importante flota de vehículos ni busca gastar tiempo y dinero en la compra y venta de vehículos usados, se determina la opción de no adquirir los vehículos una vez cumplido el plazo total del leasing contratado.

Dicho tipo de arrendamiento permite abonar el IVA correspondiente al vehículo utilizado mediante cuotas mensuales y no generar una inmovilización del crédito fiscal al momento de la compra, aumentando aún más el valor del mismo para el primer año del parque. Un efecto similar ocurre en cuanto a la inmovilización del dinero en capital de trabajo, dado que en esta ocasión mediante el leasing no se inmoviliza la suma total del vehículo en uso sino que se realizan gastos menores mensualmente.

De esta forma, se busca mantener una flota de vehículos compuesta por una camioneta pickup simple cabina que permita la movilidad interna en el parque y el transporte de maquinarias y herramientas para distintas tareas de mantenimiento y ensayos.

En línea con poder mantener un vehículo con buenas prestaciones y alta confiabilidad, se buscó considerar camionetas de la marca Toyota por su liderazgo en ventas para la industria y origen nacional del vehículo. Se selecciona como vehículo la *Toyota Hilux 4X2 C/S DX 2.4TDI 6 M/T*, la cual tiene una garantía de fábrica de 3 años o 100,000 km según lo que ocurra primero. Lo cual considerando que el vehículo tendrá un uso promedio diario de 90 Kms, se cumplen primero los 3 años y por lo tanto durante el periodo de uso del vehículo con un leasing de 36 cuotas, el mismo siempre se encontrará en garantía.

Según informa la oferta de leasing de la empresa Toyota Compañía Financiera Argentina SA para un leasing del modelo previamente mencionado, por un plazo de 36 meses, el canon mensual tiene un valor actual de AR$ 68,019 (no incluye IVA) y el mismo al tratarse de cuotas fijas que se valorizan con el valor del vehículo es ajustado por el tipo de cambio a medida que pasa el tiempo (Cotizador de leasing Toyota Hilux, 2019). Dicho canon incluye la amortización del capital e interés y se le adiciona de forma obligatoria un seguro del automotor (Seguro San Cristobal Sociedad Mutual de Seguros Generales, Pack FV1 - TR FCIA VARIABLE 1%, Zona Bahía Blanca, Prov. de BS. As.). El seguro tiene una valuación actual de AR$ 5,236 (no incluye IVA) y el mismo es ajustado mediante la inflación de Argentina.

A la primera cuota de cada leasing adquirido, debe sumarse también el valor de inscripción del 0 Km que se compone por el 1,5% de valor del vehículo (para industria nacional), $61.20 (por Solicitud Tipo 12), $34.80 (por Formulario 13) y $14.40 (Formulario 59).

Para la consideración de costos generados por el uso y mantenimiento del mismo, se consideró la realización de los service oficiales de la marca del vehículo según el cronograma de mantenimiento (lo cual mantiene la garantía original) según la valuación correspondiente por kilometraje (Plan de Mantenimiento para Hilux DX/SR, 2019) y un cambio de cubiertas anual según la valuación actual promedio del mercado (AR$ 52,000).

4.2.4. Seguros

El contrato de mantenimiento con Vestas comprende una garantía denominada Garantía de Disponibilidad, incluída dentro del costo de mantenimiento. Esta es una garantía que establece que los aerogeneradores tienen que estar disponibles el 98% del denominado Período de Disponibilidad, que dura un año. Estos se renuevan todos los años, hasta la fecha de finalización del contrato.

En el caso en que la disponibilidad media medida sea menor a la disponibilidad media garantizada, dentro de cada período de disponibilidad, la compañía Vestas deberá pagar una indemnización por falta de disponibilidad. De esta manera, se asegura que el proyecto mantenga un rendimiento elevado durante toda su duración. Mientras tanto, si la disponibilidad media medida es superior a la disponibilidad media garantizada, se incurrirá en un gasto por parte del cliente, que debe pagar al proveedor una bonificación por disponibilidad. Por lo tanto, lo ideal es que se iguale la disponibilidad media medida a la garantizada.

Dentro de este contrato, se excluyen ciertos eventos que constituyen los denominados Períodos Excluidos. Estos son: las circunstancias de fuerza mayor; los problemas de emergencia o seguridad en el emplazamiento del parque eólico; la imposibilidad del proveedor de prestar sus servicios por variaciones en la legislación aplicable; la aplicación de parámetros operativos y la falta de disponibilidad del sistema SCADA; o la pérdida de los datos de funcionamiento, cuya responsabilidad sea ajena al proveedor.

Por esta razón, surge la necesidad de contratar un seguro adicional al de disponibilidad, que se denomina Seguro Todo Riesgo Operativo (en adelante, TRO) con Pérdida de Beneficio. Este seguro, cubrirá entonces aquellos eventos excluidos por el seguro de disponibilidad de Vestas, cubriendo los daños materiales del parque eólico como también la pérdida de facturación asociada a esos daños.

El costo del seguro TRO con Pérdida de Beneficio se estima en US$ 350,000 anuales.

4.3. Amortizaciones

A los fines de calcular las amortizaciones de los activos del proyecto, se debe considerar el beneficio otorgado por la Ley 27.191 (Ley 27.191, 2015) , que modifica a la Ley 26.190 (Ley 26.190, 2006) - Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

En este caso, los bienes de capital se clasifican en dos grupos: bienes muebles y bienes inmuebles, a cada uno de los cuales le corresponde un tratamiento fiscal diferente. Los bienes muebles que permanecerán en una misma ubicación a lo largo de la vida útil de proyecto, por estar adheridos al terreno, y cuyo costo de traslado es elevado, entran dentro de la categoría de bienes inmuebles (Circular - Instructivo sobre los Beneficios Fiscales, CAMMESA). Por lo tanto, en este proyecto solo se considerará la amortización de este segundo grupo.

La amortización de los bienes de capital, se realizará en un período de 14 años. Esto se debe a que la ley determina que, para las inversiones comprendidas entre el 1º de enero de 2018 y 31 de diciembre de 2021, se puede practicar la amortización en cuotas anuales, iguales y consecutivas que surjan de considerar la vida útil de los bienes inmuebles, reducida al 70%. El cálculo se realizó considerando que la vida útil estimada de los aerogeneradores, la red de

alta tensión, la subestación transformadora, la obra civil, la red de media tensión y tareas generales, es de 20 años.

Por otro lado, los cargos diferidos se amortizan a 5 años. Dentro de este concepto se encuentran las pruebas y estudios. Las contingencias incluidas dentro de las amortizaciones de bienes de uso, también se amortizan en 5 años.

Resumen CAPEX	Plazo Amortización	Monto inversión	Amortización
Aerogeneradores	14	AR$ 5,953,501,482	AR$ 425,250,106
Red de Alta tensión	14	AR$ 151,727,527	AR$ 10,837,680
Subestación Transformadora	14	AR$ 384,497,441	AR$ 27,464,103
Obra Civil	14	AR$ 802,546,325	AR$ 57,324,738
Red de Media Tensión	14	AR$ 70,247,720	AR$ 5,017,694
Tareas Generales	14	AR$ 159,972,002	AR$ 11,426,572
Amortizaciones bienes de uso		AR$ 7,522,492,496	AR$ 537,320,893
Pruebas	5	AR$ 31,484,936	AR$ 6,296,987
Estudios	5	AR$ 95,343,841	AR$ 19,068,768
Amortizaciones cargos diferidos		AR$ 126,828,777	AR$ 25,365,755

Tabla 3.4.5. Amortizaciones de BU y cargos diferidos (Fuente: Elaboración propia).

5. Análisis impositivo

Los impuestos que se deben considerar para el proyecto se dividen en impuestos nacionales y provinciales. A continuación, se explicará en detalle cada uno de ellos. A su vez, se deben considerar los beneficios fiscales que tiene el proyecto por cumplir los requisitos del Régimen de Fomento de Energías Renovables (Ley 26.190, 2006).

5.1. Impuestos Nacionales

Los impuestos nacionales que se deben considerar para el proyecto son el Impuesto al Valor Agregado, el Impuesto a las Ganancias, los derechos de importación y el Impuesto a los Débitos y Créditos Bancarios.

5.1.1. Impuesto al Valor Agregado

El Impuesto al Valor Agregado (en adelante, IVA) es un impuesto al consumo. Este se aplica a todas las ventas, obras y prestaciones de servicios. El impuesto es indirecto y regresivo, es decir, el consumidor soporta el total del valor agregado de toda la cadena de producción y comercialización. Por esta razón, las empresas perciben un crédito fiscal con sus compras y se paga el excedente de IVA generado con las ventas, a la Dirección General Impositiva, (en adelante, DGI).

Este proyecto en particular está alcanzado por el beneficio de la devolución anticipada del IVA previsto en el Régimen de Fomento de Energías Renovables. El beneficio consiste en la devolución del crédito de IVA correspondiente a los costos de inversión en capital fijo. Para inversiones realizadas entre el 1º de enero de 2018 y 31 de diciembre de 2021, la devolución se hará efectiva luego de transcurridos dos períodos fiscales (dos meses) desde el momento de la inversión.

La alícuota del impuesto general es del 21%, sin embargo para la compra de aerogeneradores corresponde una alícuota del 10.5% y para la venta de energía eléctrica del 27%.

5.1.2. Impuesto a las Ganancias

El impuesto a las ganancias grava los rendimientos obtenidos en un año fiscal, por sociedades comerciales, en este caso. El año fiscal se toma comenzando el 1º de enero y finalizando el 31 de diciembre.

Para el proyecto en cuestión, se creará una Sociedad de Propósito Específico, que se constituye como una Sociedad Anónima. Por lo tanto, las ganancias netas imponibles del proyecto quedarán sujetas a una tasa del 25%, en función de la Ley 27.430 (Ley 27.430, 2017). Esta alícuota se tomará para los ejercicios iniciados a partir del 1º de enero del 2020.

A su vez, la Ley 27.191 contempla el beneficio de la amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias para las inversiones comprendidas en el Régimen de Fomento de Energías Renovables. Este beneficio repercute en una reducción del impuesto a las ganancias para los primeros años del proyecto.

5.1.3. Importaciones

El proyecto estará exento del pago de derechos y gravámenes de importación, por ser beneficiario del Régimen de Fomento de Energías Renovables, amparado bajo la ley 27.191. Esta ley establece que quedan exentas todas las partes, componentes e insumos que se importen siempre que se acredite que no existe producción nacional de los bienes a importar. En el caso de los aerogeneradores, estos se comprarán a la compañía Vestas que ensambla las góndolas en Argentina. El resto de los componentes, quedan incluidos dentro de los bienes que se necesitan importar, por la falta de producción nacional.

5.1.4. Impuesto a los Débitos y Créditos Bancarios

El impuesto a los créditos y débitos bancarios, también conocido como impuesto al cheque, es un impuesto que grava todos los créditos y débitos en cuenta corriente. La alícuota del impuesto es del 0.6% (Ley 25.413, 2001). Sin embargo, el 33% del impuesto se puede tomar como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias.

5.1.5. Certificado Fiscal

El proyecto cuenta con un certificado fiscal que se podrá aplicar al pago de impuestos nacionales. Este es uno de los beneficios fiscales provenientes del Régimen de Fomento de Energías Renovables, de las leyes 26.190 y 27.191. Para obtener dicho beneficio, se debe presentar un 60% de Componente Nacional Declarado (en adelante, CND) en las instalaciones electromecánicas, con exclusión de la obra civil, o un 30% en caso de inexistencia de producción nacional.

Al utilizar turbinas de la marca Vestas, que son ensamblados localmente, y torres de producción nacional, se alcanza el porcentaje de componente nacional requerido.

El monto del certificado fiscal, corresponde al 20% del Total de Componente Nacional (en adelante, TCN).

Para el cálculo del Total de Componente Nacional, se deben sumar: bienes cuyo contenido máximo importado no supere el 40%; bienes producidos a partir de materias primas de origen nacional; bienes que hayan sufrido un proceso de transformación en el país (como el ensamble). Además, se debe sumar un 15% del cálculo anterior, en carácter de misceláneos (pequeñas partes consideradas como nacionales, como ser tornillos).

El TCN del proyecto es entonces de AR$ 5,358,151,334, y será recibido en el año uno un certificado fiscal por AR$ 1,071,630,267.

5.2. Impuestos Provinciales

Los impuestos provinciales que se deben analizar son el Impuesto inmobiliario, el Impuesto de Sellos, el Impuesto sobre los Ingresos Brutos y el Impuesto al cheque. El proyecto queda exento del pago de los primeros tres impuestos durante el término de 15 años, amparado por la ley 14.838 (Ley 14.838, 2016) de la Provincia de Buenos Aires, que adhiere a las leyes 26.190 y 27.191, del Régimen de Fomento de Energías Renovables.

5.2.1. Impuesto inmobiliario

El Impuesto inmobiliario quedará incluído dentro de lo pagado por el contrato de usufructo. Esto es lo que las fuentes consultadas de la industria suelen pactar con los dueños del campo.

Se considera que durante toda la vida útil del proyecto, el campo puede ser aprovechado también por su dueño para otros usos.

5.2.2. Impuesto de Sellos

El Impuesto de Sellos, es un tributo que se paga sobre los contratos a título oneroso. En este caso, los contratos se firman todos al inicio del proyecto, por lo que quedan exentos bajo la ley 14.838.

5.2.3. Impuesto sobre los Ingresos Brutos

El Impuesto Sobre los Ingresos Brutos, grava los ingresos del ejercicio habitual y a título oneroso, de cualquier actividad. La alícuota del impuesto en la Provincia de Buenos Aires, para la generación de energía eléctrica es del 1% (Ley 15.079, 2018).

Sin embargo, al ser beneficiario de la ley 14.838, el impuesto se comenzará a pagar recién a partir del año 2036 (considerando el inicio de la operación del parque eólico en el año 2021).

6. Cuadro de resultados

Un paso importante en el análisis económico financiero es la construcción del cuadro de resultados del proyecto. El mismo permite reflejar de forma clara cómo se obtiene la utilidad del proyecto. Para la confección del mismo se trabajará en AR$ nominales, actualizando los costos en moneda nacional según la proyección de la inflación, y convirtiendo los costos dolarizados a AR$ según la proyección del tipo de cambio año a año.

6.1. Sistema de costeo

Dada la naturaleza del proyecto y tipo de producción que lleva adelante, sin inventarios, se realiza un costeo directo.

6.2. Cuadro de resultados

A continuación se presenta el cuadro de resultados de los primeros cinco años del proyecto, donde se puede observar los resultados de utilidades para cada ejercicio anual:

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PAE (MWh)	$ -	$ 383,939	$ 383,939	$ 383,939	$ 383,939	$ 383,939
Precio de venta (AR$/MWh)	$ -	$ 4,289	$ 4,587	$ 4,970	$ 5,297	$ 5,595
Ingreso Bruto	$ 1,071,630,267	$ 1,646,599,554	$ 1,761,085,536	$ 1,908,176,983	$ 2,033,835,258	$ 2,148,092,434
Ventas	$ -	$ 1,646,599,554	$ 1,761,085,536	$ 1,908,176,983	$ 2,033,835,258	$ 2,148,092,434
Beneficio fiscal componente nacional	$ 1,071,630,267	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Impuesto al ingreso bruto	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Ingresos Netos	$ 1,071,630,267	$ 1,646,599,554	$ 1,761,085,536	$ 1,908,176,983	$ 2,033,835,258	$ 2,148,092,434
Costos	$ -	$ 800,481,013	$ 818,262,056	$ 844,236,056	$ 858,156,337	$ 867,321,542
Mantenimiento Vestas	$ -	$ 109,631,385	$ 120,305,617	$ 139,251,763	$ 145,925,261	$ 151,545,627
Personal	$ -	$ 13,101,501	$ 14,693,422	$ 15,997,184	$ 17,132,637	$ 18,183,942
ART personal	$ -	$ 16,057	$ 18,008	$ 19,606	$ 20,997	$ 22,286
Usufructo	$ -	$ 22,137,107	$ 24,292,480	$ 25,878,646	$ 27,118,854	$ 28,163,347
Seguros	$ -	$ 30,745,981	$ 33,739,556	$ 35,942,564	$ 37,665,075	$ 39,115,759
Gastos de inscripción vehículo 0km	$ -	$ 1,227,603	$ -	$ -	$ 1,503,877	$ -
Canon Leasing Vehículo	$ -	$ 944,028	$ 1,035,943	$ 1,103,585	$ 1,156,473	$ 1,201,015
Seguro Vehículo	$ -	$ 96,084	$ 107,759	$ 117,321	$ 125,648	$ 133,358
Costo por servicio de leasing Toyota Argentina	$ -	$ 18,828	$ 21,115	$ 22,989	$ 24,621	$ 26,132
Mantenimiento Anual Vehículo	$ -	$ 126,660	$ 145,877	$ 159,130	$ 165,632	$ 180,531
Combustible Anual Vehículo	$ -	$ 313,057	$ 351,095	$ 382,248	$ 409,380	$ 434,500
Servicios del parque	$ -	$ 449,592	$ 504,220	$ 548,960	$ 587,924	$ 624,001
Amortizaciones	$ -	$ 601,913,937	$ 601,913,937	$ 601,913,937	$ 601,913,937	$ 601,913,937
Costos de cierre	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Impuesto al cheque	$ -	$ 19,759,195	$ 21,133,026	$ 22,898,124	$ 24,406,023	$ 25,777,109
Utilidad antes IG sin Financ.	$ 1,071,630,267	$ 846,118,541	$ 942,823,480	$ 1,063,940,927	$ 1,175,678,921	$ 1,280,770,892
IG antes financiamiento	$ -	$ 211,529,635	$ 235,705,870	$ 265,985,232	$ 293,919,730	$ 320,192,723
Utilidad después IG sin Financ.	$ 1,071,630,267	$ 641,175,304	$ 714,161,952	$ 805,588,403	$ 889,894,532	$ 969,170,539
Ajuste por TC	$ -	$ 978,865,812	$ 672,694,119	$ 470,389,510	$ 347,165,919	$ 273,788,115
Intereses de financiamiento	$ -	$ 575,906,177	$ 608,109,336	$ 620,425,168	$ 619,245,472	$ 608,525,060
Ut. Operativa antes IG con Financ.	$ 1,071,630,267	$ (708,653,448)	$ (337,979,975)	$ (26,873,751)	$ 209,267,529	$ 398,457,717
IG después de financiamiento	$ -	$ 183,749,760	$ 91,539,336	$ 14,351,146	$ (44,181,541)	$ (91,022,059)
IG Saldo acumulado	$ -	$ 183,749,760	$ 275,289,096	$ 289,640,242	$ 245,458,701	$ 154,436,641
IG a pagar	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
IG Saldo cierre	$ -	$ 183,749,760	$ 275,289,096	$ 289,640,242	$ 245,458,701	$ 154,436,641
Ut. previa a distribución de divid. y utilid	$ 1,071,630,267	$ (708,653,448)	$ (337,979,975)	$ (26,873,751)	$ 209,267,529	$ 398,457,717
Ut. Neta	$ 1,071,630,267	$ (708,653,448)	$ (337,979,975)	$ (26,873,751)	$ 209,267,529	$ 398,457,717

Tabla 3.6.1. Cuadro de resultados de los primeros 5 años del proyecto (Fuente: Elaboración propia)

En primer lugar, se puede ver que los ingresos brutos están representados por las ventas de energía eléctrica anuales. El primer año, además se tiene un ingreso por el beneficio fiscal de componentes nacionales que se mencionó previamente.

Luego del impuesto al ingreso bruto, que como ya se mencionó, se empieza a pagar a partir del año 2036 (año 15), se obtienen por diferencia los ingresos netos.

Por otra parte, los egresos están representados por los costos previamente mencionados en los incisos 4 y 5.

Haciendo la diferencia de ingresos y egresos, se puede obtener la utilidad antes de IG e intereses del financiamiento. Descontando el impuesto a las ganancias (tomando el 33% del impuesto al cheque como parte del pago, como ya fue mencionado), se obtiene entonces la utilidad después de IG sin financiamiento.

Por otro lado, para obtener la utilidad antes de IG con financiamiento, se debe considerar el ajuste por tipo de cambio debido a la tenencia de una deuda y reserva en dólares. Luego se devengan los intereses de financiamiento, obteniéndose finalmente esta utilidad.

Por último, descontando nuevamente el impuesto a las ganancias se obtiene la utilidad neta, previa a la distribución de dividendos y utilidades. Cabe destacar que debido a las altas amortizaciones y el ajuste por TC, los primeros años la utilidad neta es negativa, por lo que se obtiene un saldo de IG a favor, favoreciendo el flujo de fondos del proyecto.

7. Punto de equilibrio

El punto de equilibrio es aquel nivel de producción para el cual los costos totales igualan a los ingresos por ventas, donde se cumple que la empresa no tiene ni pérdida, ni ganancia. Como ya fue mencionado anteriormente, no hay ningún costo variable, por lo que la recta de costos tiene pendiente cero (los costos no varían en función del nivel de producción). A modo de ejemplo se presenta el punto de equilibrio (PAE de equilibrio para este proyecto en particular) para el año 2021:

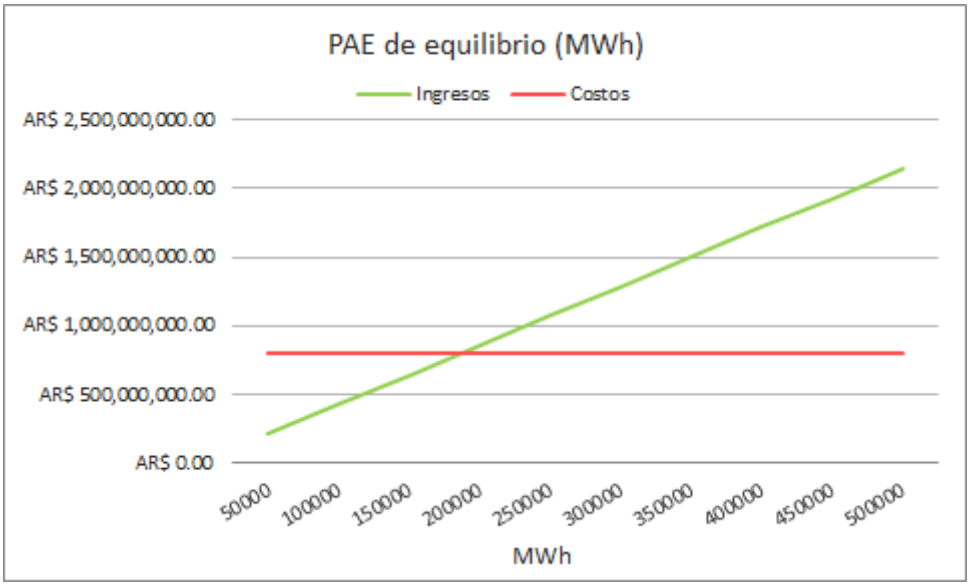


Figura 3.7.1. PAE de equilibrio (MWh) para el año 2021 (Fuente: Elaboración propia)

Al variar los costos año a año, también lo hace el punto de equilibrio. A continuación se presenta el punto de equilibrio año a año para los primeros 5 años:

Año	2021	2022	2023	2024	2025
PAE de equilibrio (MWh)	186,649	178,392	169,867	161,999	155,021
PAE (MWh)	383,939	383,939	383,939	383,939	383,939

Tabla 3.7.1. Punto de equilibrio (MWh) de los primeros 5 años del proyecto (Fuente: Elaboración propia)

Además, teniendo en cuenta que la cantidad a relativamente constante, también puede calcularse el precio de equilibrio. Esto es, el precio tal que vendiendo toda la producción anual se igualan los ingresos con los costos. Nuevamente, a modo de ejemplo se presenta el precio de equilibrio para el año 2021:

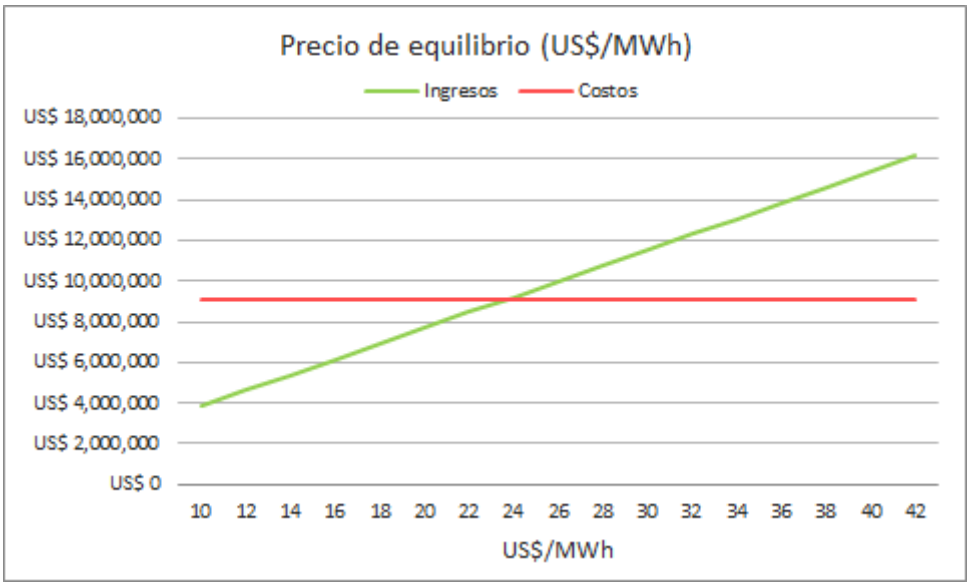


Figura 3.7.2. Precio de equilibrio(US$/MWh) para el año 2021 (Fuente: Elaboración propia)

Tal como sucede para el punto de equilibrio, el precio de equilibrio varía de manera análoga año a año.

Año	2021	2022	2023	2024	2025
Precio de equilibrio (US$/MWh)	24	22	21	21	20
Precio ofertado (US$/MWh)	US$ 48.82	US$ 47.58	US$ 48.40	US$ 49.22	US$ 50.06

Tabla 3.7.2. Precio de equilibrio(US$/MWh) de los primeros 5 años del proyecto (Fuente: Elaboración propia)

Se presenta a continuación el precio en US$/MWh y la PAE en MWh de equilibrio año a año, así como el precio de venta ofertado y la PAE tomando el P90:

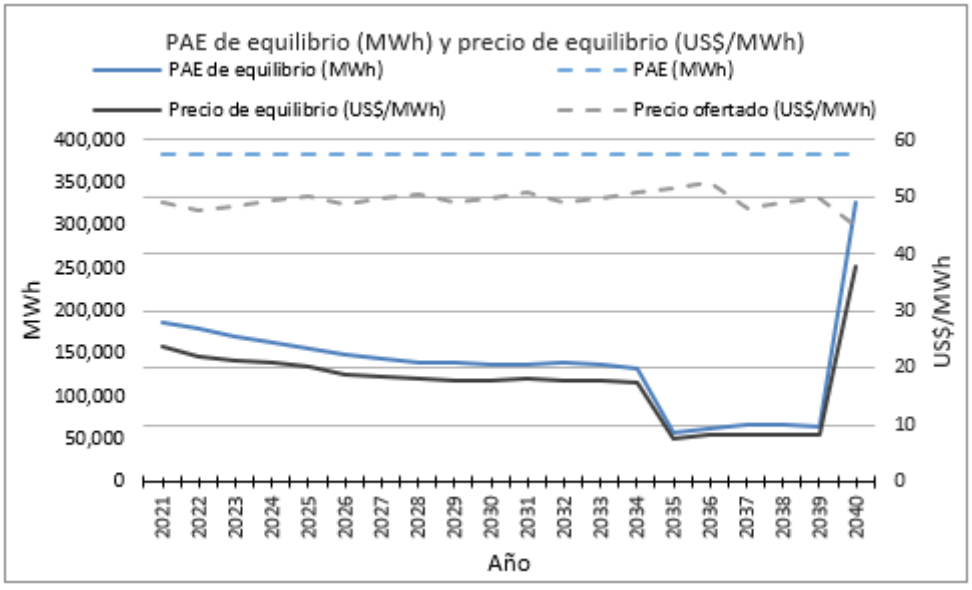


Figura 3.7.3. PAE de equilibrio (MWh) y precio de equilibrio(US$/MWh) para el año 2021 (Fuente: Elaboración propia)

En los anteriores gráficos se logra comprobar el estado del nivel de actividad frente a la condición de equilibrio y se puede observar la ganancia del proyecto como el área entre las rectas de costo total e ingresos.

Es posible notar que se trabaja en un nivel muy por encima del de equilibrio (a excepción del último año, donde los costos por la liquidación del parque elevan notablemente dicho punto pero sin alcanzar este nivel). Esto responde a la naturaleza del proyecto, como ya fue mencionada, que consiste en una fuerte inversión inicial, con muy bajos costos operativos durante toda la vida útil del parque.

8. Financiamiento

Para el presente proyecto se tomará la modalidad de financiamiento de "Project Finance" (Martínez de Hoz & Blanco, 2018). Este es un tipo de financiamiento de proyectos que fue amparado por el Régimen de Fomento de Energías Renovables, y cuya particularidad recae en ser un financiamiento sin recurso, "off balance sheet", basado únicamente en el flujo de caja del proyecto. El sponsor del proyecto debe responder como garante durante la etapa de construcción, pero una vez que se alcanza el "completion date" técnico y financiero (la fecha de puesta en marcha del proyecto y firma de contratos de financiación), las garantías pasan a ser las que se otorgan sobre los activos y generación de caja del proyecto.

El financiamiento se otorga a las sociedades vehículo de propósito específico (SPE) que cumplen con las siguientes condiciones:

Los proyectos deben tener una gran estabilidad y predictibilidad de los flujos de caja a largo plazo. Esta característica se cumple en el caso del presente proyecto por contemplar la venta de energía en el marco del plan RenovAr, donde se firma un contrato de venta de energía (un PPA) a 20 años. Además, como se mencionó anteriormente, el precio está prepactado y sujeto a determinados factores de ajuste, y se pacta la venta de la totalidad de la generación de energía eléctrica, durante toda la vida útil del proyecto. Por otro lado, la predictibilidad del proyecto se basa en una estructura de contratos fijos con los proveedores, operadores y contratistas que prestan servicios al proyecto, de manera de distribuir el riesgo entre las distintas partes.

Bajo esta modalidad, y por la naturaleza del proyecto, se puede acceder a préstamos con bancos de desarrollo, como son el BID (Banco Interamericano de Desarrollo) y el KfW (Banco Alemán de Desarrollo). Además, al contratarse a la firma Danesa Vestas como proveedora de los aerogeneradores, se cuenta con la posibilidad de acceder a un préstamo de la EKF (agencia de crédito a la exportación Danesa).

El beneficio de financiarse con bancos de desarrollo, frente a bancos comerciales son los mayores montos a los que se puede acceder, los plazos de los préstamos (que llegan hasta los 15 años) y el acceso a menores tasas.

La estructura de financiación del proyecto responde al requisito de los bancos de contar con al menos un 30% de capital propio. A partir de este valor, se evaluó la proporción de Deuda/Equity, en adelante D/E, que más favorece al proyecto en términos económicos y financieros. Como era de esperarse, el apalancamiento aumenta el VAN del proyecto y la TIR de los accionistas, por lo que se tomará el valor límite permitido, un 70% de deuda y 30% de capital propio.

Cabe destacar que se evaluó la posibilidad de financiarse a través de la emisión de Obligaciones Negociables (en adelante, ONs), como lo hizo la empresa YPF Luz para la financiación de sus parques eólicos. Sin embargo, para analizar el proyecto aislado, no va a ser posible la emisión de ONs debido a que se requiere la presentación de una garantía de titularidad de la compañía emisora. Por lo tanto, no se puede constituir un fideicomiso con los ingresos del proyecto como garante, a diferencia de la modalidad Project Finance que sí lo permite. Sin embargo, más adelante se analizará la alternativa de emisión de ONs para el caso

en que el proyecto sea llevado a cabo por una empresa que tenga el respaldo para actuar como garante.

8.1. Estructura de deuda del proyecto

Los préstamos otorgados para este tipo de proyectos varían en función de la negociación que se realice con los bancos. Por esta razón, se consultó con especialistas en el rubro a fin de determinar el préstamo a pedir.

Según la información obtenida de proyectos similares al analizado, la deuda se divide en dos: el 70% del monto de la deuda debe destinarse a un préstamo con tasa fija del 7% en dólares, mientras que el 30% restante, debe destinarse a un préstamo con tasa variable, con una tasa de LIBOR + 5.5% en dólares. Esta distinción la realizan los bancos con el fin de reducir el riesgo asociado a la variabilidad de la tasa LIBOR.

Además, el monto del préstamo debe incluir el CAPEX + IVA, y el monto correspondiente a 1 año de servicio de deuda. Este último valor se incluye como Cuenta de Reserva para el Servicio de la Deuda (en adelante, CRSD) y es un depósito que se utilizará para pagar la deuda en caso de que los flujos de proyecto no sean suficientes.

Son habituales tanto los préstamos de sistema alemán como sistema francés, por lo que se evaluó el rendimiento del proyecto con ambos.

En primera instancia se calculó el préstamo mediante un sistema francés. Cabe destacar que al estar sujeta la cuota a una tasa de referencia, como en este caso lo es la LIBOR, se debe recalcular la cuota del sistema francés año a año, en función de los períodos restantes y el interés de dicha tasa. Para ello se realizó además una proyección de la LIBOR en función de la información histórica de los últimos 10 años. Se presenta a continuación el cálculo de la cuota anual con tasa variable para el sistema francés año a año:

Año	Período	Tasa (Fjia+Libor)	Cuota Anual	Intereses	Amortización	Cap. Vivo
2020	0					$27,773,817
2021	1	7.2712%	$3,101,862	$2,019,496	$1,082,365	$26,691,451
2022	2	7.3147%	$3,109,888	$1,952,405	$1,157,483	$25,533,968
2023	3	7.3582%	$3,117,487	$1,878,845	$1,238,642	$24,295,326
2024	4	7.4017%	$3,124,645	$1,798,270	$1,326,374	$22,968,952
2025	5	7.4452%	$3,131,346	$1,710,087	$1,421,260	$21,547,692
2026	6	7.4887%	$3,137,577	$1,613,643	$1,523,933	$20,023,758
2027	7	7.5322%	$3,143,321	$1,508,230	$1,635,091	$18,388,668
2028	8	7.5757%	$3,148,562	$1,393,070	$1,755,492	$16,633,176
2029	9	7.6192%	$3,153,286	$1,267,314	$1,885,972	$14,747,204
2030	10	7.6627%	$3,157,476	$1,130,033	$2,027,443	$12,719,762
2031	11	7.7062%	$3,161,115	$980,209	$2,180,907	$10,538,855
2032	12	7.7497%	$3,164,189	$816,728	$2,347,461	$8,191,394
2033	13	7.7932%	$3,166,681	$638,370	$2,528,310	$5,663,084
2034	14	7.8367%	$3,168,574	$443,798	$2,724,776	$2,938,308
2035	15	7.8802%	$3,169,852	$231,544	$2,938,308	$0

Tabla 3.8.1. Cálculo cuota anual sistema francés a tasa variable (Fuente: Elaboración propia)

Préstamo a tasa variable		
Bien a financiar	30% del financiamiento total	
Monto	US$	$ 27,773,817
Plazo	Años	15
Tasa	LIBOR + 5,5 %	7.5%
Cuota	Sistema francés	Variable

Tabla 3.8.2. Resumen préstamo francés tasa variable (Fuente: Elaboración propia)

Por otro lado, el 70% restante del préstamo, al ser a tasa fija tendrá una cuota constante como se presenta en la siguiente tabla:

Préstamo a tasa fija		
Bien a financiar	70% del financiamiento total	
Monto	US$	$ 64,805,572
Plazo	Años	15
Tasa	Fija	7.0%
Cuota	Sistema francés	$ 7,115,303

Tabla 3.8.3. Resumen préstamo francés tasa fija (Fuente: Elaboración propia)

Habiendo calculado ambas cuotas del préstamo francés, se procedió a calcular realizar el flujo de fondos para este préstamo. De manera análoga se procedió a realizar también el flujo de fondos del sistema alemán, caracterizado por tener una amortización constante pagando intereses sobre el saldo a fin del ejercicio anterior (nuevamente usando la proyección de la LIBOR para el 30% a tasa variable).

De esta manera se pudo evaluar al proyecto en cada préstamo obteniendo un mejor resultado en el caso correspondiente al sistema francés. Se presenta el VAN del proyecto para cada tipo de préstamo:

Préstamo	VAN Proyecto
Sistema francés	$ 16,180,142
Sistema alemán	$ 14,929,962

Tabla 3.8.4. VAN del proyecto según tipo de préstamo.

Se observa que el sistema francés presenta un VAN superior al sistema alemán. El préstamo se pedirá en el año 2020, que corresponde al año 0 del proyecto, en el cual se realiza la construcción y tiene una duración de 15 años. A continuación se observan los primeros 5 años del flujo de fondos de la deuda:

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Capital vivo	US$ 64,805,572	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0
Amortización	US$ 0	US$ 2,578,913	US$ 2,759,437	US$ 2,952,598	US$ 3,159,280	US$ 3,380,429
Saldo	US$ 64,805,572	US$ 62,226,659	US$ 59,467,222	US$ 56,514,624	US$ 53,355,344	US$ 49,974,914
Interés	US$ 0	US$ 4,536,390	US$ 4,355,866	US$ 4,162,706	US$ 3,956,024	US$ 3,734,874
FF deuda	US$ 64,805,572	-US$ 7,115,303	-US$ 7,115,303	-US$ 7,115,303	-US$ 7,115,303	-US$ 7,115,303
Deuda	US$ 64,805,572	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0
Interés	US$ 0	-US$ 4,536,390	-US$ 4,355,866	-US$ 4,162,706	-US$ 3,956,024	-US$ 3,734,874
Capital	US$ 0	-US$ 2,578,913	-US$ 2,759,437	-US$ 2,952,598	-US$ 3,159,280	-US$ 3,380,429
TIR	7.00%					

Tabla 3.8.5. Préstamo francés tasa fija

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Capital vivo	US$ 27,773,817	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0
Amortización	US$ 0	US$ 1,082,365	US$ 1,157,483	US$ 1,238,642	US$ 1,326,374	US$ 1,421,260
Saldo	US$ 27,773,817	US$ 26,691,451	US$ 25,533,968	US$ 24,295,326	US$ 22,968,952	US$ 21,547,692
Interés	US$ 0	US$ 2,019,496	US$ 1,952,405	US$ 1,878,845	US$ 1,798,270	US$ 1,710,087
FF deuda	US$ 27,773,817	-US$ 3,101,862	-US$ 3,109,888	-US$ 3,117,487	-US$ 3,124,645	-US$ 3,131,346
Deuda	US$ 27,773,817	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0
Interés	US$ 0	-US$ 2,019,496	-US$ 1,952,405	-US$ 1,878,845	-US$ 1,798,270	-US$ 1,710,087
Capital	US$ 0	-US$ 1,082,365	-US$ 1,157,483	-US$ 1,238,642	-US$ 1,326,374	-US$ 1,421,260
TIR	7.45%					

Tabla 3.8.6. Préstamo francés tasa variable

Considerando el flujo de fondos de la deuda total, se obtiene una TIR de deuda del 7.14%, esto es, la tasa de la deuda o k_D.

Por lo general, los préstamos se suelen repartir entre diferentes bancos, ya que es más fácil conseguir un préstamo de menor monto. Para este análisis sin embargo, se tomó un sólo préstamo, ya que se toma como supuesto que todos los bancos mencionados ofrecen las mismas tasas.

Para acceder a estos préstamos se requiere presentar la siguiente documentación:

- El contrato de venta de energía o PPA (Power Purchase Agreement), en este caso con Cammesa.
- El Reporte de Producción de Energía (en adelante RPE), realizado por un consultor independiente. El RPE incluye la evaluación del recurso eólico y la generación eléctrica estimada para los 20 años del proyecto. Se incluye la producción esperada a distintos niveles de excedencia, como son el P50, P90 y P99.
- Certificados y reportes que acrediten los estudios realizados para el correcto funcionamiento del proyecto. Dentro de estos se encuentran los estudios de suelo y de impacto ambiental.
- El contrato de mantenimiento, en este caso con Vestas. Este documento es importante porque acredita la Garantía de Disponibilidad mencionada en el inciso *4.2.4 Seguros*.
- El seguro TRO con Pérdida de Beneficio, también detallado en el inciso de seguros.

Además, los bancos exigen un Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (en adelante, RCSD) superior a 1.3 para estos proyectos (Hinojosa, 2014). El RCSD es un indicador que determina la robustez financiera de un proyecto, es decir, la capacidad del flujo de caja para devolver la deuda en cada ejercicio.

La Fórmula 3.8.1 del indicador es la siguiente:

$$RCSD = \frac{EBITDA}{Amortización + Intereses} \qquad \text{(Fórmula 3.8.1)}$$

El ratio se calcula en función del EBITDA, el beneficio antes de intereses, impuestos y amortizaciones, ya que las amortizaciones son fondos susceptibles para ser utilizados para pagar la deuda.

En este caso, el proyecto cumple con lo requerido ya que el RCSD da superior a 1.3 a lo largo de los 15 años de préstamo. A continuación, se presentan los valores para los primeros 5 años:

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025
RCSD		4.57	4.15	3.92	3.73	3.56

Tabla 3.8.7. Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda. (Fuente: Elaboración propia)

8.2. Obligaciones Negociables

Si bien se ha mencionado que el proyecto por sí solo no tendría la posibilidad de financiarse a través de la emisión de Obligaciones Negociables, (en adelante, ONs), es interesante analizar la situación para el escenario en el que el proyecto sea llevado a cabo por una empresa con el respaldo necesario para presentar una garantía propia.

Tomando ese supuesto, se realizó el análisis de la financiación a través de ONs, en lugar de la solicitud de un préstamo bancario. Para la emisión de ONs se consideró un plazo de 10 años, y una tasa de interés del 10.23%. Las condiciones se tomaron asumiendo condiciones similares a las de las ONs lanzadas en los últimos años por empresas del sector, como YPF Luz y Pampa Energía.

Obligaciones Negociables		
Bien a financiar 30% del financiamiento total		
Monto	US$	$ 82,310,707
Plazo	Años	10
Tasa	Fija	10.2%
Cuota	Sistema Americano	$ 0

Tabla 3.8.8. Obligaciones Negociables resumen (Fuente: Elaboración propia)

Las ONs se emitirán en el año 2020, correspondiente al año 0 del proyecto, durante el cual se realiza la construcción del parque. A continuación, se presentan los primeros 5 años del flujo de fondos de la deuda:

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Capital vivo	US$ 82,310,707	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0
Amortización	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0
Saldo	US$ 82,310,707	US$ 82,310,707	US$ 82,310,707	US$ 82,310,707	US$ 82,310,707	US$ 82,310,707
Interés	US$ 0	US$ 8,420,385	US$ 8,420,385	US$ 8,420,385	US$ 8,420,385	US$ 8,420,385
FF deuda	US$ 82,310,707	-US$ 8,420,385	-US$ 8,420,385	-US$ 8,420,385	-US$ 8,420,385	-US$ 8,420,385
Deuda	US$ 82,310,707	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0
Interés	US$ 0	-US$ 8,420,385	-US$ 8,420,385	-US$ 8,420,385	-US$ 8,420,385	-US$ 8,420,385
Capital	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0	US$ 0
TIR	**10.23%**					

Tabla 3.8.9. Obligaciones Negociables Flujo de Fondos de la deuda (Fuente: Elaboración propia)

Al correr el modelo con el financiamiento a través de la emisión de ONs, se observa que el VAN del proyecto es de US$ 7,004,0712. Se observa entonces, que el VAN de este caso es menor al que se obtuvo considerando la financiación a través del préstamo con sistema francés, por lo que se elegirá este último para el proyecto en cuestión.

9. Cuadro de fuentes y usos

El cuadro de fuentes y usos, permite proyectar los "baches" financieros que ocurren a lo largo de los distintos ejercicios anuales y analizar los requerimientos de financiamiento necesarios para solventar dichos baches según las necesidades de caja mínima que requiera el proyecto.

En particular, la disponibilidad mínima en caja y bancos requerida por el proyecto fue fijada en el valor correspondiente a la suma de los costos de operación del período.

En la siguiente tabla, se puede observar la clasificación de las fuentes y usos del proyecto para los primeros cinco años del mismo:

Flujos operativos	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Saldo acumulado al ejercicio	$ -	$ 1,071,630,267	$ 1,656,930,142	$ 2,628,777,454	$ 3,429,002,758	$ 4,076,855,217
Aportes de Capital	$ 2,679,331,141	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Ventas	$ -	$ 1,646,599,554	$ 1,761,085,536	$ 1,908,176,983	$ 2,033,835,258	$ 2,148,092,434
Venta credito fiscal	$ 1,071,630,267	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Créditos no renovables	$ 7,031,713,304	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Variación negativa financiera en Activo de Trabajo	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Recupero del Crédito Fiscal IVA	$ -	$ 415,102,633	$ 443,143,608	$ 227,399,845	$ -	$ -
Recupero AT	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Total fuentes	$ 10,782,674,711	$ 3,133,332,454	$ 3,861,159,287	$ 4,764,354,282	$ 5,462,838,016	$ 6,224,947,651
Inversión Activo Fijo	$ 8,625,398,358	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Intereses	$ -	$ 575,906,177	$ 608,109,336	$ 620,425,168	$ 619,245,472	$ 608,525,060
Cancelación de la deuda	$ -	$ 321,627,463	$ 377,586,138	$ 430,411,206	$ 482,721,442	$ 536,633,488
Variación positiva financiera en Activo de Trabajo	$ -	$ 381,813,306	$ 30,521,922	$ 42,343,464	$ 27,904,498	$ 21,880,620
Impuesto Ingresos brutos	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
IVA Inversión	$ 1,085,646,086	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Costo total de lo vendido	$ -	$ 798,969,301	$ 818,078,373	$ 844,085,622	$ 858,025,324	$ 867,200,237
Cierre del parque	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
IG / Impuesto Activos	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Total usos	$ 9,711,044,445	$ 2,078,316,248	$ 1,834,295,770	$ 1,937,265,461	$ 1,987,896,736	$ 2,034,239,406
Fuentes - Usos	$ 1,071,630,267	$ 1,055,016,206	$ 2,026,863,517	$ 2,827,088,822	$ 3,474,941,280	$ 4,190,708,245
Amortizaciones del ejercicio	$ -	$ 601,913,937	$ 601,913,937	$ 601,913,937	$ 601,913,937	$ 601,913,937
Saldo Acumulado	$ 1,071,630,267	$ 1,656,930,142	$ 2,628,777,454	$ 3,429,002,758	$ 4,076,855,217	$ 4,792,622,181
Saldo Propio del ejercicio	$ 1,071,630,267	$ 585,299,875	$ 971,847,312	$ 800,225,304	$ 647,852,459	$ 715,766,964
Disponibilidad mínima	$ -	$ 178,807,882	$ 195,215,094	$ 219,423,996	$ 231,836,378	$ 239,630,496
Disponibilidad al cierre	$ 1,071,630,267	$ 1,835,738,024	$ 2,823,992,547	$ 3,648,426,754	$ 4,308,691,595	$ 5,032,252,678

Tabla 3.9.1. Cuadro de fuentes y usos de los primeros 5 años del proyecto sin IVA (Fuente: Elaboración propia)

Se detallan a continuación los rubros que se presentan en el cuadro de fuentes y usos de la Tabla 3.9.1.

9.1. Fuentes

Dentro de fuentes se encuentran las siguientes cuentas:

- Aporte de capital: inversiones realizadas con capital propio del inversor en el primer año del proyecto (2020).
- Ventas: ventas totales por año de energía eléctrica generada por el parque eólico.
- Venta crédito fiscal: Venta del crédito fiscal obtenido por el beneficio de componente nacional. Se consider que el crédito se vende por el 90% de su valor nominal.
- Créditos no renovables: financiación según estructura de deuda con la que se realiza inversiones planeadas en el primer año del parque (2020).
- Variación negativa financiera en Activo de Trabajo: representa los años en los que disminuye la caja mínima y por lo tanto el activo de trabajo.
- Recupero del crédito fiscal IVA: suma de IVA que no se abona a la DGI en cada año por la propia generación de IVA en el año previo representando así una fuente en el cuadro de fuentes y usos.
- Recupero AT: recupero de la suma de disponibilidades en caja y crédito por ventas que componen al activo de trabajo ante el fin del proyecto.

9.2. Usos

Dentro de usos se encuentran las siguientes cuentas:

- Inversión en Activo Fijo: representa la inversión total de activo fijo estipulada por el cronograma de inversiones (incluye inversiones en BU y CRSD).
- Intereses: los egresos por periodo en pago de intereses de la financiación requerida.
- Cancelación de la deuda: monto de la amortización de las deudas de financiamiento según estructura de financiamiento y correspondiente disminución en la caja del proyecto.
- Variación positiva financiera en Activo de Trabajo: variación del activo fijo respecto del año en curso respecto al anterior.
- Impuesto Ingresos Brutos: impuesto a los ingresos brutos de cada periodo.
- IVA Inversión: IVA pagado al inicio del proyecto en concepto del CAPEX.
- Costo Total de lo vendido: costos en los que se incurre durante cada periodo para producir las ventas del periodo. Particularmente para el presente parque eólico dicho costos de producción son principalmente costos de operación y mantenimeinto, y su totalidad se detalla en el cuadro de resultados.
- Costo de cierre del parque: costo de desmonte de los aerogeneradores y reacondicionamiento del terreno. Dichos costos se detallan en el inciso 4.1.5.
- IG/Impuestos Activos: impuesto a las ganancias sobre la utilidad neta de cada periodo (tomando el 33% del impuesto al cheque como parte de pago, como ya fue mencionado).

10. Balance

El balance es el documento contable que describe la situación patrimonial de una empresa en un momento determinado. A continuación se presentan el balance, y se detallarán las cuentas que lo componen.

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Disponibilidad en Caja y Bancos	$1,071,630,267	$1,835,738,024	$2,823,992,547	$3,648,426,754	$4,308,691,595	$5,032,252,678
Crédito por Ventas (con IVA) (45)	$0	$203,005,425	$217,120,135	$235,254,697	$250,746,813	$264,833,314
Cuenta de Reserva para el Servicio de la Deuda (CRSD)	$779,940,642	$902,059,163	$989,887,926	$1,054,522,186	$1,105,059,078	$1,147,620,837
Crédito Fiscal IVA	$1,085,646,086	$670,543,454	$227,399,845	$0	$0	$0
Total Activo Corriente	$2,937,216,995	$3,611,346,065	$4,258,400,454	$4,938,203,637	$5,664,497,486	$6,444,706,829
Bienes de Uso	$7,718,628,939	$7,142,080,758	$6,565,532,577	$5,988,984,396	$5,412,436,215	$4,835,888,033
Cargos Diferidos	$126,828,777	$101,463,021	$76,097,266	$50,731,511	$25,365,755	$0
Total Activo No Corriente	$7,845,457,716	$7,243,543,779	$6,641,629,843	$6,039,715,906	$5,437,801,970	$4,835,888,033
Activo Total	$10,782,674,711	$10,854,889,845	$10,900,030,297	$10,977,919,543	$11,102,299,455	$11,280,594,862
Sueldos a pagar	$0	$1,511,712	$1,695,395	$1,845,829	$1,976,843	$2,098,147
Total Pasivo Corriente	$0	$1,511,712	$1,695,395	$1,845,829	$1,976,843	$2,098,147
Deudas Bancarias	$7,031,713,304	$7,811,070,174	$8,194,006,918	$8,298,619,481	$8,213,600,850	$7,993,317,236
Total Pasivo No Corriente	$7,031,713,304	$7,811,070,174	$8,194,006,918	$8,298,619,481	$8,213,600,850	$7,993,317,236
Total Pasivo	$7,031,713,304	$7,812,581,886	$8,195,702,312	$8,300,465,310	$8,215,577,693	$7,995,415,383
Capital	$2,679,331,141	$2,679,331,141	$2,679,331,141	$2,679,331,141	$2,679,331,141	$2,679,331,141
Utilidad del Ejercicio	$1,071,630,267	-$708,653,448	-$337,979,975	-$26,873,751	$209,267,529	$398,457,717
Utilidades de Ejercicios Anteriores	$0	$1,071,630,267	$362,976,818	$24,996,844	-$1,876,908	$207,390,622
Total Patrimonio Neto	$3,750,961,407	$3,042,307,959	$2,704,327,984	$2,677,454,233	$2,886,721,762	$3,285,179,479

Tabla 3.10.1. Balance (primeros 5 años)

10.1. Activo

El activo puede ser dividido en activo corriente y activo no corriente.

10.1.1. Activo corriente

El activo corriente está compuesto por las siguientes cuentas:

- Disponibilidad en caja y bancos.
- Créditos por Venta con IVA (45 días): debido a los plazos de pago de CAMMESA, se contempló el pago por las ventas con un plazo de 45 días.
- Cuenta de Reserva para el Servicio de la Deuda (CRSD): tal como se mencionó en el inciso de Financiamiento, se cuenta con una reserva por el monto de una cuota anual del préstamo en caso de que el flujo de fondos del proyecto resultase insuficiente.

- Crédito Fiscal IVA: el proyecto cuenta con un saldo a favor inicial, acorde al IVA inversión.

10.1.2 Activo no corriente

El activo no corriente está compuesto por las siguientes cuentas:

- Bienes de Uso: representa los aerogeneradores, la obra civil, la obra eléctrica y la estación de control.
- Cargos diferidos: las distintas pruebas y estudios son contempladas en la cuenta de cargos diferidos, que se amortizan en los primeros 5 años.

10.2. Pasivo

El pasivo, al igual que el activo, se divide en corriente y no corriente.

10.2.1 Pasivo corriente

Dentro del pasivo corriente se encuentra la cuenta “Saldos a pagar”. Esta fue creada, tomando en consideración que los salarios se suelen pagar los primeros días del mes, generando un desfasaje en el pago de los sueldos. Es decir, al finalizar cada ejercicio se tendrá una deuda en concepto de los salarios de diciembre, que incluyen el aguinaldo. Esta demora en el pago de los salarios, genera un financiamiento “gratuito”.

10.2.2 Pasivo no corriente

Dentro del del proyecto, la única deuda a largo plazo es la deuda bancaria. Cabe destacar que al estar en dólares, la misma debe ser ajustada año a año al valor nominal en AR$. Esto genera una pérdida por tipo de cambio, y explica porque en los primeros años el valor del a deuda en pesos argentinos crece, a pesar del pago de las primeras cuotas.

10.3. Patrimonio neto

Está compuesto por las siguientes cuentas:

- Capital: capital aportado por los inversores.
- Utilidad del ejercicio: utilidad del ejercicio actual.
- Utilidades de ejercicios anteriores: utilidad acumulada de ejercicios anteriores.

11. Flujo de fondos

El flujo de fondos del presente proyecto de inversión es un reporte en el que se presentan los flujos financieros de ingresos y egresos provenientes de distintas fuentes con su respectiva ocurrencia en el tiempo, permitiendo evaluar para cada ejercicio anual la rentabilidad del proyecto.

11.1 Flujo de fondos del IVA

El IVA genera para el proyecto un efecto financiero dado por el diferimiento de pagos que se contabiliza por separado y se evalúa mediante el flujo de fondos del mismo su evolución a lo largo del periodo de análisis.

A continuación, se presenta el flujo de fondos del IVA correspondiente a los primeros cinco años del proyecto:

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Delta IVA de inversiones en AF	$1,085,646,086	$0	$0	$0	$0	$0
IVA en ventas	$0	$444,581,880	$475,493,095	$515,207,785	$549,135,520	$579,984,957
IVA pagado en costo de lo vendido	$0	$29,479,247	$32,349,486	$36,790,809	$38,553,971	$40,038,891
IVA diferencia		$415,102,633	$443,143,608	$478,416,977	$510,581,549	$539,946,066
IVA Saldo	-$1,085,646,086	$415,102,633	$443,143,608	$478,416,977	$510,581,549	$539,946,066
IVA Saldo acumulado	-$1,085,646,086	-$670,543,454	-$227,399,845	$251,017,131	$510,581,549	$539,946,066
IVA Pagado en el período	$0	$0	$0	$251,017,131	$510,581,549	$539,946,066
IVA Saldo al cierre	-$1,085,646,086	-$670,543,454	-$227,399,845	$0	$0	$0
FF IVA	-$1,085,646,086	$415,102,633	$443,143,608	$227,399,845	$0	$0

Tabla 3.11.1. Flujo de fondos del IVA del proyecto para los primeros 5 años (Fuente: Elaboración propia).

11.2 Flujo de fondos del Proyecto

El flujo de fondos del proyecto que se encuentra detallado para los primeros cinco años a continuación, permite medir la rentabilidad del proyecto en sí mismo independientemente del financiamiento elegido, calculando así el rinde de la inversión total mediante el análisis de los ingresos y egresos asociados al proyecto y su ocurrencia en el tiempo.

Flujos operativos	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos	$1,071,630,267	$1,646,599,554	$1,761,085,536	$1,908,176,983	$2,033,835,258	$2,148,092,434
Precio (AR$/MWh)	$0	$4,289	$4,587	$4,970	$5,297	$5,595
PAF (MWh)	$0	$383,939	$383,939	$383,939	$383,939	$383,939
Venta Credito Fiscal	$1,071,630,267	$0	$0	$0	$0	$0
Impuesto al ingreso bruto	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Egresos	$0	$177,296,170	$195,031,410	$219,273,562	$231,705,364	$239,509,192
Mantenimiento Vestas	$0	$109,631,385	$120,305,617	$139,251,763	$145,925,261	$151,545,627
Personal	$0	$11,589,789	$14,509,738	$15,846,750	$17,001,623	$18,062,637
ART personal	$0	$16,057	$18,008	$19,606	$20,997	$22,286
Usufructo	$0	$22,137,107	$24,292,480	$25,878,646	$27,118,854	$28,163,347
Gastos de inscripción vehículo 0km	$0	$1,227,603	$0	$0	$1,503,877	$0
Canon Leasing Vehículo	$0	$944,028	$1,035,943	$1,103,585	$1,156,473	$1,201,015
Seguro Vehículo	$0	$96,084	$107,759	$117,321	$125,648	$133,358
Costo por servicio de leasing Toyota Argentina	$0	$18,828	$21,115	$22,989	$24,621	$26,132
Mantenimiento Anual Vehículo	$0	$126,660	$145,877	$159,130	$165,632	$180,531
Combustible Anual Vehículo	$0	$313,057	$351,095	$382,248	$409,380	$434,500
Cierre del parque	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Servicios del parque	$0	$449,592	$504,220	$548,960	$587,924	$624,001
Seguro	$0	$30,745,981	$33,739,556	$35,942,564	$37,665,075	$39,115,759
EBITDA	$1,071,630,267	$1,469,303,384	$1,566,054,126	$1,688,903,422	$1,802,129,894	$1,908,583,242
Inversión	$7,845,457,716	$0	$0	$0	$0	$0
Aerogeneradores	$5,953,501,482	$0	$0	$0	$0	$0
Red de Alta tensión	$151,727,527	$0	$0	$0	$0	$0
Subestación Transformadora	$384,497,441	$0	$0	$0	$0	$0
Obra Civil	$802,546,325	$0	$0	$0	$0	$0
Red de Media Tensión	$70,247,720	$0	$0	$0	$0	$0
Tareas Generales	$159,972,002	$0	$0	$0	$0	$0
Pruebas	$31,484,936	$0	$0	$0	$0	$0
Estudios	$95,343,841	$0	$0	$0	$0	$0
Contingencias	$196,136,443	$0	$0	$0	$0	$0
Delta capital de trabajo	$0	$381,813,306	$30,521,922	$42,343,464	$27,904,498	$21,880,620
Recupero de capital de trabajo + Activos fijos	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Flujo de IVA	-$1,085,646,086	$415,102,633	$443,143,608	$227,399,845	$0	$0
IG antes financiamiento	$0	$204,943,237	$228,661,528	$258,352,524	$285,784,389	$311,600,353
Impuesto al cheque	$0	$19,759,195	$21,133,026	$22,898,124	$24,406,023	$25,777,109
FF Proyecto	-$7,859,473,536	$1,277,890,279	$1,728,881,258	$1,592,709,155	$1,464,034,984	$1,549,325,160

Tabla 3.11.2. Flujo de fondos del proyecto para los primeros 5 años (Fuente: Elaboración propia).

A continuación, se puede observar la gráfica del flujo de fondos del proyecto para los 20 años de vida útil del parque:

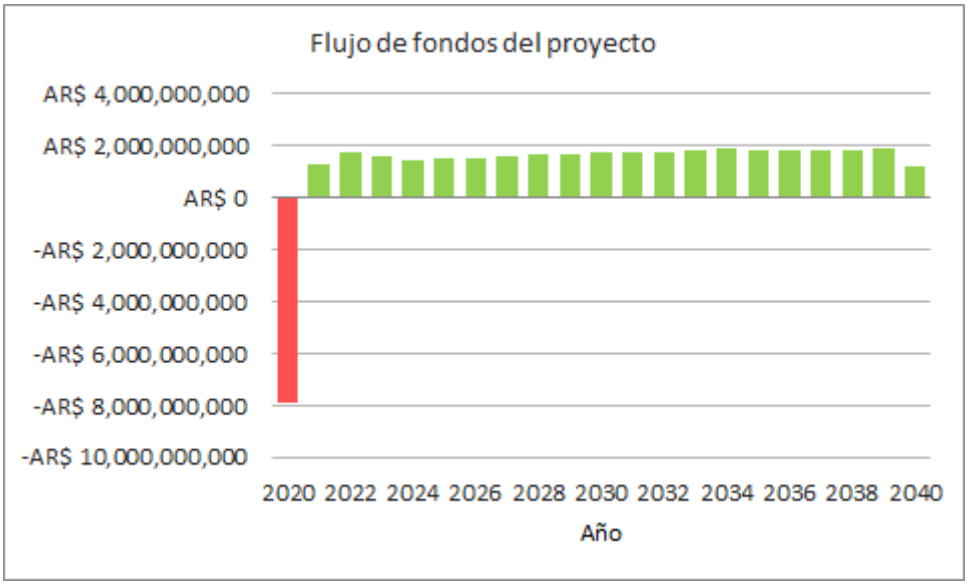


Figura 3.11.1. Flujo de fondos del proyecto (Fuente: Elaboración propia).

Según se observa en el figura 3.11.1, el proyecto tiene para el año 0 un flujo de fondos negativo de -AR$ 7,859,473,536, relacionado al hecho de tener altos niveles de inversión en equipos y obras civiles y eléctricas. Como también se puede distinguir en la gráfica y en la Tabla 3.11.2, ya a partir del año 1 (2021) el proyecto pasa a no mantener una estructura de inversión significativa y comienza a tener ingresos por la propia generación de energía, lo que permite obtener para el año 2021 un flujo de fondos de AR$ 1,277,890,279.

11.3 Flujo de fondos de la Deuda

El flujo de fondos de la deuda permite evaluar la rentabilidad de la deuda adquirida para el proyecto mediante el flujo de fuentes financieras de fondos entre la empresa tomadora de deuda y los respectivos acreedores. A continuación, puede observarse el flujo de fondos para la deuda del proyecto de los primeros cinco años:

Flujos operativos	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nueva Deuda	$7,031,713,304	$0	$0	$0	$0	$0
Cancelación de deuda	$0	-$321,627,463	-$377,586,138	-$430,411,206	-$482,721,442	-$536,633,488
CRSD	-$779,940,642	$0	$0	$0	$0	$0
Intereses	$0	-$575,906,177	-$608,109,336	-$620,425,168	-$619,245,472	-$608,525,060
Delta impositivo	$0	$204,943,237	$228,661,528	$258,352,524	$285,784,389	$311,600,353
CFE	-$1,607,700,874	$585,299,875	$971,847,312	$800,225,304	$647,852,459	$715,766,964

Tabla 3.11.3. Flujo de fondos de la deuda del proyecto para los primeros 5 años (Fuente: Elaboración propia).

En la siguiente figura se puede observar el flujo de fondos de la deuda para los 20 años de vida útil del parque:

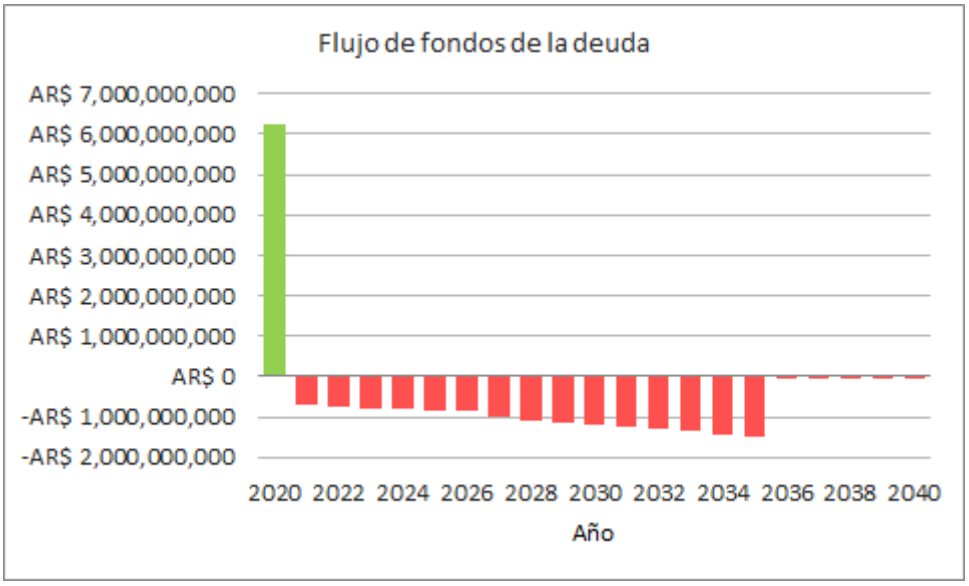


Figura 3.11.2. Flujo de fondos de la deuda del proyecto (Fuente: Elaboración propia).

En el Figura 3.11.2, se puede observar que para la deuda adquirida como financiación del proyecto, se registra un flujo de fondos muy elevado para el año 0 en función a los siguientes, lo cual guarda relación con la disponibilidad de los préstamos adquiridos en moneda extranjera en el año 2020 que luego pasa a generar únicamente egresos mediante los respectivos pagos de intereses y capital prestado.

El flujo a partir del año 2036 se debe al ajuste por tipo de cambio de la reserva. Se tomó el supuesto de que una vez devuelto el préstamo, la empresa opta por conservar la reserva en dólares, para tener liquidez en dicho moneda. Por lo tanto, año a año debe ajustar la reserva a su valor en $, debiendo pagar un leve excedente en el impuesto a las ganancias por este aumento.

11.4 Flujo de fondos del Inversor

El flujo de fondos del inversor, considera únicamente los aportes propios de capital y no la totalidad requerida por el proyecto, analizando los flujos financieros entre el aporte de capital y los saldos de los ejercicios y los dividendos en efectivo y su ocurrencia en el tiempo.

Este flujo, permite entonces analizar la rentabilidad del capital propio del inversor, la cual dependerá del proyecto mismo y del monto y costo de la financiación adquirida.

El resultado del flujo de fondos del inversor para el presente proyecto es el siguiente:

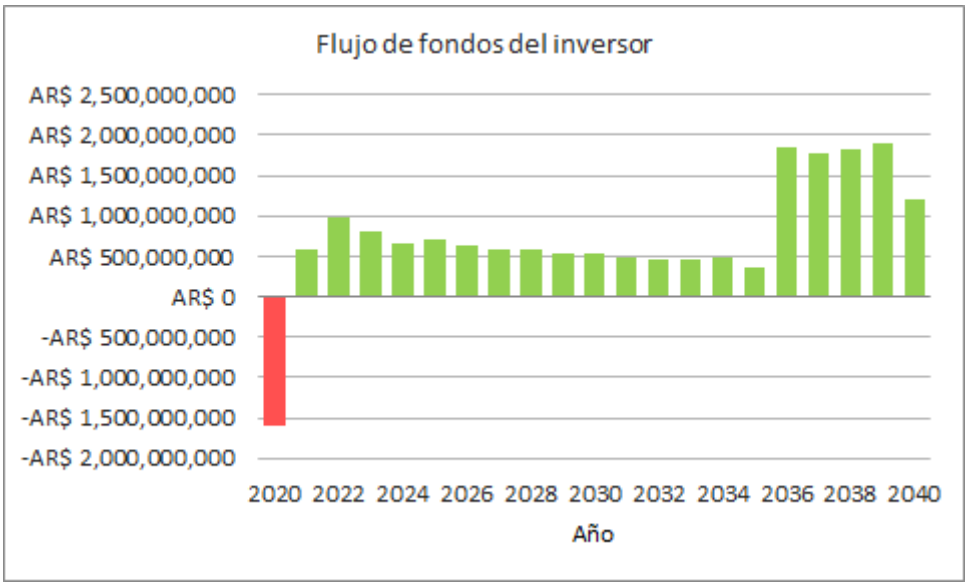


Figura 3.11.3. Flujo de fondos del inversor del proyecto (Fuente: Elaboración propia).

Como se puede observar en la figura 3.11.3, el inversor, obtiene hacia el inicio del proyecto (año 2020) una diferencia de egresos e ingresos que representan un gasto de AR$ 1,607,700,874 de capital propio. Esto ocurre principalmente debido a el alto volumen de inversiones iniciales que requiere el proyecto y la falta de generación para equiparar dichos montos.

Luego se puede distinguir que para los años siguientes del proyecto, el inversor pasa a tener una diferencia entre egresos e ingresos favorable, teniendo para todos los años un flujo de fondos positivo.

12. Rentabilidad

La utilidad da un buen primer indicador de los resultados de un proyecto. Sin embargo, es indispensable analizar la rentabilidad para decidir si realizar el proyecto en cuestión. En este inciso se detalla en profundidad el análisis de distintos indicadores realizado para evaluar la rentabilidad de la implementación del parque eólico.

12.1 Tasa de descuento

La tasa de descuento corresponde al costo de capital que se debe considerar para determinar el valor actual de un pago que se hará en el futuro. Es fundamental para poder evaluar la rentabilidad de cualquier proyecto. La misma permitirá definir si se generarán la cantidad suficiente de fondos que permita saldar la deuda contraída y además tener un excedente como ganancia.

Para este proyecto se calculó la tasa de descuento por el método de "Weighted Average Cost of Capital", en adelante, el WACC. El mismo corresponde al promedio ponderado del costo de fincamiento del proyecto. Para calcularlo se usa entonces la siguiente Fórmula 3.12.1[31]:

$$WACC = K_d \times (1 - T_c) \times \frac{D}{A} + Ke_L \times \frac{E}{A} \qquad \text{(Fórmula 3.12.1)}$$

Donde:

- K_d es el costo de la deuda
- T_c es la tasa de impuesto a las ganancias
- D es el valor de la deuda que paga intereses
- A son los activos totales
- Ke_L es el costo del capital propio
- E es el capital propio

El WACC contempla ambas fuente de capital, tanto propio como el de la deuda teniendo en cuenta el riesgo de ambas partes. El valor de la WACC es variable año a año y a continuación se explica en mayor detalle los pasos para su determinación.

12.1.1 Costo de la deuda, K_d

K_d corresponde al costo de la deuda generado por la necesidad de financiar el proyecto con préstamo y que luego debe ser saldado en un monto superior. En el inciso 11 se explicó en detalle el cálculo del flujo de fondo de la deuda y además se puede visualizar con mayor detalle en la planilla de excel adjunta, en la hoja "Financiamiento (U$D)". Luego, se calcula la TIR para la deuda que corresponde al valor de K_d. Ambos sistemas de préstamo, tienen una TIR de 7.14% por lo que el valor de K_d es similar en ambos y es único para todos los años.

12.1.2 Costo del capital propio, Ke_L

El valor del costo del capital propio, designado como Ke_L, se calcula mediante la utilización de método de Capital Asset Pricing Model, en adelante CAMP. El mismo tiene en cuenta la

[31] Fórmula recuperada de Cátedra 10.01 Proyecto Final de Ingeniería Industrial (2019). Proyectos de Inversión. Argentina: ITBA.

elasticidad del retorno contra el riesgo promedio del mercado. Se calcula con la Fórmula 3.12.2:

$$Ke_L = R_f + (R_m - R_f) \times \beta_L + R_p \qquad \text{(Fórmula 3.12.2)}$$

Siendo,

- R_f : Tasa libre de riesgo
- R_m : Tasa de rentabilidad media del mercado
- β_L : *Beta Leverage*
- R_p : Riesgo país

La tasa libre de riesgo tiene un valor de 1.74%, valor que corresponde a la tasa de rendimiento actual de los bonos a 10 años del tesoro de Estados Unidos (Departement of the Treasury, 20/9/2019).

Por su parte la tasa de rentabilidad media del mercado corresponde a la media geométrica del retorno del S&P 500 de los años 1969 a 2018.

El *Beta Leverage,* o en castellano Beta apalancado, es una medida del riesgo no diversificable que se encuentra vinculado al mercado. Así cada industria tiene un β_L promedio que la caracteriza. El valor que toma es de 0.72 para la industria de la energía. El valor es el correspondiente al sector energético de Estados Unidos que cuenta con 51 empresas en el rubro lo que corresponde a un número elevado de compañías reales con estructuras de deudas asumidas que permiten obtener mejor información de la industria.

Sin embargo el β_L promedio de la industria corresponde a una relación de D/E de 79.41% y con una tasa efectiva de impuesto de 13.59% que no coinciden con las del proyecto. Por eso es que debemos ajustar el valor de β_L a nuestra estructura de financiamiento. Para ello se debe deducir el Unlevered Beta, β_u, es decir el beta sin apalancamiento de la industria. El β_u se calcula con la Fórmula 3.12.3:

$$\beta_u = \frac{\beta_L}{1+(1-Tc)\times\frac{D}{E}} \qquad \text{(Fórmula 3.12.3)}$$

Se obtiene un valor de β_u de 0.43. A continuación, se puede ver una tabla que resume los diferentes valores utilizados para el cálculo.

Industry Name	Number of firms	Average Levered Beta	D/E Ratio	Effective Tax rate	Unlevered beta
Power	51	0.54	79.41%	13.59%	0.32

Tabla 3.12.1. Tabla resumen donde se indican los beta para la industria específica de proyecto (Fuente: Damodaran, 2019).

Ahora bien con el β_u encontrado se calcula el β_L para la estructura de deuda utilizada. La tasa de impuesto tiene un valor de 25% y la relación es D/E se obtiene del cociente entre la Deuda y el capital propio año a año, tomando entonces siempre valores distintos. Así con la misma fórmula (esta vez tomando como dato el β_u) se obtiene el valor de β_L para cada año.

Por último, se determina el valor que tomará el riesgo país año a año. Para ello, se decidió tomar como premisa que el riesgo país va a continuar creciendo al menos 2 años más, en correspondencia con la situación política actual y la incertidumbre económica del país. Luego, se estima que el valor del riesgo país promete descender hasta alcanzar al final del proyecto el valor promedio de los últimos 10 años, yendo de 2008 a 2018 (RavaBursatil, 2019).

Por eso para la proyección primero se debe calcular el valor que toma el riesgo país en el 2019. Se consideró el promedio de todos los meses del año, considerando que en noviembre y en diciembre el valor de riesgo país será igual que en Octubre 2019[32]. Así se obtuvo como valor 12.90% que se tomará como valor inicial que permite calcular el resto de la proyección. Cabe destacar que antes de realizar la proyección se tuvo en cuenta el ajuste de Salomon Smith Barney (en adelante SSB) que permite ajustar el riesgo país según el tipo de proyecto que se esté analizando (Zenner & Akaydin, 2002).

Así el análisis propuesto por SSB consiste en ajustar el riesgo país por tres coeficientes, que permiten tener en cuenta como afecta al proyecto estudiado el acceso al mercado de capitales, la susceptibilidad que tiene a la inversión por el riesgo político, y la importancia relativa de la inversión para la compañía. La Fórmula 3.12.4 de ajuste resulta:

$$Rp_{ajustado} = Rp * \frac{\gamma 1 + \gamma 2 + \gamma 3}{30} \qquad \text{(Fórmula 3.12.4)}$$

Siendo,

- $\gamma 1$: Acceso al mercado de capitales
- $\gamma 2$: Susceptibilidad a la inversión por riesgo político
- $\gamma 3$: Importancia relativa de la inversión de la compañía
- Rp: Riesgo país no ajustado

Para el proyecto en cuestión los valores que toman los coeficientes gammas son:

- $\gamma 1 = 8$
- $\gamma 2 = 9$
- $\gamma 3 = 10$

Los coeficientes toman valores prácticamente iguales a 10 ya que el riesgo presentado en cada uno de los casos es alto. Dado que el acceso al mercado de capitales es bajo, se cuenta con un primer coeficiente al que se le asignó un valor de 8. Por su parte el coeficiente 2 toma un valor de 9 ya que el proyecto depende en gran parte de las políticas de fomento ya mencionadas con anterioridad para promover la generación de energía eólica. La pérdida de este soporte, así como los beneficios otorgados, ponen sumamente en riesgo el proyecto. Esto se analizará con mayor profundidad más adelante. Por último, al ser un proyecto único y sin soporte de una empresa con renombre se otorga un riesgo de 10 al coeficiente 3, dada la importancia relativa que tiene.

Una vez ajustado, se procede a proyectar el riesgo país del año 2020 y 2021, considerando que el crecimiento interanual que se va a producir es similar al crecimiento promedio interanual que hubo antes del último pico de riesgo país ocurrido en el año 2013. Dicho valor

[32] El valor de Rp para octubre 2019 se obtuvo como un promedio del valor de cierre de cada día del mes hasta el 26 de octubre. obteniéndose un valor de 20,66%

de crecimiento es de aproximadamente un 26%. Así se obtiene que el valor para el riesgo país de 2020 es de 14.61% y el de 2021 es de 18.40%.

A partir del 2022 se suaviza el valor del riesgo país cayendo de tal forma que la proyección sigue una distribución exponencial según la Fórmula 3.12.5:

$$Rp = \alpha * e^{-\beta t} + \gamma \qquad \text{(Fórmula 3.12.5)}$$

El riesgo país inicial toma un valor de 18.40% correspondiente al año t=0, es decir al año 2021. Esta variable tiende a 6.79% (7.55%*0.9), valor obtenido como el promedio de los últimos 10 años y afectado por el ajuste de SSB. En la siguiente tabla se pueden observar los valores para los últimos 10 años y el promedio:

Año	Riesgo país
2008	8.60%
2009	11.98%
2010	6.89%
2011	6.87%
2012	9.88%
2013	10.67%
2014	7.87%
2015	5.90%
2016	4.76%
2017	4.12%
2018	5.49%
2008-2018	**7.55%**

Tabla 3.12.2. Riesgo país de los últimos 10 años completos (Fuente: Elaboración propia)

Entonces, el parámetro γ que representa el valor en el cual se estabiliza el riesgo país hacia el final del período de proyecto toma el valor de 6.79%. Luego, α queda definido por el riesgo país de este año, tomando entonces como valor 11.61%. Por último, β que determina la curvatura queda determinado con un valor de 0,5. Así la ecuación de la recta que ajusta la proyección a partir del año 2022, queda determinada por la siguiente Fórmula 3.12.6:

$$Rp = 11.61\, e^{-0.50t} + 6.79 \qquad \text{(Fórmula 3.12.6)}$$

En la siguiente figura puede apreciarse el valor del riesgo país desde 2008 a 2040, considerando los valores históricos, el ajuste creciente para 2020 y 2021, y el ajuste exponencial realizado a partir de 2022:

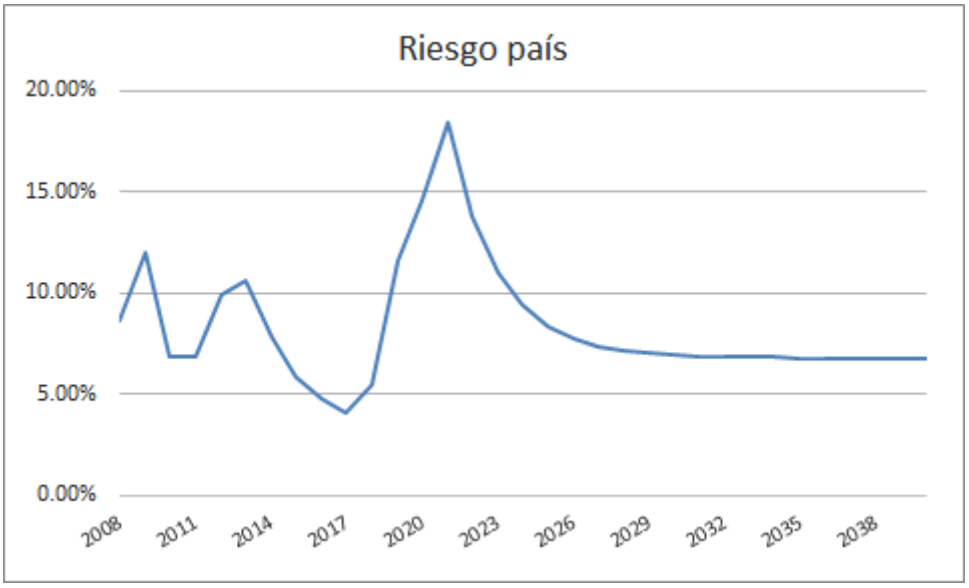


Figura 3.12.1. Riesgo país histórico y proyectado (Fuente: Elaboración propia)

12.1.3 WACC

Con los datos calculados año a año se procede a calcular el valor de la WACC para cada año de proyecto. Se obtiene:

Año		2020	2021	2022	2023	2024	2025
D/E		1.87	2.57	3.03	3.10	2.84	2.43
Rf		1.74%	1.74%	1.74%	1.74%	1.74%	1.74%
Rm		9.73%	9.73%	9.73%	9.73%	9.73%	9.73%
beta u		0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
Beta leverage		0.78	0.94	1.06	1.07	1.01	0.91
Rp		14.61%	18.40%	13.83%	11.06%	9.38%	8.36%
Ke L		22.6%	27.7%	24.0%	21.4%	19.2%	17.4%
Kd	*7.14%*						
D/A		65.2%	72.0%	75.2%	75.6%	74.0%	70.9%
E/A		34.8%	28.0%	24.8%	24.4%	26.0%	29.1%
WACC		11.34%	11.61%	9.98%	9.26%	8.95%	8.86%

Tabla 3.12.3. Valores de la WACC y de todos los componentes para su cálculo para los primeros 5 años de proyecto teniendo en cuenta un sistema de préstamo francés (Fuente: Elaboración propia)

En la tabla 3.12.3 se puede observar el valor de la WACC para los primeros 5 años de proyecto a modo de representación. Durante los 20 años el valor de la WACC fluctúa entre 8.87% y 11.61%. Estos valores se pueden ver más en detalle en el excel adjunto.

Cabe destacar que el valor del WACC cambiará según el sistema de préstamo utilizado, ya sea francés o alemán. Justamente el tipo de préstamo más conveniente para el proyecto se

deberá determinar en términos de rentabilidad. El análisis correspondiente se hará en los próximos incisos.

12.2 Valor actual neto

Una vez calculado el WACC para cada año del proyecto, se procede al cálculo del primer indicador de rentabilidad considerado en el análisis, el valor anual neto del proyecto (en adelante, VAN). Es de suma importancia determinar el valor del VAN, ya que permite determinar la equivalencia de los flujos de caja en el año 0 para compararlo contra la inversión y determinar si es rentable el proyecto.

El WACC o tasa de descuento posibilita calcular el factor de descuento año a año lo que permite actualizar el flujo de fondo del proyecto de cada ejercicio al año base, en dólares. El factor de descuento se calcula para cada año como :

$$Factor\ de\ descuento\ (año\ n) = \frac{1}{(1+WACC_n)} \times Factor\ de\ descuento\ (año\ n-1)$$

(Fórmula 3.12.7)

En la tabla 3.12.4 se pueden leer los valores del flujo de fondos en dólares, el acumulado año a año, el WACC, el factor de descuento y el valor del flujo de fondo descontado hasta el año 2025 para la deuda con sistema francés.

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CFE	-US$ 21,166,956	US$ 6,662,821	US$ 10,081,536	US$ 7,792,401	US$ 6,020,122	US$ 6,404,540
Ke	22.6%	27.7%	24.0%	21.4%	19.2%	17.4%
Factor de descuento	1.000	0.783	0.632	0.520	0.437	0.372
VA (FCFE)	-US$ 21,166,956	US$ 5,218,484	US$ 6,367,760	US$ 4,055,464	US$ 2,628,598	US$ 2,382,431
Flujo acumulado descontado	-US$ 21,166,956	-US$ 15,948,472	-US$ 9,580,712	-US$ 5,525,249	-US$ 2,896,650	-US$ 514,219

Tabla 3.12.4. Valores de FCFF, WACC, factor de ajuste y VA(CFFC) para el sistema francés hasta el año 2025,(Fuente: Elaboración propia)

Con los valores para los 20 años del flujo de fondos descontado se obtiene el VAN del proyecto. Los valores del flujo de fondos descontado para los 20 años se pueden ver con más detalle en el excel adjunto y también el cálculo del VAN para el sistema francés y el sistema alemán.

12.3 Efecto Palanca

Para analizar el efecto palanca del proyecto, se deben tener en cuenta dos conceptos: el de Tasa Interna de Retorno (en adelante, TIR), y el de Rentabilidad del Capital Propio (en adelante, TOR).

La TIR es la tasa de rendimiento del proyecto, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son iguales a los desembolsos en moneda actual[33]. Es decir, es la tasa de descuento con la cual el VAN del proyecto se anula. La TOR en cambio, es la tasa de capital propio que anula el flujo de los inversores.

[33] Cátedra 10.01 Proyecto Final de Ingeniería Industrial (2019). Proyectos de Inversión. Argentina. ITBA.

En este caso, la TIR del proyecto es del 12.12% en dólares y la TOR del proyecto es de 32.74%.

La relación entre ambos indicadores, TOR/TIR, da una idea del efecto palanca o apalancamiento del proyecto. En este caso, el efecto palanca da un valor de 2.7 y por lo tanto, por ser mayor a 1 se considera que el efecto es positivo y se ha elegido una buena financiación.

12.4 Período de repago

El periodo de repago permite medir de forma simple la cantidad de períodos necesarios para recuperar la inversión inicial. Para el presente proyecto se calculó el periodo de repago con actualización de fondos, donde su cálculo se realiza sobre el flujo acumulado descontado.

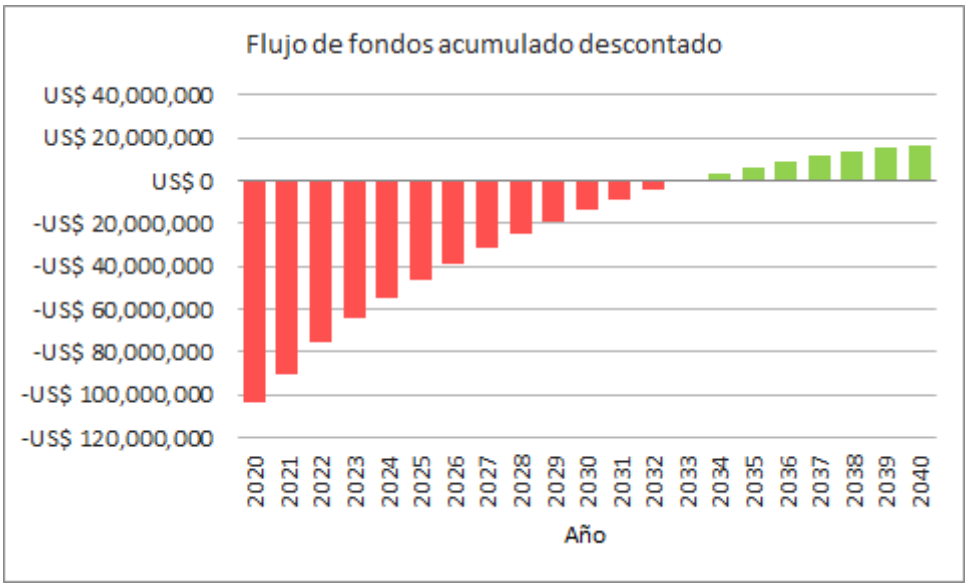


Figura 3.12.2. Flujo de fondos en dólares descontado para el proyecto (Fuente: Elaboración propia).

Se obtiene así como periodo de repago del proyecto un plazo de 14 años.

12.5 Índice de Rentabilidad (IR)

Otro indicador que se utiliza para medir la rentabilidad del proyecto es el Índice de Rentabilidad, en adelante IR, que permite determinar de forma rápida cuanto dinero es creado con respecto al dinero invertido. El valor del Índice de Rentabilidad según la Fórmula 3.12.8:

$$IR = \frac{Suma\ flujo\ de\ fondos\ descontado\ de\ todos\ los\ años\ menos\ el\ 1}{Flujo\ de\ fondos\ descontado\ año\ 1} \quad \text{(Fórmula 3.12.8)}$$

Los valores calculados son 1.1439 y 1.1564 para el sistema francés y el sistema alemán respectivamente. Esto corresponde a que la inversión para cada uno de los sistemas permite aumentar aproximadamente en 14% y en 16% los fondos con respecto a la deuda.

12.6 Análisis de Rentabilidad

Los valores de los indicadores mencionados anteriormente deben ser analizados para poder tomar decisiones acerca de la rentabilidad del proyecto. A modo de recordatorio se presenta a

continuación un cuadro con el resumen de los valores de los indicadores para cada uno de los sistemas

Flujo de Fondos del Proyecto		
VAN	$	14,929,962
TIR		12.12%
Período de repago		14.00
IR		1.1443

Tabla 3.12.5. Valores de los indicadores de rentabilidad del proyecto considerado un sistema alemán (Fuente: Elaboración propia)

Flujo de Fondos del Proyecto		
VAN	$	16,180,142
TIR		12.12%
Período de repago		14.00
IR		1.1564

Tabla 3.12.6. Valores de los indicadores de rentabilidad del proyecto considerado un sistema francés (Fuente: Elaboración propia)

El indicador más importante a la hora de analizar la rentabilidad de un proyecto es el VAN. Si el mismo tiene un valor significativamente más alto que cero, entonces el proyecto es rentable. Sin embargo, no solo se debe tener en cuenta el VAN sino que se deben considerar los otros indicadores mencionados que permiten enriquecer el análisis de rentabilidad, esto permite poder tomar una mejor decisión sobre la realización del proyecto.

En ambos casos, tanto para el sistema francés como para el alemán, el valor del VAN es significativamente superior a cero. Sin embargo, el VAN para el sistema francés tiene un valor mayor, siendo este de US$ 16,180,142.

Por su parte, para el sistema francés, el periodo de repago tiene un valor de 13 años, menor a la duración del proyecto y el índice de rentabilidad es mayor que 1. Esto se suma a la decisión de realizar el proyecto tomada al evaluar el valor del VAN. Sin embargo, es fundamental sustentar esta decisión con un posterior análisis de riesgos. Por ende, es en el siguiente capítulo que se podrá concluir sobre la factibilidad de realizar el parque.

Por último, se presenta la sensibilidad de la VAN frente a la WACC:

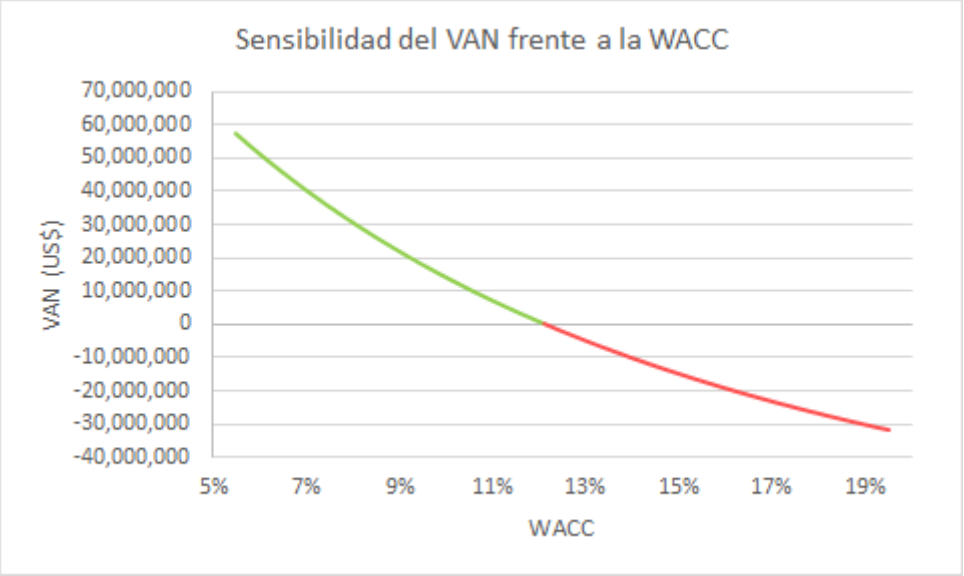


Figura 3.12.3. Sensibilidad de la VAN frente a la WACC.

Puede evidenciarse que para valores de la WACC mayores a 12.12% (valor de la TIR) el VAN toma un valor negativo, mientras que para valores menores, toma un valor positivo.

13. Conclusiones análisis económico financiero

El objetivo del estudio realizado es analizar la rentabilidad del proyecto, analizando distintos indicadores, con el fin de conocer la viabilidad económica financiera del mismo.

Se observó que el proyecto resulta rentable. Por un lado, desde el financiamiento, se validó que el préstamo francés es la opción más conveniente, presentando un VAN de US$ 16,180,142 para P50 y precio ofertado US$ 40. Este último es un valor aceptable, considerando el rango de precios posibles, analizado en el *Capítulo I: Mercado*. Incluso con el P90, el VAN resulta positivo. Como una primera aproximación al estudio de sensibilidad se comprobó que para el préstamo seleccionado, en todo el rango (de 35 US$/MWh a 42 US$/MWh) el VAN resulta positivo.

Además se evidenció el apalancamiento positivo que provoca el financiamiento, por lo que se decidió financiar el 70% del proyecto. De este porcentaje, el 30% será con tasa variable, y el restante con tasa fija. Además, se cumple para todos los años que el que el indicador RCSD es mayor a 1.3.

Por otro lado, desde el punto de vista de los inversores, la inversión en el parque eólico también resulta rentable, presentando un VAN de US$ 12,198,723 y un TOR de 32.74%.

Si bien la inversión es rentable en las condiciones analizadas, es preciso realizar un análisis de riesgos, en el que se evalúa el rendimiento del proyecto en distintos escenarios, contemplando posibles variaciones en los inputs que recibe el modelo. Este análisis se llevará a cabo en el *Capítulo IV: Análisis de Riesgos.*

CAPÍTULO IV – ANÁLISIS DE RIESGOS

1. Introducción al capítulo

En este capítulo se analizarán las posibles fuentes de variabilidad que afectan la rentabilidad del proyecto. Esto es así ya que todo proyecto de inversión incluye una dosis importante de incertidumbre. Si bien el flujo de fondos fue estimado con precisión razonable, se tomaron supuestos sobre el valor de muchas de las variables de entrada; a menudo este análisis resulta limitado ya que estos valores tienen cierta variabilidad. El ejemplo más claro de esto es la Producción Anual de Energía (PAE); en el análisis económico realizado en el *Capítulo III* se utilizó para todos los años la PAE con probabilidad 50% de ocurrencia. Sin embargo, se sabe que la PAE es muy variable año a año, con lo cual resulta fundamental llevar a cabo una simulación estocástica de la rentabilidad del proyecto. Es por ello que en esta etapa se procederá a identificar las fuentes de riesgo más relevantes para el proyecto, modelar su incertidumbre, y realizar una simulación estocástica del modelo económico utilizando complementos de Microsoft Excel, específicamente: Solver, VBA Macros y Oracle Crystal Ball.

Un importante output del presente capítulo será el precio de la energía a ofertar en el programa RenovAr. En el *Capítulo I: Análisis de Mercado*, se llevó a cabo un análisis de los precios licitados en las anteriores rondas de RenovAr, con lo cual se obtuvo una proyección de posibles precios para la próxima ronda de licitaciones en la cual se posiciona el proyecto. Luego, en el *Capítulo III*, se realizó el análisis económico financiero partiendo de un precio a ofertar tentativo de 40 US$/MWh. En este capítulo se obtendrá el valor definitivo del precio a ofertar con el cual se es competitivo en las licitaciones de RenovAr a la vez que resulta un proyecto atractivo para los inversores. Esto resulta de gran importancia para este proyecto ya que como ya se ha mencionado en los capítulos anteriores, las licitaciones de este programa son muy competitivas y una pequeña diferencia de precios podría definir el éxito de un proyecto frente a otro.

Finalmente, se analizarán las herramientas de cobertura de riesgos asociadas al proyecto, de modo de obtener mejores resultados en cuanto a su rentabilidad. Algunas de las herramientas ya fueron contempladas en los capítulos anteriores, como las decisiones de cobertura operativa y los seguros contratados. Además, se incluye el análisis de opciones reales y distintos escenarios, evaluando el VAN obtenido para cada uno de ellos. Las opciones reales permiten capturar la variabilidad y flexibilidad del proyecto, agregando un valor adicional al análisis previo.

2. Variables de Riesgo

Para comprender las variables de riesgo del proyecto, es necesario analizar cuáles son las que afectan de manera significativa el VAN. Por las características del proyecto, la inversión inicial tiene un gran impacto. Por esta razón, se procede a su análisis mediante un diagrama de Pareto:

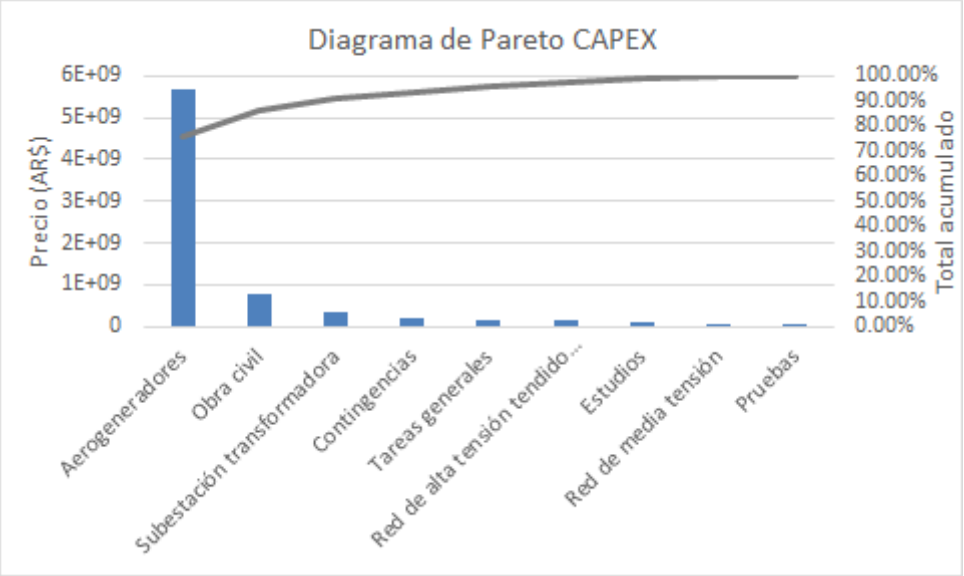


Figura 4.2.1. Diagrama de Pareto CAPEX (Fuente: Elaboración propia)

En el diagrama se observa que casi el 70% de los costos asociados al CAPEX provienen de la compra de los aerogeneradores. Es decir que el precio al que se obtengan será de suma importancia y afectará notablemente los resultados del proyecto. Además, el costo del mantenimiento y montaje de los aerogeneradores está estrechamente relacionado con este precio. Como ya se mencionó anteriormente, el mantenimiento está a cargo de Vestas, y su costo se pacta mediante un contrato con la empresa. Al igual que lo que sucede con la compra de los equipos, el costo pactado depende del tipo de contrato que se logre entre las partes. Este dependerá del poder de negociación de cada una. Si el precio de los generadores aumenta, de la misma manera lo hará el contrato de mantenimiento, aumentando el OPEX.

En segundo lugar se puede observar la obra civil, representando un 10% de la inversión inicial. Para un análisis más profundo, se observa el diagrama de Pareto de la obra civil:

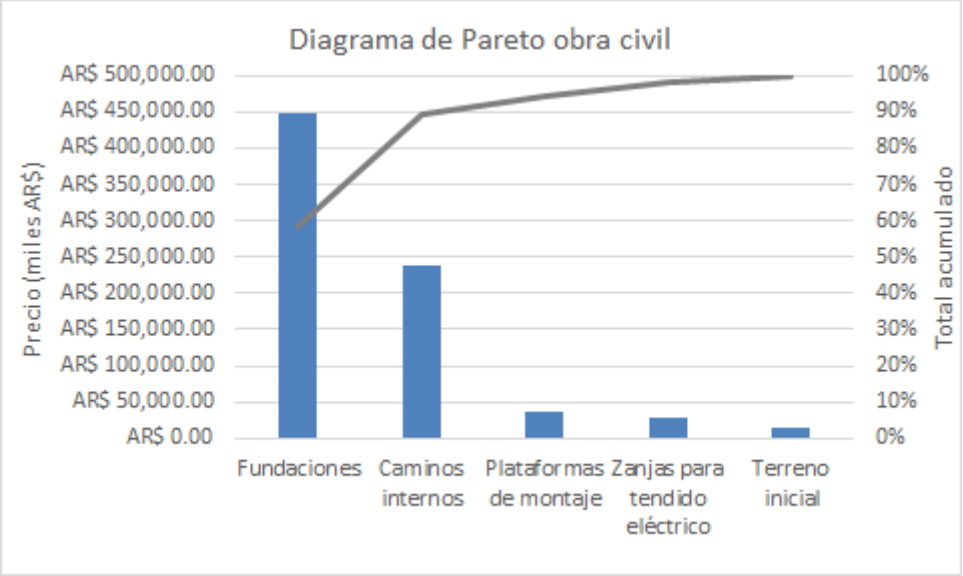


Figura 4.2.2. Diagrama de Pareto CAPEX (Fuente: Elaboración propia)

En el diagrama se observa que las fundaciones representan casi el 60% de los costos de la obra civil. A pesar de constituir una parte sustancial, no se considera que sea una variable de alto impacto, ya que representa únicamente el 6% del CAPEX. Por esta razón, no se evaluará la variable relacionada a los costos de las fundaciones.

Utilizando el mismo criterio, el resto de los costos de la inversión inicial no se consideran de alto impacto, debido a su bajo porcentaje sobre el CAPEX. Se prosigue entonces, a analizar otros costos que afectan significativamente al VAN.

Como ya se observó en los capítulos anteriores, para el funcionamiento del parque se necesita un terreno con condiciones apropiadas. Este se obtiene mediante un contrato de usufructo el cual representa más del 10% anual del OPEX, por lo que también se analizará como una variable de impacto. Además el costo que se puede pactar con el arrendatario varía mucho, en función del contrato conseguido.

Por el contexto económico de Argentina, una variable muy influyente en los proyectos es la inflación. El OPEX (salvo el mantenimiento contratado a Vestas en dólares) se realiza en pesos argentinos. Dentro de este se encuentran los sueldos de los trabajadores del parque contratados directamente por la empresa, que se contemplan lógicamente durante los 20 años del proyecto, por lo que es importante analizar cómo la inflación afectará este análisis de riesgos.

Por otro lado, es relevante observar los riesgos de la financiación. Los préstamos otorgados para este tipo de proyectos varían en función de la negociación que se realice con los bancos. La deuda se divide en dos: 70% del monto de la deuda se destina a un préstamo con tasa fija y el restante a uno con tasa variable. Ambas tasas dependen del contrato que se pacte con el prestamista, por lo que deben ser analizadas como factores de riesgo. De la misma manera se debe tener en cuenta la variabilidad de la tasa LIBOR.

Finalmente se deben analizar los riesgos de las variables relacionadas a los ingresos del proyecto. Al tratarse de generación de energía a partir del viento, la generación de energía anual es la única fuente de ingresos de la empresa. Esta variable no depende del mercado, ni

de factores político-económicos, sino más bien climatológicos y de eficiencia operacional del parque. Por esta razón se puede generar más o menos energía de la esperada y estas variaciones deben ser analizadas a detalle para evaluar posibles riesgos.

Por otro lado, se contempla también el plazo de pagos y su impacto financiero en el proyecto. Si bien CAMMESA es reconocida por su cumplimiento en los tiempos de pagos, las posibles variaciones pueden llegar a tener un impacto significativo en la rentabilidad del proyecto.

2.1. Producción Anual Neta

Como ya se mencionó, la PAE es muy volátil, dependiendo de factores principalmente climatológicos. La variación de energía producida anual es la única fuente de ingresos del proyecto, por lo que una variación impactaría directamente en el ingreso bruto de la empresa, en el cuadro de resultados. Además, al ser la única fuente de ingresos, las variaciones generan un gran impacto en el VAN, por lo que su análisis es esencial.

Para el análisis de riesgos se considera que la PAE varía anualmente, es decir que cada año es independiente del anterior. Esto permite simular de manera más precisa la variabilidad de cada año. En el *Capítulo II: Ingeniería* se analizó la variabilidad de la producción anual neta, y se identifica la fórmula a partir de la cual se puede obtener la producción con la probabilidad requerida, por ejemplo P90. Como ya se modeló, esta variable actúa de la siguiente manera:

$$PAE = Normal\ (383{,}939.49\ ;\ 30{,}866.12)\ MWh$$

En el siguiente gráfico se puede observar la distribución de la PAE:

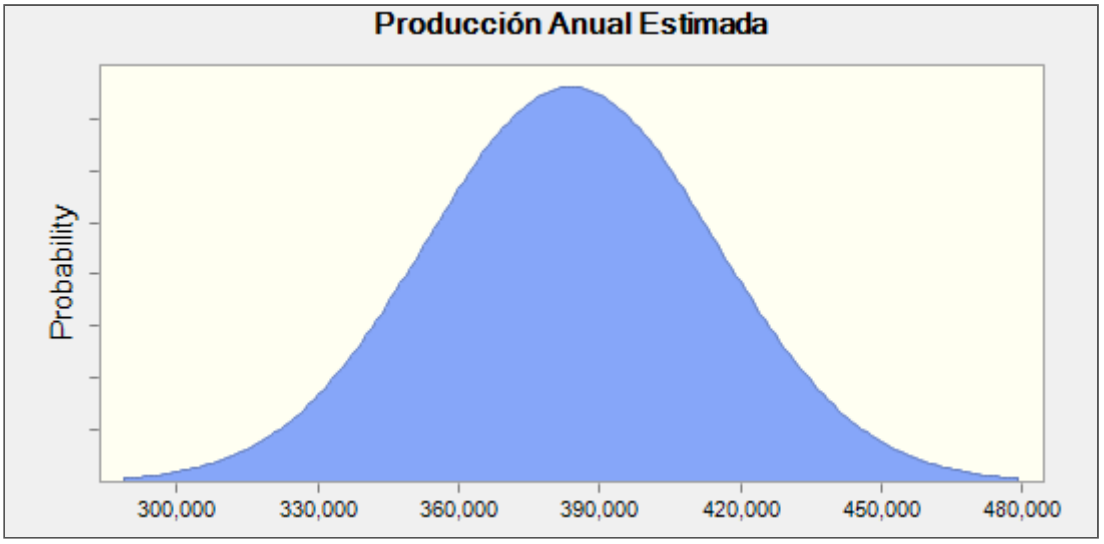


Figura 4.2.3. Distribución de probabilidad de la Producción Anual Estimada (MWh) (Fuente: Elaboración propia)

Cabe destacar que para el año 0, es decir el año 2020, y los primeros dos meses del año 2021 no se cuenta con generación de energía ya que en este año se finaliza la construcción del parque. Recién a partir del segundo mes del año 2021 se ponen en funcionamiento los aerogeneradores y el parque entrega la energía anual establecida.

2.2. Inflación

Una de las variables que podrían tener gran variabilidad y afectar la rentabilidad del proyecto es la inflación. Si bien al tener tanto los ingresos como los principales costos dolarizados es de esperar que esto no tenga un impacto significativo en el VAN del proyecto, es preciso realizar un gran número de iteraciones para validarlo y mitigar los riesgos que podría eventualmente implicar.

Para poder analizar la variabilidad de la inflación se utilizó la proyección elaborada en el *Capítulo III*, que se describe por la siguiente expresión de la fórmula 4.2.1:

$$Inflación\ anual = Y = \alpha\, e^{-\beta t} + \gamma = 45\, e^{-0.61t} + 5 \quad \text{(Fórmula 4.2.1)}$$

Para realizar un análisis de sensibilidad, es preciso evaluar distintos escenarios. Para ello basta variar el parámetro γ, es decir, el valor final en el cual se estabiliza la inflación hacia el final del período de estudio, dado que el resto de los parámetros dependen del valor de éste.

En base a la inflación de los últimos años, puede evidenciarse que un escenario en el que la inflación se estabiliza en 5% es de los casos más favorables para la Argentina. Por lo tanto, para este estudio se analizaron valores finales de inflación que varíen entre un 1% menor que la proyectada, hasta un 15% mayor. Es decir, una inflación final para el año 2040 de entre 4% y 20%.

En la siguiente figura puede apreciarse el ajuste exponencial para los casos extremos, así como los datos correspondientes a la proyección:

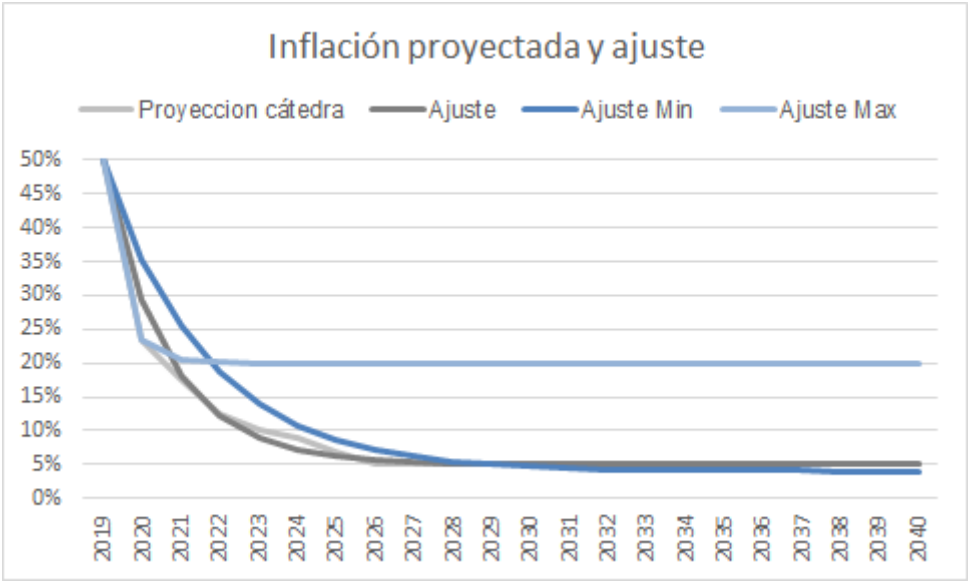


Figura 4.2.4. Escenarios extremos para la inflación (Fuente: Elaboración propia)

De esta manera se puede entonces, evaluar el proyecto en distintos escenarios en los que la inflación varía en función del parámetro γ, que determina los otros parámetros de la recta de ajuste.

Resulta entonces preciso encontrar una distribución que ajuste correctamente a la inflación, y represente la asimetría mencionada en sus valores extremos. Vega, M. (2003) señala que en proyecciones de la distribución de densidad de la inflación para realizar simulaciones de

Montecarlo, puede usarse en este caso la distribución Beta. Ésta resulta conveniente para el análisis en cuestión debido a que además de representar la asimetría, es acotada por lo que se evitan simulaciones de casos irreales. La elección de la función de distribución según la publicación se resume en la siguiente tabla:

Elección de la distribución de probabilidad para las exógenas

Tipo de variable	Función de Distribución	
	Simétrica	No Simétrica
Acotada	Beta	Beta
No Acotada	Normal	Normal en Dos Partes

Figura 4.2.5. Elección de distribución de probabilidad inflación (Fuente: Reportando la Distribución de la Proyección de la Inflación)

Por lo tanto, para modelar la variabilidad de la inflación, se variará el parámetro γ según una función Beta de mínimo 4%, máximo 20%, con sus parámetros característicos α y β siendo 1.5 y 6 respectivamente. Se presenta a continuación la ecuación de la misma (Fórmula 4.2.2) y el gráfico con su correspondiente densidad de probabilidad:

$$Inflación\ último\ año = Beta(min=4\%;max=20\%;\ \alpha=1.5\%;\ \beta=6\%) \quad \text{(Fórmula 4.2.2)}$$

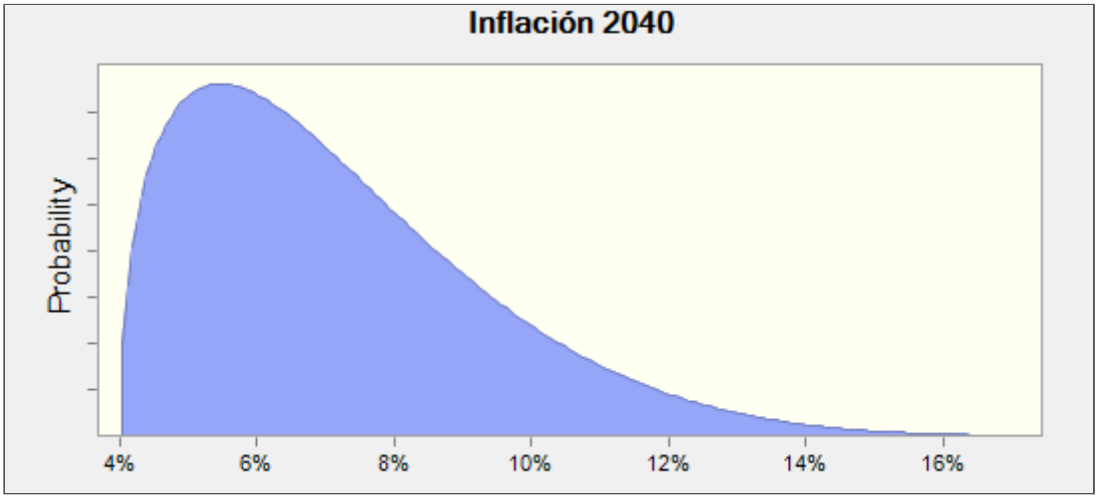


Figura 4.2.6. Distribución de probabilidad de la tasa final de inflación (2040) (Fuente: Elaboración propia)

Cabe destacar que tal como fue explicado en el capítulo anterior, el tipo de cambio queda explicado por la diferencia entre la inflación argentina, y la variación del IPC americano, según la fórmula 4.2.3:

$$TC_n = TC_{n-1} \times \frac{1+I_n}{1+IPC_{usa,n}} \quad \text{(Fórmula 4.2.3)}$$

Siendo TC_n el tipo de cambio calculado para el año n, TC_{n-1} el tipo de cambio de año n-1 e $IPC_{usa,n}$ el índice de precios al consumo de Estados Unidos en el año n.

Así, la variación en la inflación se traduce directamente en la variabilidad del tipo de cambio. Cabe destacar que al contarse con una deuda en dólares, el proyecto se encuentra expuesto a la volatilidad del tipo de cambio; en caso de que este suba, se verá perjudicado al tener que pagar mayor cantidad de pesos por la misma deuda.

2.3. Precio aerogeneradores

Del análisis de Pareto del CAPEX se desprende que la variable con mayor incidencia en la inversión es el precio de los aerogeneradores, representando 68.5% del CAPEX. Se clasifica como un riesgo short ya que no se cuenta con este bien y se necesita adquirirlo para el proyecto, y el aumento del precio genera un impacto negativo en la rentabilidad del proyecto.

Resulta bastante complejo modelar la volatilidad del costo unitario de los aerogeneradores ya que como ya se ha explicado en el *Capítulo I: Mercado*, el poder de negociación de los proveedores es muy alto para el mercado de la generación de energía eólica. Esto genera que el precio del mismo equipo sea muy variable dependiendo de la relación entre el proveedor (en este caso, Vestas) y la empresa cliente, experiencia en desarrollos eólicos del cliente, confiabilidad, etc. Por este motivo, existe un alto nivel de confidencialidad en los precios negociados por cada empresa para los aerogeneradores, con lo cual hay muy pocos datos para estimar la volatilidad de esta variable. Para el análisis económico financiero realizado en el *Capítulo III*, se tomó como valor representativo el precio de los aerogeneradores negociado por una de las empresas que tiene parques en Bahía Blanca. También se cuenta con otro valor negociado por una segunda empresa. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que este es un proyecto independiente y no se conoce quienes serán los dueños que lo implementen, con lo cual es razonable estimar que hay mayor probabilidad de que el precio negociado para los equipos se exceda del valor representativo a que el precio sea menor. Este supuesto se toma considerando el caso más conservador, en el que la empresa dueña del parque no tenga una relación previa con el proveedor. Con estas premisas, es posible definir un rango de precios a negociar con la empresa Vestas que se describe siguiendo una distribución triangular de mínimo US$ 2,800,000, moda US$ 2,935,700, y máximo US$ 3,200,000, como se presenta a continuación según la Fórmula 4.2.4:

$$Precio\ Unitario\ Aerogeneradores = US\$\ Triangular\ (2{,}800{,}000;\ 2{,}935{,}700;\ 3{,}200{,}000)$$

(Fórmula 4.2.4)

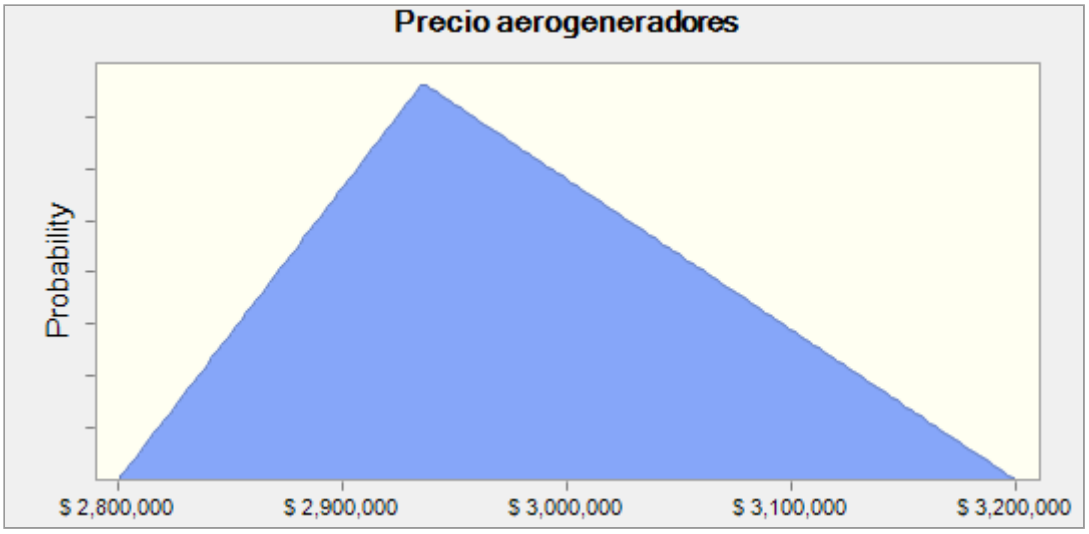


Figura 4.2.7. Distribución de probabilidad del precio unitario de aerogeneradores (Fuente: Elaboración propia)

Dos variables importantes que dependen del valor del precio de los aerogeneradores es el precio del montaje de los equipos, y del mantenimiento de los mismos, tareas que realiza la empresa proveedora, Vestas. Debido a que todos estos valores se negocian en el mismo

contrato y en el mismo momento, resulta razonable estimar que si el precio negociado para los aerogeneradores es muy alto, también lo serán el montaje y el mantenimiento. Con lo cual para la simulación, en lugar de dejar fijos los valores de montaje y mantenimiento de los aerogeneradores, como se hizo para el *Capítulo III*, se los vincula al valor del precio unitario de los aerogeneradores, como se observa en la siguiente tabla:

Mantenimiento Vestas	Valor representativo	Precio unitario
Años 1 a 3	US$ 52,000	1.8%
Años 3 a 5	US$ 56,500	1.9%
Años 6 a 10	US$ 65,000	2.2%
Años 11 a 15	US$ 78,900	2.7%
Años 16 a 20	US$ 89,500	3.0%

Tabla 4.2.1. Costo del mantenimiento Vestas por turbina como porcentaje del precio unitario de aerogeneradores (Fuente: Elaboración propia)

En la tabla anterior se observan los valores representativos del costo del mantenimiento de Vestas por turbina en la segunda columna, y en la tercera el porcentaje de dicho precio sobre el valor representativo del precio unitario de los aerogeneradores. Así, con esta modificación, el valor del mantenimiento de turbinas se obtiene a partir del porcentaje del precio de cada equipo negociado con Vestas.

De forma análoga, el valor del montaje de cada aerogenerador se había establecido en US$ 330,286 en el *Capítulo III*, representando un 11.25% del valor representativo de un aerogenerador. Para la simulación de este capítulo, se modela el valor del montaje fijando esta proporción del precio de la turbina.

2.4. Tasas de financiamiento

Dado que el 70% del proyecto se financia con deuda, la tasa de interés que se logre negociar con el banco prestamista puede tener un alto impacto en el rendimiento del proyecto. Como fue mencionado en el *Capítulo III*, el préstamo en cuestión tiene un porcentaje a tasa fija, y un porcentaje a tasa variable. Como valor esperado, se consideró un 7% de interés para la tasa fija, y un 5.5% de interés sobre la LIBOR para la tasa variable.

Sin embargo, es preciso considerar posibles variaciones en ambas tasas puesto que se trata de arreglos particulares para cada parque a definir entre la empresa dueña del parque y el banco prestamista de desarrollo en cuestión. Por lo tanto, se definió la siguiente distribución para la tasa fija con la Fórmula 4.2.5:

$$Tasa\ fija = Triangular(5\ ;\ 7\ ;\ 9)\ \%$$ (Fórmula 4.2.5)

A continuación se puede visualizar la distribución de probabilidad para la tasa del préstamo fijo:

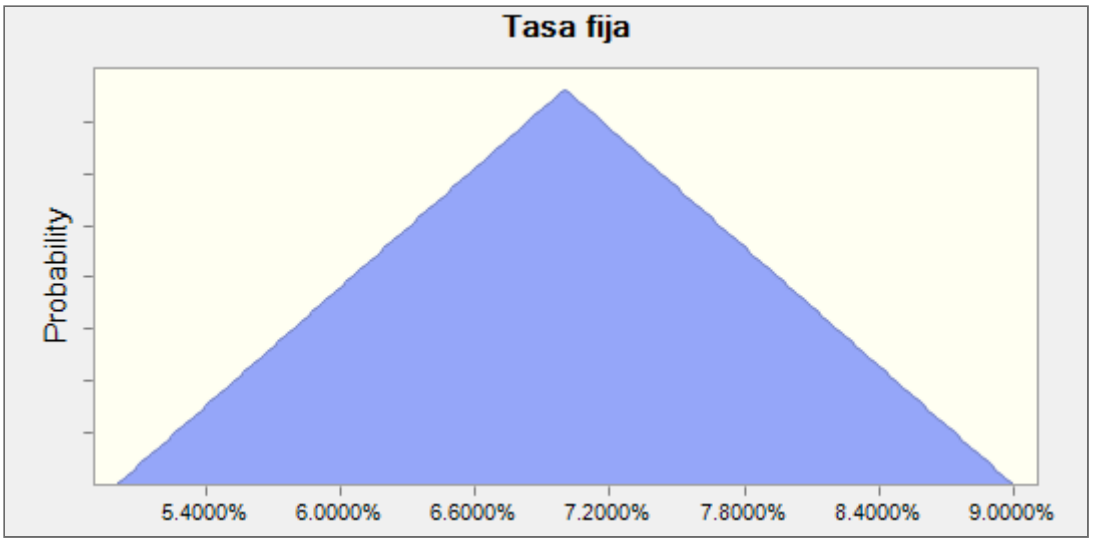


Figura 4.2.8. Distribución de probabilidad de la tasa del préstamo (fija) (%) (Fuente: Elaboración propia)

También se definió la distribución para el préstamo a tasa variable con fórmula 4.2.6:

$$Tasa\ sobre\ Libor = Triangular(3.5\ ;\ 5.5\ ;\ 7)\ \%$$ (Fórmula 4.2.6)

En el siguiente gráfico se visualiza la distribución:

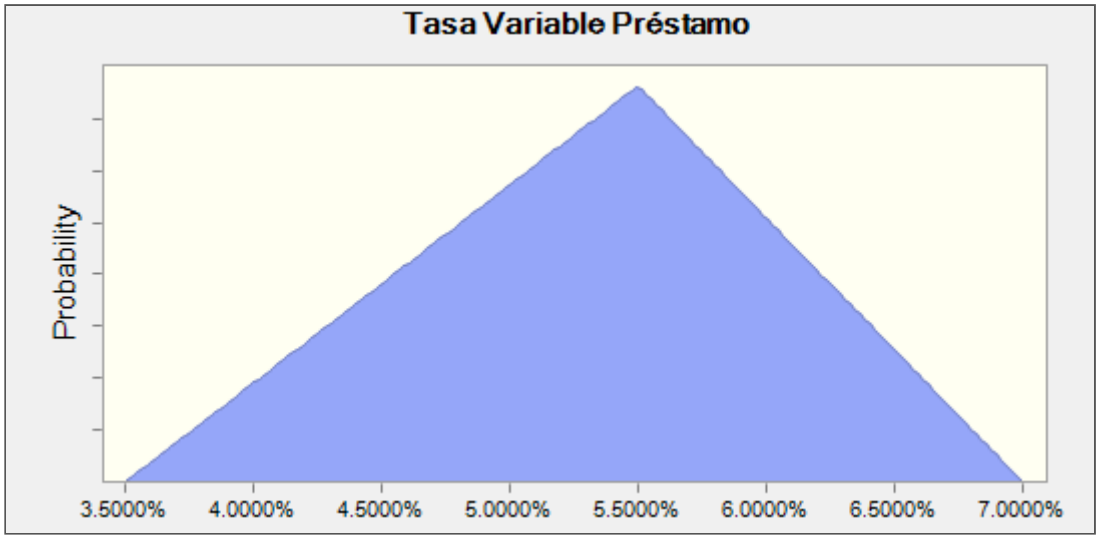


Figura 4.2.9. Distribución de probabilidad de la tasa del préstamo (variable) (%) (Fuente: Elaboración propia)

Cabe destacar, que al quedar definidas ambas tasas por la negociación con el banco, es esperable que las dos varíen de manera similar. Es decir, en una negociación favorable con el banco se logrará que ambas tasas sean más bajas, y en el caso contrario, ambas serán más elevadas. Para lograr esto en la simulación, es que se definió una correlación de las mismas con el Crystal Ball de 0.8, como se puede observar en el gráfico a continuación:

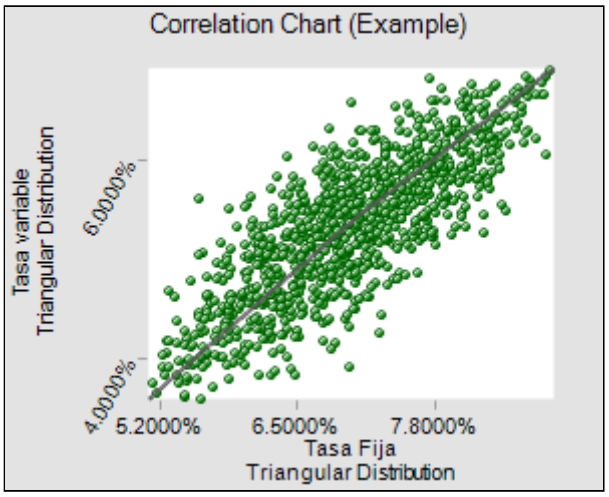


Figura 4.2.10. Correlación entre las tasas de 0.8. (Fuente: Elaboración propia)

Como se observa en el gráfico, al correlacionar las tasas, éstas seguirán una relación relativamente directa durante las corridas, lo cual se corresponde a la premisa planteada anteriormente.

Por otro lado se proyectó en el *Capítulo III* la tasa LIBOR. Para analizar su variabilidad se analizó el error del ajuste con respecto a la serie histórica. De esta manera se encuentra la distribución estadística del error con la Fórmula 4.2.7:

$$Tasa\ LIBOR = Triangular(-1.794\ ;\ 0.507\ ;\ 0.966)\ \%$$ (Fórmula 4.2.7)

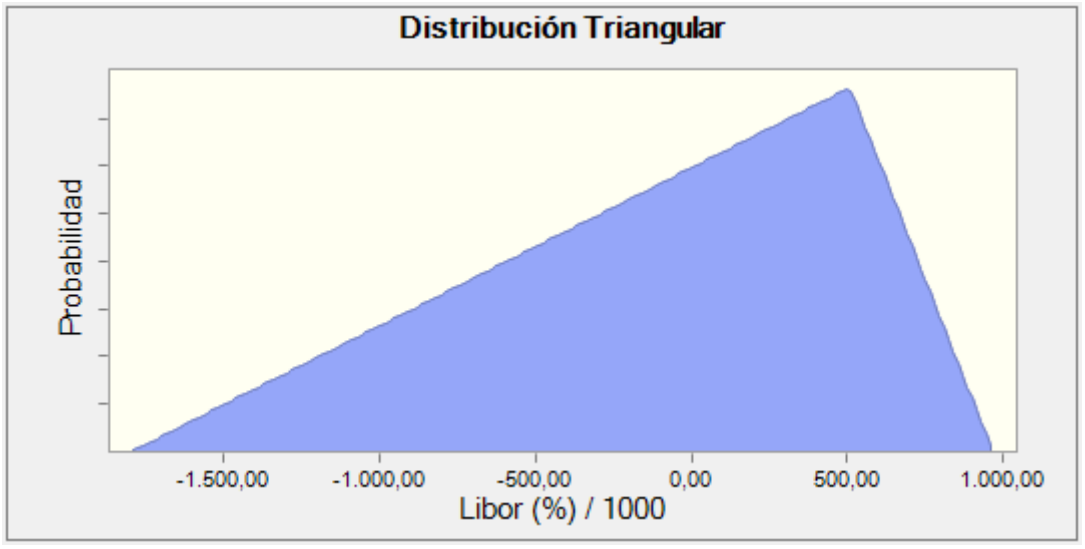


Figura 4.2.11. Distribución de probabilidad de la tasa LIBOR (%/1000) (Fuente: Elaboración propia)

De esta manera se analiza el riesgo asociado a la variabilidad de la tasa LIBOR para el préstamo variable.

2.5. Contrato de usufructo

El contrato de usufructo que se pacte con el arrendatario puede ser muy variable. Al tratarse de un terreno en la provincia de Buenos Aires, el precio suele ser más alto que el de los proyectos que se establecen en la Patagonia. Por estas razones se analiza su volatilidad para

poder mitigar los riesgos asociados, proponiendo la siguiente distribución para esta variable de Fórmula 4.2.8:

Precio Usufructo = Triangular(2,000 ; 2,500 ; 3,000) US$/MW (Fórmula 4.2.8)

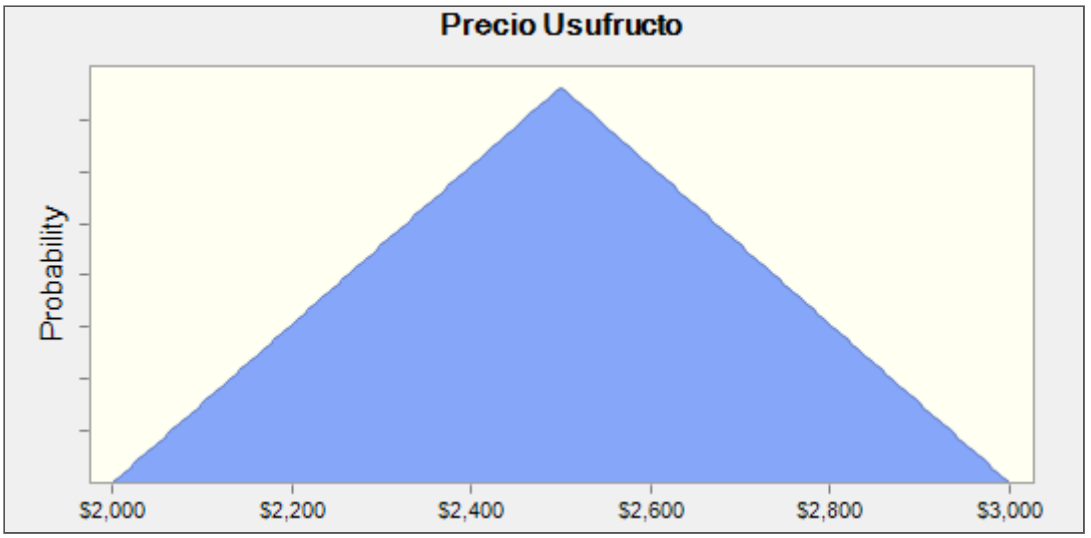


Figura 4.2.12. Distribución de probabilidad del precio del usufructo (US$/MW) (Fuente: Elaboración propia)

El valor (2,500 US$/MW) utilizado en el *Capítulo III* fue provisto por una empresa que tiene un parque eólico en Bahía Blanca. Considerando que no se pueden obtener ofertas de distintos terrenos y generar una distribución según estos datos, se estima una distribución triangular con moda 2,500 US$/MW y máximo/mínimo ± 500 US$/MW, según:

2.6. Plazo de pago

La energía se entrega en el momento en el que es producida. Sin embargo, CAMMESA la abona con un cierto plazo de pago. La variabilidad en días del plazo de pago, genera un cambio en el VAN, debido al factor de descuento. Por esta razón se debe analizar el plazo de pago para los veinte años de producción del parque.

Para esta variable se consultaron trabajadores del rubro acerca de la constancia de pago de CAMMESA y sus plazos. A partir de esta información se propone la siguiente distribución triangular correspondiente a la Fórmula 4.2.9:

Plazo de pago = Triangular(30 ; 45 ; 70) (Fórmula 4.2.9)

A continuación se puede visualizar la distribución de probabilidad para el plazo de pago en días:

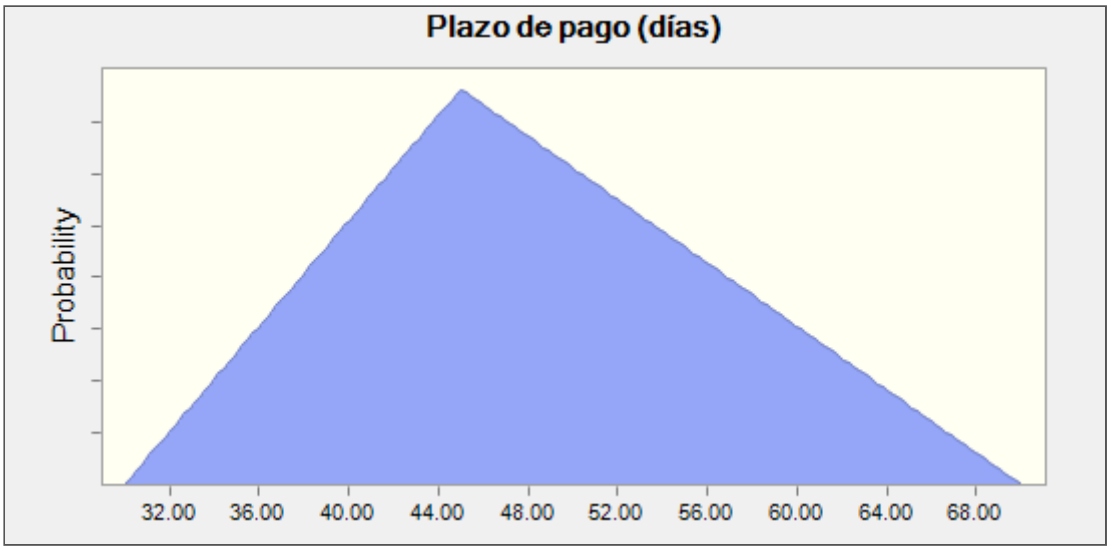


Figura 4.2.13. Distribución de probabilidad del plazo de pago de CAMMESA (Fuente: Elaboración propia)

Se conoce que suelen pagar con un retraso de 45 días, pero nunca en un plazo menor a 30. Otra información relevante es que una impronta de CAMMESA es que nunca se atrasó más de 70 días en el plazo de pago.

2.7. Riesgo país

Como bien se mencionó en el *Capítulo III: Análisis Económico-Financiero,* con el fin de calcular el VAN del proyecto, se debe calcular la WACC que depende en gran parte del riesgo país. A pesar de que el riesgo país es un input del modelo que puede tener una determinada variabilidad, en este estudio se lo considerará como un valor fijo en todas las corridas de la simulación del modelo económico. Esto es así porque el valor que tome el riesgo país no afecta el flujo nominal del proyecto, sino que afecta la tasa de descuento, es decir, el criterio de valoración del proyecto. Si se variara el riesgo país estocásticamente en cada corrida de la simulación, además de cambiar las variables de riesgos, se estaría cambiando el criterio de valoración del proyecto, con lo cual esto introduce un ruido a la simulación y al análisis de sensibilidad.

Por lo tanto, los valores a utilizar para el riesgo país se mantendrán estáticos en todas las corridas, y se utilizarán los valores proyectados en el *Capítulo III: Análisis Económico Financiero*. Los valores encontrados en dicha proyección serán utilizados directamente para el cálculo de la WACC, lo que afecta directamente al VAN.

3. Determinación de precio a ofertar

Como se ha mencionado previamente, uno de los outputs más importantes de este capítulo es la determinación del precio al que se va a ofertar en las licitaciones de RenovAr. Estas licitaciones son sumamente competitivas, y el principal criterio de decisión es el precio ofertado. Esto resulta en que esta sección cobre particular importancia dado que se debe determinar un precio que sea suficientemente competitivo para ganar la licitación, y a su vez que asegure el retorno esperado para los inversores con un alto nivel de confianza.

Habiendo definido la distribución de las variables que mayor impacto tienen en el rendimiento del proyecto, se lleva a cabo un análisis de simulación y estadístico que permite estimar el precio mínimo a ofertar que asegura la rentabilidad del proyecto con un determinado nivel de confianza. En este caso se trabajará con un 99% de nivel de confianza.

Lo que se busca particularmente es realizar numerosas corridas del modelo económico, variando en cada una de ellas las variables definidas anteriormente con sus respectivas distribuciones de probabilidad, y en cada corrida encontrar el precio a ofertar que anule el VAN del proyecto.

Esta operación debe realizarse modificando el precio de manera iterativa hasta que el VAN sea igual a cero. Al tener que combinar la variación estocástica de las variables de riesgo con la resolución iterativa del precio, la herramienta de Crystal Ball no se puede utilizar. Es por ello que se utilizaron los complementos de Excel de VBA Macros y Solver. Mediante un macro, se programó que las variables explicitadas en el inciso anterior varíen según su distribución asociada y luego se ejecute la herramienta Solver, iterando en el precio hasta que el VAN del proyecto sea igual a cero. Una vez que encuentra el valor de precio adecuado, se imprime en una hoja del Excel el precio obtenido y los valores de las variables de riesgo. Luego, ejecuta nuevamente todas las tareas hasta completar las 10,000 corridas. El código de este macro se puede apreciar en el Anexo 4.1 de este capítulo.

Así, al haber realizado numerosas corridas, se obtienen numerosos resultados de precio mínimo. A partir de esto, se puede obtener la distribución del precio mínimo a ofertar, y en base a la precisión deseada, se elige el precio a ofertar. Una vez obtenido esto, se puede llevar a cabo la simulación de Montecarlo utilizando el complemento Oracle Crystal Ball, y se puede verificar que efectivamente el VAN es mayor que cero en el 99% de las corridas. Esto se hará en el siguiente apartado.

A continuación se puede observar la distribución de frecuencias del precio mínimo a ofertar para 10,000 corridas:

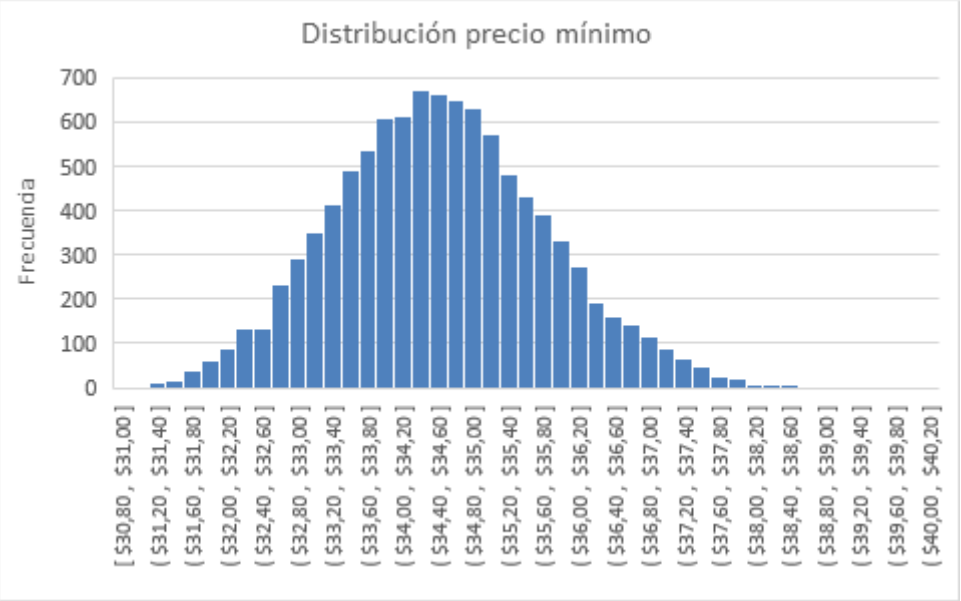


Figura 4.3.1 Distribución de precio mínimo a ofertar (US$/MWh) (Fuente: Elaboración propia)

Adicionalmente, se presenta la tabla con algunos resultados de las corridas, para verificar que efectivamente en todos los casos el VAN del proyecto se anula efectivamente. En el excel adjunto se encuentran los 10,000 registros.

Precio	PAE	Precio Aeros	Usufructo	Inflación	Tasa Fija	Tasa Variable	Dias	VAN Inversor	VAN Proyecto
$ 33.10	382,320	$ 2,896,567	$ 2,220	6%	6.3%	4.7%	51	$ (559,098)	$ 0
$ 33.76	380,100	$ 2,851,957	$ 2,206	9%	6.8%	5.2%	56	$ (1,641,433)	$ 0
$ 32.59	390,980	$ 2,886,381	$ 2,649	8%	5.9%	4.4%	56	$ (925,898)	$ 0
$ 36.20	385,051	$ 3,116,332	$ 2,119	8%	8.0%	6.2%	38	$ (5,198,041)	$ 0
$ 34.37	376,424	$ 2,955,066	$ 2,557	5%	6.7%	5.1%	48	$ (1,454,716)	$ 0
$ 31.74	403,683	$ 2,825,126	$ 2,703	9%	6.9%	5.3%	44	$ (2,391,763)	$ 0
$ 35.65	381,691	$ 3,038,190	$ 2,683	7%	7.7%	6.0%	35	$ (5,885,598)	$ 0
$ 33.16	388,734	$ 2,867,702	$ 2,541	9%	6.5%	4.9%	49	$ (1,724,583)	$ 0
$ 34.63	390,333	$ 2,976,315	$ 2,631	7%	7.6%	5.8%	40	$ (5,180,384)	$ 0
$ 36.62	369,937	$ 3,132,420	$ 2,285	11%	6.5%	4.9%	34	$ (2,628,657)	$ 0
$ 35.43	384,902	$ 3,017,831	$ 2,777	9%	7.2%	5.5%	47	$ (4,658,044)	$ 0
$ 35.95	387,819	$ 3,070,212	$ 2,754	6%	8.2%	6.4%	37	$ (4,622,002)	$ 0
$ 34.52	384,077	$ 3,085,751	$ 2,693	6%	6.4%	4.8%	50	$ (435,530)	$ 0
$ 33.78	382,157	$ 2,954,318	$ 2,459	9%	5.6%	4.1%	53	$ 927,203	$ 0
$ 33.14	384,500	$ 2,820,283	$ 2,690	10%	7.1%	5.4%	36	$ (3,857,818)	$ 0
$ 34.41	384,957	$ 3,006,873	$ 2,551	7%	7.1%	5.4%	45	$ (2,073,500)	$ 0
$ 34.27	385,618	$ 2,942,791	$ 2,668	8%	6.7%	5.1%	50	$ (3,790,267)	$ 0
$ 36.30	384,589	$ 3,059,679	$ 2,652	8%	7.8%	6.0%	52	$ (4,624,189)	$ 0
$ 34.60	379,256	$ 2,889,192	$ 2,223	6%	7.6%	5.8%	44	$ (2,730,674)	$ 0

Tabla 4.3.1. Ejemplo de corridas precio mínimo (Fuente: Elaboración propia)

Si se quiere obtener el valor que asegure una rentabilidad positiva con un 99% de confianza, se determina que el precio a ofertar es de 37.50 US$/MWh. Este valor pertenece al intervalo planteado en el *Capítulo I: Mercado* (35 US$/MWh - 42 US$/MWh) para los precios de la

próxima ronda RenovAr, con lo cual resulta ser un precio competitivo para lograr ganar una licitación.

4. Simulación de Montecarlo

Una vez determinado el precio a ofertar, se procede a simular a través del programa Crystal Ball para conocer las distribuciones del VAN del inversor y del Proyecto. A partir de la simulación se podrá hacer un análisis de sensibilidad, y observar con mayor detenimiento el comportamiento del proyecto frente a las distintas variables de riesgo.

4.1. Distribución de probabilidad del VAN obtenido

Para la simulación del Crystal Ball se realizaron 100,000 corridas con un precio de 37.50 US$/MWh, variando los factores de riesgo según las distribuciones propuestas en el apartado 2.

A continuación se puede observar la distribución de frecuencias para el VAN del proyecto obtenida mediante la simulación:

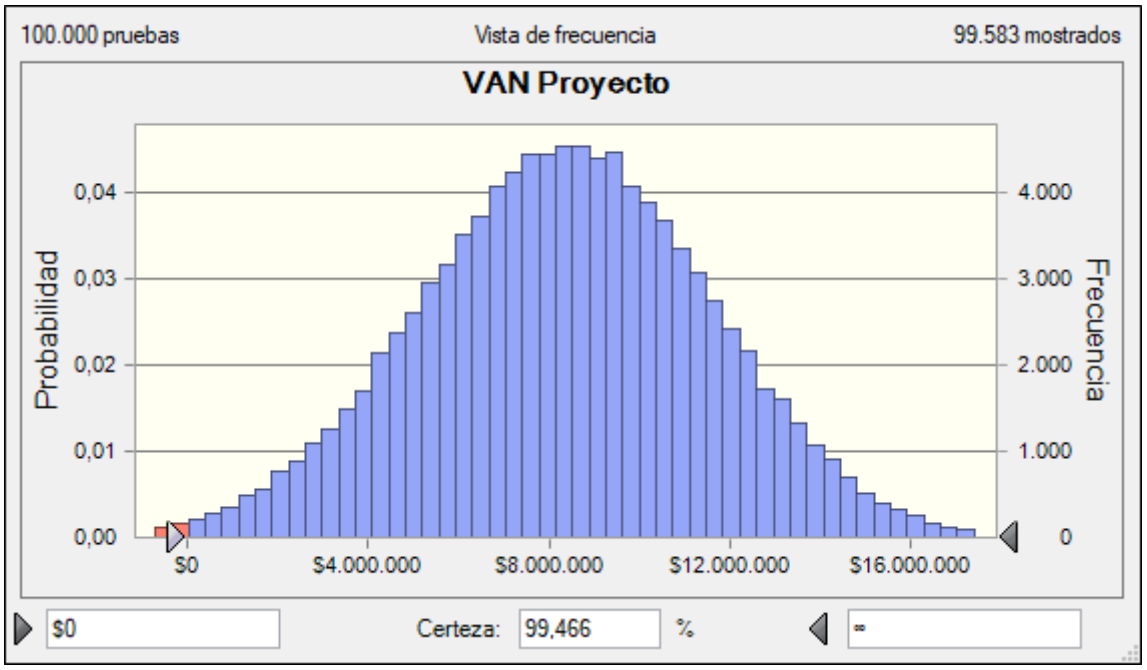


Figura 4.4.1. Distribución de frecuencias para el VAN del proyecto (Fuente: Elaboración propia)

De esta distribución se pueden obtener las siguientes constantes estadísticas:

Estadística	Valores de previsión
Pruebas	100,000
Caso Base	US$9,746,220
Media	US$8,373,519
Mediana	US$8,399,167
Desvio estándar	US$3,240,183
Mínimo	-US$6,876,809
Máximo	US$21,087,396

Tabla 4.4.1. Datos estadísticos distribución VAN del proyecto (Fuente: Elaboración propia)

En el gráfico se observa que con una probabilidad del 99.466%, el VAN del proyecto resulta positivo. Este valor resulta coherente con lo calculado en el inciso 3; en este inciso se buscó

el precio mínimo con el cual el VAN del proyecto resultara positivo el 99% de las veces (nivel de confianza). Efectivamente, en la simulación este valor (a posteriori) resultó ser de 99.466%, con lo cual se confirma la validez de la fijación de este precio mínimo.

Además, en todas las corridas realizadas, el valor mínimo para el VAN del proyecto fue de -US$ 6,.876,809, el valor medio fue de US$ 8,373.519, mientras que el máximo es de US$ 21,087,396.

Por otro lado, se puede observar la distribución de frecuencias para el VAN del inversor:

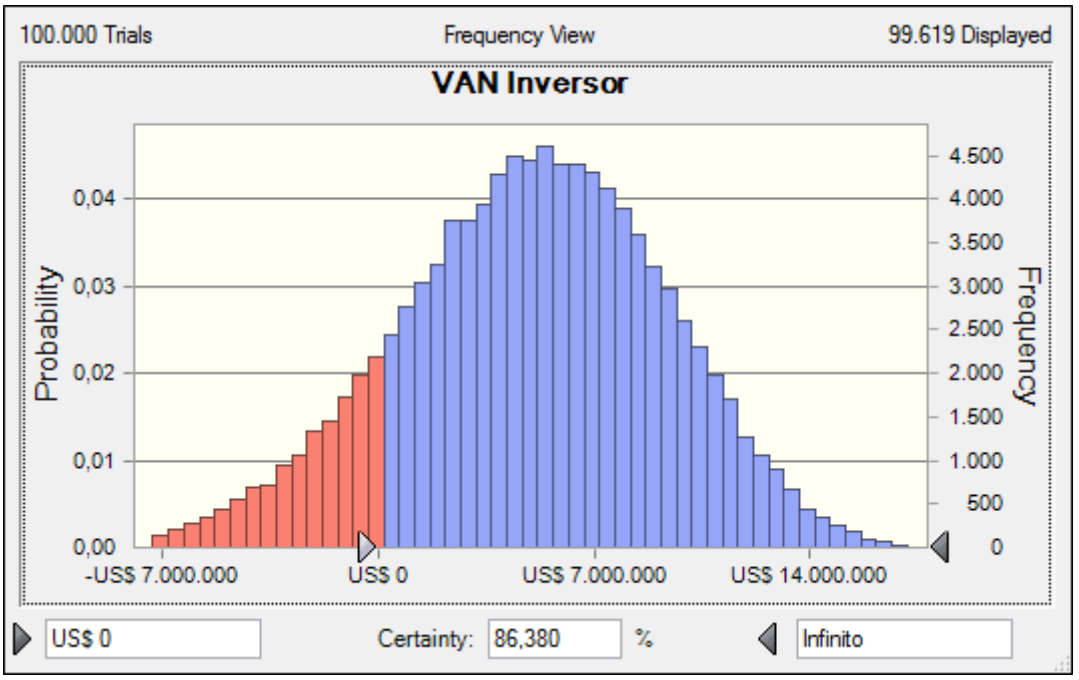


Figura 4.4.2 Distribución de frecuencias para el VAN del inversor (Fuente: Elaboración propia)

A continuación se muestran las constantes estadísticas asociadas:

Estadística	Valores de previsión
Pruebas	100,000
Caso Base	US$6,500,444
Media	US$4,905,889
Mediana	US$5,089,180
Desvio estándar	US$4,368,037
Mínimo	-US$13,090,580
Máximo	US$19,845,747

Tabla 4.4.2. Datos estadísticos distribución VAN Inversor (Fuente: Elaboración propia)

Del gráfico se puede observar que el VAN del inversor resulta positivo en el 86.38% de las corridas. Por otro lado, la distribución muestra que se presenta un mínimo en -US$ 12,003,925, un valor medio de US$ 5,429,185 y un valor máximo de US$ 20,411,849. Este resultado implica que el proyecto es rentable y muy prometedor. En el inciso 4.3 se presenta un análisis respecto a dimensionar el precio para asegurar al inversor un VAN mayor a 0 con un nivel de confianza aún mayor.

4.2. Análisis de sensibilidad

Luego de analizar las variables de alto impacto y correr la simulación mediante el software Crystal Ball, se graficó con el mismo complemento un gráfico Tornado Chart, usualmente utilizado para analizar la sensibilidad de las variables seleccionadas. En el mismo se puede observar de manera gráfica el impacto de las variables sobre el VAN del proyecto.

El gráfico toma los extremos de las distribuciones ingresadas para cada variable, y los varía comparándolos, realizando un análisis de sensibilidad de impacto independiente. Luego ordena las variables según su orden de criticidad. En este caso se realizó el diagrama tomando un rango de prueba de entre 10% a 90%, cuyos resultados se presentan a continuación:

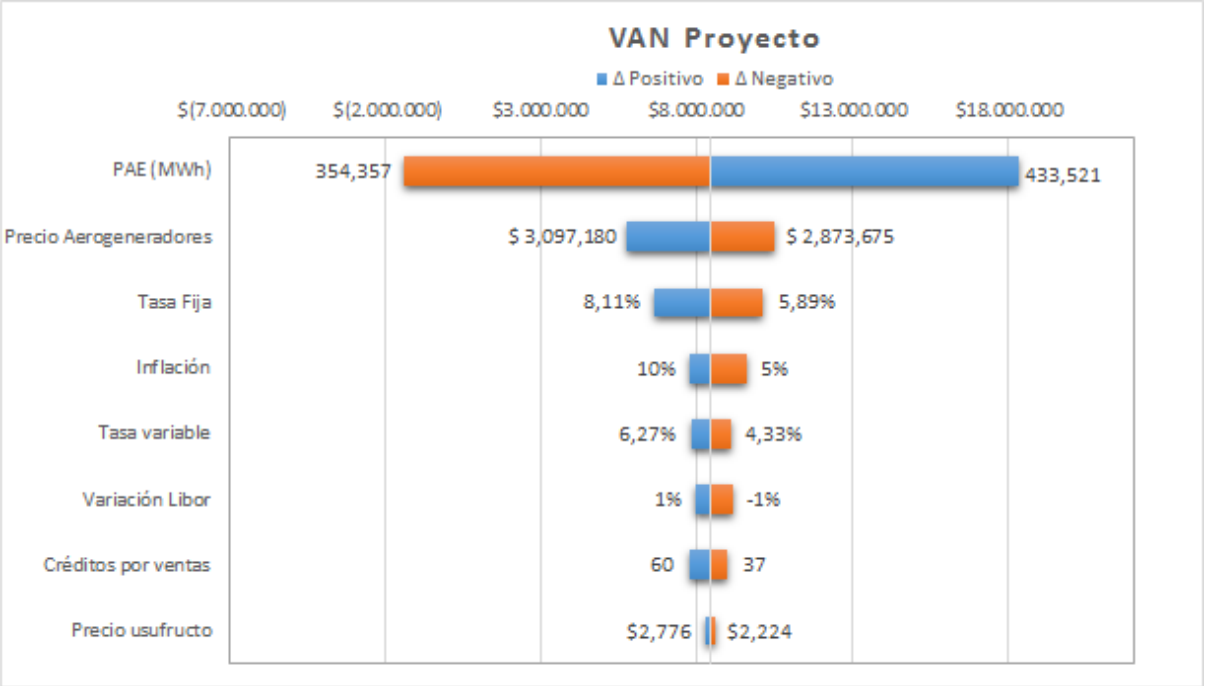


Figura 4.4.3. Tornado Chart del VAN del proyecto (Fuente: Elaboración propia)

En el gráfico se observa que, como se esperaba debido a que es la única fuente de ingreso del proyecto, la PAE es la variable con mayor impacto en el VAN del proyecto. El valor medio del VAN en el caso base es de aproximadamente US$ 8,000,000, mientras que el mínimo, es decir con la menor generación promedio, es de -US$ 1,430,895 y el máximo es de US$18,355,886. Esto muestra que la variación positiva máxima es de aproximadamente US$10,000,000. Una variación similar se encuentra entre el caso base y el mínimo, pero desplazando el VAN hasta un valor negativo.

Se debe notar que para la generación de energía se variaron todos los años de manera aislada, es decir que la generación del primer año es distinta a la del segundo, es independiente. En el diagrama adjunto en el Anexo 4.2 se puede ver que la generación de energía que más afecta al VAN del proyecto es la de los primeros años de producción. Esto se debe principalmente al factor de descuento.

Por otro lado se observa que el precio de los aerogeneradores, que afecta también al precio del contrato de mantenimiento y del montaje de los equipos, es la segunda variable que más

afecta. Presenta un rango de valores de aproximadamente US$ 5,000,000, con variación positiva y negativa simétrica.

En tercer lugar se encuentra la tasa fija del préstamo, que pone en evidencia el impacto de conseguir una buena financiación, debido la estructura de deuda/equity adoptada.

Luego, puede verse que el resto de las variables tienen un impacto relativo bajo en la variabilidad del VAN. Puede destacarse que en último lugar se encuentra el precio del usufructo del terreno, el cual hace variar el VAN en un rango de US$ 369,366. Llega a US$ 8,606,892 en el caso en el que el usufructo del terreno llegue a su valor mínimo y a US$ 8,237,526 para el peor caso. Este rango es muy pequeño para un proyecto de grandes magnitudes.

Otra forma de visualizar la sensibilidad del VAN del proyecto frente a las distintas variables de riesgo es mediante el gráfico de araña, o "*Spiderchart*". En el mismo se grafica mediante una recta el VAN para los distintos valores que va tomando cada variable, como se puede ver en la siguiente Figura 4.4.4:

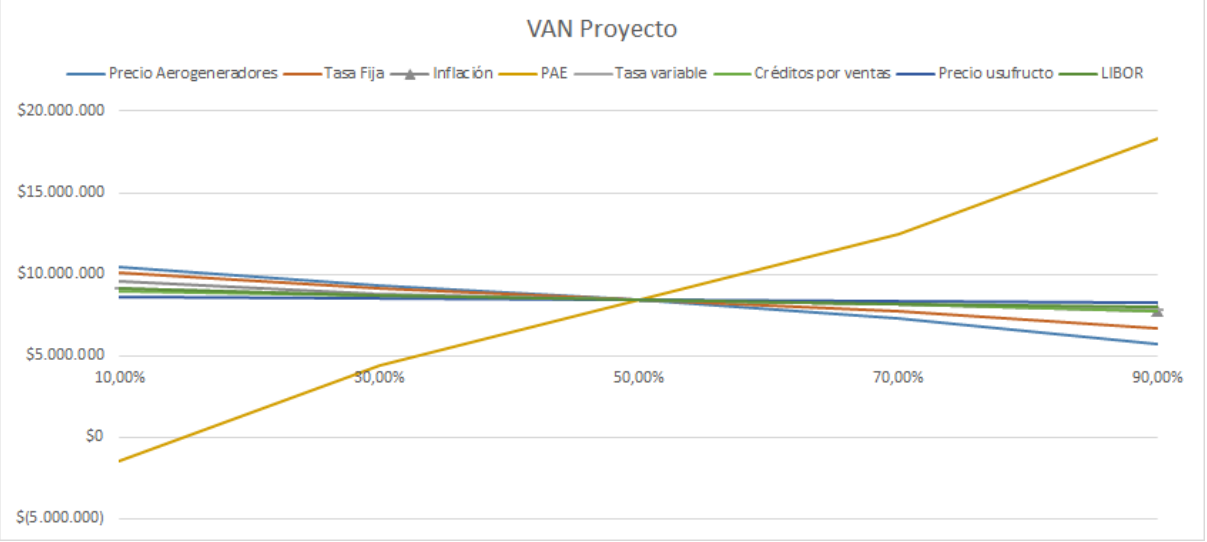


Figura 4.4.4. Spiderchart para las 100.000 simulaciones realizadas (Fuente: Elaboración propia)

Lo anteriormente descrito se evidencia nuevamente en este gráfico, en el cual se puede apreciar que la variable que más impacto tiene en la variabilidad del VAN es la generación. Además, en el signo de la pendiente puede observarse la relación entre el VAN y la variación de las distintas variables. Como es de esperar, para la generación, un mayor valor implica un aumento en el VAN, sucediendo lo opuesto para el resto de las variables.

4.3. Determinación del precio mínimo para asegurar VAN positivo al inversor

En el inciso 4.1, se calculó el precio mínimo (37.50 US$/MWh) que asegura un VAN positivo al proyecto con una probabilidad mayor a 99%. Este precio sólo asegura que el VAN del inversor sea positivo el 86.38% de las veces.

Por lo tanto, se realizó un análisis de sensibilidad al precio mínimo, en caso de que fuera necesario asegurar al inversor un porcentaje mayor de probabilidad de VAN positivo. Para ello, se hizo uso de la misma macro utilizada para definir el precio mínimo del inciso 3 de este capítulo, con la diferencia que en este caso el complemento Solver fue utilizado para

modificar el valor del precio de manera iterativa hasta lograr que el VAN del inversor resultase igual a 0. El código de este macro se encuentra adjunto en el Anexo 4.1.

Nuevamente se realizaron 10,000 corridas de manera de obtener la distribución del precio mínimo que anula el VAN del inversor. De esta manera es posible evaluar el posible impacto de aumentar el nivel de confianza que se le exige al VAN del inversor, dado que un aumento significativo en el precio podría resultar en perder la licitación.

A continuación se puede observar la distribución de frecuencias del precio mínimo a ofertar para 10,000 corridas en este caso:

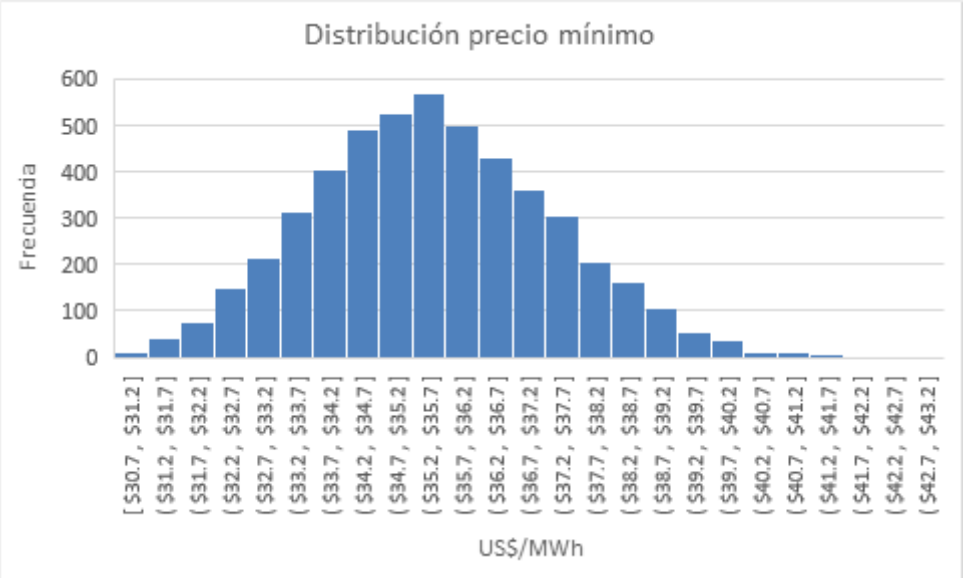


Figura 4.4.5. Distribución de precio mínimo a ofertar para anular VAN del inversor (US$/MWh)

A continuación se presenta una tabla con algunos resultados de las corridas, en que se verifica que el VAN del inversor se anula en todos los casos.

Precio	PAE	Precio Aeros	Usufructo	Inflación	Tasa Fija	Tasa Variable	Dias	VAN Inversor	VAN Proyecto
$ 39.42	383,615	$ 3,055,044	$ 2,501	5%	8.6%	6.7%	50	$ 0	$6,985,009
$ 38.60	384,882	$ 3,099,284	$ 2,700	6%	8.8%	6.8%	37	$ 0	$4,411,558
$ 37.89	370,487	$ 2,931,422	$ 2,502	7%	8.0%	6.2%	33	$ 0	$5,972,051
$ 37.01	388,285	$ 3,103,095	$ 2,720	7%	7.2%	5.5%	41	$ 0	$4,169,337
$ 38.22	377,396	$ 3,000,218	$ 2,830	9%	7.8%	6.0%	47	$ 0	$4,698,175
$ 38.05	374,153	$ 2,969,905	$ 2,760	5%	8.0%	6.2%	46	$ 0	$4,563,371
$ 38.40	374,658	$ 3,091,927	$ 2,436	6%	8.3%	6.4%	40	$ 0	$3,908,523
$ 38.20	369,197	$ 3,044,700	$ 2,071	6%	8.1%	6.3%	48	$ 0	$3,088,488
$ 37.53	369,324	$ 3,060,603	$ 2,491	6%	7.6%	5.8%	53	$ 0	$1,701,581
$ 36.81	375,220	$ 3,037,427	$ 2,264	6%	6.4%	4.8%	63	$ 0	$2,918,170
$ 39.01	386,633	$ 3,137,686	$ 2,732	5%	7.7%	6.0%	40	$ 0	$9,563,390
$ 39.58	381,263	$ 3,148,378	$ 2,709	9%	8.2%	6.4%	55	$ 0	$4,970,907
$ 36.15	388,330	$ 3,176,664	$ 2,608	7%	7.9%	6.1%	44	$ 0	$ 925,122
$ 37.93	380,071	$ 3,125,961	$ 2,638	6%	7.7%	6.0%	33	$ 0	$3,885,892
$ 38.26	375,251	$ 3,029,983	$ 2,618	7%	8.8%	6.8%	44	$ 0	$3,181,666
$ 39.18	377,188	$ 3,186,179	$ 2,762	5%	7.2%	5.5%	57	$ 0	$5,553,848
$ 37.93	373,129	$ 3,097,650	$ 2,633	9%	7.4%	5.7%	44	$ 0	$2,897,035
$ 37.79	379,596	$ 3,078,770	$ 2,340	6%	7.8%	6.1%	56	$ 0	$4,482,013
$ 37.66	377,012	$ 3,034,931	$ 2,669	7%	8.4%	6.5%	43	$ 0	$3,221,581

Tabla 4.4.3. Ejemplo de corridas precio mínimo (Fuente: Elaboración propia)

De este análisis surge que si se le exige un 95% de probabilidad de VAN positivo al inversor, el precio mínimo a ofertar es de 38.60 US$/MWh. De definirse la misma en 99% resultaría en 39.91 US$/MWh. Puede observarse que estos valores caen nuevamente dentro del rango definido en el *Capítulo I:Mercado.* Cabe destacar que al ser mayores implican una menor chance de ganar la licitación. Esto implica que a priori no resultan un impedimento a la viabilidad del proyecto.

A modo de resumen, la metodología para el cálculo del precio a licitar fue determinar el precio mínimo que anula el VAN del proyecto con un 99% de nivel de confianza, obteniéndose un valor de 37.50 US$/MWh. Este precio asegura un VAN del inversor positivo con una probabilidad de 86.38%. Luego se calculó el precio mínimo que anule el VAN del inversor con una confianza de 99%, resultando en 39.91 US$/MWh. Con esto se concluye que sería posible participar en las licitaciones de RenovAr con cualquiera de estos precios, dado que ambos se encuentran dentro del rango competitivo para licitar, por lo que se decide tomar el valor 37.50 US$/MWh, ya que se considera aceptable un nivel de confianza del 85% para el inversor, garantizando una oferta más competitiva en la licitación.

5. Escenarios posibles

Durante este estudio se trabajó con el modelo económico correspondiente a la participación del parque en el programa RenovAr. Ahora bien, resulta relevante para el análisis de riesgo evaluar otros escenarios ligados a las condiciones de entorno del proyecto. Estos escenarios están principalmente ligados al modelo de negocios optado por el proyecto o bien a las condiciones político-económicas en las cuales se puede desarrollar el mismo.

5.1. Venta en RenovAr sin cumplimiento de los beneficios fiscales

Como ya se analizó en el *Capítulo III* existen diversos beneficios fiscales de los cuales el proyecto puede gozar, debido a las leyes relacionadas al fomento de las energías renovables en el país. Sin embargo, en el ámbito de las energías renovables y debido a la experiencia histórica del país, existe desconfianza acerca de que se otorguen en tiempo y forma los beneficios pactados en la ley. Además, este rubro creció mucho en los últimos años, por lo tanto la experiencia en este tipo de beneficios es escasa. Por estas razones resulta necesario analizar el escenario en el que se licite por RenovAr con el precio determinado en el inciso 3 de este capítulo, se gane la licitación y posteriormente los beneficios fiscales no sean correctamente respetados.

Para este análisis se eliminaron los beneficios fiscales del modelo económico, y se hizo un análisis de riesgos corriendo una simulación mediante el complemento de Excel, Crystal Ball. Los beneficios que se anulan en este caso son:

- Devolución anticipada del IVA;
- Certificado fiscal (que sirve para pagar impuestos nacionales) del 20% del precio de los aerogeneradores;
- Amortización acelerada, que reduce el pago de IG para los primeros años.

Se corre el modelo con 100.000 iteraciones para el caso de RenovAr sin beneficios fiscales, con el precio mínimo licitado en RenovAr de 37.50 US$/MWh, y se obtiene la siguiente distribución de frecuencias del VAN del proyecto:

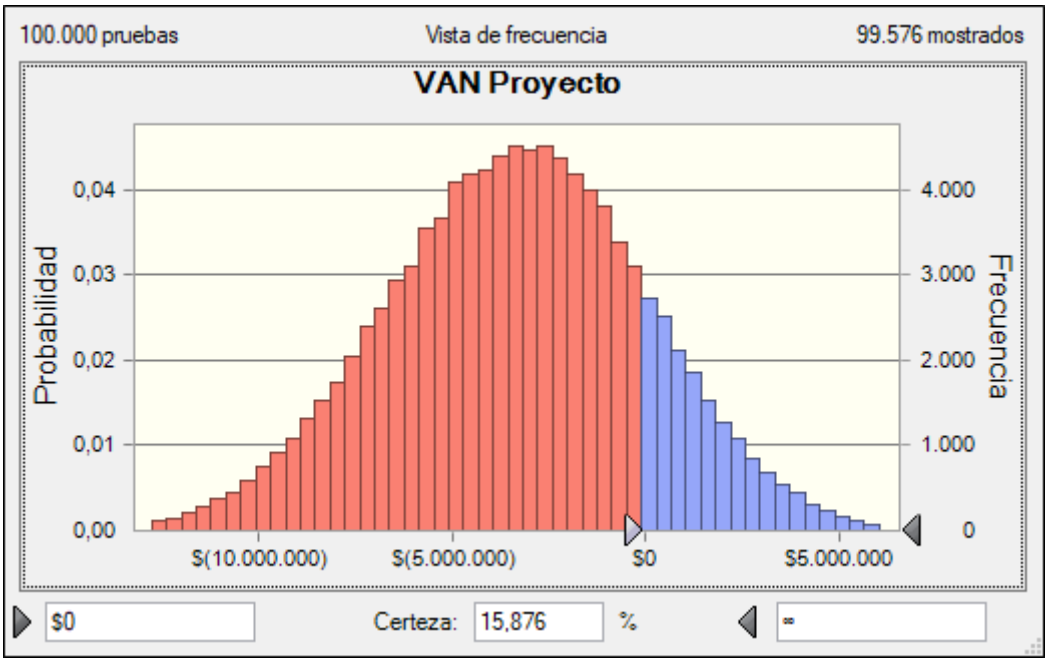


Figura 4.5.1. Distribución de frecuencias del VAN del proyecto para el escenario de RenovAr sin cumplimiento de los beneficios fiscales (Fuente: Elaboración propia)

Para la distribución mostrada, Crystal Ball arrojó las siguientes constantes estadísticas:

Estadística	Valores de previsión
Pruebas	100,000
Caso Base	-US$4,251,997
Media	-US$3,350,596
Mediana	-US$3,287,677
Desvío estándar	US$3,344,305
Mínimo	-US$31,666,030
Máximo	US$5,175,608

Tabla 4.5.1 Datos estadísticos distribución VAN Proyecto (Fuente: Elaboración propia)

Luego se obtiene también la distribución de frecuencias del VAN del inversor:

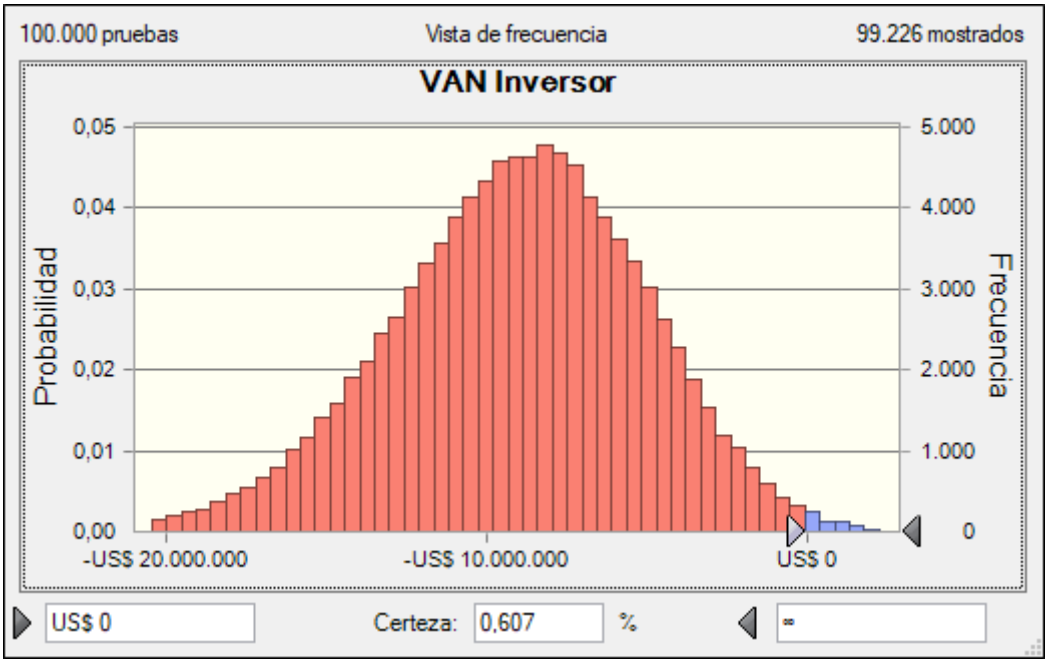


Figura 4.5.2. Distribución para el escenario de RenovAr sin cumplimiento de los beneficios fiscales (Fuente: Elaboración propia)

Para la distribución mostrada se obtienen también las constantes estadísticas asociadas:

Estadística	Valores de previsión
Pruebas	100,000
Caso Base	-US$9,787,254
Media	-US$9,076,592
Mediana	-US$8,857,877
Desvío estándar	US$4,048,420
Mínimo	-US$31,666,030
Máximo	US$5,175,608

Tabla 4.5.2. Datos estadísticos distribución VAN Inversor (Fuente: Elaboración propia)

Del gráfico se observa que la probabilidad de tener un VAN del proyecto positivo es de 15.876%, con lo cual esta alternativa resulta inviable. Sumado a esto, el VAN del inversor es negativo en casi el 100% de las corridas. Esto demuestra que, como se pudo anticipar, tanto la rentabilidad del proyecto como la de los inversores es altamente dependiente de los beneficios fiscales otorgados.

Esto valida que bajo este escenario, el proyecto resulta inviable. Sin embargo, no existen indicios de que este escenario se dará, dado que las leyes de fomento del uso de energías renovables son bastante recientes, y su última modificación fue para aumentar el objetivo de participación de energías renovables en la matriz eléctrica del país. Además en el *Capítulo I* se analizó la creciente tendencia de las energías renovables a nivel nacional y mundial, por lo que no es esperable que Argentina no mantenga la tendencia de crecimiento y de fomento de las energías renovables.

5.2. Venta en MATER

Como ya fue explicado en el *Capítulo I,* la venta de energía a través del MATER se realiza mediante contratos entre privados, permitiendo ofertar a un precio mayor que el de las licitaciones de RenovAr, pero compitiendo contra el precio monómico. Dado que el último valor que se dio a conocer es de 61 US$/MWh, considerando la tendencia decreciente del precio y el plazo en el cual se podría eventualmente firmar un contrato con un privado, se determinó que el valor representativo del precio a ofertar con el que se evaluará este escenario será de 58 US$/MWh.

De todas formas, para poder modelar la venta de energía a través de este mercado, es preciso destacar las diferencias que implica con el marco de las licitaciones de RenovAr para plasmarlas en el modelo económico financiero.

En primer lugar, cabe destacar que los beneficios fiscales e impositivos con los que se goza son los mismos, puesto que están comprendidos dentro del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica (Ley 27.191, 2015). Sin embargo, no hay factores de incentivo ni ajuste, a menos que se definan y expliciten en el contrato con la empresa consumidora.

En segundo lugar, al trabajar con empresas privadas, es preciso notar que los plazos de los contratos no suelen ser a 20 años como en RenovAr, rara vez excediendo los 10 años. Así es que para realizar el estudio de este escenario se trabajará contemplando un primer contrato a 10 años a 58 US$/MWh, debiéndose firmar un nuevo contrato para los siguientes 10 años.

Por otro lado, en relación a esta reducción en el plazo del contrato, es de esperar que el plazo de devolución del préstamo también se reduzca, por lo que se consideró de 10 años para la evaluación de este escenario. Además, debido al mayor riesgo que implica la venta a un privado, se consideró leve un aumento en ambas tasas de financiamiento, que reflejan la posición del banco frente a un proyecto con más riesgo.

Por último, cabe contemplar la posibilidad de enfrentarse a una mayor demora en los pagos, dado que no se tiene evidencia como en el caso de CAMMESA del cumplimiento de los mismos.

Habiendo notado estas diferencias y ajustado el modelo económico financiero, se debe realizar un análisis de cuál es el precio mínimo a licitar para los segundos 10 años de vida útil del parque que anula el VAN del proyecto. Es preciso destacar que dentro de 10 años, dado su crecimiento y los avances tecnológicos, el mercado eléctrico será más competitivo que ahora, y se corre el riesgo de no ser competitivo frente a las nuevos jugadores.

Modificando el macro anteriormente utilizado para la determinación del precio mínimo a licitar en RenovAr, se realizaron 5,000 simulaciones en las que se determinó el precio mínimo a ofertar los segundos 10 años que anule el VAN del proyecto. Se presenta a continuación el histograma con la distribución del precio mínimo a licitar para este período:

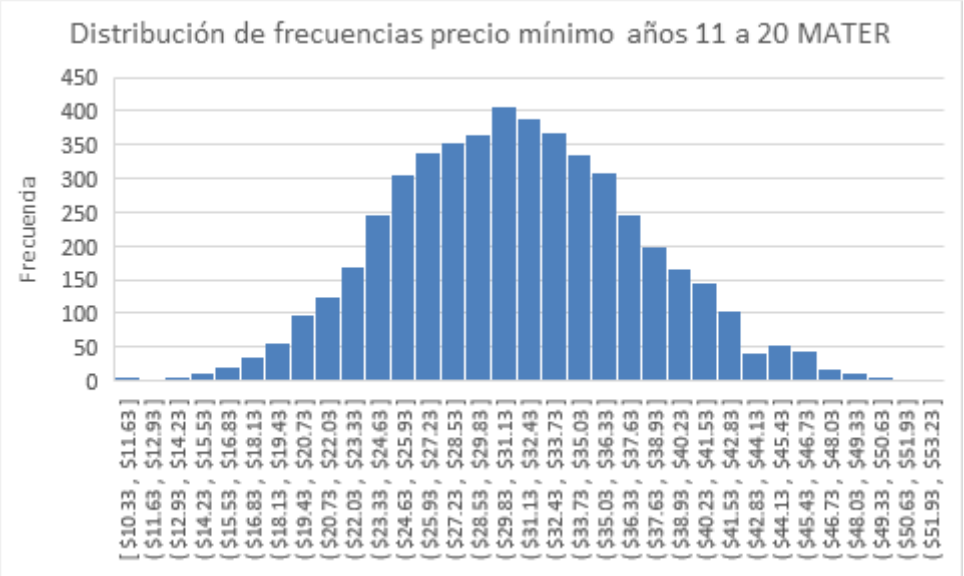


Figura 4.5.3 Distribución de frecuencias de precio mínimo del MATER para los años 11 a 20 (Fuente: Elaboración propia)

Se calcula entonces que el precio que hace que el VAN del proyecto y el del Inversor sean positivos con un 99% de nivel de confianza, el cual resulta en 46.48 US$/MWh. Sin embargo, de acuerdo a lo analizado en el *Capítulo I: Mercado*, se puede concluir que este precio no es competitivo con el nivel de confianza que se desea trabajar. A continuación se presenta nuevamente la proyección del precio monómico:

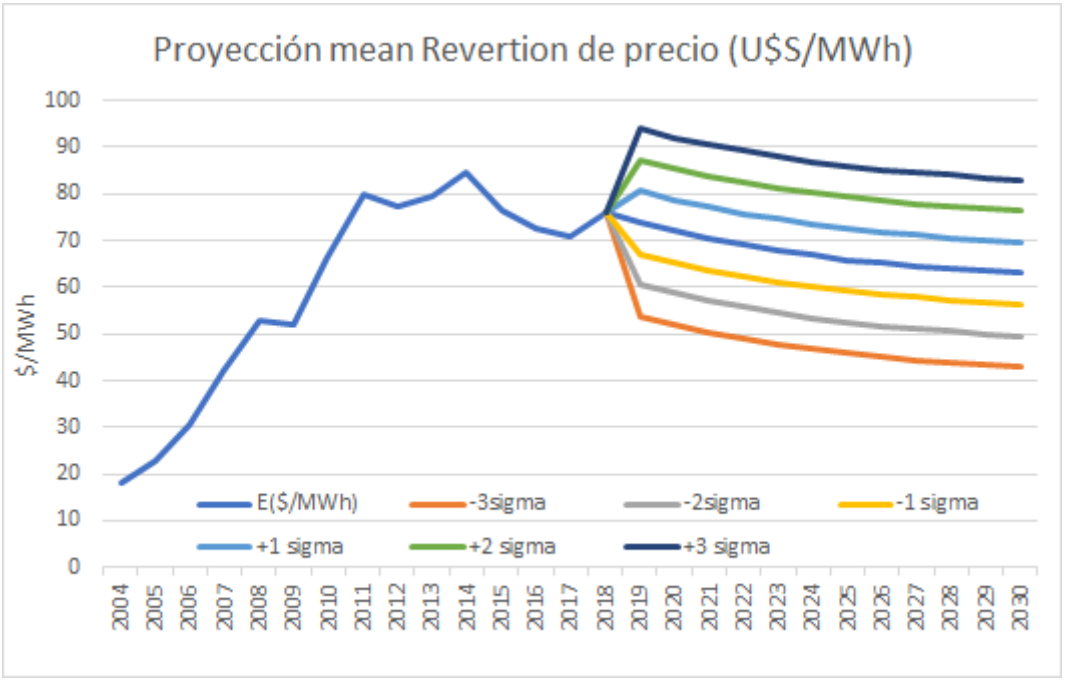


Figura 4.5.4 Proyección precio monómico (Fuente: Elaboración propia)

Trabajando con un nivel de confianza de 99.63%, es decir, 3 sigmas, puede observarse que la proyección indica para 2030 un precio monómico mínimo de 43 US$/MWh, inferior al precio obtenido. Así como hoy en día el precio monómico es de 71 US$/MWh y la información que con la que se cuenta de contratos por MATER ronda los 60 US$/MWh, es de esperar que en 10 años el precio de dichas licitaciones se mantenga en valores levemente inferiores que los

del monómico. Por lo tanto, se puede considerar que un precio que permitiría ser competitivo en 2030 sería de 40 US$/MWh, un precio inferior al obtenido en las 5000 iteraciones realizadas para obtener el precio mínimo.

De todas formas, se analiza la factibilidad del proyecto tomando como precio de venta 40 US$/MWh durante los segundos 10 años, para lo cual se realizaron 100,000 iteraciones con el crystal ball, obteniendo las siguiente distribución para el VAN del proyecto:

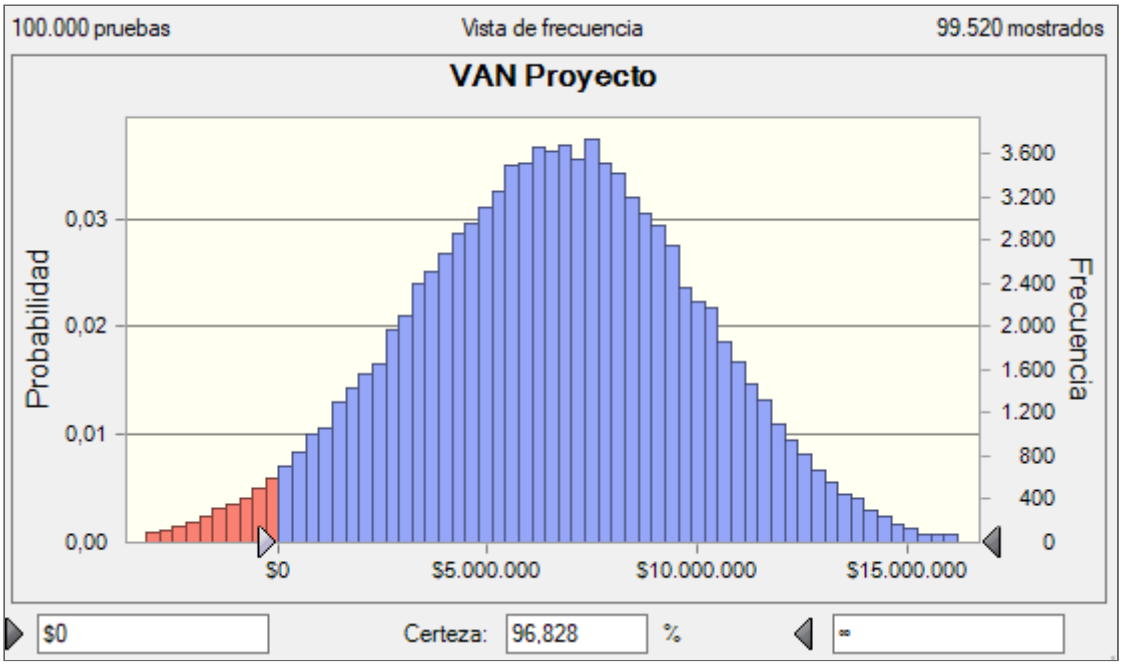


Figura 4.5.5 Distribución VAN Proyecto para el escenario de venta por MATER (Fuente: Elaboración propia)

Para la distribución mostrada, se obtuvieron las siguientes constantes estadísticas:

Estadística	Valores de previsión
Pruebas	100,000
Caso Base	US$14,148,790
Media	US$6,534,158
Mediana	US$6,607,827
Desvio estándar	US$3,450,759
Mínimo	-US$8,907,330
Máximo	US$20,797,785

Tabla 4.5.3. Datos estadísticos distribución VAN Inversor para escenario de venta por MATER (Fuente: Elaboración propia)

Puede evidenciarse que el VAN del proyecto toma valores mayores que 0 en el 96.828% de los casos, y que su valor medio es de US$ 6,534,158, tomando valores mínimos y máximos de -US$ 8,907,330 y US$ 20,797,785 respectivamente.

Comparando estos valores con aquellos obtenidos a través de la simulación de Montecarlo para el escenario base (participación en el programa RenovAr) del inciso 4.1., se evidencia que la alternativa de RenovAr es más rentable:

VAN Proyecto		RenovAr	MATER
Caso base		US$9,526,667	US$14,148,790
Simulación de Montecarlo	Media	US$8,373,519	US$6,534,158
	Mínimo	-US$6,876,809	-US$8,907,330
	Máximo	US$21,087,329	US$20,797,785

Tabla 4.5.4. Comparación RenovAr vs. MATER (Fuente: Elaboración propia)

En la tabla anterior se evidencia que los valores para el VAN del proyecto obtenidos a través de la simulación de Montecarlo son superiores en el caso de venta de la energía mediante el programa RenovAr. También se puede observar que en el caso de MATER, el valor que toma el Caso Base es significativamente mayor al obtenido de las simulaciones de Montecarlo, e incluso mayor al valor del Caso Base del VAN del proyecto para RenovAr. Esto se debe a que, si bien la alternativa del MATER parece prometedora en el caso base, este mercado trae aparejado un riesgo asistemático mucho más significativo que el de la venta mediante RenovAr.

Por otro lado, es importante mencionar la distribución de frecuencias del VAN del inversor para la venta a través del MATER que se obtiene de la simulación de Montecarlo:

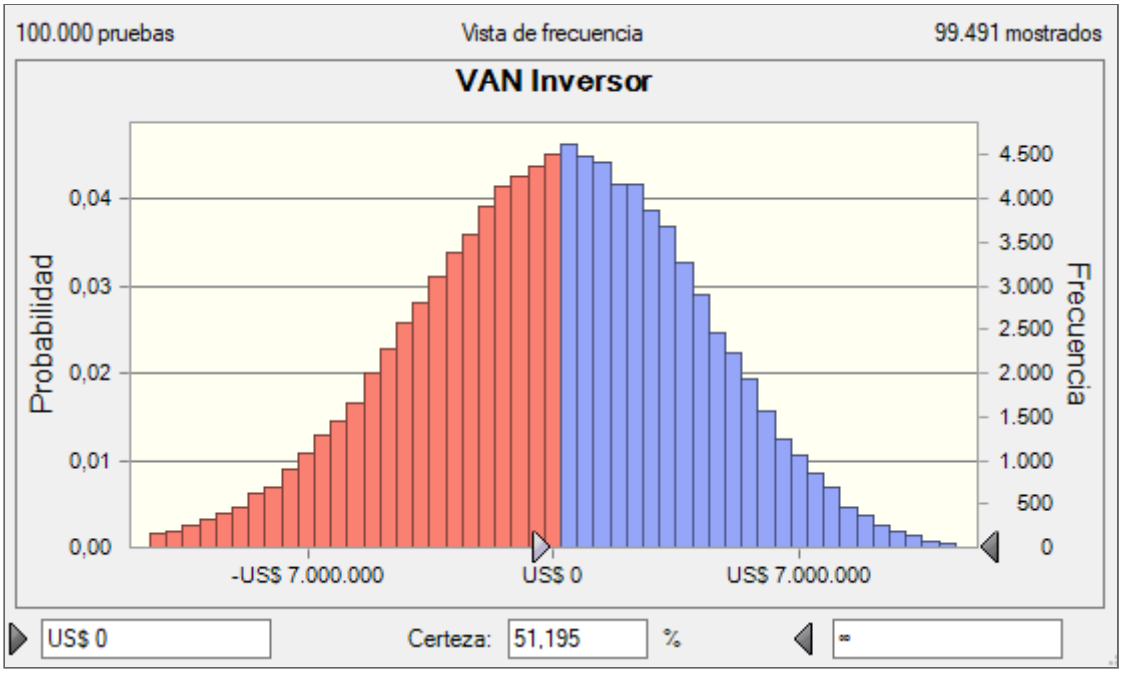


Figura 4.5.6. Distribución VAN proyecto para el escenario de venta por MATER (Fuente: Elaboración propia)

Se puede observar del anterior gráfico que además la alternativa de venta de la energía en el MATER lleva aparejado el problema de que el VAN del inversor se ve muy desfavorecido. Esto se debe principalmente al préstamo más corto (de 10 años en lugar de 15) y a las mayores tasas de financiamiento. Se evidencia entonces que si bien desde el punto del Proyecto esta alternativa es viable, el inversor se ve muy castigado.

Puede concluirse entonces que si bien al considerar el contexto actual es más conveniente presentarse en una licitación por RenovAR, el mercado MATER resulta ser una alternativa viable en caso de no ganar la licitación. En este caso, se debería encontrar y negociar con una empresa que posea un gran consumo de energía eléctrica, un contrato a 10 años con un precio

de 58 US$/MWh, y luego repetir este proceso para los siguientes 10 años. Si bien los contratos MATER surgieron hace muy poco, se espera que si el precio sigue siendo competitivo al finalizar el plazo del primer contrato, se renueve el contrato por los 10 años restantes. Cabe destacar que esta alternativa cuenta con el riesgo inherente de que la empresa contratista no cumpla con los términos pactados en el contrato. Este análisis dependerá de cada empresa particular con la que se esté negociando, y excede el foco de ese estudio.

5.2.1. Sensibilidad en el escenario MATER

Como ya fue mencionado, el MATER es un mercado muy nuevo y del que se cuenta con muy poca información. Por lo tanto, si bien se tomó como valor representativo para el análisis del mismo un valor de 58 US$/MWh, se procedió a realizar un análisis de sensibilidad para evaluar este escenario en caso de que se obtuviera una licitación por otro valor para los primeros 10 años.

Para ello, se consideró un rango de precios para los primeros 10 años de entre 56 US$/MWh y 61 US$/MWh. Es decir, se contempló como escenario más favorable lograr mantener el último precio conocido, que corresponde al año pasado, y además se evaluó la rentabilidad del proyecto para valores aún menores que el caso inicial, considerando las tendencias de mercado.

Para esto se realizaron en primer lugar, 10,000 iteraciones para cada precio inicial utilizando la misma macro que en el inciso anterior, obteniendo así el precio para los segundos 10 años que asegura un VAN mayor a 0 con una probabilidad del 99%. Los resultados se presentan en la figura a continaución:

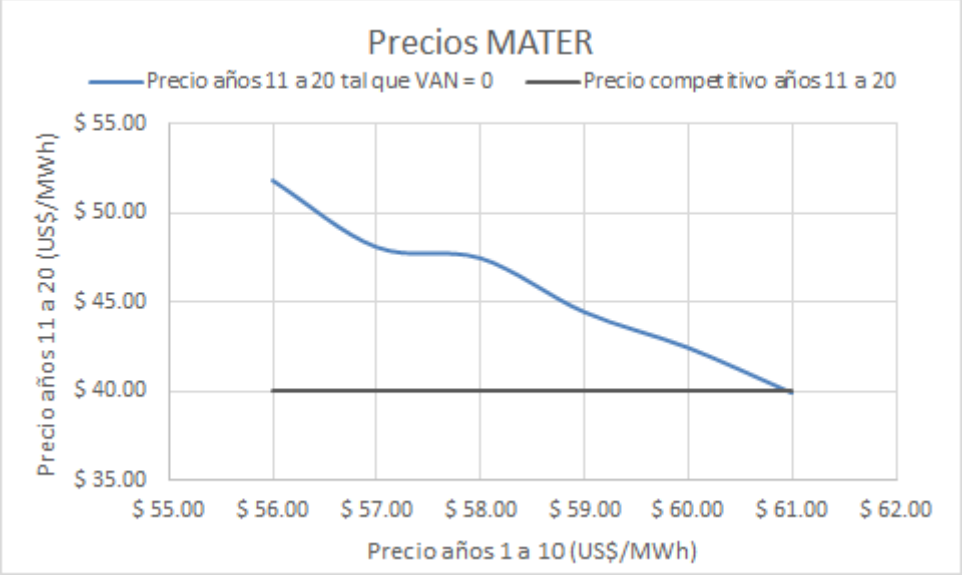


Figura 4.5.7. Precios MATER años 1 a 10 vs Precios MATER años 11 a 20. (Fuente: Elaboración propia)

Puede observarse que para precios menores a 61 US$/MWh, el precio que asegura el VAN positivo con el nivel de confianza deseado es mayor que el precio definido como competitivo en base a la proyección del precio monómico. Para estos casos, se tomará como valor de venta de energía de los años 11 a 20 el precio competitivo, es decir, 40 US$/MWh.

De manera análoga al caso base, se procedió a analizar de todas formas el rendimiento del proyecto en cada caso, mediante simulaciones de 10,000 corridas en Crystal Ball. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Precio años 1 a 10	Precio años 11 a 20 tal que VAN=0	Precio competitivo años 11 a 20	VAN Proyecto	P(VAN>0)
US$56.00	US$51.80	US$40.00	US$3,733,490	86%
US$57.00	US$48.09	US$40.00	US$5,151,207	93%
US$58.00	US$46.48	US$40.00	US$6,534,158	97%
US$59.00	US$44.48	US$40.00	US$4,898,982	98%
US$60.00	US$42.49	US$40.00	US$7,956,149	98%
US$61.00	US$39.97	US$39.97	US$8,012,653	99%

Tabla 4.5.5. Rentabilidad del proyecto según precios MATER años 1 a 10 y precios MATER años 11 a 20. (Fuente: Elaboración propia)

Puede evidenciarse que incluso el caso más favorable, consiguiendo un contrato con una empresa por un precio de 61 US$/MWh, resulta menos conveniente que la licitación a través de RenovAr, teniendo en cuenta el contexto actual y los riesgos asociados. Además, si bien se trabaja en este estudio con un nivel de confianza del 99%, se considera que una probabilidad a posteriori de 97% o más es aceptable. Con lo cual el escenario de venta de energía en el MATER sólo resulta viable para el inversor si se negocia con la empresa contratista un precio mayor o igual a 58 US$/MWh.

Como conclusión, se puede decir que con un precio inicial de 58 US$/MWh, el proyecto es rentable (aunque menos que en el programa RenovAr) y podría ser una alternativa en caso de no poder licitar a través RenovAr, lo que le da una mayor robustez al proyecto.

5.3. Desdolarización tarifas

Teniendo en consideración que uno de los escenarios del presente proyecto apunta a conseguir un contrato de venta de energía con CAMMESA dentro de las rondas RenovAr, es importante evaluar la posibilidad de la desdolarización de las tarifas de energía.

Sin embargo, actualmente no es posible cuantificar el impacto de esta medida, ya que implicaría una variación de las condiciones de pago de la energía y de los precios de comercialización, para los cuales no se cuenta con un registro preexistente.

A su vez, en caso de que este hecho ocurra una vez firmado el contrato de RenovAr, se incurriría en una ruptura del contrato. De ser así, el proyecto no podría contar con el dinero suficiente para saldar la deuda y por ende los inversores internacionales podrían recurrir a la realización de demandas en contra de Argentina ante el CIADI (Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones, dependiente del Banco Mundial), donde se reclaman indemnizaciones por el quebranto de los Tratados Bilaterales de Protección de las Inversiones, generando un arbitraje jurídico con el Estado. Este hecho ocurrió en Argentina por diversos motivos, que incluyen expropiaciones e incumplimiento de contratos. Si bien los juicios duran años, se ha llegado a fallos a favor de las empresas que invirtieron en Argentina en la mayoría de los casos (Télam, 2019)

6. Administración del riesgo

Una vez analizadas las variables de riesgo que podrían afectar al proyecto, es necesario buscar herramientas de cobertura que permitan disminuir o mitigar el impacto de estas. Para ello se analizaron diversas medidas a tomar, que se detallarán a continuación. Muchas de estas medidas que fueron incluidas directamente en el escenario base, como la cobertura operativa por transferencia de responsabilidades a terceros y los seguros contratados.

6.1. Cobertura operativa por transferencia de responsabilidades a terceros

Dentro de las distintas etapas del diseño del proyecto, se contempla la cobertura operativa de riesgos principalmente a través de la transferencia de riesgos a terceros. Determinando así que el correcto funcionamiento del parque no estará bajo la responsabilidad exclusiva del dueño del proyecto, sino que cada uno de los proveedores y los contratistas serán responsables por el resultado de su trabajo en la etapa correspondiente. Por lo tanto, el riesgo pasa de ser distribuido entre el dueño y los prestamistas, a compartirse a su vez con el resto de los participantes que intervienen en la construcción y operación del proyecto.

La cobertura operativa de riesgos más importante es la de la contratación de Vestas para realizar el mantenimiento del parque. Al contratar a la firma proveedora de los aerogeneradores, el proyecto automáticamente cuenta con una garantía de disponibilidad, la cual se detallará más adelante. Si bien el mantenimiento lo podría efectuar la empresa que lleve a cabo el proyecto, esta decisión se toma considerando la transferencia de riesgos a Vestas.

Sin embargo, para acceder a este servicio, Vestas exige que el proyecto cuente con un estudio preciso de vientos. Por esta razón, las mediciones de viento se deben efectuar documentando todo el proceso, presentando un reporte de instalación. En el reporte se deben incluir los datos de ubicación del emplazamiento, información del registrador de datos y de los sensores, y fotos de los sensores instalados, así como del mástil meteorológico. En este caso, la empresa que realizó el reporte fue Tecnovex, una firma dedicada a la instalación, ejecución y mantenimiento de instalaciones electromecánicas y electrónicas.

Además, los anemómetros utilizados para las mediciones se deben calibrar mediante una firma especializada que lo certifique. En el caso de las mediciones utilizadas, la empresa que certificó la calibración fue Ammonit Wind Tunnel[34], acreditada por el laboratorio de calibración DAkkS.

A su vez, el dimensionamiento de las cimentaciones de los aerogeneradores se terceriza con el objetivo de lograr la transferencia de riesgos. En este caso en particular, Vestas le provee al desarrollador del proyecto, el diseño de las cimentaciones que se deben construir en función de las características del terreno, del viento del lugar de emplazamiento, y de los aerogeneradores a utilizar. A su vez, Vestas mitiga el riesgo asociado tercerizando el diseño a otra empresa dedicada a proveer servicios de ingeniería con experiencia en parques eólicos. Sin embargo, para que esto sea posible, es necesario que el desarrollador del parque envíe el estudio de suelos correspondiente al lugar de emplazamiento, realizado por una empresa que se dedique a la investigación geotécnica. En este caso, el estudio de suelos lo realizó Gomez

[34] Ammonit Wind Tunnel GMBH, página web oficial. Recuperado de: https://www.ammonit-windtunnel.com/en/about-us/

Asociados[35], una consultora de ingeniería que tiene experiencia en el rubro del análisis de suelos para distintos tipos de fundaciones.

6.2. Cobertura de riesgos por contratación de seguros

Otra de las opciones muy utilizada en los proyectos de generación de energía eólica es la contratación de seguros de diversos tipos. A continuación se listan algunos seguros que pueden ayudar a mitigar los riesgos.

6.2.1. Seguro de disponibilidad por mantenimiento de Vestas

Dentro del plan de mantenimiento contratado a Vestas, se incluye un seguro de disponibilidad que garantiza con un 98% de probabilidad que los aerogeneradores estén disponibles en el periodo anual (realizando una renovación anual durante toda la duración del contrato). De esta forma, en caso de que la disponibilidad media sea inferior a la garantizada (exceptuando circunstancias de fuerza mayor para este análisis), Vestas será el encargado de abonar a la compañía una indemnización pactada para así mantener el rendimiento esperado.

6.2.2. Seguro Todo Riesgo Operativo

Para los eventos de fuerza mayor se contrata un seguro de todo riesgo operativo con pérdida de beneficio el cual cubrirá los daños materiales del parque eólico como también la pérdida de facturación asociada a una PAE muy baja para algún año en particular, por un costo anual de US$ 350,000.

Como fue mencionado anteriormente, cabe destacar que los seguros asociados a la pérdida de facturación por una baja PAE son muy importantes, debido a la penalización existente por parte de CAMMESA si no se cumple el abastecimiento de la energía mínima comprometida. En el caso de la energía eólica la energía abastecida “no debe ser menor al nivel de generación con con un noventa por ciento (90%) de probabilidad de excedencia (P90) del proyecto” (CAMMESA, 2017).

La penalización se aplica en cualquier año de producción en el que no se alcance a cubrir la energía mínima comprometida, debiendo pagarse un monto igual al Costo de Deficiencia (160 US$/MWh) multiplicado por la diferencia entre la energía comprometida y la abastecida. Luego, esto tiene un alto impacto en el flujo de fondos del proyecto, ya que los años con menor PAE que ya de por sí tienen un ingreso menor, además deben abonar un elevado precio por la cantidad de energía faltante.

Por lo tanto, de no contratarse este tipo de seguros se corre el riesgo de tener años en los que el proyecto genere notablemente menos ingresos. Por otro lado, los años en los que sí se logre una PAE mayor a la P90 los ingresos netos serán a su vez mayores puesto que no se estaría pagando los US$ 350,000 correspondientes al seguro. Sin embargo, al ser esta probabilidad superada el 90% de los años, el valor esperado de años en los que el proyecto sería penalizado es de 2 años. Si los mismos corresponden a los primeros años del proyecto, el impacto en el VAN podría resultar muy elevado.

Para poder analizar la conveniencia de la contratación del seguro, y de serlo, poder cuantificar esta mitigación, se procedió a modificar el modelo económico financiero,

[35] Gomez Asociados SRL, página web oficial. Recuperado de: https://gomezasociadossrl.com/

sustituyendo este seguro por la penalización correspondiente en caso de que aplique. Luego, se realizó una simulación de Montecarlo de 100,000 iteraciones para el proyecto en este escenario. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

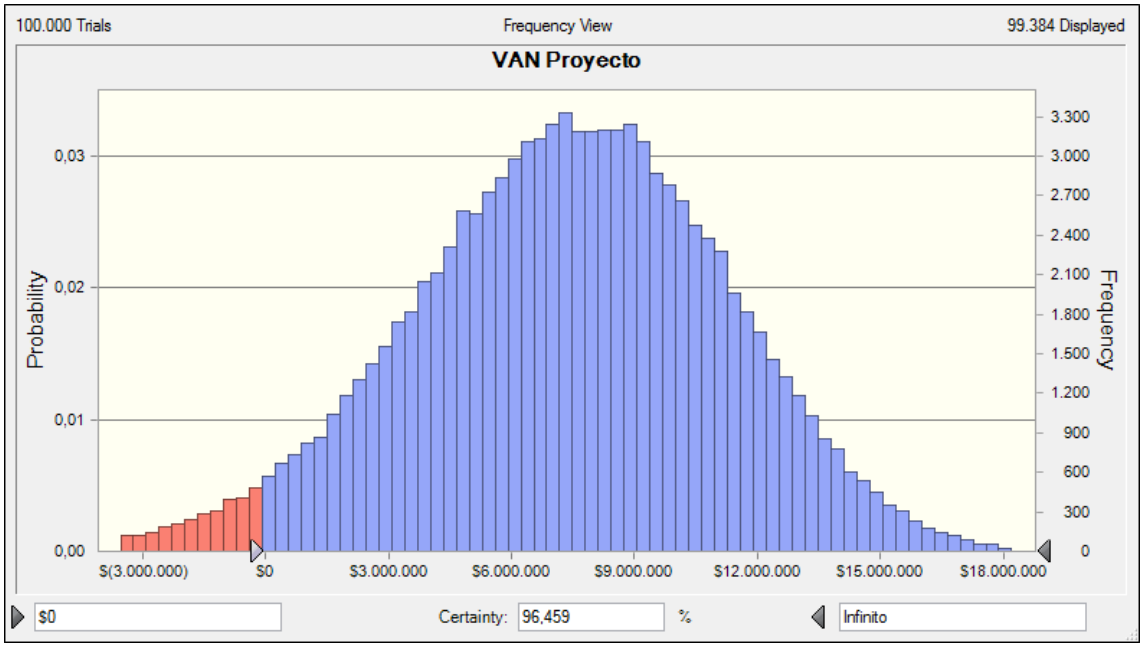


Figura 4.6.1. Distribución de frecuencias del VAN del proyecto sin seguro

Estadística	Valores de previsión
Pruebas	100,000
Media	US$7,335,675
Mediana	US$7,479,434
Desvío estándar	US$3,882,874
Mínimo	-US$13,310,348
Máximo	US$22,445,896

Figura 4.6.1. Estadísticos descriptivos VAN Proyecto sin seguro

Como era de esperarse, los resultados obtenidos arrojaron una mayor dispersión. En este escenario, el VAN mínimo llegó a un valor negativo inferior a -US$13,310,348 y el VAN máximo superó los US$22,400,000, mientras que en el escenario en el que se considera la contratación del seguro el VAN se encontró acotado entre -US$6,876,809 y US$21,087,396.

La asimetría en el desvío de la campana es consistente con el hecho de que el no tener un seguro penaliza doblemente al proyecto en los años de menor producción (dado que además de tener una facturación más baja debido a la menor producción, se debe pagar una multa por la cantidad faltante a Cammesa por un precio notablemente mayor al de venta).

A su vez, puede evidenciarse que en este escenario la probabilidad de que el VAN del proyecto resulte menor a 0 también es notablemente mayor, siendo mayor al 3% en comparación al caso base en el que es menor al 0,5%. Por último, tanto la media como la mediana del VAN en este escenario resultaron menores al caso base con una diferencia mayor a US$1,000,000.

Por lo tanto, tomando como referencia el valor esperado del VAN en cada caso, puede cuantificarse el valor de esta mitigación en US$1,037,844. Puede verse que esta mitigación resulta muy conveniente ya que, acota la pérdida máxima y aumenta la probabilidad de VAN positivo y el valor esperado del mismo. La comparación entre ambos escenarios puede resumirse en el siguiente esquema:

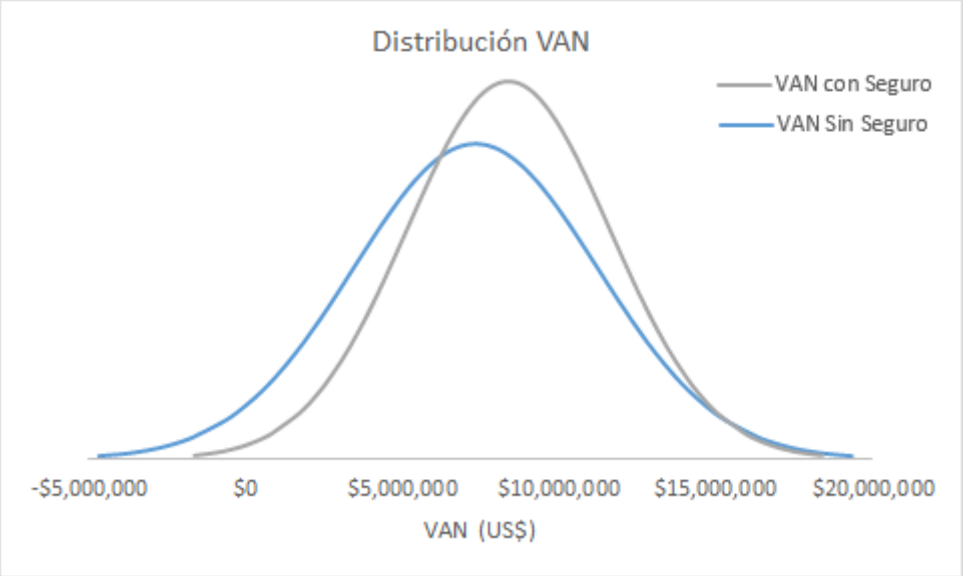


Figura 4.6.2. Distribución del VAN del proyecto con y sin seguro. (Fuente: Elaboración propia)

Se justifica entonces la contratación del seguro de todo riesgo operativo.

6.3. Cobertura de riesgo de tipo de cambio

Si bien el contrato de venta de energía, tanto en el marco de RenovAr como en el del MATER, contempla el precio de comercialización en dólares, el pago se efectúa en pesos. La conversión de moneda se debe realizar considerando los montos en dólares de la liquidación de venta de energía, aplicando el tipo de cambio correspondiente al día hábil anterior a la fecha de vencimiento de la liquidación de ventas, es decir, la fecha de pago (CAMMESA, 2017).

En condiciones políticas de libertad económica, este hecho no tiene demasiada relevancia, ya que la empresa dueña del parque puede comprar dólares el día de pago y girarlos a la cuenta en el exterior utilizada para afrontar su deuda externa. Sin embargo, el 1 de Septiembre de 2019, el poder ejecutivo nacional lanzó un decreto transitorio restringiendo la libertad de cambio.

La medida de control cambiario, reglamentada por el Decreto de Necesidad y Urgencia Nº 609/2019, establece que la compra de moneda extranjera requerirá autorización previa del BCRA. A su vez, el BCRA dictó las medidas a través de la comunicación “A” 6770. (Banco Central de la República Argentina [BCRA], 2019). Esta determina que las empresas no podrán comprar dólares para atesoramiento, por lo que en el proyecto en cuestión, la compra de moneda extranjera se puede realizar únicamente para la atención de servicios de capital e intereses de deuda en dólares. Además, el decreto faculta al BCRA para establecer reglamentaciones que eviten operaciones tendientes a eludir la medida, a través de títulos públicos u otros instrumentos. Por esta razón, el escenario base analizado no contempla la

compra de dólares. Si el proyecto genera más ingresos que el próximo servicio de la deuda, estos se deben mantener en pesos, por lo que se van devaluando. Algunas empresas, optan por invertir el dinero en fondos de inversión en pesos, de manera de reducir de alguna manera el riesgo por tipo de cambio, pero dicha medida implica asumir un riesgo adicional externo al proyecto, que es el de los fondos de inversión.

Sin embargo, es interesante analizar la posibilidad de compra de dólar futuro. En Argentina, el mercado más importante de derivados (de futuros y opciones) es ROFEX. Para operar en este mercado, las empresas deben registrarse como Agentes, ante la Comisión Nacional de Valores (en adelante, CNV). Para este proyecto en particular, la empresa deberá obtener la categoría de Agente de Liquidación y Compensación Propio Participante Directo. Además, se debe aportar una Garantía al fondo, cuyo valor dependerá del flujo de operación (ROFEX, 2013).

La compra de dólar futuro, permitiría cubrir el riesgo de tipo de cambio ante una suba inesperada del dólar. De esta manera, el proyecto se vuelve más robusto ya que se asegura la certidumbre del flujo de fondos del mismo.

6.4. Cobertura operativa de riesgo en la estimación de la producción

Considerando las implicancias del error de medición de vientos en sitio como factor clave para la estimación de la producción del parque, se consideró como estrategia de mitigación de riesgo el mantenimiento preventivo de los anemómetros con el fin de reducir el error de los mismos a valores del 2%.

Esta medida se tomó en el escenario base ya que las mediciones de viento utilizadas se realizaron siguiendo las buenas prácticas de la industria, y certificando la calibración de los anemómetros como se mencionó anteriormente. Sin embargo, cabe destacar la importancia de esta medida, ya que si no se realizará un adecuado mantenimiento, el error de vientos sería más elevado, aumentando la incertidumbre de la producción anual neta.

Esta mayor incertidumbre a su vez se traduciría en una mayor incertidumbre en el VAN. Esto implicaría la necesidad de licitar a un precio mayor para poder asegurar con un 99% de probabilidad que el VAN resulte positivo. Como ya fue explicado previamente, esta diferencia podría implicar la pérdida de una licitación.

7. Opciones reales

Con el fin de buscar que el proyecto en cuestión resulte rentable y aporte valor a sus inversores, se plantean distintas opciones reales frente a posibles escenarios según las proyecciones de demanda y la realidad que se presente. Se tendrán en consideración opciones que apliquen para el año de repago (como análisis de acción durante la duración del proyecto) y para el año 20 (como análisis para el fin del proyecto planteado).

De esta forma, el planteo de opciones reales permite cuantificar elementos complejos que afectan al proyecto, evaluando el valor actual neto que resulta de la aplicación de cada opción.

7.1. Opción de realización de estudios sobre activos para la venta

Se analiza como opción real hacia el final del proyecto la posibilidad de realizar en el año 19 del proyecto un estudio de integridad y rendimiento de los distintos activos que puedan ser reutilizados para un segundo proyecto de generación de energía eólica mediante la técnica de repowering.

7.1.1. Alternativas de decisión

En principio siempre el caso base de acción es el de cerrar el parque, a fines de cumplir con el contrato de usufructo donde se deja el terreno libre, permitiendo obtener tierra útil para actividades agroganaderas en la superficie. Esta alternativa de acción contempla el costo por el despido e indemnización del personal, el desmonte de los aerogeneradores e instalaciones eléctricas de la red de media tensión, la remoción de las cimentaciones hasta un metro de profundidad y el tratamiento de la superficie del terreno.

La otra alternativa de acción posible viene dada por la decisión de vender el activo reutilizable del parque a terceros o bien a un nuevo proyecto con el fin de instalar otro parque eólico en en el mismo lugar de emplazamiento del anterior, aprovechando el recurso eólico (y por lo tanto los datos de viento registrados a lo largo de toda la duración del proyecto), y en este caso gran parte de las instalaciones. Esta opción fue utilizada en diversos parques eólicos europeos y norteamericanos.

Dentro de la venta de activos, se asume que los aerogeneradores deberán ser reemplazados por otros nuevos, pero que se podrán aprovechar las cimentaciones actuales, la instalación eléctrica y estación transformadora y el edificio de control y oficinas. Por lo tanto, la valuación final del parque estará dada por el 80% del valor del CAPEX sin incluir a los aerogeneradores y su montaje. También se toma como premisa que la empresa que lo compre, se encargará de realizar el desmontaje y montaje de los nuevos equipos.

De esta forma, se genera un cambio en el flujo de fondos del proyecto para el último año donde los gastos por cierre del parque disminuyen mientras que también se percibe un ingreso por la venta de los activos reutilizables. El costo de venta de los activos usados no llegan de esta manera a representar un 20.5% del CAPEX de un nuevo parque eólico, estando

en concordancia con los registros de costos para casos de aplicación de medidas de reutilización de activos en parques eólicos.

7.1.2. Valuación de los escenarios

De esta forma, se plantean dos escenarios y se evalúa el valor de la opción de realizar un estudio de los activos.

El primero, sin la opción de realizar un estudio, prevé una probabilidad del 80% de que no exista un mercado comprador por no tener información sobre el estado de los activos y por lo tanto se deba cerrar el parque obteniendo un VAN de US$ 9,746,220. Mientras que con una probabilidad del 20%, habrá un mercado comprador y se podrían vender los activos a un precio del orden del 80% de su valor original en dólares, obteniendo un VAN de US$ 13,204,050 para el proyecto.

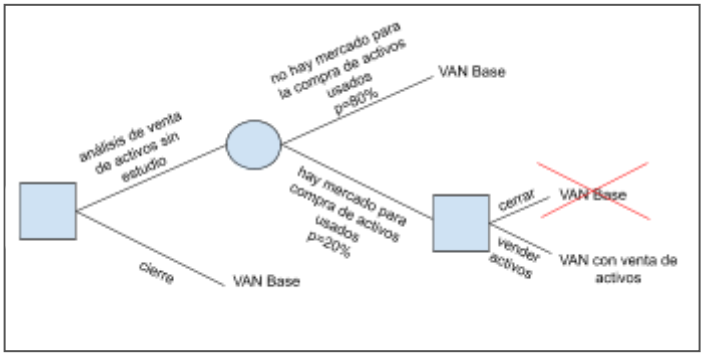


Figura 4.7.1. Escenario para opción real sin estudio sobre los activos. (Fuente: Elaboración propia).

De esta forma, el VAN asociado a este primer escenario se calcula mediante la siguiente x ecuación dada por la fórmula 4.7.1:

$$VAN_{sin\ estudio} = 0.8\ x\ VAN_{base}\ +\ 0.2\ x\ VAN_{con\ venta\ de\ activos}$$
$$VAN_{sin\ estudio} = 0.8\ x\ 9,746,220\ +0.2\ x\ \ 13,204,050$$

(Fórmula 4.7.1)

Y el valor resultante es de: US$ 10.437.786.

En cuanto al segundo escenario, si bien se conocen numerosos parques en donde se pudo realizar un repowering, es importante destacar que los proyectos tienen una vida útil larga, de por lo general de 20 años, por lo que las instalaciones que se buscan reutilizar deben estar en excelentes condiciones para mantener su confiabilidad para un segundo proyecto.

Es por ello que este escenario contempla la compra de la opción de hacer un estudio sobre los activos por un costo a valor actual año 0 de US$ 63,829 (equivalente al 30% de la inversión inicial en estudios de un parque en dólares) los cuales consisten en estudios de la condición de las cimentaciones (en cuanto a la fuerza que pueden resistir, el servicio y el análisis de fatiga), el aprovechamiento del BOP (Balance of Plant) y un profundo análisis en el que se detalle si todos los componentes están en condiciones de aprovechamiento[36]. En este proyecto

[36] De Cristofaro, E, Soderlund, E y Thibodeau, M. (5 de enero de 2019). “Best Practices for Wind Project Partial Repowering”. *Power.* Recuperado de:

en particular, al contratar el servicio de mantenimiento a Vestas, se asume que las instalaciones se encontrarán en el mejor estado posible (sin considerar efectos ambientales o de fuerza mayor). Por lo tanto, el factor que se considera que tendrá mayor incidencia en la posibilidad de aprovechamiento del parque al final o no, será el del avance tecnológico. Se considera que puede haber cambios de paradigma tecnológicos que resulten en la obsolescencia de los activos actuales.

De esta forma, se estima una probabilidad de encontrar un resultado favorable del 50% donde se podrá elegir por ende entre vender los activos en un mercado asegurado debido al respaldo del estudio y obtener un VAN de US$ 13,204,050, o bien, cerrar el parque y obtener un VAN de US$ 9,746,220 (esta última alternativa no será tomada dado que la acción de vender los activos es favorable frente a un resultado positivo del estudio). Mientras que por el otro lado, existe también con un 50% de probabilidad el caso de que el estudio brinde un resultado negativo sobre el estado de los activos y por ende genere que la única alternativa de acción sea el cierre del parque obteniendo el VAN del caso base mencionado (US$ 9,746,220).

Para ambos casos se considera la misma probabilidad, del 50%, ya que si bien se conocen parques eólicos de países desarrollados en los que se logró realizar el repowering, hay una gran incertidumbre con respecto al avance tecnológico en el futuro, y no se sabe si los activos actuales podrán utilizarse o quedarán obsoletos.

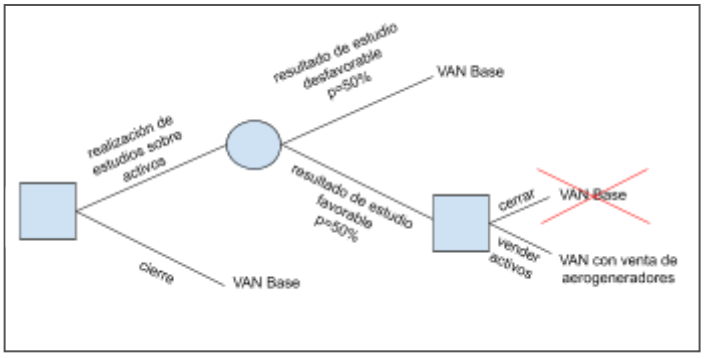


Figura 4.7.2. Escenario para opción real con estudio sobre los activos. (Fuente: Elaboración propia).

La ecuación correspondiente al cálculo del VAN asociado al segundo escenario es la Fórmula 4.7.2:

$$VAN_{sin\ estudio} = -63,829 + (0.5\ x\ VAN_{base} + 0.5\ x\ VAN_{con\ venta\ de\ activos})$$
$$VAN_{sin\ estudio} = -63,829 + (0.5\ x\ 9,746,220 + 0,5\ x\ 13,204,050)$$

(Fórmula 4.7.2)

Es así como se obtiene un VAN de US$ 11.411.306.

7.1.3. Valuación de la opción de realizar el estudio sobre los activos

En función de los respectivos valores actuales netos obtenidos para ambos escenarios involucrados en el análisis de la opción de realizar un estudio sobre los activos para evaluar su estado y por ende poder tomar acciones sobre la decisión de vender los activos o cerrar el parque, se valúa la opción como la diferencia de ambos según la siguiente Fórmula 4.7.3:

https://www.powermag.com/best-practices-for-wind-project-partial-repowering/?pagenum=1

$$Valor\ de\ la\ opción\ 1 = VAN_{con\ estudio} - VAN_{sin\ estudio} \qquad \text{(Fórmula 4.7.3)}$$

De esta forma, considerando los resultados obtenidos, se registra que el valor de la opción mencionada es: US$ 973,520.

7.2. Opción de análisis de demanda en el punto de repago

Considerando al año de repago, en este caso el año 14 del proyecto, como un punto crítico en la toma de decisiones del proyecto ya que en este se recupera totalmente la inversión, se puede plantear la posibilidad de volver a invertir. De presentarse un crecimiento de la demanda de energía renovable mayor al proyectado en el *Capítulo I: Mercado,* se puede optar por expandir la capacidad del parque instalado en dicho año o bien mantener la capacidad con la que venía operando. Cabe destacar que el crecimiento de la demanda puede deberse por un mayor crecimiento de los grandes usuarios demandantes de energía renovable o bien por un cambio en el objetivo de porcentaje estipulado en la Ley 27.191[37] - Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Dado las tendencias mundiales de fomento de cuidado ambiental e incentivo de consumo renovable se espera que la opción de demanda creciente ocurra con un 85% de probabilidad. Resultando en que la opción real de la demanda decreciente ocurra con una probabilidad de 15% lo que se puede observar en la Figura 4.7.3:

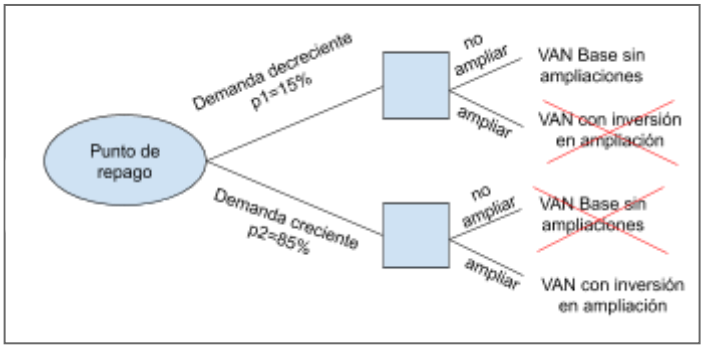


Figura 4.7.3. Opción real de análisis de demanda en año de repago (Fuente: Elaboración propia)

De esta forma la presente opción permitiría mantener la estructura y capacidad actual del parque hasta el año 20 de forma idéntica a la opción presentada en el punto 7.1.1 (obteniendo un VAN del proyecto de US$ 16,691,889), o bien realizar en el año 14 una ampliación del parque.

Esta alternativa de ampliación muestra un fuerte atractivo ante el crecimiento de la demanda de generación con fuentes de energía renovable, pero también se debe analizar de forma conjunta la factibilidad de inyección a la red del SADI. Sin embargo, como ya fue mencionado en el *Capítulo II: Ingeniería*, existen numerosos proyectos en marcha para ampliar la capacidad de inyección de la red, con lo cual en principio para el año del período de repago se supone que habría capacidad para inyectar más energía.

[37] Ley 27.191. Boletín Oficial de la República Argentina, 15 de octubre de 2015, Buenos Aires, Argentina. Recuperado de: http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm

Ante este caso, se debe tener en cuenta el tipo de contrato que se pactará en el año 2034 para la venta de la energía extra que se produzca con la expansión. Si bien se podría considerar la posibilidad de un nuevo programa de RenovAr, no se puede afirmar con certeza que vaya a ocurrir una nueva ronda en dicho año. Más aún no se podría estimar un valor promedio que permitiese ganar las licitaciones.

Por otra parte, la opción de entrar en el MATER en dicho año resulta más probable dado que depende únicamente de encontrar una empresa con la cual negociar el precio de venta. Además, es factible pensar que para ese entonces se contará a nivel nacional con una mayor experiencia de realización de este tipo de contratos, lo que seguramente dará como resultado mayor seguridad y confianza en este tipo de contratos tanto para inversores privados y para la opción de financiación. A su vez, con la proyección de precio monómico realizada en el *Capítulo I: Análisis de Mercado* para el año 2034 se podría estimar una aproximación del precio pactado para este tipo de contrato en aproximadamente 44 US$/MWh.

De esta forma, se considera que los ingresos por ventas estarán impactados por un aumento en la producción anual relacionada de forma proporcional al aumento en potencia instalada, la cual se venderá como excedente al proyecto base en el MATER. Puesto que en el año 2034 se realizará la inversión para una expansión del parque actual, los nuevos aerogeneradores comenzarán a producir energía a partir de 2035.

Si bien los costos operativos aumentarán de manera medianamente proporcional, la inversión será menor en términos relativos, dada la infraestructura existente con la que se contará para el 2034. Además, considerando la velocidad del avance tecnológico de los últimos años, se considera que el valor de los aerogeneradores en el año 2034 puede ser menor al actual, e incluso que se podría requerir de una menor cantidad de turbinas para generar la misma cantidad de energía. Se deberá considerar sin embargo el impacto de los costos e inversiones relacionadas a los nuevos aerogeneradores a instalar, con la correspondiente obra civil y eléctrica, estudios y pruebas. Cabe notar que no necesariamente aumentará el CAPEX de manera proporcional al calculado en el caso base. Por ejemplo, ya existirá para el 2034 una subestación transformadora en el parque, con lo cual sólo será necesario ampliarla en este escenario. Lo mismo sucede con los estudios, ya que muchos de ellos no son necesarios para una ampliación del parque.

La presente opción se ve afectada por diversos factores externos pertenecientes al contexto del año 2034. Entre dichas condiciones, se debe considerar la factibilidad de expansión geográfica necesaria para instalar los nuevos aerogeneradores y su costo asociado, la disponibilidad de inyección a la red, el mantenimiento del otorgamiento de beneficios fiscales y las tasas de financiamiento nuevas, entre otros; todas variables dependientes de las condiciones de entorno que se tengan para el 2034 y el poder de negociación con los actores involucrados.

Esta expansión del parque implicaría un aumento de la vida útil del mismo, extendiendo entonces el período de evaluación. Además requiere de un segundo financiamiento en el año 2034 que permita incurrir en nuevos gastos, en particular para afrontar la compra de los aerogeneradores.

Es por ello que, si bien es factible que exista una toma de decisiones sobre la reinversión en el proyecto para el año 14, no es posible cuantificarla al día de la fecha debido a la incertidumbre sobre las condiciones futuras del entorno relacionado al proyecto inicial.

En el caso de que aumente la demanda, y sea posible pensar en una expansión del parque, se deberá por lo tanto plantear un nuevo estudio de prefactibilidad como el desarrollado en este documento para analizar la viabilidad de la expansión y de extensión de la vida útil del proyecto.

8. Conclusiones análisis de riesgos

En base al análisis realizado en este capítulo, se pudo observar que las variables que más influyen en la rentabilidad de este proyecto son la Producción Anual de Energía, el precio de los aerogeneradores y las tasas de los préstamos a tomar.

Partiendo de un análisis estocástico del modelo económico teniendo en cuenta las distribuciones probabilísticas de las variables de riesgo analizadas, se determinó que el precio a ofertar en las licitaciones de RenovAr será de $37.50. Este precio asegura que en con 99% de confianza que el VAN del proyecto resulte positivo. Además, este precio se encuentra en el rango de precios proyectado en el Capítulo I: Mercado para la próxima ronda de RenovAr, con lo cual se comprueba que es un precio competitivo para llegar a ganar la licitación. Con este valor se corrió la simulación de Montecarlo obteniendo como resultado valores medios del VAN del proyecto y del inversor de US$ 8,373,519, y US$ 5,429,185 respectivamente, con lo cual el proyecto es rentable y atractivo para los inversores.

Se modelaron además dos escenarios importantes a tener en cuenta para este proyecto. Por un lado, se analizó la posibilidad de que no se otorguen en los beneficios fiscales pactados por la Ley de Fomento de Energías Renovables. Este escenario resulta inviable para el proyecto ya que a pesar de que el proyecto en sí resulta rentable, no se puede asegurar la rentabilidad del inversor. Por otro lado, se analizó la posibilidad de no ganar la licitación de RenovAr y comercializar la energía a través del MATER. Considerando que los contratos del MATER suelen firmarse con plazos de 10 años, este escenario contempla dos contratos, uno para los primeros 10 años y otro para los últimos 10. Al realizar un análisis de sensibilidad para este escenario, se obtuvo que para asegurar un VAN de proyecto positivo, se debería encontrar una empresa suficientemente grande y confiable dispuesta a comprar la energía a al menos 58 US$/MWh, para poder ofrecer la energía a un precio competitivo en los siguientes 10 años. A pesar de que los valores esperados para el VAN del proyecto y del inversor son menores a los esperados bajo el escenario base en el cual se participa RenovAr, la venta de energía a través del MATER bajo las condiciones antes mencionadas se presenta como una opción viable ante la pérdida de la licitación de RenovAr.

Para mitigar los riesgos asociados a las variables que más afectan la rentabilidad del proyecto, se presentan como estrategias más importantes la transferencia de responsabilidades a terceros y la contratación de seguros. La cobertura operativa en este caso es fundamental y es la base en la que se sustenta la modalidad de financiación Project Finance, utilizada en el proyecto. Esto se debe a que los Bancos de Desarrollo únicamente acceden a proveer la financiación necesaria y a largo plazo, en el caso en que la responsabilidad y los riesgos se distribuyan entre las distintas partes, mitigando de esta manera el riesgo del prestamista y del dueño del proyecto.

Por último, se analizaron dos opciones reales con el objetivo de añadir flexibilidad al proyecto en caso de la aparición de nuevas oportunidades.

En primer lugar, se analizó la opción real de adquirir un estudio sobre los activos del parque para decidir sobre el accionar de cerrar o vender los activos para un futuro repowering. Este estudio impacta en la toma de decisiones ya que si bien hoy en día existen numerosos parques que se pudieron aprovechar al final de su vida útil mediante lo que se denomina un repowering, existe cierto grado de incertidumbre acerca de si será posible el aprovechamiento

de las instalaciones y esta incertidumbre afecta al mercado de compra. Para la presente opción real, se evaluaron dos escenarios involucrados (la compra o no de los estudios sobre los activos) y se valuó la opción mencionada en US$ 973,520. Dicho valor es positivo y por lo tanto es favorable la adquisición de la opción mencionada para el proyecto.

En segundo lugar, se analizó como segunda opción real la posibilidad de invertir o no en una ampliación del parque eólico en el año 2034 (correspondiente al año de repago de la inversión inicial) según como sea la demanda en comparación con las proyecciones iniciales del proyecto. Esta opción resulta atractiva, pero es difícil lograr una cuantificación de su impacto debido a las numerosas fuentes de incertidumbre a las que se encuentra asociada. Sin embargo, se deberá realizar su análisis en un futuro más cercano al año de repago, en el que el conocimiento acerca de las condiciones de entorno sea suficiente para realizar un análisis cuantitativo del impacto de la opción en el VAN del proyecto.

Conclusiones

En conclusión, el proyecto resulta factible y rentable. El hecho de contar con un abundante recurso eólico en el sitio, tarifas dolarizadas y numerosos incentivos económicos por parte del estado hacen que la inversión en este parque eólico resulte promisoria. Además, el hecho de que el parque haya sido dimensionado para comercializar la energía producida mediante dos distintos canales de venta y resultar rentable en ambos agrega robustez al proyecto. Se detalla a continuación un breve resumen de los pasos realizados para efectuar el análisis de prefactibilidad de este parque eólico.

A partir del análisis de mercado se evidenció un futuro prometedor para las energías renovables en Argentina. En el marco de un fuerte régimen de fomento de la participación de las energías renovables en la matriz energética, se identificó en las proyecciones realizadas que la oferta no alcanzará a cubrir la creciente demanda de las energías renovables. Además, se identificaron dos canales de venta: el programa de licitaciones públicas RenovAr, y el mercado entre privados, MATER; la primera opción resulta atractiva por la posibilidad de garantizar la venta de energía a un precio fijo y dolarizado por 20 años, mientras que la segunda es interesante por la flexibilidad que ofrece en los contratos. Es en este contexto que se inserta este parque eólico, definiendo una potencia a instalar de 100.8 MW acorde a la capacidad de la mayoría de los parques licitados en el programa RenovAr. Con esta potencia se logra que el parque sea competitivo tanto en las licitaciones de RenovAr como en el MATER.

En el análisis de ingeniería se llevó a cabo un exhaustivo relevamiento de posibles lugares de emplazamiento para el parque, utilizando como principales criterios de selección la calidad del recurso eólico, la disponibilidad de conexión a la red SADI, y las características logísticas del lugar (como el acceso a rutas y puertos). Finalmente se eligió un terreno de 1858 hectáreas en la localidad de Tornquist, Bahía Blanca. Luego se realizó un análisis de las mediciones de viento in situ, que permitieron determinar el layout óptimo del parque con 24 aerogeneradores Vestas V136 4.2 MW, y la producción de energía anual neta, que resultó ser de 383,979 MWh. Se detallaron también las especificaciones de la obra civil, mecánica y eléctrica a realizar del parque, cuya duración se estimó en 13 meses y su vida útil de 20 años.

Finalmente, se procedió al análisis económico, financiero y de riesgos del proyecto. La inversión inicial del CAPEX es de 120 millones de dólares, y el 70% de la misma es financiada con un préstamo de sistema francés a 15 años. Teniendo en cuenta la posible volatilidad de las distintas variables de riesgo que podrían afectar la rentabilidad del proyecto, se procedió a realizar un análisis estocástico para determinar el precio de venta de la energía con el cual se asegura con un 99% de nivel de confianza un VAN positivo. Este precio resultó en 37.50 US$/MWh para el mercado RenovAr, el cual da como resultado un valor esperado del VAN de US$ 8,373,519, una TIR de 11.03% y un período de repago de 15 años. Por otro lado, teniendo en cuenta que los contratos del MATER suelen firmarse con plazos de 10 años, se determinó que deben firmarse dos contratos para aprovechar la vida útil completa del parque. Para poder ofrecer la energía a un precio competitivo en el segundo contrato, se estableció que el precio mínimo a firmar en el primer contrato debe ser de 58 US$/MWh. Esto asegura un VAN positivo con un nivel de confianza de 97%, y un valor esperado de US$ 6,534,158. Esto indica que a pesar de que el problema resulta más rentable en el marco del programa RenovAr, la comercialización a través del MATER también resulta favorable.

Bibliografía

- Daniela Butron, directora de ingeniería y producción en Pampa Energía.
- Eduardo Terada, ingeniero electrónico en ARSAT.
- Francisco Iacona, Project Development Manager en Nordex
- Francisco Sívori, líder de desarrollo eólico en GENNEIA S.A.
- Gisele Battaiotto, fundadora de Enérgica, empresa dedicada a la limpieza de conjuntos de datos de mediciones de vientos.
- Gonzalo Reyes Castillo, analista de ingeniería y obras en Pampa Energía.
- Juan Manuel Aragone, ingeniero de proyectos de energía renovable en PCR.
- Juan Bautista Garate, planificador de construcción & ing. de proyectos en Vestas.
- Juan Marcelo Lezama, profesor de la materia Energías Renovables en ITBA.
- Martín Federico Brandi, gerente de Energías Renovables y Cemento de PCR.
- Tomás Seguí, sales engineer en Vestas.
- AICAs (2019). AICAs de la provincia de Buenos Aires. Recuperado de: http://avesargentinas.com.ar.elserver.com/AICAS/home.html
- Akova, I. (Mayo, 2011). Development potential of wind energy in Turkey. EchoGéo. Disponible en: https://journals.openedition.org/echogeo/12457?lang=en
- Ammonit Wind Tunnel GMBH, página web oficial. Recuperado de: https://www.ammonit-windtunnel.com/en/about-us/
- Anexo III, Punto 5.1 - Remuneración de la generación habilitada hidroeléctrica y a partir de otras fuentes de energía renovable. Disponible en: http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/320000-324999/320490/res1-3.pdf
- Anexo Resolución MINEM 281/17. Boletín Oficial de la República
- Anexo Resolución MINEM 281/17. Boletín Oficial de la República Argentina, Buenos Aires, Argentina, 18 de agosto de 2017. Disponible en: https://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/ANEXO%20Res%20MINEM%20281%20E-2017.pdf
- Argentina, Buenos Aires, Argentina, 18 de agosto de 2017. Recuperado de: https://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/ANEXO%20Res%20MINEM%20281%20E-2017.pdf
- Arikan, Y., Arslan, O. P., Çam, E. (2015) The Analysis of Wind Data with Rayleigh Distribution and Optimum Turbine and Cost Analysis in Elmadag, Turkey. Universidad Kirikkale.Recuperado de: https://dergipark.org.tr/download/article-file/99301
- Asociación danesa de la industria eólica. Visita guiada de recursos eólicos. Recuperado de: http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/design/updown.htm
- Banco Mundial. PBI mundial histórico. Disponible en: https://data.worldbank.org/indicator/ny.gdp.mktp.cd
- BCRA. (1 de Septiembre de 2019). Medidas para proteger la estabilidad cambiaria y al ahorrista: Comunicación A6770. Recuperado de: https://www.bcra.gob.ar/Pdfs/comytexord/A6770.pdf
- Betas por sector. (Enero 2019). Damodaran. Recuperado de: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

- Bezer, consultoría de ingeniería. Proyectos. Recuperado de: https://www.bezerconsultoria.com/copia-de-nosotros
- Bibing. Generalidades sobre aerogeneradores. Recuperada de: http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70162/fichero/Volumen+%C3%BAnico%252F02+Generalidades+sobre+aerogeneradores.pdf
- Boragina, A. & Monasteri, A. (2017). Instalación de un parque eólico - Provincia de Buenos Aires. Recuperado de:
- Bosch, J. (5 de septiembre de 2017). Nace el Mercado a Término de las energías renovables. El Cronista. Disponible en: https://www.cronista.com/columnistas/Nace-el-Mercado-a-Termino-de-las-Energias-Renovables-20170905-0017.html
- BP (2018). BP Statistical Review of World Energy. BP p.l.c., Londres. Disponible en: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf
- British Standard (2005). Design Requirements. Recuperado de: https://www.homepages.ucl.ac.uk/~uceseug/Fluids2/Wind_Turbines/Codes_and_Manuals/BS_EN_61400-1_2005.pdf
- Cammesa (2017). Pliego de bases y condiciones ronda RenovAr2. Recuperado de: http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Renovar2/Pliego%20de%20Bases%20y%20Condiciones%20RenovAr%202%20-%20CAMMESA%2016%20ago%202017.pdf
- Cammesa (2017). Pliego de bases y condiciones ronda RenovAr2. Recuperado de: http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Renovar2/Pliego%20de%20Bases%20y%20Condiciones%20RenovAr%202%20-%20CAMMESA%2016%20ago%202017.pdf
- CAMMESA (2017). Pliego de bases y condiciones ronda RenovAr2. Recuperado de: http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr2/Pliego%20de%20Bases%20y%20Condiciones%20RenovAr%202%20-%20CAMMESA%2016%20ago%202017.pdf
- CAMMESA (2018), Grandes Usuarios. Disponible en: http://portalweb.cammesa.com/pages/institucional/agentes/grandesUsuarios.aspx
- CAMMESA (2018). Mercado Eléctrico Mayorista. Disponible en: http://portalweb.cammesa.com/pages/institucional/agentes/mem.aspx
- CAMMESA (2019). Informe mensual marzo de 2019. Recuperado de: http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx
- Cammesa. “Circular - Instructivo sobre los Beneficios Fiscales”. Recuperado de: http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/Adjunto%201%20Circular%205%20Nota%20SSER%20%20sobre%20Beneficios%20Fiscales%20e%20Instructuvo.pdf
- Canga Cabañes, J. L. (11 de abril de 2016). "La huella de carbono de las energías renovables". Comunidad ISM. Recuperado de: http://www.comunidadism.es/blogs/la-huella-de-carbono-de-las-energias-renovables-2-eolica
- Cátedra de Proyecto Final de Ingeniería Industrial (2019). Proyectos de Inversión. Argentina: ITBA.
- City Population. Población por partido en Buenos Aires. Recuperado de: https://www.citypopulation.de/php/argentina-admin_s.php?adm1id=06

- CNEA (Febrero, 2019). Síntesis del Mércado Eléctrico Mayorista de la República Argentina. Comisión Nacional de Energía Atómica. Disponible en: https://www.cnea.gob.ar/es/wp-content/uploads/2019/03/SINTESIS_MEM_2019_2.pdf
- Comisión de caminos rurales (2018). Manual de caminos rurales. Recuperado de: http://aacarreteras.org.ar/pdf/MANUAL-CAMINOS-RURALESe-book.pdf
- Comisión de caminos rurales (2018). Manual de caminos rurales. Recuperado de: http://aacarreteras.org.ar/pdf/MANUAL-CAMINOS-RURALESe-book.pdf
- Córdoba, F. (2019). “Estamos desaprovechando nuestras costas”. Telam. Recuperado de: http://www.telam.com.ar/notas/201706/192381-undimotriz-energia-renovable-en-la-utn-proyecto-undimotriz-haim.html
- Coriolis Energy Ltd, página web oficial. Recuperado de: http://www.coriolis-energy.com/wind_energy/wind.html
- De Cristofaro, E, Soderlund, E y Thibodeau, M. (5 de enero de 2019). “Best Practices for Wind Project Partial Repowering”. Power. Recuperado de: https://www.powermag.com/best-practices-for-wind-project-partial-repowering/?pagenum=1
- Decreto 531/2016. Boletín Oficial de la República Argentina, 31 de marzo de 2016, Buenos Aires, Argentina. Disponible en: http://www.360energy.com.ar/wp-content/uploads/2016/04/Decreto-53116.pdf
- Diamante, S. (10 de diciembre 2018). Quiénes son los dueños de la energía eólica en la Argentina. La Nación. Disponible en: https://www.lanacion.com.ar/economia/las-fuentes-renovables-ya-suman-el-8-de-la-matriz-energetica-local-nid2200942
- Diamante, S. (10 de diciembre 2018). Quiénes son los dueños de la energía eólica en la Argentina. La Nación. Disponible en: https://www.lanacion.com.ar/economia/las-fuentes-renovables-ya-suman-el-8-de-la-matriz-energetica-local-nid2200942
- Diamante, S. (15 de enero de 2019). La inflación en 2018 fue del 47,6%, la cifra más alta en los últimos 27 años. La Nación. Disponible en: https://www.lanacion.com.ar/economia/dolar/inflacion-diciembre-2018-indec-precios-nid2211091
- Direct Industry. Vestas AOM 5000. Recuperado de: http://pdf.directindustry.com/pdf/vestas/aom-5000/20680-398745-_3.html
- ECONO
- ECYT-AR (2013). Mercado Eléctrico Mayorista. Buenos Aires, La Enciclopedia de Ciencias y Tecnologías en Argentina. Disponible en: https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Mercado_El%C3%A9ctrico_Mayorista
- Enerdata (2018). Global Energy Statistical Yearbook - 2018 edition. Grenoble, Enerdata. Disponible en: https://yearbook.enerdata.net/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html
- Energía Estratégica (02 de abril 2019). “El mapa interactivo que releva todos los proyectos de energías renovables en Argentina”. Recuperado de: http://www.energiaestrategica.com/el-mapa-interactivo-que-releva-todos-los-proyectos-de-energias-renovables-en-argentina/
- Energía Estratégica (02 de abril 2019). “El mapa interactivo que releva todos los proyectos de energías renovables en Argentina”. Recuperado de:

http://www.energiaestrategica.com/el-mapa-interactivo-que-releva-todos-los-proyectos-de-energias-renovables-en-argentina/
- Energía Limpia XXI (2019). Energía geotérmica Copahue y otras áreas con potencial en Argentina. Recuperado de: https://energialimpiaparatodos.com/2019/03/30/energia-geotermica-copahue-y-otras-areas-con-potencial-en-argentina/
- Energías de mi país (2017). Mapa de potencial geotérmico. Recuperado de: http://energiasdemipais.educ.ar/fuentes-de-energia-potencial/mapa-de-potencial-geotermico/
- ENRE (2018). Anexo 3: Cálculo de los factores de la energía eléctrica. Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, Secretaría de Energía. Disponible en: https://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/58d19f48e1cdebd503256759004e862f/bcae4dbeca2c7c1603256b4f004dc6cf?OpenDocument
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (2018). Programa Energía Plus. Disponible en: http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/EnergiaPlus?OpenPage
- Eólica (8 de octubre de 2009). "Ruidos e Impacto visual". Recuperado de: http://solo-eolica.blogspot.com/2009/10/ruidos.html
- EWEA (2018). Datos del mercado eólico en Europa. Disponible en: https://windeurope.org/about-wind/reports/
- Fenés, G. (2019). El Gobierno se prepara para desarrollar proyectos de energía geotérmica. Energía estratégica. Recuperado de: https://www.energiaestrategica.com/el-gobierno-se-prepara-para-desarrollar-proyectos-de-energia-geotermica/
- Fernández, C. (Junio, 2011). La energía eólica en la provincia de Buenos Aires: el rol de las políticas públicas para su promoción. Bahía Blanca, Departamento de Economía, Universidad Nacional del Sur. Disponible en: http://bibliotecadigital.uns.edu.ar/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2525-12952011002200001&lng=es&nrm=iso
- Fernández, R. (2015). Escenarios Energéticos Argentina 2015-2035: resumen y conclusiones para un futuro energético sustentable. CABA, Fundación AVINA Argentina. Disponible en: http://www.escenariosenergeticos.org/fotos/EEA-2035_digital.pdf
- Ferreiro, I. (2019). El 5% de la electricidad de la Argentina viene de fuentes renovables. Recuperado de: https://chequeado.com/el-explicador/5-de-la-electricidad-de-la-argentina-viene-de-fuentes-renovables/
- FTI Consulting (2018). Global wind market update 2017, Supply side analysis. Disponible en: https://www.fticonsulting.com/~/media/Files/us-files/intelligence/intelligence-research/global-wind-market-update-2017-supply-side-analysis.pdf
- Gasalla, J. (18 de abril de 2019). El Riesgo País argentino volvió a escalar: es el más alto desde 2014. Infobae. Disponible en: https://www.infobae.com/economia/2019/04/18/el-riesgo-pais-argentino-vuelve-a-escalar-y-anota-un-nuevo-maximo-en-casi-cinco-anos/
- Genneia (2018). Parque eólico Villalonga. Recuperado de: https://www.genneia.com.ar/wp-content/uploads/2018/05/Resumen-No-Tecnico-PEVILL1.pdf
- Global Wind Atlas Software. Recuperado de: https://globalwindatlas.info/

- Gomez Asociados SRL, página web oficial. Recuperado de: https://gomezasociadossrl.com/
- González, M. A. y Bejerman, N. J. (2004). Publicación Especial N° 4: Peligrosidad geológica en Argentina. Asociación Argentina de Geología Aplicada a la Ingeniería. Recuperado de: http://asagai.org.ar/descargas/Peligrosidad-Geologica-en-Argentina.pdf
- GWEC (2018). *Global Wind Report 2018*. Bruselas, Global Wind Energy Council. Recuperado de: https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf
- Henar Estévez Martín. Ruiz Javier Rodríguez. "Aplicación de métodos estadísticos en el sector eólico. Evaluación del recurso energético." Recuperado de: http://www.revistaindice.com/numero29/p9.pdf
- Hermitte, M. (24 de octubre de 2016). Todo tarifazo tiene su estafa: del gas a la electricidad. ¿Qué nos dice CAMMESA? *OETEC*. Disponible en: http://www.oetec.org/nota.php?id=%202140&area=%201
- Hinojosa, S. (Abril de 2014). "Análisis Económico y Financiero para Asociaciones Público Privadas en Infraestructuras y Servicios". PIAPPEM. Recuperado de: https://piappem.org/file.php?id=384
- https://aplic.cammesa.com/guias/procedimientos/Los%20Procedimientos.pdf
- https://infosexta.com.ar/2017/12/13/cayeron-las-exportaciones-en-el-puerto-de-ingeniero-white/
- https://puertobahiablanca.com/novedades/nueva-descarga-de-aerogeneradores.html
- ICEX (2018). *El mercado de las energías renovables en Argentina*. Buenos Aires, Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España. Disponible en: https://www.camarabilbao.com/ccb/contenidos.downloadatt.action?id=5437729
- IEA (2019). *Global Energy & CO2 Status Report*. Paris, International Energy Agency. Disponible en: https://www.iea.org/geco/
- IEC 61.400, International Electrotechnical Vocabulary. Recuperado de: https://webstore.iec.ch/p-preview/info_iects61400-26-2%7Bed1.0%7Den.pdf
- IEC 61400-25. Wind turbines - Part 25: Communications for monitoring and control of wind power plants. Recuperado de: https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61400-25-5%7Bed1.0%7Den.pdf
- IEC TS 61400-26-1:2011 (Ecuación 34), Wind turbines. Recuperado de:
- INDEC (2010) Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. Recuperado de: https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-CensoNacional-999-999-Censo-2010
- INDEC. (2010) Población estimada al 1 de julio de cada año calendario por sexo, según departamento. Recuperado de: https://www.indec.gov.ar/nivel4_default.asp?id_tema_1=2&id_tema_2=24&id_tema_3=119
- *Infobae* (16 de julio de 2018). De Perón a Macri: un recorrido por la historia de la inflación en Argentina. Disponible en: https://www.infobae.com/economia/2018/07/16/de-peron-a-macri-un-recorrido-por-la-historia-de-la-inflacion-en-argentina/
- Infosexta. (13 de diciembre de 2017) "Cayeron las exportaciones en el puerto de Ingeniero White. Recuperado de:
- Inocua (2019). "Pérdidas de energía en un parque eólico". Recuperado: http://inocua.es/perdidas-energia-parque-eolico/

- Instituto nacional de seguridad e higiene en el trabajo (2004). Aerogeneradores (I): funcionamiento y marco normativo de prevención de riesgos laborales. Recuperado de: https://www.aeeolica.org/uploads/documents/10170-aerogeneradores-i-funcionamiento-y-marco-normativo-de-prevencirn-de-riesgos-laborales.pdf
- IRENA (2018). *Estadísticas de Energía Renovable 2018*. Abu Dhabi, The International Renewable Energy Agency. Disponible en: https://www.irena.org/publications/2018/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2018
- IRENA (2018). *IRENA Costs Database*. Abu Dhabi, International Renewable Energy Agency. Disponible en: https://www.irena.org/costs/Power-Generation-Costs
- IRENA (2018). *Trends in Renewable Technology*. Abu Dhabi, International Renewable Energy Agency. Disponible en: http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/
- JPMorgan EMBI+, Riesgo País. Recuperado de:
- ttps://www.rava.com/empresas/perfil.php?e=RIESGO%20PAIS
- Kaplan, D. (Octubre, 2015). *Renewable Energy Turkey: Opportunity?* Yildiz, Embassy of the Kingdom of the Netherlands. Disponible en: https://www.rvo.nl/sites/default/files/2015/10/Renewable%20Energy%20Turkey.pdf
- Kind, S. (Subsecretario de Energía Renovable y Eficiencia Energética), cita textual de la Conferencia y Exposición WindErope 2019. Consejo Global de Energía Eólica, Bilbao, España.
- Lazard (8 de noviembre de 2018). *Levelized Cost of Energy and Levelized Cost of Storage 2018*. Disponible en: https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-and-levelized-cost-of-storage-2018/
- Level (23 de junio de 2017). *Wind turbine systems.* Porirua, BRANZ Ltd. Disponible en: http://www.level.org.nz/energy/renewable-electricity-generation/wind-turbine-systems/
- Ley 14.838, Boletín Oficial de la República Argentina, 17 de agosto de 2016, Buenos Aires, Argentina. Recuperado de: https://intranet.hcdiputados-ba.gov.ar/refleg/l14838.pdf
- Ley 15.079, Boletín Oficial de la República Argentina, 7 de diciembre de 2018, Buenos Aires, Argentina. Recuperado de: http://www.ec.gba.gov.ar/ley_impositiva/LEY_IMPOSITIVA_2019.pdf
- Ley 22.141. Boletín Oficial de la República Argentina, 9 de enero de 2009, Buenos Aires, Argentina. Recuperado de: http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/35000-39999/38116/texact.htm
- Ley 25.413, Boletín Oficial de la República Argentina, 24 de marzo de 2001, Buenos Aires, Argentina. Recuperado de: http://biblioteca.afip.gob.ar/dcp/LEY_C_025413_2001_03_24
- Ley 26.190. Boletín Oficial de la República Argentina, 15 de octubre de 2015, Buenos Aires, Argentina. Recuperado de:
- http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123565/texact.htm
- Ley 26190. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación. Boletín Oficial de la República Argentina, Buenos Aires, Argentina, 23 de septiembre de 2015.

- Ley 27.191, Boletín Oficial de la República Argentina, 15 de octubre de 2015, Buenos Aires, Argentina. Recuperado de:
- Ley 27.191. Boletín Oficial de la República Argentina, 15 de octubre de 2015, Buenos Aires, Argentina. Recuperado de: http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm
- Ley 27.191. Boletín Oficial de la República Argentina, 15 de octubre de 2015, Buenos Aires, Argentina. Recuperado de: http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm
- Ley 27.191. Boletín Oficial de la República Argentina, 15 de octubre de 2015, Buenos Aires, Argentina. Recuperado de:
- http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm
- Ley 27.430, Boletín Oficial de la República Argentina, 27 de diciembre de 2017, Buenos Aires, Argentina. Recuperado de:
- http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/305000-309999/305262/norma.htm
- Ley N° 17.285. Boletín Oficial de la República Argentina, Buenos Aires, Argentina, 18 de Mayo de 1998.. Recuperado de: http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/20000-24999/24963/texact.htm
- Ley N° 24.051. Boletín Oficial de la República Argentina. Buenos Aires, Argentina, 17 de junio de 1991. Recuperado de: http://argentinambiental.com/legislacion/nacional/ley-24051-residuos-peligrosos/
- Ley N° 26.190. Boletín Oficial de la República Argentina, Buenos Aires, Argentina, 6 de diciembre de 2006. Disponible en: http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123565/texact.htm
- Ley N° 27.191. Boletín Oficial de la República Argentina, Buenos Aires, Argentina, 23 de septiembre de 2015. Disponible en: http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm
- Luciani, A. (18 de noviembre de 2018). “La llegada y salida de los molinos eólicos no se detiene en el puerto local”. La Nueva. Recuperado de: https://www.lanueva.com/nota/2017-11-18-7-0-0-la-llegada-y-salida-de-los-molinos-eolicos-no-se-detiene-en-el-puerto-local
- LL&AA (2018). *Incentivos para invertir en energías renovables*. Buenos Aires, Llerena & Asociados Abogados. Disponible en: http://www.llerena.com.ar/incentivos-para-invertir-en-energias-renovables/
- Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L. (2009). Wind energy explained: theory, design, and application, 2da edición. Sussex, Reino Unido: Editorial John Wiley & Sons Ltd. Recuperado de: http://ee.tlu.edu.vn/Portals/0/2018/NLG/Sach_Tieng_Anh.pdf
- Martínez de Hoz, J y Blanco, M. (25 de mayo de 2018). “Project Finance y Energías Renovables”. Revista Jurídica Universidad de San Andrés. Recuperado de: https://www.udesa.edu.ar/revista/suplemento-de-energia-y-recursos-naturales/articulo/project-finance-y-energias-renovables

- Mendez Brandam, A. (2019). Energía undimotriz: hoy al 0% en la Argentina pero con un enorme potencial. Noticias Positivas. Recuperado de: https://noticiaspositivas.org/energia-undimotriz-en-argentina/
- Meteo Blue. Clima modelado en Bahía Blanca. Recuperado de: https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/
- Milcic. Página oficial. Recuperado de: http://www.milicic.com.ar/contenidos/2010/07/23/Editorial_2716.php
- MINEM (2012). *Series históricas de Energía Eléctrica: Potencia instalada 1976-2012*. Argentina. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/energia/energia-electrica/estadisticas/series-historicas-de-energia-electrica
- MINEM (2016). *Energías renovables en Argentina.* Buenos Aires, Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/energias_renovables_en_argentina_-_diciembre_2016_version_en_espanol.pdf
- MINEM (2016). *RenovAr: Plan de energías Renovables*. Buenos Aires, Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina. Disponible en: https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6548/AS_14695676441.pdf
- MINEM (2018). *Proyectos adjudicados del Programa RenovAr*. Buenos Aires, Centro de Información Energética. Disponible en: https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar
- Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación (2019). Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2. Recuperado de: https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar
- Ministerio de Energía y Minería. ¿Por qué fomentar la hidroelectricidad? Recuperado de: https://www.minem.gob.ar/www/844/26039/por-que-fomentar-la-hidroelectricidad
- Ministerio de Hacienda (15 de agosto de 2018). MATER: Se definió la asignación de prioridad de despacho para el 2do Trimestre 2018. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/noticias/mater-se-definio-la-asignacion-de-prioridad-de-despacho-para-el-2do-trimestre-2018
- Ministerio de Hacienda (15 de noviembre de 2018). El Programa RenovAr lanza su ronda 3. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-programa-renovar-lanza-su-ronda-3
- Ministerio de Hacienda. *Energías Renovables*. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/energia/energia-electrica/renovables
- Ministerio de la Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Centro Regional de Energía Eólica. Disponible en: http://www.clustereolico.com.ar/docs/mapadevientosdeargentina.pdf
- Ministerio de Producción y Trabajo, Gobierno de la Nación. Recuperado de: https://www.argentina.gob.ar/trabajo/buscastrabajo/salario
- Miodowski, M. (28 de mayo de 2018). Cómo impactará la ley de generación de energía distribuida en las facturas de los usuarios. *Télam*. Disponible en: https://www.telam.com.ar/notas/201805/286080-como-impactara-la-ley-de-generacion-de-energia-distribuida-en-las-facturas-de-los-usuarios.html

- Navarro Martínez, J. A. (Octubre, 2010). Diseño preliminar de un aerogenerador de 3 MW. Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España. Recuperado de: http://oa.upm.es/43485/1/PFC_Jose_Alberto_Navarro_Martinez.pdf
- Nordman, Erik (2014). Wind Brief Flicker Noise Air Quality. Grand Valley State University, Michigan, EEUU. Recuperado de: https://www.michiganseagrant.org/downloads/research/projects/10-733-Wind-Brief2-Flicker-Noise-Air-Quality2.pdf
- Nuñez Ayala, I. (Febrero, 2015). Diseño y cálculo de la torre y cimentación de un aerogenerador. Escuela Universitaria de Ingeniería Industrial de Bilbao, Bilbao, España. Recuperado de: https://addi.ehu.es/bitstream/handle/10810/14945/5_ANEXO%20CALCULOS.pdf?sequence=6&isAllowed=y
- OECD (2019). *Long-term Argentina GDP Forecast*. Paris, Organisation for Economic Co-operation and Development. Disponible en: https://knoema.com/cxthfs/argentina-gdp-growth-forecast-2019-2024-up-to-2060-data-and-charts
- OIT (2003). Revestimiento y mantenimiento de caminos con uso intensivo de mano de obra (ROMAR). Recuperado de: http://www.ilo.org/public/spanish/employment/recon/eiip/download/romarman.pdf
- Opex Energy. Tipos de Aerogeneradores. Madrid, España. Recuperado de: http://opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html
- Ortiz, P. (7 de enero de 2015). Distribución de Variables Aleatorias Continuas: Distribuciones de Gumbel y Fréchet. Universidad de Cuenca. Recuperado de: https://www.academia.edu/33057916/Aplicaci%C3%B3n_del_M%C3%A9todo_de_Valores_extremos_de_Gumbel.pdf
- Our World in Data. *Renewable Energy*. Disponible en: https://ourworldindata.org/renewable-energy
- Oviedo-Salazar, J.L., M.H. Badii, A. Guillen & O. Lugo Serrato (18 de abril de 2015). *Historia y Uso de Energías Renovables.* México, UANL. Disponible en: http://www.spentamexico.org/v10-n1/A1.10(1)1-18.pdf
- Página oficial de Toyota. Cotizador de leasing Toyota Hilux. Recuperado de: https://www.toyotacfa.com.ar/leasing
- Página web oficial de CAMMESA. Disponible en: https://despachorenovables.cammesa.com/
- Página web oficial de Distrocuyo S.A. Disponible en: http://www.distrocuyo.com/
- Página web oficial de la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. (Transener). Disponible en: http://www.transener.com.ar/
- Página web oficial de Transba S.A. Disponible en: http://www.transba.com.ar/nosotros/
- Página web oficial de Transcomahue S.A. Disponible en: http://www.transcomahue.com.ar/
- Página web oficial de Transener. Recuperado de: http://www.transener.com.ar/obras/
- Página web oficial de TRANSNEA S.A. Disponible en: http://www.transnea.com.ar/nuestra-empresa.htm
- Página web oficial de TRANSNOA S.A. Disponible en: http://www.transnoa.com.ar/nuestra-empresa.htm
- Página web oficial de TRANSPA S.A. Disponible en: http://www.transpa-sa.com.ar

- Página web oficial del Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN). Disponible en: https://www.epen.gov.ar/institucional/enelmapa.php
- Phillips, M. (27 de octubre de 2014). Why electricity demand is linked to GDP. *Market Realist*. Disponible en: https://articles.marketrealist.com/2014/10/why-electricity-demand-is-linked-to-gdp/
- Pillot, B., Muselli, M., Poggi, P., Dias, J.B. (Marzo 2019). *Historical trends in global energy policy and renewable power system issues in Sub-Saharan Africa: The case of solar PV.* Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/329246000_Historical_trends_in_global_energy_policy_and_renewable_power_system_issues_in_Sub-Saharan_Africa_The_case_of_solar_PV
- Plan de Mantenimiento para Hilux DX/SR. Recuperado de: https://www.toyota.com.ar/servicios-y-accesorios/servicios/planes-de-mantenimiento?model=hilux&submodel=hilux-dxsr&year=2018
- Pliego de Bases y Condiciones del Programa RenovAr Ronda 2. Recuperado de: http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Renovar2/Pliego%20de%20Bases%20y%20Condiciones%20RenovAr%202%20-%20CAMMESA%2016%20ago%202017.pdf
- Poder Ejecutivo Nacional (2019) Anexo III, Punto 5.1 - Remuneración de la generación habilitada hidroeléctrica y a partir de otras fuentes de energía renovable. Disponible en: http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/320000-324999/320490/res1-3.pdf
- Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. CAMMESA, 31 de mayo de 2019. Recuperado de:
- ProCon.Org (13 de junio de 2013). *History of Alternative Energy and Fossil Fuels.* Disponible en: https://alternativeenergy.procon.org/view.timeline.php?timelineID=000015#1951-1999
- Programa RenovAr Ronda 2, Pliego de Bases y Condiciones. Recuperado de: http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Renovar2/Pliego%20de%20Bases%20y%20Condiciones%20RenovAr%202%20-%20CAMMESA%2016%20ago%202017.pdf
- Prysmian, Cable and Systems (2008). Cuerdas para Líneas Aéreas. Catálogo General. Recuperado de: https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/797/TIF2015-PESL1.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Prysmian, Cable and Systems (2009). Cables para Media Tensión. Catálogo General. Recuperado de: https://ar.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/2MT_1_1_Catalogo_media_tension.pdf
- Puerto de Bahía Blanca. (29 de marzo de 2019) “Nueva descarga de Aerogeneradores”. Recuperado de:
- PWC (2017). *Renewables in Argentina: Opportunities in a new business environment.* Buenos Aires, PWC. Disponible en: https://www.pwc.com.ar/es/publicaciones/assets/renewables-in-Argentina.pdf
- Rava Bursatil. *JPMorgan EMBI+, Riesgo País.* Recuperado de: https://www.rava.com/empresas/perfil.php?e=RIESGO%20PAIS

- Recopilación de datos de PBI mundiales. *Datosmacro.com*. Disponible en: https://datosmacro.expansion.com/
- REN21(2018). *Renewables 2018 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretaría. Recuperado de: http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/
- Rendimiento de los bonos al día 20/9/2019. US. Departement of the Treasury. Recuperado de: https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yield
- Resolución MEyM N° 136/2016. Pliego de bases y condiciones del programa RenovAr. Julio de 2016. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/programa_renovar_ronda_1_-_pliego_de_bases_y_condiciones.pdf
- Resolución MINEM 281/17. Boletín Oficial de la República Argentina, Buenos Aires, Argentina, 22 de agosto de 2017. Disponible en: http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Res.%20MINEM%20N%C2%B0%20281-E-2017.pdf
- Resolución MINEM 281/17. Boletín Oficial de la República Argentina, Buenos Aires, Argentina, 18 de agosto de 2017. Recuperado de: http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Res.%20MINEM%20N%C2%B0%20281-E-2017.pdf
- Revista educativa Partesdel.com, equipo de redacción profesional (Agosto, 2017). Partes del aerogenerador. Recuperado de: https://www.partesdel.com/aerogenerador.html.
- Riquelme, M (2017). Web y empresas. Diferencias entre contratos EPC y EPCM. Recuperado de: https://www.webyempresas.com/diferencias-entre-contratos-epc-y-epcm/
- Roca, A (2015). “Los 10 mayores fabricantes de turbinas eólicas del mundo”. El periódico de la energía. Recuperado de: https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-fabricantes-de-turbinas-eolicas-del-mundo/
- ROFEX. *Cómo empezar a operar.* Recuperado de: https://www.rofex.com.ar/productos/como_operar/
- Santamarta, J. (septiembre, 2015). Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico: Eólica mundial en auge con 392 gigavatios. *Eólica.* Recuperado de: https://www.evwind.com/}
- Secretaría de Energía (2008). *Energías Renovables 2008 - Energía Eólica.* Disponible en: https://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_eolica.pdf
- Secretaría de Energía (2008). Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos. Recuperado de: http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_hidrica.pdf
- *Semana Sostenible* (29 de marzo de 2018). China le quita el liderazgo a Europa en la transición hacia energías renovables. Disponible en: https://sostenibilidad.semana.com/tendencias/articulo/china-es-el-lider-mundial-en-energias-renovables/39780

- Singh, N. (25 de abril de 2019). MATER: ya se cerraron contratos entre privados por un total de 10.586,6 MWh. *Energía Estratégica*. Disponible en: https://www.energiaestrategica.com/mater-ya-se-cerraron-contratos-entre-privados-por-un-total-de-103-5866-mwh/
- Sitio web de la empresa Mott MacDonald. Recuperado de: https://www.mottmac.com/
- Sitio web de la empresa Vaisala. Recuperado de: https://www.vaisala.com/es/industries-applications/renewable-energy-and-weather
- Software GAPMINDER. Disponible para su descarga en: https://www.gapminder.org
- Software WINDFINDER de predicciones, velocidad y mapa de vientos. Disponible para su uso online en: https://es.windfinder.com/#6/-42.5167/-70.9552
- Spaltro, S. (2019). La energía solar no resuelve el problema pero el 50%". Recuperado de: https://www.cronista.com/apertura-negocio/empresas/Kolonski-La-energia-solar-no-resuelve-el-100-del-problema-pero-si-el-50-20190912-0009.html
- Statista (2018). Global market share of the world's leading wind turbine manufacturers in 2017. Recuperado de: https://www.statista.com/statistics/272813/market-share-of-the-leading-wind-turbine-manufacturers-worldwide/
- Statista (2018). *Global Renewable Energy Industry - Statistics & Facts*. Nueva York, Statista, Inc. Disponible en: https://www.statista.com/topics/2608/global-renewable-energy-industry/
- Sternkopf, T. (23 de enero de 2019). Turkey's Feed-in tariff. *RESLegal*. Disponible en: http://www.res-legal.eu/search-by-country/turkey/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-7/lastp/207/
- Tarca, P. (Junio, 2017). *Desafío para el desarrollo eléctrico argentino.* Disponible en: http://www.melectrico.com.ar/web/pdfs/PDF%20jornada%208%20de%20junio%20de%202017/tarca%20jornada%208%20de%20junio%20de%202017.pdf
- Télam. "*Ciadi: se pagaron US$ 1.036 millones por juicios perdidos*". Recuperado de: https://www.telam.com.ar/notas/201907/372531-ciadi-juicios-perdidos-macri.html
- The Green Supply Chain Editorial Staff (18 de julio de 2018). A Review of the BP Statistical Review of World Energy 2018. *Green Supply Chain*. Disponible en: http://www.thegreensupplychain.com/NEWS/18-07-18-3.php?cid=14460
- Tunç, Z., Altunyuva, A. K. & Paksoy, A. K. A. (junio 2019) Thomson Reuters Practical Law. Electricity regulation in Turkey: overview. Turkey. Disponible en: https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/0-523-5654?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&comp=pluk&bhcp=1
- Tverberg, G. (6 de junio de 2018). Eight insights based on BP's Statistical Review of World Energy 2018. *The Biophysical Economics Policy Center*. Disponible en: https://biophyseco.org/2018/06/26/eight-insights-based-on-bps-statistical-review-of-world-energy-2018/
- Twenergy (2019). El potencial de Argentina en energía mareomotriz. Twenergy. Recuperado de: https://twenergy.com/energia/energia-hidraulica/el-potencial-de-argentina-en-energia-mareomotriz-845/
- UCEMA (2018). *Ingreso al MEM de generación de energía eléctrica*. Disponible en: https://ucema.edu.ar/conferencias/download/2018/09.05ERC.pdf

- Universidad de la Castilla (2017). Energía Eólica. Curso de Física Ambiental. Recuperado de: https://previa.uclm.es/profesorado/ajbarbero/FAA/EEOLICA_Febrero2012_G9.pdf
- Valella, J. (16 de diciembre de 2012). Vientos de Ferrel. Isocero. Recuperado de: http://isocero.blogspot.com/2012/12/vientos-de-ferrel.html
- Valores recuperados de la Tabla de la Normal. Recuperado de: http://halweb.uc3m.es/esp/Personal/personas/amalonso/esp/Tablas.pdf
- Varela, A. (2019). Este artículo fue hecho gracias al esfuerzo de trabajo de un periodista profesional. Reconocelos compartiendo esta nota mediante este link: https://www.cronista.com/columnistas/La-potencialidad-del-biogas-en-Argentina--20190507-0067.html Copyright © www.cronista.com. El Cronista. Recuperado de: https://www.cronista.com/columnistas/La-potencialidad-del-biogas-en-Argentina--20190507-0067.html
- Vega, M. "Reportando la Distribución de la Proyección de Inflación". Revista Económica del Banco Central de Reserva del Perú. Disponible en: http://suscripciones.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Estudios-Economicos/10/Estudios-Economicos-10-2.pdf
- Williamson, L. (6 de junio de 2018). *Global Status Report 2018 - 178 GW of renewable power added globally in 2017.* International Solar Energy Society. Disponible en: https://www.ises.org/news/global-status-report-2018-178-gw-renewable-power-added-globally-2017
- Wind Energy The Facts (2019). Detailed Loss Factors. Recuperado de: https://www.wind-energy-the-facts.org/detailed-loss-factors.html
- Wind Engineering. (2007) *Calibration Procedures and Uncertainty in Wind Power Anemometers.* Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/229043614_Calibration_Procedures_and_Uncertainty_in_Wind_Power_Anemometers
- Yaneva, M., Tisheva, P. & Tsanova, T. (Mayo, 2018). 2018 Argentina Renewable Energy Report. Renewable Now. Disponible en: http://minaaysp.cba.gov.ar/wp-content/uploads/2018/06/AIRECweek-2018-The-Argentina-Report.pdf
- Zenner, M, & Akaydin, E. (2002). *A Practical Approach to the International Valuation & Capital Allocation Puzzle*. SalomonSmithBarney. Recuperado de: https://s3.us-east-1.amazonaws.com/blackboard.learn.xythos.prod/5a31a0302d72d/31431?response-content-disposition=inline%3B%20filename%2A%3DUTF-8%27%27Valuation_SSB.pdf&response-content-type=application%2Fpdf&X-Amz-Algorithm=AWS4-HMAC-SHA256&X-Amz-Date=20191028T045648Z&X-Amz-SignedHeaders=host&X-Amz-Expires=21600&X-Amz-Credential=AKIAIL7WQYDOOHAZJGWQ%2F20191028%2Fus-east-1%2Fs3%2Faws4_request&X-Amz-Signature=ef5a596d13ef5ac808a781e93f56563b5ad6aa5d114ed7320e7a123f22996b29

Anexo

Anexo 1.1: Fórmula y ejemplo de cálculo de penalidad (Fuente: CAMMESA)

$$CGOE\left(\frac{USD}{MWh}\right) = CO\&M\left(\frac{USD}{MWh}\right) + PMGOI\left(\frac{USD}{m^3}\right) * \frac{CEM\left(\frac{kCal}{kWh}\right)}{PC\left(\frac{kCal}{m^3}\right)}$$

(Fórmula A.1.1)

Concepto			AÑO 2015	2016	2017 (*)
Volúmen de GO		Miles de m3	2236	2377	1266
Precio Medio de Gasoil Importado	PMGOI	u$s/m3	596	441	404
Consumo Específico Medio	CEM	Kcal/KWh	1902	1938	1922
Poder Calorífico	PC	kcal/m3	8580	8580	8580
Costo de Operación y Mantenimiento	COyM	u$s/Mwh	8.8	7.9	8.0
Costo de Gasoil Equivalente	CGOEQ	u$s/Mwh	141	108	98

Tabla A.1.1.1: Fórmula y ejemplo de cálculo penalidad.

Anexo 1.2: Proyectos adjudicados RenovAR 1, 1.5 y 2

ID	Nombre del proyecto	Oferente	Provincia	Potencia [MW]	Precio adj. [USD/MWh]
EOL-003	P.E. Energetica I	EIPOR S.A.	Buenos Aires	79,8	37,3
EOL-004	P.E. General Acha	LATINOAMERICANA DE ENERGÍA S.A.	La Pampa	60	45,67
EOL-010	P.E. Pampa Chubut	ENEL GREEN POWER	Chubut	100	40,27
EOL-016	P.E. Chubut Norte Iv	GENNEIA S.A.	Chubut	82,8	38,9
EOL-020	P.E. Chubut Norte Iii	GENNEIA S.A.	Chubut	57,6	38,9
EOL-022	P.E. San Jorge	P.C.R.	Buenos Aires	100	40,27
EOL-025	P.E. El Mataco	P.C.R.	Buenos Aires	100	40,27
EOL-029	P.E. Arauco Ii (Etapa 5 Y 6)	PARQUE EÓLICO ARAUCO S.A.P.E.M.	La Rioja	100	46,67
EOL-035	P.E. Cañada Leon	YPF ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.	Santa Cruz	99	41,5
EOL-041	P.E. La Genoveva	CP RENOVABLES	Buenos Aires	86,63	40,9
EOL-049	P.E. Diadema Ii	CAPEX S.A.	Chubut	27,6	40,27
EOL-05	P.E. Vientos Los Hércules	EREN	Santa Cruz	97,2	62,88
EOL-051	P.E. Vientos Fray Guen	EOLIA RENOVABLES	Buenos Aires	100	39,55
EOL-06	P.E. Villalonga	GENNEIA	Buenos Aires	50	54,96
EOL-08	P.E. Chubut Norte	GENNEIA	Chubut	28,35	66
EOL-09	P.E. Pomona I	GENNEIA	Río Negro	100	54,88
EOL-14	P.E. García del Río	ENVISION / SOWITEC	Buenos Aires	10	49,81
EOL-15	P.E. Cerro Alto	ENVISION	Río Negro	50	56,98
EOL-16	P.E. Los Meandros	ENVISION	Neuquén	75	53,88
EOL-17	P.E. Vientos del Secano	ENVISION	Buenos Aires	50	49,08
EOL-19	P.E. La Banderita	FACUNDO FRAVEGA	La Pampa	36,75	49,98
EOL-20	P.E. del Bicentenario	PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	Santa Cruz	100	49,5
EOL-22	P.E. Garayalde	PAE / 3 GAL	Chubut	24,15	59
EOL-27	P.E. Loma Blanca 6	ISOLUX INGENIERIA S.A.	Chubut	100	53,53
EOL-29	P.E. Miramar	ISOLUX INGENIERIA S.A.	Buenos Aires	97,65	56,38
EOL-32	P.E. El Sosneado	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍA S.A.P.E.M.	Mendoza	50	55
EOL-33	P.E. Kosten	ENAT / SEG / OTAMENDI / NUEVO CERRO DRAGÓN	Chubut	24	59,41
EOL-35	P.E. La Castellana	CP RENOVABLES S.A.	Buenos Aires	99	61,5
EOL-37	P.E. Achiras	CP RENOVABLES S.A.	Córdoba	48	59,38
EOL-44	P.E. Corti	C. T. LOMA DE LA LATA	Buenos Aires	100	58
EOL-45	P.E. Pampa	SINOHYDRO CORTPORATION LIMITED	Buenos Aires	100	46
EOL-46	P.E. Arauco Ii (Etapa 1 Y 2)	PARQUE EÓLICO ARAUCO S.A.P.E.M.	La Rioja	99,75	67,19
EOL-47	P.E. Arauco Ii (Etapa 3 Y 4)	PARQUE EÓLICO ARAUCO S.A.P.E.M.	La Rioja	95	56,67
EOL-48	P.E. Vientos De Necochea 1	CENTRALES DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A	Buenos Aires	37,95	55,5

Tabla A.1.2.1: Proyectos eólicos adjudicados en RenovAR 1, 1.5 y 2. Fuente: Ministerio de Energía y Minería (MINEM, 2018)

Anexo 1.3: 90 Grandes Usuarios Habilitados en orden decreciente de demanda del 2018 (GWh)

	GUH Sin Contratos en el Mater	Suma de Demanda TOTAL 2018 [MWh]
1	ACINDAR PTA. V. CONSTITUCION	1.264.315
2	SIDERCA S.A. - Pta. Campana	772.164
3	MINERA ALUMBRERA LTDA.	538.741
4	PBBPOLISUR SA (EX POLIBB2Z)	370.065
5	Planta Bragado	259.257
6	CEMENTOS AVELLANEDA-Olavarria	252.850
7	PAPEL PRENSA SA San Pedro	239.346
8	CHEVRON ARGENTINA - HUANTRAICO	209.438
9	GLOBE METALES	177.262
10	T 6 INDUSTRIAL S.A.	169.338
11	SIPAR PTA 2	132.936
12	PAPELERA DEL PLATA S.A.	125.137
13	UGOFE S.A.(EX TMROCA-TEMPERLE)	125.123
14	LDC ARGENTINA SA EX(L.DREYFUS)	120.518
15	SIDERAR PTA. IND. SAN NICOLAS	119.821
16	ACEITERA GENERAL DEHEZA S.A.	119.114
17	MASISA ENTRE RIOS	118.957
18	PRAXAIR ARG. SRL PTA. CAMPANA	118.478
19	J. MINETTI SA - Pta. MALAGUEÑO	109.825
20	AYSA - Planta San Martin	106.952
21	PETROQUIMICA RIO III-Cordoba	103.099
22	AGUAS SANTAFESINAS S.A.	99.187
23	GRUPO LINDE ARG. S.A. (EX AGA)	89.842
24	AIR LIQUIDE - V.Constitucion	84.219
25	TIPOITI SA	80.341
26	PAPELERA TUCUMAN	79.714
27	PRODUCT. DE MAIZ EX-IND.D.MAIZ	79.039
28	J.MINETTI CAPDEVILLE EX-CORCCA	78.544
29	SIDERAR PTA. IND. ENSENADA	75.621
30	AXION-Pta Campana exESSOCA1Z	75.036
31	CARGILL S.A. - L.G.S. Martin	74.052
32	BUNGE ARGENTINA S.A.	72.175
33	INGREDION ARGENTINA S.A.	71.875
34	DAK AMERICAS ARG.- EX EACHZA1Z	71.248
35	TECPETROL S.A.	70.613
36	SOLALBAN ENERGIA SA	70.345
37	PROMAIZ S.A.	69.910
38	MC CAIN ARGENTINA SA-BALCARCE	69.593
39	JUAN MINETTI PTA.PUESTO VIEJO	68.770
40	LDC ARGENTINA - Planta Timbues	66.967
41	VOLKSWAGEN ARGENTINA S.A.	63.461
42	FORD ARG. PLANTA GRAL.PACHECO	62.080
43	CIA. MEGA SA - Pta. B. Blanca	61.941
44	TELEFONICA ARGENTINA S.A.	61.265
45	ACEROS ZAPLA S.A.	60.116

Tabla A.1.3.1: 1-45 Grandes Usuarios Habilitados sin contrato en orden decreciente de demanda del 2018 (GWh)

	GUH Sin Contratos en el Mater	Suma de Demanda TOTAL 2018 [MWh]
46	LINEA SARMIENTO (R)	59.811
47	VIDRIERIA ARGENTINA	59.778
48	Petrolera Entre Lomas S.A.	59.166
49	DANONE S.A.-EX LACT.LONGCHAMPS	58.473
50	PAPELERA SAMSENG S.A. - Pilar	57.188
51	AYSA - Planta Manuel Belgrano	57.181
52	CERV. QUILMES - Zarate	56.498
53	LINEA MITRE (R)	56.465
54	INDUPA PTA. CVM	55.483
55	VOLKSWAGEN ARG. - G. PACHECO	55.412
56	CTRAL SERV. SOC.EST. MDO CTRAL	54.484
57	BRIDGESTONE FIRESTON-LLAVALLOL	54.312
58	CELULOSA ARGENTINA S.A.	53.585
59	JBS ARG. SA - EX SWIFT ARMOUR	52.219
60	RENAULT ARGENTINA S.A.	51.149
61	TAVEX ARG. - EX SANTISTA TEXT.	49.546
62	GENERAL MOTORS DE ARGENTINA SA	48.980
63	ACEITERA CHABAS S.A.C.I.	48.672
64	MOLFINO S.A.	48.619
65	AYSA (Aguas y Saneamientos Arg	47.651
66	EMBOTELLADORA DEL ATLANTICO S.	46.926
67	FIAT AUTO ARGENTINA S.A.	46.250
68	INDUPA Pta. PVC	45.953
69	CARGILL S.A. - PUNTA ALVEAR	44.574
70	LARTEX SRL (EX RITEX SA)	44.390
71	AEROP ARG 2000 EX FAA EZEIZA	44.367
72	CARGILL PTA BAHIA BLANCA	43.401
73	PIRELLI NEUMATICOS SAIC	43.262
74	INTERPACK S.A Papel. del Sur	43.086
75	ZUCAMOR SA PLANTA LA GAVIOTA	42.413
76	AYSA - Est Elevadora Matanza	42.221
77	RAYEN CURA - R. de la Cruz	42.145
78	AIR LIQUIDE - Pta.Bahia Blanca	41.537
79	CERVECERIA Y MALTERIA QUILMES	41.527
80	YPF	41.525
81	TELECOM ARGENTINA S A	41.282
82	RIGOLLEAU S.A. - Berazategui	41.161
83	PALADINI SA - Va. Gob. Galvez	41.027
84	ALGODONERA AVELLANEDA S.A.	40.793
85	CEMENTOS AVELLANEDA San Luis	40.782
86	GRANJA TRES ARROYOS	39.550
87	AYSA - Est Elevadora Lanus	37.847
88	VICENTIN	37.740
89	NOBLE TIMBUES	37.504
90	CAPEX Y PETROMINERA	37.116

Tabla A.1.3.2: 46-90 Grandes Usuarios Habilitados sin contrato en orden decreciente de demanda del 2018 (GWh)

Anexo 1.4: Datos para la regresión de la demanda residencial (GWh)

Año	Demanda Residencial en GWh	PIB en pesos constantes	PIB pesos en millones de pesos	Población
1971	5.254	2,82922E+11	282922	24366439
1972	5.614	2,87529E+11	287529	24782949
1973	5.856	2,95614E+11	295614	25213388
1974	6.118	3,11973E+11	311973	25644506
1975	6.622	3,11884E+11	311884	26066975
1976	6.951	3,0559E+11	305590	26477152
1977	7.114	3,2678E+11	326780	26878565
1978	7.588	3,12054E+11	312054	27277741
1979	8.041	3,43955E+11	343955	27684534
1980	8.863	3,49179E+11	349179	28105888
1981	8.961	3,31057E+11	331057	28543364
1982	8.640	3,28622E+11	328622	28993987
1983	9.022	3,42914E+11	342914	29454738
1984	9.579	3,483E+11	348300	29920904
1985	9.733	3,30227E+11	330227	30388783
1986	10.542	3,50547E+11	350547	30857244
1987	11.773	3,60029E+11	360029	31326473
1988	11.132	3,56105E+11	356105	31795517
1989	10.566	3,30618E+11	330618	32263561
1990	11.123	3,22461E+11	322461	32729739
1991	12.016	3,51912E+11	351912	33193918
1992	13.361	3,79844E+11	379844	33655151
1993	14.685	4,11018E+11	411018	34110917
1994	15.919	4,35006E+11	435006	34558115
1995	17.091	4,22629E+11	422629	34994814
1996	17.618	4,45987E+11	445987	35419682
1997	18.517	4,82161E+11	482161	35833969
1998	19.183	5,00725E+11	500725	36241590
1999	20.827	4,83773E+11	483773	36648068
2000	21.496	4,79956E+11	479956	37057452
2001	22.103	4,58796E+11	458796	37471509
2002	21.246	4,08812E+11	408812	37889370
2003	21.577	4,44939E+11	444939	38309379
2004	22.510	4,85115E+11	485115	38728696
2005	24.388	5,28056E+11	528056	39145488
2006	26.520	5,70549E+11	570549	39558890
2007	29.792	6,21943E+11	621943	39970224
2008	31.367	6,47176E+11	647176	40382389
2009	32.329	6,08873E+11	608873	40799407
2010	34.163	6,70524E+11	670524	41223889
2011	36.142	7,10782E+11	710782	41656879
2012	37.571	7,03486E+11	703486	42096739
2013	40.096	7,20407E+11	720407	42539925
2014	43.884	7,02306E+11	702306	42981515
2015	43.361	7,21487E+11	721487	43417765
2016	44.787	7,08338E+11	708338	43847430
2017	44.778	7,28557E+11	728557	44271041

Tabla A.1.4.1: Datos para la regresión de demanda residencial. (Fuente: Ministerio de energía y minería, IEA y Banco Mundial)

Anexo 1.5: Datos para la regresión de la demanda comercial (GWh)

Año	Demanda Comercial (GWh)	Tiempo	PIB en pesos constantes
1971	3.855	0	282922301412
1972	4.095	1	287529454896
1973	4.318	2	295614075963
1974	4.405	3	311972780690
1975	4.625	4	311884142663
1976	4.694	5	305589536224
1977	4.903	6	326779566190
1978	5.176	7	312054471109
1979	5.492	8	343955061572
1980	6.000	9	349178995840
1981	6.243	10	331057342235
1982	6.167	11	328621888566
1983	6.606	12	342913961037
1984	7.096	13	348300243338
1985	7.026	14	330226858893
1986	7.406	15	350546962683
1987	7.731	16	360028798197
1988	7.632	17	356104724286
1989	7.165	18	330618488448
1990	7.172	19	322461423554
1991	8.243	20	351912181900
1992	9.156	21	379844477800
1993	9.637	22	411018234600
1994	11.229	23	435006083700
1995	12.311	24	422629248800
1996	13.459	25	445986656500
1997	14.268	26	482160842800
1998	16.659	27	500724897600
1999	17.191	28	483773071300
2000	17.775	29	479956106900
2001	19.128	30	458795611600
2002	18.564	31	408812193300
2003	19.555	32	444939093600
2004	20.697	33	485115195200
2005	22.565	34	528055942500
2006	22.837	35	570549404200
2007	25.768	36	621942502600
2008	26.482	37	647176159700
2009	27.038	38	608872876400
2010	26.575	39	670523679400
2011	28.360	40	710781597200
2012	28.605	41	703485989500
2013	30.234	42	720407105300
2014	29.355	43	702306046000
2015	33.428	44	721487146600
2016	34.244	45	708337739100
2017	32.262	46	728557000000

Tabla A.1.5.1. Datos para la regresión de demanda comercial. (Fuente: Ministerio de energía y minería, IEA y Banco

Mundial)

Anexo 1.6: Datos PBI Industrial

Año	PBI en $	Industria en % del	PBI ind	t
1970	2,6777E+11	42%	1,1321E+11	0
1971	2,8292E+11	46%	1,3002E+11	1
1972	2,8753E+11	46%	1,3106E+11	2
1973	2,9561E+11	43%	1,2816E+11	3
1974	3,1197E+11	44%	1,36E+11	4
1975	3,1188E+11	50%	1,5638E+11	5
1976	3,0559E+11	51%	1,5553E+11	6
1977	3,2678E+11	48%	1,5622E+11	7
1978	3,1205E+11	46%	1,4385E+11	8
1979	3,4396E+11	44%	1,5144E+11	9
1980	3,4918E+11	41%	1,4393E+11	10
1981	3,3106E+11	40%	1,3354E+11	11
1982	3,2862E+11	41%	1,3507E+11	12
1983	3,4291E+11	42%	1,425E+11	13
1984	3,483E+11	40%	1,383E+11	14
1985	3,3023E+11	39%	1,297E+11	15
1986	3,5055E+11	37%	1,3104E+11	16
1987	3,6003E+11	38%	1,3619E+11	17
1988	3,561E+11	38%	1,3705E+11	18
1989	3,3062E+11	42%	1,4001E+11	19
1990	3,2246E+11	36%	1,1616E+11	20
1991	3,5191E+11	33%	1,1515E+11	21
1992	3,7984E+11	31%	1,1655E+11	22
1993	4,1102E+11	27%	1,1237E+11	23
1994	4,3501E+11	27%	1,1638E+11	24
1995	4,2263E+11	26%	1,1116E+11	25
1996	4,4599E+11	27%	1,186E+11	26
1997	4,8216E+11	27%	1,3105E+11	27
1998	5,0072E+11	27%	1,3375E+11	28
1999	4,8377E+11	26%	1,2672E+11	29
2000	4,7996E+11	26%	1,2474E+11	30
2001	4,588E+11	25%	1,1582E+11	31
2002	4,0881E+11	31%	1,2492E+11	32
2003	4,4494E+11	33%	1,4525E+11	33
2004	4,8512E+11	29%	1,398E+11	34
2005	5,2806E+11	29%	1,5116E+11	35
2006	5,7055E+11	29%	1,6662E+11	36
2007	6,2194E+11	27%	1,7051E+11	37
2008	6,4718E+11	26%	1,7003E+11	38
2009	6,0887E+11	25%	1,5395E+11	39
2010	6,7052E+11	25%	1,6937E+11	40
2011	7,1078E+11	25%	1,7921E+11	41
2012	7,0349E+11	24%	1,7185E+11	42
2013	7,2041E+11	24%	1,7294E+11	43
2014	7,0231E+11	24%	1,705E+11	44
2015	7,2149E+11	23%	1,6705E+11	45
2016	7,0834E+11	22%	1,5716E+11	46
2017	7,2856E+11	22%	1,5897E+11	47

Tabla A.1.6.1: Datos PBI Industrial. (Fuente: Banco Mundial)

Anexo 1.7: Datos para la regresión de oferta por tendencia

Países	PBI (Miles USD)	Población	Nueva capacidad Solar y Eólica 2018 - 2017 (MW)
Argentina	$ 518.092,00	44072000	675,4
Australia	$ 1.418.280,00	25168000	4717,3
Austria	$ 455.977,00	8885000	353,0
Bangladesh	$ 262.077,00	164669751	0,9
Belgium	$ 532.131,00	11411000	767,4
Brazil	$ 1.868.180,00	209288278	3306,0
Bulgaria	$ 64.963,00	7010000	0,0
Canada	$ 1.711.390,00	36994000	653,3
Chile	$ 298.172,00	18355000	547,0
Colombia	$ 311.796,00	49292000	75,0
Costa Rica	$ 58.654,00	4966000	29,8
Croatia	$ 60.783,00	4105493	6,9
Cuba	$ 96.851,00	11484636	30,7
Czechia	$ 215.914,00	10610055	15,8
Denmark	$ 350.874,00	5781000	327,6
Dominican Rep	$ 76.091,00	10766998	111,9
Egypt	$ 249.559,00	96980000	956,0
El Salvador	$ 26.057,00	6582000	65,1
Estonia	$ 30.312,00	1319000	0,0
Ethiopia	$ 75.745,00	104957438	-1,2
Finland	$ 275.321,00	5513130	47,7
France	$ 2.774.158,00	64725000	2468,7
Germany	$ 4.000.390,00	82886000	7295,0
Greece	$ 218.147,00	10741165	299,0
Guatemala	$ 75.620,00	16919000	45,7
Honduras	$ 23.101,00	9272000	64,9
Hungary	$ 155.703,00	9778371	321,0
India	$ 2.716.750,00	1339180127	11664,4
Indonesia	$ 1.022.450,00	264162000	76,3
Ireland	$ 376.101,00	4898000	213,0
Israel	$ 353.268,00	8710000	101,0
Italy	$ 2.071.413,00	60484000	1011,1
Jamaica	$ 14.773,00	2890299	0,0
Japan	$ 4.971.930,00	126746000	6721,0
Jordan	$ 40.766,00	9702353	461,6
Kazakhstan	$ 162.887,00	18037646	159,3
Kenya	$ 79.212,00	49699862	364,5
Lithuania	$ 53.323,00	2785000	13,0
Luxembourg	$ 69.525,00	602000	35,9

Tabla A.1.7.1. Datos regresión transversal para oferta por tendencia

Países	PBI (Miles USD)	Población	Nueva capacidad Solar y Eólica 2018 - 2017 (MW)
Malaysia	$ 354.348,00	32385000	120,4
Malta	$ 14.550,00	475701	15,0
Mauritania	$ 5.025,00	4420184	1,3
Mexico	$ 1.224.567,00	124738000	2557,7
Mongolia	$ 11.434,00	3075647	70,0
Montenegro	$ 4.854,00	622359	46,0
Morocco	$ 109.709,00	35739580	733,0
Netherlands	$ 912.899,00	17181084	1516,0
New Zealand	$ 200.317,00	4844000	20,1
Nicaragua	$ 13.814,00	6218000	0,1
Norway	$ 435.253,00	5295619	491,8
Pakistan	$ 312.570,00	200960000	1223,1
Panama	$ 62.284,00	4098000	0,0
Peru	$ 225.203,00	31826000	324,0
Philippines	$ 330.846,00	104920000	0,3
Poland	$ 586.015,00	37977000	215,4
Portugal	$ 238.096,00	10291027	158,0
Romania	$ 239.851,00	19524000	3,0
Saudi Arabia	$ 782.483,00	32552000	50,0
Senegal	$ 24.027,00	15851000	21,0
Serbia	$ 50.523,00	7001444	349,0
Singapore	$ 336.679,00	5612000	33,9
Slovakia	$ 106.528,00	5443120	3,0
Slovenia	$ 54.264,00	2066880	9,0
Spain	$ 1.425.870,00	46733038	354,7
Sri Lanka	$ 87.351,00	21444000	29,5
Sweden	$ 551.135,00	10120242	837,0
Switzerland	$ 679.011,00	8484130	340,0
Thailand	$ 455.322,00	67650000	412,9
Turkey	$ 766.428,00	82004000	2131,4
UK	$ 2.828.640,00	66273576	2233,0
Ukraine	$ 112.125,00	42216766	870,5
United Arab Em	$ 382.575,00	9400145	238,9
Uruguay	$ 59.180,00	3456750	9,7
USA	$ 20.494.100,00	325326000	15171,0
Vietnam	$ 241.272,00	95540800	130,7
Yemen	$ 26.819,00	29977000	50,0

Tabla A.1.7.2. Datos regresión transversal para oferta por tendencia

Anexo 1.8: Datos de Turquía para proyección de oferta eólica

Año	Share of Wind+Solar in %	Relación Eólica/Eólica+ Solar	Share of Wind in %	PBI en US$ a pc (en miles de millones)	Población	PBI per Cápita	t
2005	0,09	100%	0,09	658	68860539	0,000009555545303	0
2006	0,13	100%	0,13	704	69729967	0,00001009608968	1
2007	0,27	100%	0,27	740	70586256	0,00001048362729	2
2008	0,51	100%	0,51	746	71517100	0,00001043107173	3
2009	0,99	100%	0,99	711	72561312	0,000009798610036	4
2010	1,70	100%	1,70	771	73722988	0,00001045806771	5
2011	2,36	100%	2,36	857	74724269	0,00001146883083	6
2012	2,82	100%	2,82	898	75627384	0,00001187400585	7
2013	3,79	100%	3,79	975	76667864	0,00001271719269	8
2014	4,42	100%	4,42	1025	77695904	0,00001319245864	9
2015	5,99	95%	5,68	1088	78741053	0,00001381744285	10
2016	8,00	87%	6,99	1123	79814871	0,0000140700597	11
2017	9,18	66%	6,02	1206	80810525	0,0000149237986	12

Tabla A.1.8.1. Datos históricos de Turquía.(Fuente: elaboración propia a partir de Irena Global Report 2018, Banco Mundial e IEA Global Energy Report 2019.)

Anexo 1.9: Datos y Resultados Random Walk

Año	U$S/MWh	U$S/MWh n-1	En	En-1	En-2	En-3	En-4
ene-03	13,46						
ene-04	17,67	13,46	4,21				
ene-05	21,71	17,67	4,04	4,21			
ene-06	31,07	21,71	9,36	4,04	4,21		
ene-07	42,09	31,07	11,02	9,36	4,04	4,21	
ene-08	52,71	42,09	10,63	11,02	9,36	4,04	4,21
ene-09	50,23	52,71	-2,48	10,63	11,02	9,36	4,04
ene-10	66,74	50,23	16,51	-2,48	10,63	11,02	9,36
ene-11	79,88	66,74	13,14	16,51	-2,48	10,63	11,02
ene-12	74,44	79,88	-5,44	13,14	16,51	-2,48	10,63
ene-13	76,34	74,44	1,91	-5,44	13,14	16,51	-2,48
ene-14	79,72	76,34	3,37	1,91	-5,44	13,14	16,51
ene-15	76,43	79,72	-3,29	3,37	1,91	-5,44	13,14
ene-16	72,82	76,43	-3,61	-3,29	3,37	1,91	-5,44
ene-17	70,86	72,82	-1,96	-3,61	-3,29	3,37	1,91
ene-18	76,04	70,86	5,18	-1,96	-3,61	-3,29	3,37
		Media error	4,17				
R2 (Yn vs Yn-1)	93%	Autocorrelación En vs En-t	17%	18%	11%	-3%	

Tabla A.1.9.1. Resultado Random Walk

Análisis de regresión: Yn - Yn-1 vs. Yn-1

Análisis de Varianza

Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p
Regresión	1	147.0	146.98	3.83	0.072
Yn-1	1	147.0	146.98	3.83	0.072
Error	13	498.4	38.34		
Total	14	645.3			

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
6.19159	22.77%	16.83%	1.07%

Coeficientes

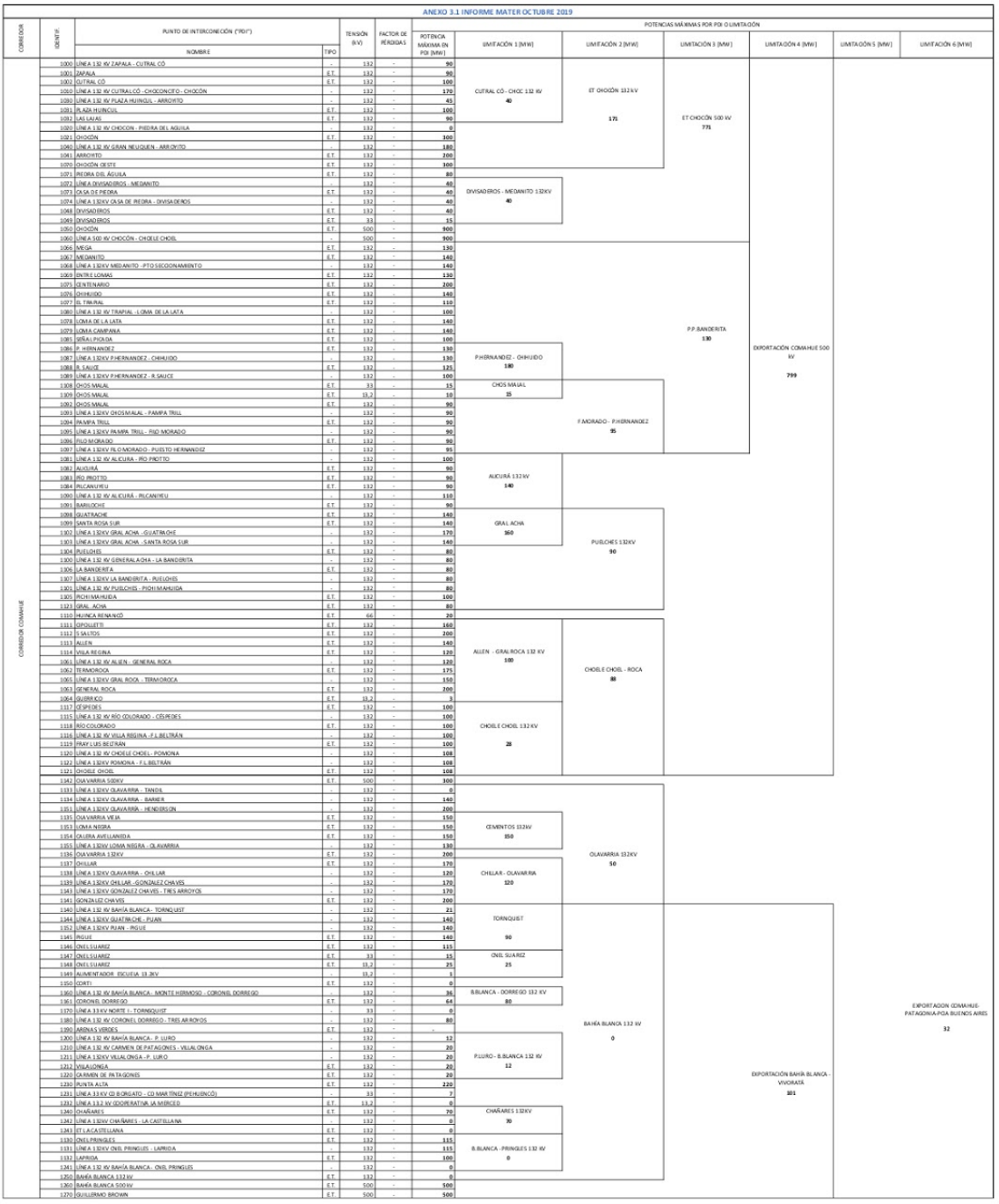
Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	FIV
Constante	11.54	4.09	2.82	0.014	
Yn-1	-0.1337	0.0683	-1.96	0.072	1.00

Ecuación de regresión

Yn - Yn-1 = 11.54 - 0.1337 Yn-1

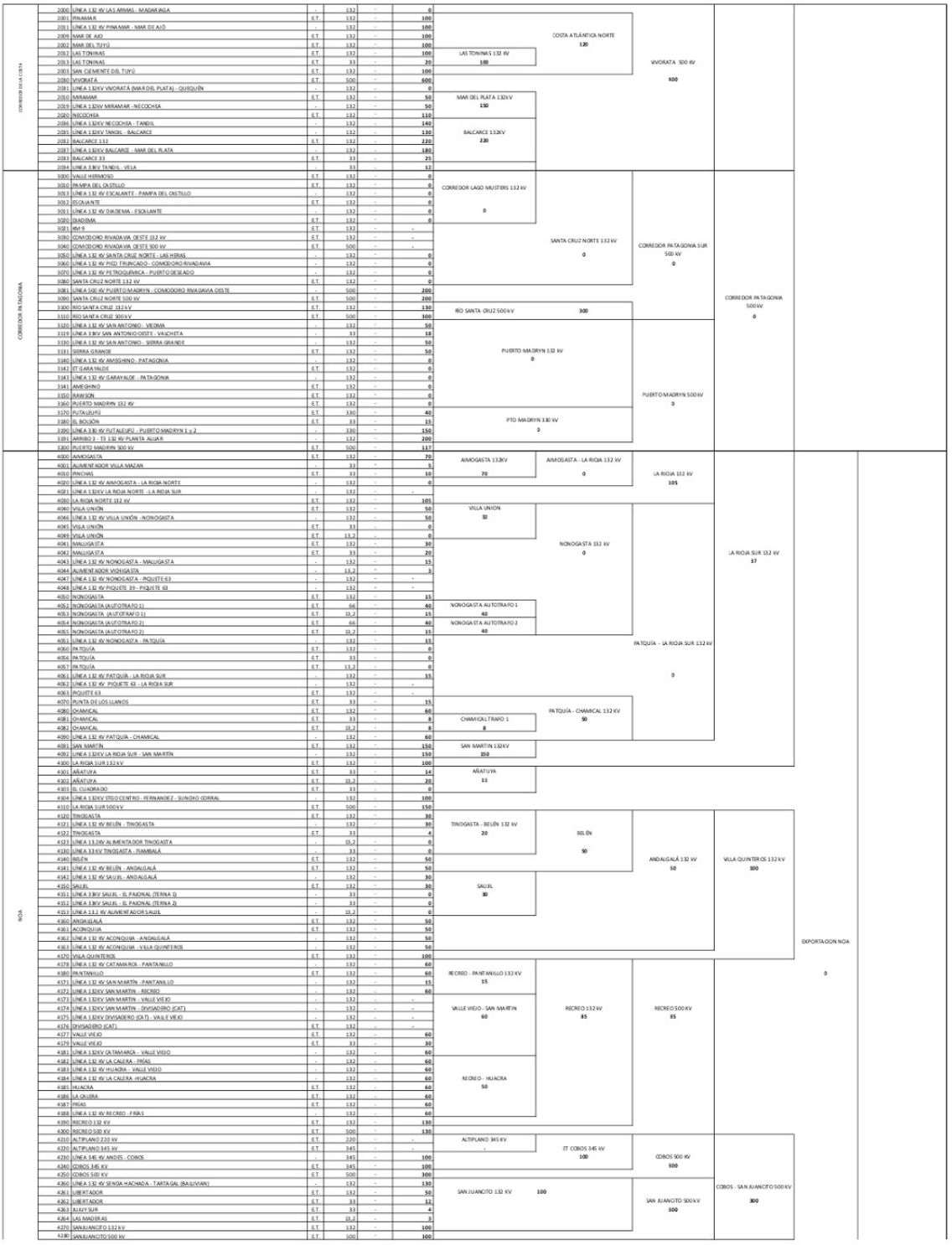
Tabla A.1.9.2. Resultado regresión auxiliar Mean Reversion

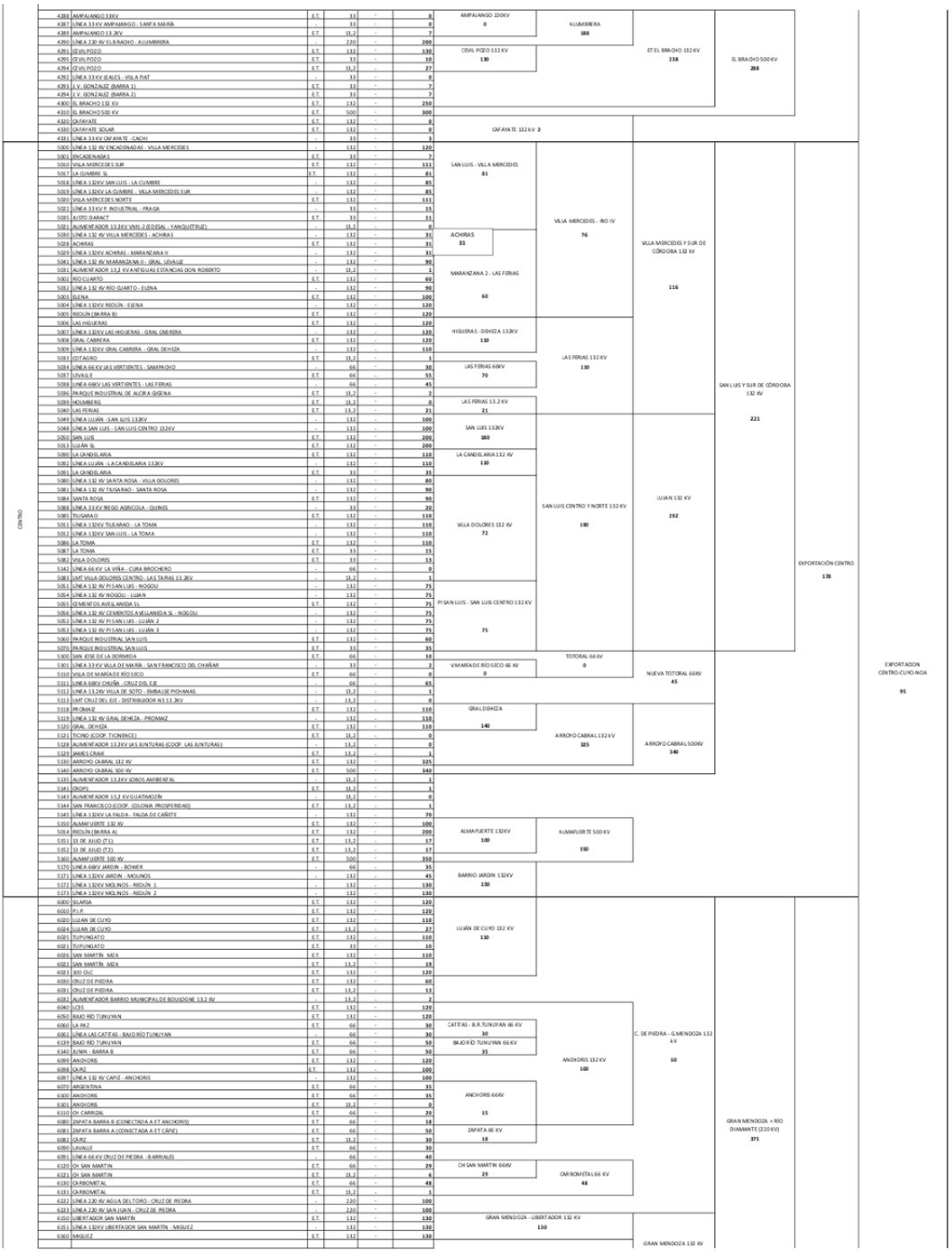
Anexo 2.1 del informe del MATER para octubre de 2019



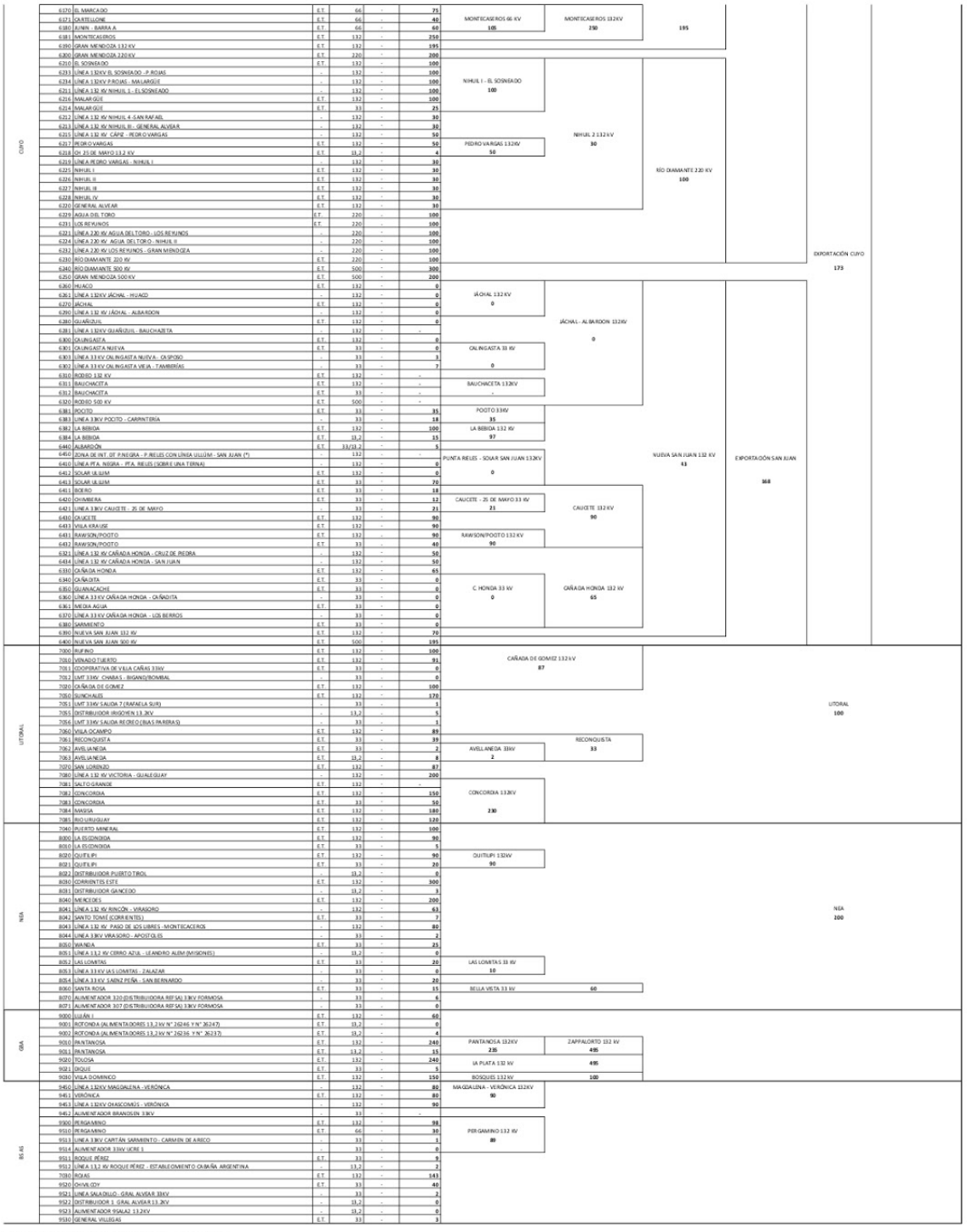
ANEXO 3.1 INFORME MATER OCTUBRE 2019

CORREDOR	IDENTIF.	PUNTO DE INTERCONEXIÓN ("PDI") NOMBRE	TIPO	TENSIÓN (kV)	FACTOR DE PÉRDIDAS	POTENCIAS MÁXIMAS POR PDI O LIMITACIÓN: POTENCIA MÁXIMA EN PDI [MW]	LIMITACIÓN 1 [MW]	LIMITACIÓN 2 [MW]	LIMITACIÓN 3 [MW]	LIMITACIÓN 4 [MW]	LIMITACIÓN 5 [MW]	LIMITACIÓN 6 [MW]
CORREDOR COMAHUE	1000	LÍNEA 132 KV ZAPALA - CUTRAL CÓ	-	132	-	90						
	1001	ZAPALA	E.T.	132	-	90						
	1002	CUTRAL CÓ	E.T.	132	-	100						
	1010	LÍNEA 132 KV CUTRALCÓ - CHOCONCITO - CHOCÓN	-	132	-	170	CUTRAL CÓ - CHOC 132 kV 40					
	1030	LÍNEA 132 KV PLAZA HUINCUL - ARROYITO	-	132	-	45		ET CHOCÓN 132 kV 171				
	1031	PLAZA HUINCUL	E.T.	132	-	100						
	1032	LAS LAJAS	E.T.	132	-	90			ET CHOCÓN 500 kV 771			
	1020	LÍNEA 132 KV CHOCON - PIEDRA DEL AGUILA	-	132	-	0						
	1021	CHOCÓN	E.T.	132	-	100						
	1040	LÍNEA 132 KV GRAN NEUQUEN - ARROYITO	-	132	-	180						
	1041	ARROYITO	E.T.	132	-	200						
	1070	CHOCÓN OESTE	E.T.	132	-	300						
	1071	PIEDRA DEL AGUILA	E.T.	132	-	80						
	1072	LÍNEA DIVISADEROS - MEDANITO	-	132	-	40	DIVISADEROS - MEDANITO 132KV 40					
	1073	CASA DE PIEDRA	E.T.	132	-	40						
	1074	LÍNEA 132KV CASA DE PIEDRA - DIVISADEROS	-	132	-	40						
	1044	DIVISADEROS	E.T.	132	-	40						
	1045	DIVISADEROS	E.T.	33	-	15						
	1050	CHOCÓN	E.T.	500	-	900						
	1060	LÍNEA 500 KV CHOCÓN - CHOELE CHOEL	-	500	-	900						
	1066	MEGA	E.T.	132	-	130						
	1067	MEDANITO	E.T.	132	-	140						
	1068	LÍNEA 132KV MEDANITO - PTO SECCIONAMIENTO	-	132	-	140						
	1069	ENTRE LOMAS	E.T.	132	-	130						
	1075	CENTENARIO	E.T.	132	-	200						
	1076	CHIHUIDO	E.T.	132	-	140						
	1077	EL TAMPAL	E.T.	132	-	110						
	1080	LÍNEA 132 KV TRAPIAL - LOMA DE LA LATA	-	132	-	100						
	1079	LOMA DE LA LATA	E.T.	132	-	140						
	1078	LOMA CAMPANA	E.T.	132	-	140			P.P. BANDERITA 130			
	1081	SEÑAL PICADA	E.T.	132	-	100						
	1086	P. HERNANDEZ	E.T.	132	-	130				EXPORTACIÓN COMAHUE 500 kV 799		
	1087	LÍNEA 132KV P.HERNANDEZ - CHIHUIDO	-	132	-	130	P.HERNANDEZ - CHIHUIDO 130					
	1088	R. SAUCE	E.T.	132	-	121						
	1089	LÍNEA 132KV P.HERNANDEZ - R.SAUCE	-	132	-	100						
	1308	CHOS MALAL	E.T.	33	-	15	CHOS MALAL 35					
	1309	CHOS MALAL	E.T.	13.2	-	10						
	1092	CHOS MALAL	E.T.	132	-	90						
	1093	LÍNEA 132KV CHOS MALAL - PAMPA TRILL	-	132	-	90						
	1094	PAMPA TRILL	E.T.	132	-	90		F.MORADO - P.HERNANDEZ 95				
	1095	LÍNEA 132KV PAMPA TRILL - FILO MORADO	-	132	-	90						
	1096	FILO MORADO	E.T.	132	-	90						
	1097	LÍNEA 132KV FILO MORADO - PUESTO HERNANDEZ	-	132	-	95						
	1081	LÍNEA 132 KV ALICURA - RÍO PROTTO	-	132	-	100						
	1082	ALICURÁ	E.T.	132	-	90						
	1083	RÍO PROTTO	E.T.	132	-	90	ALICURÁ 132 kV 140					
	1084	PILCANIYEU	E.T.	132	-	90						
	1090	LÍNEA 132 KV ALICURÁ - PILCANIYEU	-	132	-	110						
	1091	BARILOCHE	E.T.	132	-	90						
	1098	QUATRACHE	E.T.	132	-	140						
	1099	SANTA ROSA SUR	E.T.	132	-	140	GRAL ACHA 160					
	1102	LÍNEA 132KV GRAL ACHA - QUATRACHE	-	132	-	170						
	1103	LÍNEA 132KV GRAL ACHA - SANTA ROSA SUR	-	132	-	140		PUELCHES 132KV 90				
	1304	PUELCHES	E.T.	132	-	80						
	1300	LÍNEA 132 KV GENERAL ACHA - LA BANDERITA	-	132	-	80						
	1306	LA BANDERITA	E.T.	132	-	80						
	1307	LÍNEA 132KV LA BANDERITA - PUELCHES	-	132	-	80						
	1301	LÍNEA 132 KV PUELCHES - PICHI MAHUIDA	-	132	-	80						
	1305	PICHI MAHUIDA	E.T.	132	-	100						
	1123	GRAL. ACHA	E.T.	132	-	80						
	1310	HUINCA RENANCÓ	E.T.	66	-	20						
	1311	GIOVOLETTI	E.T.	132	-	160						
	1312	5 SALTOS	E.T.	132	-	200						
	1313	ALLEN	E.T.	132	-	140						
	1314	VILLA REGINA	E.T.	132	-	120	ALLEN - GRAL.ROCA 132 kV 100					
	1061	LÍNEA 132 KV ALLEN - GENERAL ROCA	-	132	-	120		CHOELE CHOEL - ROCA 88				
	1062	TERMOROCA	E.T.	132	-	175						
	1065	LÍNEA 132KV GRAL ROCA - TERMOROCA	-	132	-	150						
	1063	GENERAL ROCA	E.T.	132	-	200						
	1064	GUERRICO	E.T.	13.2	-	3						
	1117	CESPEDES	E.T.	132	-	100						
	1115	LÍNEA 132 KV RÍO COLORADO - CÉSPEDES	-	132	-	100						
	1118	RÍO COLORADO	E.T.	132	-	100	CHOELE CHOEL 132 KV 28					
	1116	LÍNEA 132 KV VILLA REGINA - F.L.BELTRÁN	-	132	-	100						
	1119	FRAY LUIS BELTRÁN	E.T.	132	-	100						
	1120	LÍNEA 132 KV CHOELE CHOEL - POMONA	-	132	-	108						
	1122	LÍNEA 132KV POMONA - F.L.BELTRÁN	-	132	-	108						
	1121	CHOELE CHOEL	E.T.	132	-	108						
	1142	OLA VARRIA 500KV	E.T.	500	-	300						
	1133	LÍNEA 132KV OLAVARRIA - TANDIL	-	132	-	0						
	1134	LÍNEA 132KV OLAVARRIA - BARKER	-	132	-	140						
	1151	LÍNEA 132KV OLAVARRIA - HENDERSON	-	132	-	200						
	1135	OLA VARRIA VIEJA	E.T.	132	-	150						
	1153	LOMA NEGRA	E.T.	132	-	150	CEMENTOS 132KV 150					
	1154	OLAVARRIA AVELLANEDA	E.T.	132	-	150						
	1155	LÍNEA 132KV LOMA NEGRA - OLAVARRIA	-	132	-	130		OLAVARRIA 132KV 50				
	1136	OLA VARRIA 132KV	E.T.	132	-	200						
	1137	CHILLAR	E.T.	132	-	170						
	1138	LÍNEA 132KV OLAVARRIA - CHILLAR	-	132	-	120	CHILLAR - OLAVARRIA 120					
	1139	LÍNEA 132KV CHILLAR - GONZALEZ CHAVES	-	132	-	170						
	1143	LÍNEA 132KV GONZALEZ CHAVES - TRES ARROYOS	-	132	-	170						
	1141	GONZALEZ CHAVES	E.T.	132	-	200						
	1140	LÍNEA 132 KV BAHÍA BLANCA - TORNQUIST	-	132	-	21						
	1144	LÍNEA 132KV QUATRACHE - PUAN	-	132	-	140	TORNQUIST 90					
	1152	LÍNEA 132KV PUAN - PIGUE	-	132	-	140						
	1145	PIGUE	E.T.	132	-	140						
	1146	ONEL SUAREZ	E.T.	132	-	115						
	1147	ONEL SUAREZ	E.T.	33	-	15	ONEL SUAREZ 25					
	1148	ONEL SUAREZ	E.T.	13.2	-	25						
	1149	ALIMENTADOR ESCUELA 13.2KV	-	13.2	-	1						
	1150	CORTI	E.T.	132	-	0						
	1160	LÍNEA 132 KV BAHÍA BLANCA - MONTE HERMOSO - CORONEL DORREGO	-	132	-	36	B.BLANCA - DORREGO 132 kV 80					
	1161	CORONEL DORREGO	E.T.	132	-	64						
	1170	LÍNEA 33 KV NORTE I - TORNQUIST	-	33	-	0						EXPORTACION COMAHUE-PATAGONIA-PCIA BUENOS AIRES 32
	1180	LÍNEA 132 KV CORONEL DORREGO - TRES ARROYOS	-	132	-	80		BAHÍA BLANCA 132 kV 0				
	1190	ARENAS VERDES	E.T.	132	-	-						
	1200	LÍNEA 132 KV BAHÍA BLANCA - P. LURO	-	132	-	12						
	1210	LÍNEA 132 KV CARMEN DE PATAGONES - VILLALONGA	-	132	-	20	P.LURO - B.BLANCA 132 kV 12					
	1211	LÍNEA 132KV VILLALONGA - P. LURO	-	132	-	20						
	1212	VILLALONGA	E.T.	132	-	20				EXPORTACIÓN BAHÍA BLANCA - VIVORATA 101		
	1220	CARMEN DE PATAGONES	E.T.	132	-	20						
	1230	PUNTA ALTA	E.T.	132	-	220						
	1231	LÍNEA 33 KV CD BORGATO - CD MARTÍNEZ (PEHUENCÓ)	-	33	-	7						
	1232	LÍNEA 13.2 KV COOPERATIVA LA MERCED	E.T.	13.2	-	0						
	1240	CHAÑARES	E.T.	132	-	70	CHAÑARES 132KV 70					
	1242	LÍNEA 132KV CHAÑARES - LA CASTELLANA	-	132	-	0						
	1241	ET LA CASTELLANA	E.T.	132	-	0						
	1130	ONEL PRINGLES	E.T.	132	-	115						
	1131	LÍNEA 132KV ONEL PRINGLES - LAPRIDA	-	132	-	115	B.BLANCA - PRINGLES 132 kV 0					
	1132	LAPRIDA	E.T.	132	-	100						
	1341	LÍNEA 132 KV BAHÍA BLANCA - ONEL PRINGLES	-	132	-	0						
	1250	BAHÍA BLANCA 132 kV	E.T.	132	-	0						
	1260	BAHÍA BLANCA 500 kV	E.T.	500	-	500						
	1270	GUILLERMO BROWN	E.T.	500	-	500						


CORREDOR DE LA COSTA
CORREDOR PATAGONIA
NOA
2000 LÍNEA 132 KV LAS ARMAS - MADARIAGA 0
2001 PINAMAR 100
2011 LÍNEA 132 KV PINAMAR - MAR DE AJÓ 100
2009 MAR DE AJO 100
2002 MAR DEL TUYÚ 100
2012 LAS TONINAS 100
2013 LAS TONINAS 20
2003 SAN CLEMENTE DEL TUYÚ 100
2030 VIVORATÁ 600
2031 LÍNEA 132KV VIVORATÁ (MAR DEL PLATA) - QUIQUÉN 0
2010 MIRAMAR 50
2019 LÍNEA 132KV MIRAMAR - NECOCHEA 50
2020 NECOCHEA 110
2016 LÍNEA 132KV NECOCHEA - TANDIL 140
2035 LÍNEA 132KV TANDIL - BALCARCE 130
2032 BALCARCE 132 220
2037 LÍNEA 132KV BALCARCE - MAR DEL PLATA 180
2033 BALCARCE 33 25
2034 LINEA 33KV TANDIL - VELA 12
COSTA ATLÁNTICA NORTE 120
LAS TONINAS 132 KV 100
MAR DEL PLATA 132KV 150
BALCARCE 132KV 220
VIVORATA 500 KV 600
3000 VALLE HERMOSO 0
3010 PAMPA DEL CASTILLO 0
3013 LÍNEA 132 KV ESCALANTE - PAMPA DEL CASTILLO 0
3012 ESCALANTE 0
3015 LÍNEA 132 KV DIADEMA - ESCALANTE 0
3020 DIADEMA 0
3021 MM 9 0
3030 COMODORO RIVADAVIA OESTE 132 KV 0
3040 COMODORO RIVADAVIA OESTE 500 KV 0
3050 LÍNEA 132 KV SANTA CRUZ NORTE - LAS HERAS 0
3060 LÍNEA 132 KV PICO TRUNCADO - COMODORO RIVADAVIA 0
3070 LÍNEA 132 KV PETROQUÍMICA - PUERTO DESEADO 0
3080 SANTA CRUZ NORTE 132 KV 0
3081 LÍNEA 500 KV PUERTO MADRYN - COMODORO RIVADAVIA OESTE 200
3090 SANTA CRUZ NORTE 500 KV 200
3100 RÍO SANTA CRUZ 132 KV 130
3110 RÍO SANTA CRUZ 500 KV 100
3120 LÍNEA 132 KV SAN ANTONIO - VIEDMA 50
3119 LÍNEA 33KV SAN ANTONIO OESTE - VIACHETA 18
3130 LÍNEA 132 KV SAN ANTONIO - SIERRA GRANDE 50
3131 SIERRA GRANDE 50
3140 LÍNEA 132 KV AMEGHINO - PATAGONIA 0
3142 ET GARA VALCHETA 0
3143 LÍNEA 132 KV GARAYALDE - PATAGONIA 0
3141 AMEGHINO 0
3150 RAWSON 0
3160 PUERTO MADRYN 132 KV 0
3170 PUTALEUFÚ 40
3180 EL BOLSÓN 15
3200 LÍNEA 330 KV PUTALEUFÚ - PUERTO MADRYN 1 y 2 150
3191 ARRIBO 3 - TS 132 KV PLANTA ALUAR 200
3300 PUERTO MADRYN 500 KV 117
SANTA CRUZ NORTE 132 KV 0
CORREDOR LAGO MUSTERS 132 KV 0
RÍO SANTA CRUZ 500 KV 100
PUERTO MADRYN 132 KV 0
PTO MADRYN 330 KV 0
CORREDOR PATAGONIA SUR 500 KV 0
PUERTO MADRYN 500 KV 0
CORREDOR PATAGONIA 500 KV 0
4000 AIMOGASTA 70
4001 ALIMENTADOR VILLA MAZAN 5
4010 PINCHAS 10
4020 LÍNEA 132 KV AIMOGASTA - LA RIOJA NORTE 0
4021 LÍNEA 132KV LA RIOJA NORTE - LA RIOJA SUR -
4030 LA RIOJA NORTE 132 KV 105
4040 VILLA UNIÓN 50
4046 LÍNEA 132 KV VILLA UNIÓN - NONOGASTA 50
4045 VILLA UNIÓN 0
4049 VILLA UNIÓN 0
4041 MALLIGASTA 30
4042 MALLIGASTA 20
4043 LÍNEA 132 KV NONOGASTA - MALLIGASTA 15
4044 ALIMENTADOR VIGNIGASTA 3
4047 LÍNEA 132 KV NONOGASTA - PIQUETE 63 -
4048 LÍNEA 132 KV PIQUETE 39 - PIQUETE 63 -
4050 NONOGASTA 15
4052 NONOGASTA (AUTOTRAFO 1) 40
4053 NONOGASTA (AUTOTRAFO 1) 15
4054 NONOGASTA (AUTOTRAFO 2) 40
4055 NONOGASTA (AUTOTRAFO 2) 15
4051 LÍNEA 132 KV NONOGASTA - PATQUÍA 15
4060 PATQUÍA 0
4056 PATQUÍA 0
4057 PATQUÍA 0
4061 LÍNEA 132 KV PATQUÍA - LA RIOJA SUR 15
4062 LÍNEA 132 KV PIQUETE 63 - LA RIOJA SUR -
4063 PIQUETE 63 -
4070 PUNTA DE LOS LLANOS 15
4080 CHAMICAL 60
4081 CHAMICAL 8
4082 CHAMICAL 8
4090 LÍNEA 132 KV PATQUÍA - CHAMICAL 60
4091 SAN MARTÍN 150
4092 LÍNEA 132KV LA RIOJA SUR - SAN MARTÍN 150
4100 LA RIOJA SUR 132 KV 100
4101 AÑATUYA 14
4102 AÑATUYA 20
4103 EL CUADRADO 0
4104 LÍNEA 132KV STGO CENTRO - FERNANDEZ - SUNCHO CORRAL 100
4110 LA RIOJA SUR 500 KV 150
4120 TINOGASTA 30
4121 LÍNEA 132 KV BELÉN - TINOGASTA 30
4122 TINOGASTA 4
4123 LÍNEA 13.2KV ALIMENTADOR TINOGASTA 0
4130 LÍNEA 33 KV TINOGASTA - PAMPAVIEJA 0
4140 BELÉN 50
4141 LÍNEA 132 KV BELÉN - ANDALGALÁ 50
4142 LÍNEA 132 KV SAUJIL - ANDALGALÁ 30
4150 SAUJIL 30
4151 LÍNEA 33KV SAUJIL - EL PAISONAL (TERNA 1) 0
4152 LÍNEA 33KV SAUJIL - EL PAISONAL (TERNA 2) 0
4153 LÍNEA 13.2 KV ALIMENTADOR SAUJIL 0
4160 ANDALGALÁ 30
4161 ACONQUIJA 50
4162 LÍNEA 132 KV ACONQUIJA - ANDALGALÁ 50
4163 LÍNEA 132 KV ACONQUIJA - VILLA QUINTEROS 50
4170 VILLA QUINTEROS 100
4178 LÍNEA 132 KV CATAMARCA - PANTANILLO 60
4180 PANTANILLO 60
4171 LÍNEA 132 KV SAN MARTÍN - PANTANILLO 15
4172 LÍNEA 132KV SAN MARTÍN - RECREO 60
4173 LÍNEA 132KV SAN MARTÍN - VALLE VIEJO -
4174 LÍNEA 132KV SAN MARTÍN - DIVISADERO (CAT) -
4175 LÍNEA 132KV DIVISADERO (CAT) - VALLE VIEJO -
4176 DIVISADERO (CAT) -
4177 VALLE VIEJO 60
4179 VALLE VIEJO 30
4181 LÍNEA 132KV CATAMARCA - VALLE VIEJO 60
4182 LÍNEA 132 KV LA CALERA - PIÑAS 60
4183 LÍNEA 132 KV HUACRA - VALLE VIEJO 60
4184 LÍNEA 132 KV LA CALERA -HUACRA 60
4185 HUACRA 60
4186 LA CALERA 60
4187 PIÑAS 60
4188 LÍNEA 132 KV RECREO - PIÑAS 60
4190 RECREO 132 KV 130
4200 RECREO 500 KV 130
4210 ALTIPLANO 220 kV -
4220 ALTIPLANO 345 kV -
4230 LÍNEA 345 KV ANDES - COBOS 100
4240 COBOS 345 KV 100
4250 COBOS 500 KV 300
4260 LÍNEA 132 KV SENOA HACHADA - TARTAGAL (BAILIVIAN) 130
4261 LIBERTADOR 50
4262 LIBERTADOR 32
4263 JUJUY SUR 4
4264 LAS MADERAS 3
4270 SAN JUANCITO 132 KV 100
4280 SAN JUANCITO 500 kV 100
RECREO - PANTANILLO 132 KV 15
VALLE VIEJO - SAN MARTÍN 60
RECREO - HUACRA 50
RECREO 132 KV 85
RECREO 500 KV 85
ALTIPLANO 345 KV -
IT COBOS 345 kV 100
COBOS 500 kV 300
SAN JUANCITO 132 KV 100
SAN JUANCITO 500 kV 300
ANDALGALÁ 132 KV 50
VILLA QUINTEROS 132 kV 100
PATQUÍA - CHAMICAL 132 KV 50
CHAMICAL TRAFO 1 8
PATQUÍA - LA RIOJA SUR 132 kV 0
LA RIOJA 132 kV 105
LA RIOJA SUR 132 kV 17
NONOGASTA 132 KV 0
AIMOGASTA - LA RIOJA 132 kV 0
AIMOGASTA 132KV 70
NONOGASTA AUTOTRAFO 1 40
NONOGASTA AUTOTRAFO 2 40
VILLA UNION 30
SAN MARTIN 132KV 150
AÑATUYA 11
COBOS - SAN JUANCITO 500 KV 300
EXPORTACION NOA 0



	4288	AMPAJANGO 33KV	ET	33	-	0	AMPAJANGO 220KV 0	ALUMBRERA 188	ET EL BRACHO 132 KV 238	EL BRACHO 500 KV 288		
	4287	LÍNEA 33 KV AMPAJANGO - SANTA MARÍA	-	33	-	0						
	4289	AMPAJANGO 13,2KV	ET	13,2	-	7						
	4290	LÍNEA 220 KV EL BRACHO - ALUMBRERA	-	220	-	200						
	4291	CEVIL POZO	ET	132	-	130	CEVIL POZO 132 KV 130					
	4295	CEVIL POZO	ET	33	-	10						
	4294	CEVIL POZO	ET	13,2	-	27						
	4292	LÍNEA 33 KV JEALES - VILLA PAT	-	33	-	0						
	4293	J. V. GONZALEZ (BARRA 1)	ET	33	-	7						
	4294	J. V. GONZALEZ (BARRA 2)	ET	33	-	7						
	4300	EL BRACHO 132 KV	ET	132	-	250						
	4310	EL BRACHO 500 KV	ET	500	-	300						
	4320	CAFAYATE	ET	132	-	0	CAFAYATE 132 KV 0					
	4330	CAFAYATE SOLAR	ET	132	-	0						
	4311	LÍNEA 33 KV CAFAYATE - CACHI	-	33	-	3						
	5000	LÍNEA 132 KV ENCADENADAS - VILLA MERCEDES	-	132	-	120						
	5001	ENCADENADAS	ET	33	-	7						
	5010	VILLA MERCEDES SUR	ET	132	-	111	SAN LUIS - VILLA MERCEDES 81	VILLA MERCEDES - RIO IV 76	VILLA MERCEDES Y SUR DE CÓRDOBA 132 KV 116	SAN LUIS Y SUR DE CÓRDOBA 132 KV 221		
	5017	LA CUMBRE SL	ET	132	-	81						
	5018	LÍNEA 132KV SAN LUIS - LA CUMBRE	-	132	-	81						
	5019	LÍNEA 132KV LA CUMBRE - VILLA MERCEDES SUR	-	132	-	85						
	5020	VILLA MERCEDES NORTE	ET	132	-	111						
	5012	LÍNEA 33 KV P. INDUSTRIAL - PRAGA	-	33	-	15						
	5015	JUTO D ARACT	ET	33	-	11						
	5021	AUMENTADOR 13,2 KV VMI1-2 (EDISAL - YANQUITRUZ)	-	13,2	-	0						
	5030	LÍNEA 132 KV VILLA MERCEDES - ACHIRAS	-	132	-	31	ACHIRAS 31					
	5028	ACHIRAS	ET	132	-	31						
	5029	LÍNEA 132KV ACHIRAS - MARANZANA II	-	132	-	31						
	5041	LÍNEA 132 KV MARANZANA II - GRAL. LEVALLE	-	132	-	90	MARANZANA 2 - LAS FERIAS 60					
	5031	AUMENTADOR 13,2 KV ANTIGUAS ESTANCIAS DON ROBERTO	-	13,2	-	1						
	5002	RIO CUARTO	ET	132	-	60						
	5012	LÍNEA 132 KV RÍO CUARTO - ELENA	-	132	-	90						
	5003	ELENA	ET	132	-	100						
	5004	LÍNEA 132KV RIOLÚN - ELENA	-	132	-	120						
	5005	RIOLÚN (BARRA B)	ET	132	-	120						
	5006	LAS HIGUERAS	ET	132	-	120						
	5007	LÍNEA 132KV LAS HIGUERAS - GRAL CABRERA	-	132	-	120	HIGUERAS - DEHEZA 132KV 110					
	5008	GRAL CABRERA	ET	132	-	120						
	5009	LÍNEA 132KV GRAL CABRERA - GRAL DEHEZA	-	132	-	110						
	5013	COTAGRO	ET	13,2	-	1		LAS FERIAS 132 KV 110				
	5034	LÍNEA 66 KV LAS VERTIENTES - SAMPACHO	-	66	-	30	LAS FERIAS 66KV 70					
	5037	LIVALLE	ET	66	-	55						
	5038	LÍNEA 66KV LAS VERTIENTES - LAS FERIAS	-	66	-	45						
	5036	PARQUE INDUSTRIAL DE ALCIRA GIGENA	ET	13,2	-	2						
	5039	HOLMBERG	ET	13,2	-	0	LAS FERIAS 13.2 KV 21					
	5040	LAS FERIAS	ET	13,2	-	21						
	5049	LÍNEA LUJÁN - SAN LUIS 132KV	-	132	-	100						
	5048	LÍNEA SAN LUIS - SAN LUIS CENTRO 132KV	-	132	-	100	SAN LUIS 132KV 180					
	5050	SAN LUIS	ET	132	-	200						
	5013	LUJÁN SL	ET	132	-	200						
	5060	LA CANDELARIA	ET	132	-	110	LA CANDELARIA 132 KV 110					
	5052	LÍNEA LUJÁN - LACANDELARIA 132KV	-	132	-	110						
	5051	LA CANDELARIA	ET	33	-	35						
	5080	LÍNEA 132 KV SANTA ROSA - VILLA DOLORES	-	132	-	80						
	5081	LÍNEA 132 KV TIUSARAO - SANTA ROSA	-	132	-	90						
	5084	SANTA ROSA	ET	132	-	90						
	5088	LÍNEA 33 KV RIEGO AGRICOLA - QUINIS	-	33	-	20		SAN LUIS CENTRO Y NORTE 132 KV 190	LUJAN 132 KV 292			
	5085	TIUSARAO	ET	132	-	110						
	5011	LÍNEA 132KV TIUSARAO - LA TOMA	-	132	-	110	VILLA DOLORES 132 KV 72					
	5012	LÍNEA 132KV SAN LUIS - LA TOMA	-	132	-	110						
	5086	LA TOMA	ET	132	-	110						
	5087	LA TOMA	ET	33	-	15						
	5082	VILLA DOLORES	ET	33	-	13					EXPORTACIÓN CENTRO 178	
	5342	LÍNEA 66 KV LA VIÑA - CURA BROCHERO	-	66	-	0						
	5083	LMT VILLA DOLORES CENTRO - LAS TAPIAS 13,2KV	-	13,2	-	1						
	5051	LÍNEA 132 KV PI SAN LUIS - NOGOLI	-	132	-	75						
	5054	LÍNEA 132 KV NOGOLI - LUJAN	-	132	-	75	PI SAN LUIS - SAN LUIS CENTRO 132 KV 75					
	5055	CEMENTOS AVELLANEDA SL	ET	132	-	75						
	5056	LÍNEA 132 KV CEMENTOS AVELLANEDA SL - NOGOLI	-	132	-	75						
	5052	LÍNEA 132 KV PI SAN LUIS - LUJÁN 2	-	132	-	75						
	5053	LÍNEA 132 KV PI SAN LUIS - LUJÁN 3	-	132	-	75						
	5060	PARQUE INDUSTRIAL SAN LUIS	ET	132	-	60						
	5070	PARQUE INDUSTRIAL SAN LUIS	ET	33	-	35						
	5300	SAN JOSE DE LA DORMIDA	ET	66	-	10		TOTORAL 66 KV 0	NUEVA TOTORAL 66KV 45			EXPORTACION CENTRO-CUYO-NOA 95
	5301	LÍNEA 33 KV VILLA DE MARÍA - SAN FRANCISCO DEL CHAÑAR	-	33	-	2	V.MARÍA DE RÍO SECO 66 KV 0					
	5310	VILLA DE MARÍA DE RÍO SECO	ET	66	-	0						
	5111	LÍNEA 66KV CHUÑA - CRUZ DEL EJE	-	66	-	65						
	5112	LÍNEA 13.2KV VILLA DE SOTO - EMBALSE PICHANAS	-	13,2	-	1						
	5113	LMT CRUZ DEL EJE - DISTRIBUIDOR N3 13,2KV	-	13,2	-	0						
	5118	PROMAIZ	ET	132	-	110	GRAL DEHEZA 140					
	5119	LÍNEA 132 KV GRAL DEHEZA - PROMAIZ	-	132	-	110						
	5120	GRAL. DEHEZA	ET	132	-	110		ARROYO CABRAL 132 kV 325	ARROYO CABRAL 500KV 340			
	5121	TICINO (COOP. TICINENCE)	ET	13,2	-	0						
	5128	AUMENTADOR 13,2 KV LAS JUNTURAS (COOP. LAS JUNTURAS)	-	13,2	-	0						
	5129	JAMES CRAIK	ET	13,2	-	1						
	5130	ARROYO CABRAL 132 KV	ET	132	-	325						
	5140	ARROYO CABRAL 500 KV	ET	500	-	340						
	5131	AUMENTADOR 13,2 KV IDBOS AMBIENTAL	-	13,2	-	1						
	5141	CROPS	ET	13,2	-	1						
	5143	AUMENTADOR 13,2 KV GUATIMOZÍN		13,2	-	0						
	5144	SAN FRANCISCO (COOP. COLONIA PROSPERIDAD)	ET	13,2	-	1						
	5145	LÍNEA 132KV LA FALDA - FALDA DE CAÑETE	-	132	-	70						
	5150	ALMAFUERTE 132 KV	ET	132	-	100						
	5154	RIOLÚN (BARRA A)	ET	132	-	200	ALMAFUERTE 132KV 100	ALMAFUERTE 500 KV 350				
	5151	11 DE JULIO (T1)	ET	13,2	-	17						
	5152	11 DE JULIO (T2)	ET	13,2	-	17						
	5360	ALMAFUERTE 500 KV	ET	500	-	350						
	5170	LÍNEA 66KV JARDÍN - BOWER	-	66	-	35						
	5171	LÍNEA 132KV JARDÍN - MOLINOS	-	132	-	45	BARRIO JARDIN 132KV 150					
	5172	LÍNEA 132KV MOLINOS - RIOLÚN 1	-	132	-	130						
	5173	LÍNEA 132KV MOLINOS - RIOLÚN 2	-	132	-	130						
	6000	SUARSA	ET	132	-	120						
	6010	P.I.P.	ET	132	-	120						
	6020	LUJAN DE CUYO	ET	132	-	110						
	6024	LUJAN DE CUYO	ET	13,2	-	27	LUJÁN DE CUYO 132 KV 110					
	6025	TUPUNGATO	ET	132	-	110						
	6021	TUPUNGATO	ET	33	-	10						
	6026	SAN MARTÍN . MZA	ET	132	-	110						
	6022	SAN MARTÍN . MZA	ET	13,2	-	19						
	6023	300 OLC	ET	132	-	120						
	6030	CRUZ DE PIEDRA	ET	132	-	60						
	6031	CRUZ DE PIEDRA	ET	13,2	-	13						
	6032	AUMENTADOR BARRIO MUNICIPAL DE BOUSQUET		13,2	-	1						
	6040	LOS	ET	132	-	120						
	6050	BAJO RÍO TUNUYAN	ET	132	-	120						
	6060	LA PAZ	ET	66	-	30	CATITAS - B.R.TUNUYAN 66 KV 30		C. DE PIEDRA - G.MENDOZA 132 KV 60			
	6061	LÍNEA LAS CATITAS - BAJO RÍO TUNUYAN	-	66	-	30						
	6130	BAJO RIO TUNUYAN	ET	66	-	50	BAJO RIO TUNUYAN 66 KV 35					
	6140	JUNIN - BARRA B	ET	66	-	50						
	6099	ANCHORIS	ET	132	-	120		ANCHORIS 132 KV 100				
	6098	CAPIZ	ET	132	-	100						
	6097	LÍNEA 132 KV CAPIZ - ANCHORIS	-	132	-	100						
	6070	ARGENTINA	ET	66	-	35						
	6300	ANCHORIS	ET	66	-	35	ANCHORIS 66KV 15					
	6301	ANCHORIS	ET	13,2	-	0						
	6310	CH CARRIZAL	ET	66	-	20						
	6080	ZAPATA BARRA B (CONECTADA A ET ANCHORIS)	ET	66	-	18					GRAN MENDOZA + RÍO DIAMANTE (220 KV) 375	
	6081	ZAPATA BARRA A (CONECTADA A ET CÁPIZ)	ET	66	-	50	ZAPATA 66 KV 18					
	6082	CAPIZ	ET	13,2	-	30						
	6090	LAVALLE	ET	66	-	30						
	6091	LÍNEA 66 KV CRUZ DE PIEDRA - B.ARRIALES	-	66	-	40						
	6120	CH SAN MARTIN	ET	66	-	29	CH SAN MARTIN 66KV 29	CARBOMETAL 66 KV 48				
	6121	CH SAN MARTIN	ET	13,2	-	6						
	6130	CARBOMETAL	ET	66	-	48						
	6131	CARBOMETAL	ET	13,2	-	1						
	6222	LÍNEA 220 KV AGUA DEL TORO - CRUZ DE PIEDRA	-	220	-	100						
	6223	LÍNEA 220 KV SAN LUAN - CRUZ DE PIEDRA	-	220	-	100						
	6150	LIBERTADOR SAN MARTIN	ET	132	-	130	GRAN MENDOZA - LIBERTADOR 132 KV 130					
	6151	LÍNEA 132KV LIBERTADOR SAN MARTÍN - MIGUEZ	-	132	-	130						
	6160	MIGUEZ	ET	132	-	130			GRAN MENDOZA 132 KV			



CUYO	6170	EL MARCADO	E.T.	66	-	75	MONTECASEROS 66 KV 105	MONTECASEROS 132KV 230	195	EXPORTACIÓN CUYO 175	
	6171	QUETELLONE	E.T.	66	-	40					
	6180	AJMN - BARRA A	E.T.	66	-	60					
	6181	MONTECASEROS	E.T.	132	-	250					
	6190	GRAN MENDOZA 132 KV	E.T.	132	-	195					
	6300	GRAN MENDOZA 220 KV	E.T.	220	-	200					
	6210	EL SOSNEADO	E.T.	132	-	100					
	6233	LÍNEA 132KV EL SOSNEADO - P. ROJAS	-	132	-	100	NIHUIL I - EL SOSNEADO 100	NIHUIL 2 132 kV 30	RÍO DIAMANTE 220 KV 100		
	6234	LÍNEA 132KV P.ROJAS - MALARGÜE	-	132	-	100					
	6211	LÍNEA 132 KV NIHUIL 1 - EL SOSNEADO	-	132	-	100					
	6216	MALARGÜE	E.T.	132	-	100					
	6214	MALARGÜE	E.T.	33	-	25					
	6212	LÍNEA 132 KV NIHUIL 4 -SAN RAFAEL	-	132	-	30					
	6213	LÍNEA 132 KV NIHUIL III - GENERAL ALVEAR	-	132	-	30					
	6215	LÍNEA 132 KV CÁPIZ - PEDRO VARGAS	-	132	-	50					
	6217	PEDRO VARGAS	E.T.	132	-	50	PEDRO VARGAS 132KV 50				
	6218	CH 25 DE MAYO 13.2 KV	E.T.	13,2	-	4					
	6219	LÍNEA PEDRO VARGAS - NIHUIL I	-	132	-	30					
	6225	NIHUIL I	E.T.	132	-	30					
	6226	NIHUIL II	E.T.	132	-	30					
	6227	NIHUIL III	E.T.	132	-	30					
	6228	NIHUIL IV	E.T.	132	-	30					
	6220	GENERAL ALVEAR	E.T.	132	-	30					
	6229	AGUA DEL TORO	E.T.	220	-	100					
	6231	LOS REYUNOS	E.T.	220	-	100					
	6221	LÍNEA 220 KV AGUA DEL TORO - LOS REYUNOS	-	220	-	100					
	6224	LÍNEA 220 KV AGUA DEL TORO - NIHUIL II	-	220	-	100					
	6232	LÍNEA 220 KV LOS REYUNOS - GRAN MENDOZA	-	220	-	100					
	6230	RÍO DIAMANTE 220 KV	E.T.	220	-	100					
	6240	RÍO DIAMANTE 500 KV	E.T.	500	-	300					
	6250	GRAN MENDOZA 500 KV	E.T.	500	-	200					
	6360	HUACO	E.T.	132	-	0					
	6361	LÍNEA 132KV JÁCHAL - HUACO	-	132	-	0	JÁCHAL 132 KV 0	JÁCHAL - ALBARDÓN 132kV 0	NUEVA SAN JUAN 132 KV 43	EXPORTACIÓN SAN JUAN 168	
	6270	JÁCHAL	E.T.	132	-	0					
	6290	LÍNEA 132 KV JÁCHAL - ALBARDÓN	-	132	-	0					
	6380	GUAÑIZUIL	E.T.	132	-	0					
	6381	LÍNEA 132KV GUAÑIZUIL - BAUCHACETA	-	132	-	-					
	6300	CALINGASTA	E.T.	132	-	0					
	6301	CALINGASTA NUEVA	-	33	-	0	CALINGASTA 33 KV 0				
	6303	LÍNEA 33 KV CALINGASTA NUEVA - OLIPOSO	-	33	-	3					
	6302	LÍNEA 33 KV CALINGASTA VIEJA - TAMBERÍAS	-	33	-	7					
	6310	RODEO 132 KV	E.T.	132	-	-	BAUCHACETA 132KV -				
	6311	BAUCHACETA	E.T.	132	-	-					
	6312	BAUCHACETA	E.T.	33	-	-					
	6320	RODEO 500 KV	E.T.	500	-	-					
	6381	POCITO	E.T.	33	-	35	POCITO 33KV 35				
	6383	LÍNEA 33KV POCITO - CARPINTERÍA	-	33	-	18					
	6382	LA BEBIDA	E.T.	132	-	100	LA BEBIDA 132 KV 97				
	6384	LA BEBIDA	E.T.	13,2	-	15					
	6440	ALBARDÓN	E.T.	33/13,2	-	5					
	6450	ZONA DE INT. GT P.NEGRA - P.RIELES CON LÍNEA ULUM - SAN JUAN (*)	-	132	-	-	PUNTA RIELES - SOLAR SAN JUAN 132KV 0				
	6410	LÍNEA PTA. NEGRA - PTA. RIELES (SOBRE UNA TERNA)	-	132	-	0					
	6412	SOLAR ULUM	E.T.	132	-	0					
	6413	SOLAR ULUM	E.T.	33	-	70					
	6411	BORO	E.T.	33	-	18					
	6420	CHIMBERA	E.T.	33	-	12	CAUCETE - 25 DE MAYO 33 KV 21	CAUCETE 132 KV 90			
	6421	LÍNEA 33KV CAUCETE - 25 DE MAYO	-	33	-	21					
	6430	CAUCETE	E.T.	132	-	90					
	6431	VILLA KRAUSE	E.T.	132	-	90					
	6431	RAWSON/POCITO	E.T.	132	-	90	RAWSON/POCITO 132 KV 90				
	6432	RAWSON/POCITO	E.T.	33	-	40					
	6321	LÍNEA 132 KV CAÑADA HONDA - CRUZ DE PIEDRA	-	132	-	50					
	6414	LÍNEA 132 KV CAÑADA HONDA - SAN JUAN	-	132	-	50					
	6330	CAÑADA HONDA	E.T.	132	-	65					
	6340	CAÑADITA	E.T.	33	-	0					
	6350	GUANACACHE	E.T.	33	-	0	C. HONDA 33 KV 0	CAÑADA HONDA 132 KV 65			
	6360	LÍNEA 33 KV CAÑADA HONDA - CAÑADITA	-	33	-	0					
	6361	MEDIA AGUA	E.T.	33	-	0					
	6370	LÍNEA 33 KV CAÑADA HONDA - LOS BERROS	-	33	-	0					
	6380	SARMIENTO	E.T.	33	-	0					
	6390	NUEVA SAN JUAN 132 KV	E.T.	132	-	70					
	6400	NUEVA SAN JUAN 500 KV	E.T.	500	-	195					
LITORAL	7000	RUFINO	E.T.	132	-	100	CAÑADA DE GOMEZ 132 kV 87			LITORAL 100	
	7010	VENADO TUERTO	-	132	-	91					
	7011	COOPERATIVA DE VILLA CAÑAS 33kV	E.T.	33	-	0					
	7012	LMT 33KV CHABAS - BIGAND/BOMBAL	-	33	-	0					
	7020	CAÑADA DE GOMEZ	E.T.	132	-	100					
	7050	SUNCHALES	E.T.	132	-	170					
	7051	LMT 33KV SALIDA 7 (RAFAELA SUR)	-	33	-	1					
	7055	DISTRIBUIDOR IRIGOYEN 13,2KV	-	13,2	-	5					
	7056	LMT 33KV SALIDA REGREO (BIAS PARERAS)	-	33	-	1					
	7060	VILLA OCAMPO	E.T.	132	-	89					
	7061	RECONQUISTA	E.T.	33	-	39		RECONQUISTA 33			
	7062	AVELLANEDA	E.T.	33	-	2	AVELLANEDA 33kV 2				
	7063	AVELLANEDA	E.T.	13,2	-	8					
	7070	SAN LORENZO	E.T.	132	-	87					
	7080	LÍNEA 132 KV VICTORIA - GUALEGUAY	-	132	-	200					
	7081	SALTO GRANDE	E.T.	132	-	-					
	7082	CONCORDIA	E.T.	132	-	150	CONCORDIA 113KV 230				
	7083	CONCORDIA	E.T.	33	-	50					
	7084	MAGISA	E.T.	132	-	180					
	7085	RIO URUGUAY	E.T.	132	-	120					
NEA	7040	PUERTO MINERAL	E.T.	132	-	100				NEA 200	
	8000	LA ISIDONIDA	E.T.	132	-	90					
	8010	LA ISIDONIDA	E.T.	33	-	5					
	8020	QUITILIPI	E.T.	132	-	90	QUITILIPI 132kV 90				
	8021	QUITILIPI	E.T.	33	-	20					
	8022	DISTRIBUIDOR PUERTO TIROL	-	13,2	-	0					
	8030	CORRIENTES ESTE	E.T.	132	-	300					
	8031	DISTRIBUIDOR GANCEDO	-	13,2	-	3					
	8040	MERCEDES	E.T.	132	-	200					
	8041	LÍNEA 132 KV RINCÓN - VIRASORO	-	132	-	63					
	8042	SANTO TOMÉ (CORRIENTES)	E.T.	33	-	7					
	8043	LÍNEA 132 KV PASO DE LOS LIBRES - MONTECASEROS	-	132	-	80					
	8044	LÍNEA 33KV VIRASORO - APOSTOLES	-	33	-	2					
	8051	WANDA	E.T.	33	-	23					
	8051	LÍNEA 13,2 KV CERRO AZUL - LEANDRO ALEM (MISIONES)	-	13,2	-	0					
	8052	LAS LOMITAS	E.T.	33	-	20	LAS LOMITAS 33 KV 10				
	8053	LÍNEA 33 KV LAS LOMITAS - ZALAZAR	-	33	-	0					
	8054	LÍNEA 33 KV SAENZ PEÑA - SAN BERNARDO	-	33	-	20					
	8060	SANTA ROSA	E.T.	33	-	15	BELLA VISTA 33 kV	60			
	8070	ALIMENTADOR 310 (DISTRIBUIDORA REFSA) 33KV FORMOSA	-	33	-	6					
	8071	ALIMENTADOR 307 (DISTRIBUIDORA REFSA) 33KV FORMOSA	-	33	-	0					
GBA	9000	LUJÁN 1	E.T.	132	-	60					
	9001	ROTONDA (ALIMENTADORES 13,2 kV N° 26246 Y N° 26247)	E.T.	13,2	-	0					
	9002	ROTONDA (ALIMENTADORES 13,2 kV N° 26236 Y N° 26237)	E.T.	13,2	-	4					
	9010	PANTANOSA	E.T.	132	-	240	PANTANOSA 132KV 235	ZAPPALORTO 132 kV 495			
	9011	PANTANOSA	E.T.	13,2	-	15					
	9020	TOLOSA	E.T.	132	-	240	LA PLATA 132 kV	495			
	9021	DIQUE	E.T.	33	-	5					
	9030	VILLA DOMINICO	E.T.	132	-	150	BOSQUES 132 kV	100			
BS AS	9450	LÍNEA 132KV MAGDALENA - VERÓNICA	-	132	-	80	MAGDALENA - VERÓNICA 132KV 90				
	9451	VERÓNICA	E.T.	132	-	80					
	9453	LÍNEA 132KV CHASCOMÚS - VERÓNICA	-	132	-	90					
	9452	ALIMENTADOR BRANDSEN 33KV	-	33	-	-					
	9300	PERGAMINO	E.T.	132	-	98	PERGAMINO 132 kV 80				
	9310	PERGAMINO	E.T.	66	-	30					
	9313	LÍNEA 33KV CARTÁN SARMIENTO - CARMEN DE ARECO	-	33	-	1					
	9314	ALIMENTADOR 33KV UCRE 1	-	33	-	0					
	9311	ROQUE PÉREZ	E.T.	33	-	5					
	9312	LÍNEA 13,2 KV ROQUE PÉREZ - ESTABLECIMIENTO OMBÚA ARGENTINA	-	13,2	-	2					
	7030	ROJAS	E.T.	132	-	143					
	9520	OLIVOS OLY	E.T.	33	-	40					
	9521	LÍNEA SALADILLO - GRAL ALVEAR 33KV	-	33	-	2					
	9522	DISTRIBUIDOR 1 GRAL ALVEAR 13.2KV	-	13,2	-	0					
	9523	ALIMENTADOR 9SALA2 13.2KV	-	13,2	-	0					
	9530	GENERAL VILLEGAS	E.T.	33	-	3					

Tabla A.2.1.1. Los PDI de la red SADI y sus respectivas tensiones de trabajo y potencias máximas. (CAMMESA, 2019)

Anexo 2.2: Especificaciones del anemómetro Windsensor P2546-OP2

Description	**Sensor type** ■ 3-cup anemometer **Sensor range** ■ 0 m/s to 75 m/s (0 mph to 168 mph) **Instrument compatibility** ■ all Renewable NRG Systems data loggers	**Applications** ■ wind resource assessment ■ wind power performance measurements, per IEC 61400 12 1 ■ meteorological studies ■ environmental monitoring
Output Signal	**Signal generator** ■ P2546C OPR: Coil ■ P2546A-OPR: Bounce-free reed switch **Signal types** ■ P2546C-OPR: Low level AC sine wave, frequency linearly proportional to wind speed ■ P2546A-OPR: Square wave, frequency linearly proportional to wind speed **Output signal range** ■ 0 Hz to 120 Hz	**Calibration** ■ each anemometer individually calibrated, calibration reports with transfer function provided via electronic download **Uncertainty** IEC 61400-12-1 Classification ■ Class 1.32A ■ Class 3.71B ■ refer to individual calibration report for information on calibration uncertainty
Response Characteristics	**Threshold** ■ < 0.4 m/s (0.9 mph) **Swept diameter of rotor** ■ 188 mm (7.40 inches)	**Distance constant** (63% recovery) ■ 1.81±0.04 m (5.94 ±0.13ft) **Moment of inertia** ■ 9.93 E-05 kg-m² (7.32 × 10-5 S-ft²)
Installation	**Mounting** ■ onto a 25 mm (0.984 inch) diameter mast with two set screws	**Tools required** ■ 4mm Allen wrench
Environmental	**Operating temperature range** ■ -38 °C to 80 °C (-36 °F to 176 °F)	**Operating humidity range** ■ 0% to 100% RH
Materials	**Cups** ■ one-piece rotor, injection molded glass-fiber reinforced plastic **Body** ■ anodized aluminum	**Shaft** ■ stainless steel **Bearing** ■ stainless steel ball bearings
Physical	**Integral connector** ■ Lemo Series E Triaxial female connector **Cable mating connector** ■ Lemo Series E Triaxial male connector (included in delivery)	**Weight** ■ 0.40 kg (0.9 pounds) **Dimensions** ■ 3 cups of conical cross-section, 70 mm (2.76 inches) dia. ■ 282 mm (11.10 inches) overall assembly height

Tabla A.2.2.1: Especificaciones del anemómetro Windsensor P2546-OPR

Anexo 2.3: Especificaciones Anemómetro NRG First Class

	Description
Sensor type	3-cup anemometer
Applications	• wind resource assessment • meteorological studies • environmental monitoring
Sensor range	1 m/s to 96 m/s (2.2 mph to 215 mph) (highest tested)
Instrument compatibility	all NRG Systems data loggers
	Output signal
Signal type	low level AC sine wave, frequency linearly proportional to wind speed
Anemometer Transfer Function	• Refer to individual calibration report for anemometer transfer function. • All NRG Class 1 anemometers are calibrated per IEC 61400-12-1, Annex F.
Output voltage at threshold	80 mV (peak to peak) minimum
Output voltage at 60Hz	• 12 V (peak-to-peak) typical • output amplitude NOT proportional to wind speed
Calibration	each anemometer individually calibrated. calibration reports provided via electronic download
Output signal range	0 Hz to 125 Hz (highest recorded)
Uncertainty	IEC 61400-12-1 Classification • Class 1.01A • Class 8.44B IEC 61400-12-1 operational standard uncertainty: • ± 0.06 m/s at 10 m/s for class A • ± 0.49 m/s at 10 m/s for class B • Refer to individual calibration sheet for information on calibration uncertainty.
	Response characteristics
Threshold	0.79 m/s (1.77 mph) per ASTM D 5096-02
Distance constant (63% recovery)	• 2.36 m (7.74 ft) at 3 m/s per ASTM D 5096-02 • 2.28 m (7.48 ft) at 10 m/s per ASTM D 5096-02
Moment of inertia	• 1.01×10^{-4} kg-m^2 • 74.5×10^{-6} S-ft^2
Swept diameter of rotor	190 mm (7.5 inches)
	Installation
Mounting	onto a 13 mm (0.5 inch) diameter mast with cotter pin and set screw
Tools required	0.25 inch nut driver, petroleum jelly, electrical tape
	Environmental
Operating temperature range	-55 °C to 60 °C (-67 °F to 140 °F)
Operating humidity range	0 to 100% RH
	Physical
Connections	4-40 brass hex nut/post terminals
Weight	0.14 kg (0.3 lbs)
Dimensions	• 3 cups of conical cross-section, 51 mm (2 inches) dia. • 81 mm (3.2 inches) overall assembly height
	Materials
Cups	one piece injection-molded black polycarbonate
Body	housing is black ABS plastic
Shaft	hardened 400 series stainless steel
Bearing	ball bearings
Magnet	Indox 1, 25 mm (1 inch) diameter, 13 mm (0.5 inch) long, 4 poles
Coil	single coil, bobbin wound, 4100 turns of #40 wire, shielded for ESD protection
Boot	protective PVC sensor terminal boot included
Terminals	brass

Tabla 2.3.1: Especificaciones Anemómetro NRG First Class

Anexo 2.4: Especificaciones veleta NRG 200P

SPECIFICATIONS

NRG #200P Wind Direction Vane

FEATURES

- The standard wind direction vane used in the wind energy industry
- Simple, durable design
- Corrosion-resistant materials



The NRG #200P wind direction vane is the industry standard wind direction vane used worldwide. The thermoplastic and stainless steel components resist corrosion and contribute to a high strength-to-weight ratio. The vane is directly connected to a precision conductive plastic potentiometer located in the main body. An analog voltage output directly proportional to the wind direction is produced when a constant DC excitation voltage is applied to the potentiometer. A rubber terminal boot is included.

SPECIFICATIONS

Description	Sensor type	continuous rotation potentiometric wind direction vane
	Applications	• wind resource assessment • meteorological studies • environmental monitoring
	Sensor range	360° mechanical, continuous rotation
	Instrument compatibility	all NRG loggers
Output signal	Signal type	Analog DC voltage from conductive plastic potentiometer, 10K ohms
	Transfer function	Output signal is a ratiometric voltage
	Accuracy	potentiometer linearity within 1%
	Dead band	8° Maximum, 4° Typical
	Output signal range	0 V to excitation voltage (excluding deadband)
Power requirements	Supply voltage	Regulated potentiometer excitation of 1 V to 15 V DC
Response characteristics	Threshold	1 m/s (2.2 miles per hour)
Installation	Mounting	onto a 13 mm (0.5 inch) diameter mast with cotter pin and set screw
	Tools required	0.25 inch nut driver, petroleum jelly, electrical tape
Environmental	Operating temperature range	-55 °C to 60 °C (-67 °F to 140 °F)

Tabla A.2.4.1: Especificaciones Veleta NRG 200P

Anexo 2.5: Especificaciones técnicas Vestas V136 4,2MW

OPERATIONAL DATA	
Rated power	4,000/4,200 kW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Re cut-in wind speed	23 m/s
Wind class	IEC IIB/IEC S
Standard operating temperature range	from -20°C to +45°C with de-rating above 30°C*
SOUND POWER	
Maximum	103.9 dB Sound Optimised Modes dependent on site and country
ROTOR	
Rotor diameter	136 m
Swept area	14,527 m^2
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
ELECTRICAL	
Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale

GEARBOX	
Type	two planetary stages and one helical stage
TOWER	
Hub heights	Site and country specific
NACELLE DIMENSIONS	
Height for transport	3.4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9 m
Length	12.8 m
Width	4.2 m
HUB DIMENSIONS	
Max. transport height	3.8 m
Max. transport width	3.8 m
Max. transport length	5.5 m
BLADE DIMENSIONS	
Length	66.7 m
Max. chord	4.1 m
Max. weight per unit for transportation*	70 metric tonnes

Tabla A.2.5.1: Especificaciones técnicas V136-4.2MW (Fuente: Vestas[38])

[38] Vestas. Especificaciones técnicas modelo V136, 4,2 MW. Recuperado de: https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/v136-_4_2_mw#!extreme-climate

Anexo 2.6: Especificaciones técnicas Nordex N149 4,5 MW

	N149 / 4.0-4.5
Operating data	
Rated power	4,000–4,500 kW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	20 m/s (26 m/s)*
Rotor	
Diameter	149.1 m
Swept area	17,460 m²
Operating range rotational speed	6.4–12.3 rpm
Rated rotational speed	9.8–11.0 rpm
Tip speed	76.5–86.0 m/s
Speed control	Variable via microprocessor
Overspeed control	Pitch angle
Gearbox	
Type	3-stage gearbox (planetary-planetary-spur gear)
Generator	
Construction	Doubly fed asynchronous generator
Cooling system	Liquid/air cooling
Voltage	660 V
Grid frequency	50/60 Hz
Brake system	
Main brake	Aerodynamic brake (pitch)
Holding brake	Disc brake
Lightning protection	Fully compliant with IEC 61400-24
Hub height	
	105 m/IEC S, DIBt S 125 m/IEC S, DIBt S 164 m/IEC S, DIBt S And site specific

* *optional site-specific adjustment up to 26 m/s*

Tabla A.2.6.1: Especificaciones técnicas N149, 4,5 MW. (Fuente: Nordex[39])

[39] Nordex. Especificaciones técnicas del modelo N149, 4,5 MW. Recuperado de: http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Produktinfos/EN/Nordex_Delta4000_Brochure_en.pdf

Anexo 2.7: Especificaciones técnicas AW132 3,465MW

- Ø rotor: 132 metros
- Pala: AW64.7-2
- Clase IEC-S
- 2 tipos de torres:
  - Torre de acero T84
  - Torre de hormigón TH120
- Frecuencia de red: 50/60Hz

La curva de potencia es válida para las siguientes condiciones:

- Flujo de viento no perturbado con intensidad de turbulencia dentro del rango:
  - Límite inferior: 6%
  - Límite superior: $11*(0.75*V_{hh}+5.6)/V_{hh}\%$
- Coeficiente de cortadura de viento dentro del rango entre 0 y 0.4
- Ángulo de inclinación del viento dentro del rango entre -10º y +5º. Valores positivos corresponden a flujo ascendente.
- Palas no dañadas y limpias, sin hielo ni nieve
- Tensión de red dentro del rango +/-5% del valor nominal
- Generación de potencia reactiva y los algoritmos de control del parque desactivados
- Temperatura dentro del rango entre -20ºC y +35ºC.
- Las condiciones atmosféricas estándar definidas según la norma ISO 2533 (densidad del aire 1.225 kg/m3)

Las velocidades de viento consideradas son:

- Medias diezminutales
- A la altura del buje (V_{hh})

Los valores de potencia corresponden a los terminales de la turbina a 12kV.

Las características eléctricas se describen en el documento DG200778.

La medición de curva de potencia se realizará de acuerdo a la norma IEC-61400-12-1 y las recomendaciones de MEASNET.

Tabla A.2.7.1: Especificaciones técnicas modelo AW 132 (Fuente:Acciona)

Anexo 2.8: Especificaciones técnicas Goldwind GS 136 4,2 MW

GW 4S MW		
Item	**Unit**	**Configuration**
Platform		GW4S
Models		GW 136/ 4.0MW GW 136/ 4.2 MW
Operation Parameters		
Rated Power	kW	4000 and 4200
Wind Class		IEC IIA
Cut-in Wind Speed	m/s	2.5
Rated Wind Speed	m/s	11
Cut-out Wind Speed	m/s	25
Designed Operating Life	Years	≥20
Operating Temperature Range	℃	-20—40
Survival Temperature Range	℃	-30—50
Rotor		
Rotor Diameter	m	136
Swept Area	m^2	14711
Generator		
Type		Permanent Magnet Direct Drive Synchrono-us Generator
Converter		
Type	Full Power Converter (IGBT) Modular System	
Power Factor Regulation Range	1/4 Rated Power	Capactive 0.9 to Inductive 0.9
	2/4 Rated Power	Capactive 0.9 to Inductive 0.9
	3/4 Rated Power	Capactive 0.9 to Inductive 0.9
	Rated Power	Capactive 0.9 to Inductive 0.9
Rated Frequency Range	Hz	50/60Hz
Rated Output Power	KVA	4889
Rated Output Voltage	V	690 (Inverted Output Voltage)
Braking System		
Aerodynamic Brake System		Blade Pitch Triple-Redundant
Mechanical Brake System		Hydraulic Mechanical Brake System (for Maintenance)
Yaw System		
Type/Design		Motor Drive/ Four Planetary Stages for Speed Reduction
Control System and Lightning Protection		
Type		PLC Control System
Lightning Protection Design Standard		Complying with IEC 61400-24-2010, IEC 62305-2006, and in Conformance with GL Standards
Lightning Protection Strategy		Electrical lightning protection, tip lightning protection (in Conformance with GL Standards)
Wind Turbine Ground Resistance	Ω	≤4
Tower		
Type		Conical Steel Tower
Hub Height	m	100,110
Weight		
Rotor	t	95.3
Nacelle	t	40
Generator	t	95

Tabla A.2.8.1: Especificaciones técnicas GW 136 4,2 MW. (Fuente: Goldwind[40])

[40] Goldwind (2018). *4S MW PMDD Wind Turbine.* Recuperado de: https://www.goldwindamericas.com/sites/default/files/Goldwind%204.0MW%20Brochure%20(2018)_web.pdf

Anexo 2.9: Diagrama de Gantt de la construcción del Parque Eólico

Id	Nombre de tarea	Duración	Predecesoras
1	***MOVIMIENTO SUELO***	***90 días***	
2	*Desmonte y limpieza del terreno*	*60 días*	
3	*Nivelación del terreno*	*30 días*	2
4	***OBRADOR***	**45 días**	
5	Armado del obrador	*45 días*	2CC+2 días
6	Montaje de planta de hormigón	20 días	5CC+5 días
7	Inicio de acopio de cemento	1 día	6
8	Inicio de acopio de agregados para hormigón	1 día	6
9	Calibración de planta de hormigón	1 día	7,8
10	***CAMINOS y CANALIZACIONES***	***85 días***	
11	*Construcción de vía de acceso principal*	5 días	2CC+2 días
12	*Construcción de terraza y sub-capas de vías internas*	*70 días*	11
13	Terminación de rodado de vías internas	*70 días*	12CC+10 días
14	Drenaje de caminos	*50 días*	13CC
15	*Excavaciones para cañerías de cableado*	*45 días*	13CC
16	Colocación de cañerías enterradas	24 días	13CC+1 día
17	***RECEPCIÓN DE ACERO***	3 días	11
18	***CIMENTACIONES***	**131 días**	
19	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 1***	**43 días**	
20	Excavación para cimentación	*4 días*	13
21	Colocación de cañerías enterradas	1 día	20
22	Colocación de hormigón de limpieza	3 días	21
23	Malla de PAT	2 días	21FF
24	Colocación de jaulas de perno	2 días	21,17
25	Confección de armadura para cimentación	18 días	23,24,17
26	Encofrado	2 días	25
27	Colocación de hormigón en cimentación	1 día	26,9

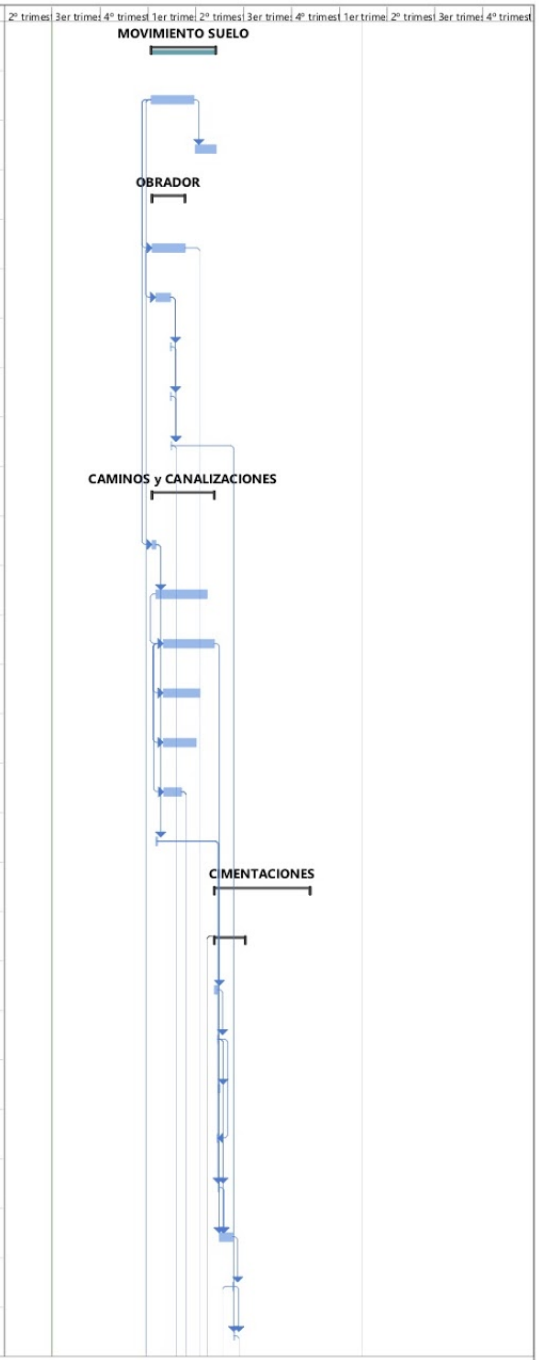


Figura A.2.9.1: Diagrama de Gantt. Parte 1/4

Id	Nombre de tarea	Duración	Predecesoras
28	Desencofrado	2 días	27FC+2 días
29	Relleno de excavación	1 día	28FC+10 días
30	Construcción de plataforma de maniobra	2 días	26CC
31	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 2***	43 días	19CC+4 días
32	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 3***	43 días	31CC+4 días
33	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 4***	43 días	32CC+4 días
34	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 5***	43 días	33CC+4 días
35	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 6***	43 días	34CC+4 días
36	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 7***	43 días	35CC+4 días
37	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 8***	43 días	36CC+4 días
38	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 9***	43 días	37CC+4 días
39	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 10***	43 días	38CC+4 días
40	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 11***	43 días	39CC+4 días
41	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 12***	43 días	40CC+4 días
42	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 13***	43 días	41CC+4 días
43	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 14***	43 días	42CC+4 días
44	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 15***	43 días	43CC+4 días
45	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 16***	43 días	44CC+4 días
46	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 17***	43 días	45CC+4 días
47	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 18***	43 días	46CC+4 días
48	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 20***	43 días	47CC+4 días
49	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 21***	43 días	48CC+4 días
50	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 22***	43 días	49CC+4 días
51	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 23***	43 días	50CC+4 días
52	***CIMENTACIÓN AEROGENERADOR 24***	43 días	51CC+4 días
53	***RECEPCIÓN COMPONENTES AEROGENERADORES***	**10 días**	
54	Recepción de torres	10 días	2CC+210 días

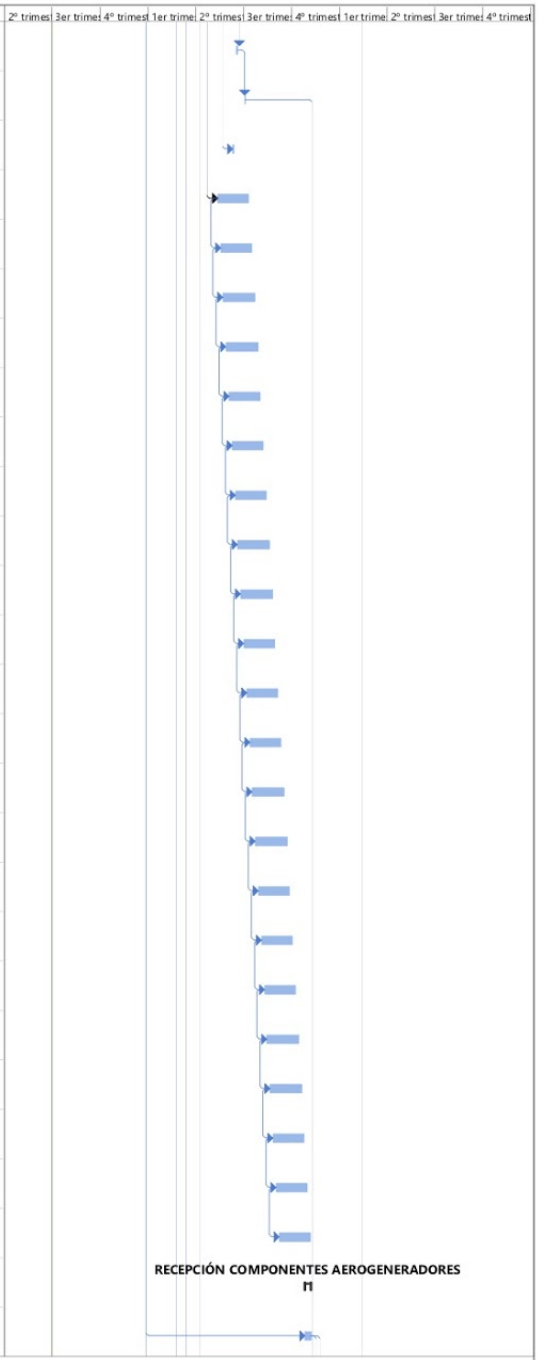


Figura A.2.9.2: Diagrama de Gantt. Parte 2/4

Id	Nombre de tarea	Duración	Predecesoras
55	Recepción de góndolas	10 días	2CC+210 días
56	Recepción de aspas	10 días	2CC+210 días
57	**MONTAJE DE AEROGENERADORES**	**57.4 días**	
58	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 1***	**11.4 días**	
59	Montaje de primeros tramos de la torre	*0.2 días*	54,29
60	Grouting de los anclajes	0.2 días	59
61	Montaje tramos finales de la torre	0.2 días	60FC+10 días,54
62	Montaje de la góndola	0.2 días	61,55
63	Montaje del aspa 1	0.2 días	62,56
64	Montaje del aspa 2	0.2 días	62,63,56
65	Montaje del aspa 3	0.2 días	62,63,64,56
66	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 2***	11.4 días	58CC+2 días
67	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 3***	11.4 días	66CC+2 días
68	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 4***	11.4 días	67CC+2 días
69	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 5***	11.4 días	68CC+2 días
70	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 6***	11.4 días	69CC+2 días
71	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 7***	11.4 días	70CC+2 días
72	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 8***	11.4 días	71CC+2 días
73	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 9***	11.4 días	72CC+2 días
74	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 10***	11.4 días	73CC+2 días
75	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 11***	11.4 días	74CC+2 días
76	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 12***	11.4 días	75CC+2 días
77	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 13***	11.4 días	76CC+2 días
78	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 14***	11.4 días	77CC+2 días
79	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 15***	11.4 días	78CC+2 días
80	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 16***	11.4 días	79CC+2 días
81	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 17***	11.4 días	80CC+2 días

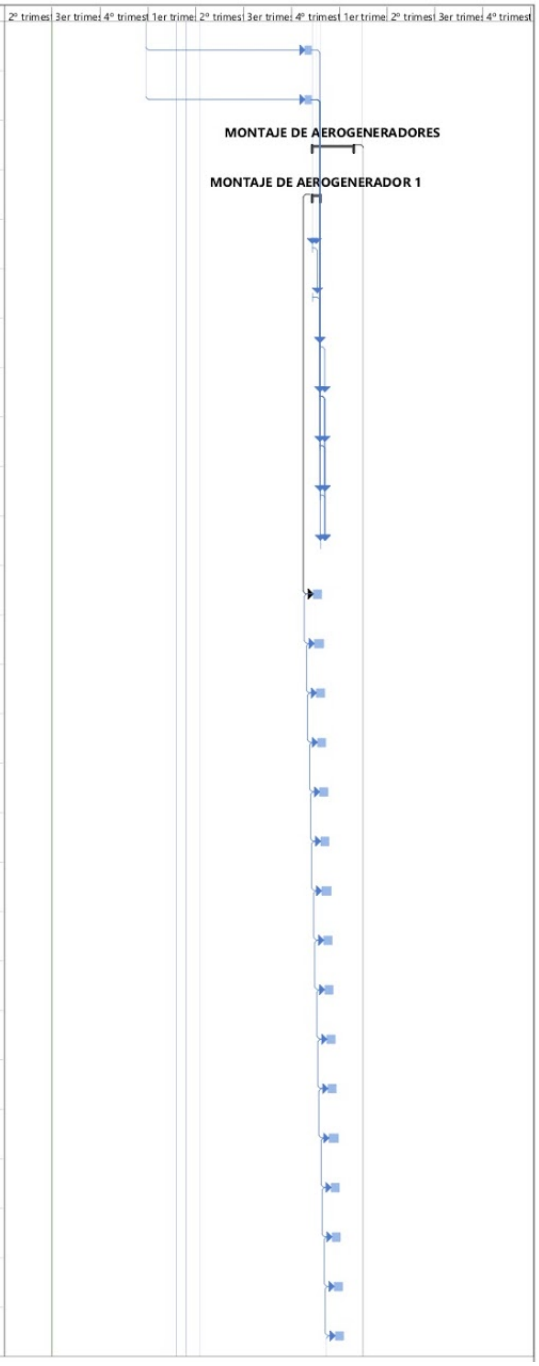


Figura A.2.9.3: Diagrama de Gantt. Parte 3/4

Id	Nombre de tarea	Duración	Predecesoras
82	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 18***	11.4 días	81CC+2 días
83	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 19***	11.4 días	82CC+2 días
84	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 20***	11.4 días	83CC+2 días
85	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 21***	11.4 días	84CC+2 días
86	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 22***	11.4 días	85CC+2 días
87	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 23***	11.4 días	86CC+2 días
88	***MONTAJE DE AEROGENERADOR 24***	11.4 días	87CC+2 días
89	**RED DE MEDIA TENSION**	**236 días**	
90	Tendido de cables de MT	236 días	16
91	Ensayos en cables de MT	5 días	57FF
92	***RED DE COMUNICACIÓN***	**235.4 días**	
93	Cableado de fibra óptica	60 días	90CC,16
94	Ensayo de cables de fibra óptica	5 días	93,91FF
95	***SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA***	**260 días**	
96	Construcción de plataforma para subestación transformadora	5 días	9
97	Instalación de subestación transformadora 33kV/132kV	240 días	96
98	Mediciones de puesta a tierra y conexiones	15 días	97
99	**RED DE ALTA TENSION**	**75 días**	
100	Tendido de AT	70 días	97FF
101	Ensayos en cables de AT	5 días	100
102	***EDIFICIOS***	***210 días***	
103	Construcción de edificios de oficina y control	*210 días*	5,94FF,97FF

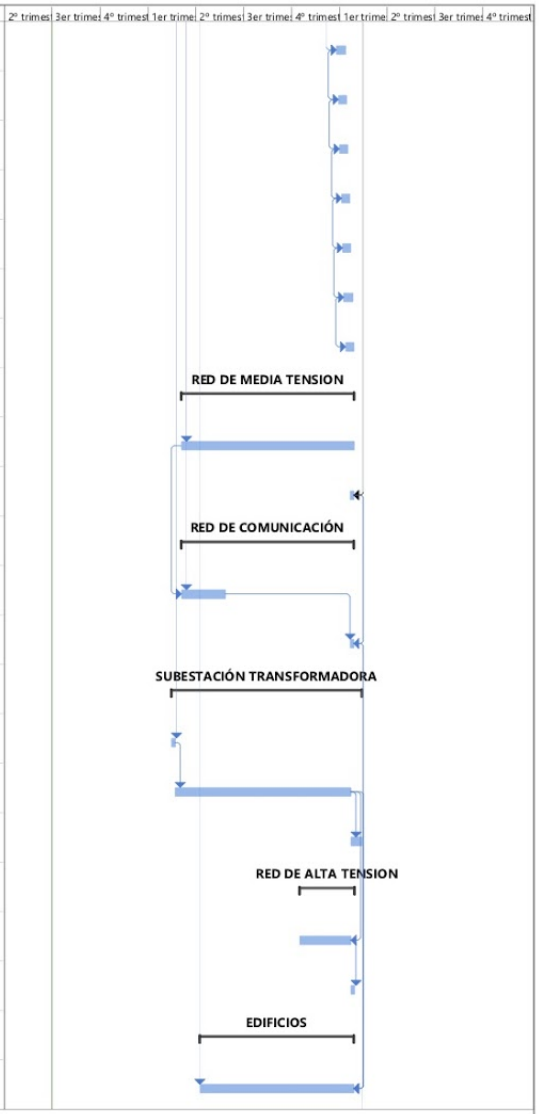


Figura A.2.9.4: Diagrama de Gantt. Parte 4/4

Anexo 2.10: Valores de PAE "históricos" desde 1981 a 2017

Año	PAE Calculada
1981	19236129,5
1982	18994570
1983	19299678,5
1984	17996499
1985	17861809,5
1986	19240380
1987	18636464,5
198	19001265
1989	18876813
1990	19478649,5
1991	18361744

Año	PAE Calculada
1992	18653057
1994	18026011,5
1995	18690566,5
1996	18272200
1997	18269848
1998	18449729
1999	17809982,5
2000	18794164,5
2001	18029035
2002	18879920
2004	18898707

Año	PAE Calculada
2005	18887437,5
2006	18894294
2007	18979331,5
2008	18678379
2009	19128061,5
2010	18611700
2013	18345513,5
2014	18994999,5
2015	19006062,5
2017	18939618

Tabla 2.10.1: Valores obtenidos de PAE históricos sin considerar los outliers (Fuente: Elaboración propia)

Anexo 4.1: Códigos Macro

```
Function TRIDIST(random As Double, min As Double, max As Double, mode As Double)
    If mode < min Or max < mode Then
        TRIDIST = CVErr(xlErrValue)
    Else
        If random <= (mode - min) / (max - min) Then
            TRIDIST = min + Sqr((max - min) * (mode - min) * random)
        Else
            TRIDIST = max - Sqr((max - min) * (max - mode) * (1 - random))
        End If
    End If
End Function


Sub Precios()
    Dim random As Double
    Dim Precio As Double
    Dim PAE As Double
    Dim Usufructo As Double
    Dim Inflacion As Double
    Dim TasaVariable As Double
    Dim TasaFija As Double
    Dim PrecioAeros As Double
    Dim VAN As Double
    Dim i As Integer
    Dim j As Integer
```

```
    Dim Dias As Double
    Dim randomtasa As Double
    Dim VANProyecto As Double


    For i = 1 To Cells(2, "P").Value
    Sheets("Dashboard").Select
    Range("C58").Value = TRIDIST(Rnd, 2000, 3000, 2500)
    Sheets("Inversi—n").Select
    Range("C43").Value = TRIDIST(Rnd, 30, 70, 45)
    Dias = Cells(43, "C").Value
    Sheets("Proyeccion inflacion").Select
    Range("H7").Value = TRIDIST(Rnd, 0.04, 0.12, 0.05)
    Inflacion = Range("H7").Value
    Sheets("CAPEX").Select
    Range("D7").Value = TRIDIST(Rnd, 2800000, 3200000, 2935700)
    PrecioAeros = Cells(7, "D").Value
    Sheets("Financiamiento (US$)").Select
    randomtasa = Rnd
    Range("D124").Value = TRIDIST(randomtasa, 0.05, 0.09, 0.07)
    Range("F148").Value = TRIDIST(randomtasa, 0.035, 0.07, 0.055)
    TasaFija = Cells(124, "D").Value
    TasaVariable = Cells(148, "F").Value
    For j = 1 To 21
    Cells(209 + j, 4).Value = TRIDIST(Rnd, -1794, 966.7, 0.507)
    Next
    Sheets("Cuadro Resultados").Select
              Cells(10,   4).Value   =   WorksheetFunction.Norm_Inv(Rnd,   383949.492544,
30886.1155080952)
    For j = 1 To 19
    random = Rnd
        Cells(10,  4  +  j).Value  =  WorksheetFunction.Norm_Inv(random,  383949.492544,
30886.1155080952)
    Next
    PAE = Cells(10, "X").Value
    Sheets("Dashboard").Select
      SolverOk  SetCell:="$C$15",  MaxMinVal:=3,  ValueOf:=0,  ByChange:="$C$6",  Engine:=1,
EngineDesc:="GRG Nonlinear"
    SolverSolve
    Precio = Cells(6, "C").Value
    Usufructo = Cells(58, "C").Value
    VAN = Cells(21, "C").Value
    VANProyecto = Cells(15, "C").Value
    Cells(6, "C").Value = 40

    Sheets("Analisis de precio").Select
    Cells(2 + i, 2).Value = Precio
    Cells(2 + i, 3).Value = PAE
    Cells(2 + i, 4).Value = PrecioAeros
    Cells(2 + i, 5).Value = Usufructo
    Cells(2 + i, 6).Value = Inflacion
    Cells(2 + i, 8).Value = TasaFija
    Cells(2 + i, 9).Value = TasaVariable
    Cells(2 + i, 10).Value = VAN
    Cells(2 + i, 11).Value = VANProyecto
    Cells(2 + i, 12).Value = Dias
    Cells(1, 2).Value = i
    Next


End Sub
```

Fñigura A.4.1.1. Macro para escenario RenovAr (Fuente: Elaboración propia)

```
Function TRIDIST(random As Double, min As Double, max As Double, mode As Double)
    If mode < min Or max < mode Then
        TRIDIST = CVErr(xlErrValue)
    Else
        If random <= (mode - min) / (max - min) Then
            TRIDIST = min + Sqr((max - min) * (mode - min) * random)
        Else
            TRIDIST = max - Sqr((max - min) * (max - mode) * (1 - random))
        End If
    End If
End Function


Sub Precios()
    Dim random As Double
    Dim Precio As Double
    Dim PAE As Double
    Dim Usufructo As Double
    Dim Inflacion As Double
    Dim TasaVariable As Double
    Dim TasaFija As Double
    Dim PrecioAeros As Double
    Dim VAN As Double
    Dim i As Integer
    Dim j As Integer
    Dim Dias As Double
    Dim randomtasa As Double
    Dim VANProyecto As Double

    For i = 1 To Range("P2").Value
    Sheets("Dashboard").Select
    Range("C58").Value = TRIDIST(Rnd, 2000, 3000, 2500)
    Sheets("Inversión").Select
    Range("C43").Value = TRIDIST(Rnd, 45, 90, 60)
    Dias = Cells(43, "C").Value
    Sheets("Proyeccion inflacion").Select
    Range("H7").Value = TRIDIST(Rnd, 0.04, 0.12, 0.05)
    Inflacion = Range("H7").Value
    Sheets("CAPEX").Select
    Range("D7").Value = TRIDIST(Rnd, 2800000, 3200000, 2935700)
    PrecioAeros = Cells(7, "D").Value
    Sheets("Financiamiento (US$)").Select
    randomtasa = Rnd
    Range("D124").Value = TRIDIST(randomtasa, 0.07, 0.12, 0.09)
    Range("F148").Value = TRIDIST(randomtasa, 0.065, 0.1, 0.085)
    TasaFija = Cells(124, "D").Value
    TasaVariable = Cells(148, "F").Value
    For j = 1 To 21
    Cells(209 + j, 4).Value = TRIDIST(Rnd, -1794, 966.7, 507)
    Next
    Sheets("Cuadro Resultados").Select
    Cells(10, 4).Value = WorksheetFunction.Norm_Inv(Rnd, 383949.492544,
30886.1155080952) * 10 / 12
    For j = 1 To 19
    random = Rnd
    Cells(10, 4 + j).Value = WorksheetFunction.Norm_Inv(random, 383949.492544,
30886.1155080952)
    Next
    PAE = Cells(10, "X").Value
    Sheets("Dashboard").Select
```

```
    SolverOk SetCell:="$C$15", MaxMinVal:=3, ValueOf:=0, ByChange:="$D$6", Engine:=1,
EngineDesc:="GRG Nonlinear"
    SolverSolve

    Precio = Cells(6, "D").Value
    Usufructo = Cells(58, "C").Value
    VAN = Cells(21, "C").Value
    VANProyecto = Cells(15, "C").Value
    Cells(6, "D").Value = 40

    Sheets("Analisis de precio").Select
    Cells(2 + i, 2).Value = Precio
    Cells(2 + i, 3).Value = PAE
    Cells(2 + i, 4).Value = PrecioAeros
    Cells(2 + i, 5).Value = Usufructo
    Cells(2 + i, 6).Value = Inflacion
    Cells(2 + i, 8).Value = TasaFija
    Cells(2 + i, 9).Value = TasaVariable
    Cells(2 + i, 10).Value = VAN
    Cells(2 + i, 11).Value = VANProyecto
    Cells(2 + i, 12).Value = Dias
    Cells(1, 2).Value = i
    Next


End Sub
```

Figura A.4.1.2. Macro para escenario MATER (Fuente: Elaboración propia)

Anexo 4.2: Tornado Chart - Generación de energía por año

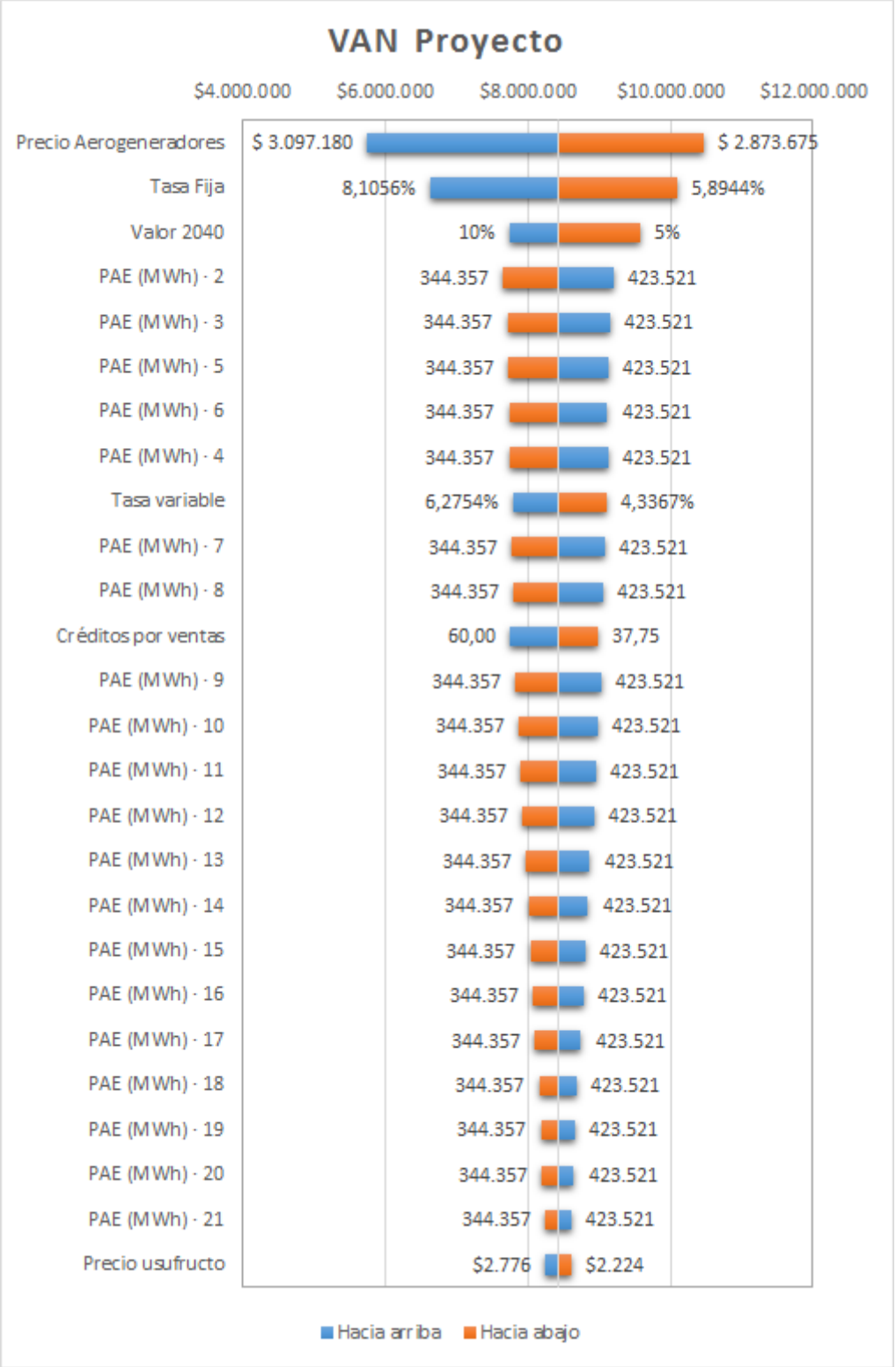


Figura A.4.2.1. Tornado Chart con la PAE desglosada año a año (Fuente: Elaboración propia)