Proyecto Final

de Ingeniería Industrial

# Estudio de Prefactibilidad de un Parque de Energía Eólica

# Estudio de Prefactibilidad de un Parque de Energía Eólica

**Autores:**

Cecilia García López de Munain cgarcial@itba.edu.ar
Santiago Veronesi sverones@itba.edu.ar
Luján Muratore mmuratore@itba.edu.ar
Lucas Morgavi lmorgavi@itba.edu.ar
Mateo Dennehy mdennehy@itba.edu.ar

**Autores:**

Julián Jackson
Nicolás Tarantini

# Agradecimientos

A nuestras familias, que nos apoyaron incondicionalmente todos estos años,

A nuestros profesores, que nos enseñaron todo lo que aplicamos,

A nuestros tutores, que nos guiaron a lo largo de este trabajo,

Y especialmente a Gabriel Pablo Vendrell, sin quien este proyecto no hubiese sido posible.

# Resumen ejecutivo

El proyecto consiste en la construcción de un centro de generación de energía, a través de la instalación de 15 aerogeneradores en la ciudad de Puerto Madryn con una capacidad de generación de 51,75 MW.

Se prevé la culminación de la fase de construcción y puesta en marcha del proyecto para comienzos de 2018.

La situación energética del país es delicada. La acumulación de años de desinversión y aumentos desmedidos de los niveles de consumo ocasionados por las bajas tarifas, condujeron al desabastecimiento nacional de este recurso estratégico que es la energía.
A través de la instalación de dicho parque, se pretende contribuir con el aumento de los medios de generación de energía del país. No obstante, también se persigue el objetivo de ayudar a la diversificación de la matriz energética, hoy dependiente fuertemente del petróleo y sus derivados.

La energía eólica se presenta como una excelente solución a esta compleja situación dado que es una energía considerada limpia que no daña al ambiente. Por otro lado, se considera que es de bajo costo de generación ya que prescinde de materias primas y cuyo único insumo es gratuito: el viento.

La ventana de oportunidad para el proyecto se abre junto con el lanzamiento del programa RenovAr. Este programa tiene como objetivo fomentar las inversiones en medios de generación de energía renovables y amigables con el medioambiente.

Además de las ventajas impositivas que este programa ofrece, quienes salgan adjudicados en las correspondientes rondas de licitación, se verán beneficiados con el derecho a vender al sistema eléctrico nacional la totalidad de su producción y en contrapartida con esto, tendrán el derecho de cobrar mensualmente por el servicio brindado.

En cuanto a la inversión total necesaria es de 80 millones de dólares, aunque solo se busca cubrir 50 millones. El proyecto tiene una vida útil de 20 años y su periodo de repago se ubica entorno a los 11 años.

Para este proyecto se estima un VAN de 25 millones de dólares junto con una TIR del 20%.

El valor de la inversión es más que considerable. Sin embargo, es lógico dado que, para obtener un parque eólico operativo, se debe incurrir en otras grandes inversiones como pueden ser: redes de caminos y accesos a cada uno de los equipos, una red eléctrica que interconecte los equipos, un centro de transformación de energía y una red eléctrica de salida hasta la conexión con el nodo del sistema eléctrico nacional, entre otros.

Desde nuestro equipo, ofrecemos el servicio de contratistas. De este modo, buscamos articular la totalidad de las obras necesarias con el fin de entregar un proyecto llave en mano, en régimen óptimo de funcionamiento y que sea capaz de generar la energía suficiente para satisfacer en tiempo y forma los requerimientos de retorno de inversión exigidos por nuestros inversores.

# Índice

## Contenido

i. Análisis de Mercado ..... 10
i. Introducción ..... 10
ii. Estrategias del Negocio ..... 10
iii. Descripción del producto ..... 11
i. Incentivos a la energía eólica ..... 11
ii. Ciclo de vida ..... 16
iv. Análisis de Mercado ..... 17
i. Proveedores ..... 21
ii. Consumidor actual y potencial ..... 24
iii. Competidor ..... 25
iv. Sustitutos ..... 25
v. Análisis histórico de la demanda ..... 29
vi. Proyección de la demanda ..... 38
i. Demanda Industrial ..... 38
ii. Demanda Residencial ..... 42
vii. Análisis histórico de la oferta ..... 46
i. Evolución Cronológica de la Oferta en el País ..... 46
ii. Potencia Eólica Instalada ..... 53
viii. Proyección de la oferta ..... 55
i. Elección del modelo ..... 56
ii. Proyección de variables causales ..... 57
iii. Proyección de la Potencia Instalada ..... 59
ix. Costo de la Energía ..... 59
iv. Costo Nivelado de la Energía ..... 59
v. Comparación de LCOE ..... 60
vi. Costos en Argentina ..... 63
vii. Costos de la Energía Eólica ..... 64
viii. Algunas conclusiones ..... 67
x. Precio de la energía en Argentina ..... 67
i. Mercado Spot Sin Regulación de Precios ..... 68
ii. Mercado Spot con Regulación de Precios ..... 71
iii. Mercado a Término ..... 76

iv. RenovAr 2016 ..... 79
v. Proyección del Precio ..... 85
xi. Canales y estrategias de distribución ..... 95
xii. FODA ..... 97
i. Fortalezas ..... 97
ii. Oportunidades ..... 98
iii. Debilidades ..... 98
iv. Amenazas ..... 98
v. Matriz zona de avance ..... 98
xiii. Estrategia comercial ..... 99
xiv. Proyección de ventas ..... 100
ii. Análisis de Ingeniería ..... 102
i. Proceso: Producción de Energía Eólica ..... 102
i. Descripción del Proceso ..... 102
ii. Localización ..... 116
i. Macrolocalización ..... 117
ii. Microlocalización ..... 149
iii. Análisis de proveedores y tecnologías ..... 155
i. Requisitos técnicos ..... 156
iv. Procedimiento para la evaluación de idoneidad técnica ..... 158
ii. Evaluación de las Condiciones de Sitio ..... 158
iii. Evaluación de las implicaciones estructurales ..... 159
v. Operación y Mantenimiento de los equipos ..... 159
vi. Lay-out ..... 160
i. Introducción ..... 160
ii. Medición del Recurso Eólico ..... 161
iii. Oferta de proveedores ..... 163
iv. Layout Preliminar ..... 165
v. Costo Nivelado de la Energía Producida ..... 166
vi. Simulación de Flujo de Fondos ..... 166
vii. Definición de la Tecnología ..... 166
viii. Propuesta tentativa ..... 169
ix. Layout Definitivo ..... 170
vii. Puesta en marcha ..... 170
viii. Balance de línea ..... 171

ix. Ingeniería ..... 174
i. Características generales del parque ..... 174
ii. Obra civil ..... 174
iii. Obra Eléctrica ..... 198
iv. Cronograma de Obras ..... 210
v. Obras o Servicios de Apoyo ..... 210
vi. Dimensionamiento MOD ..... 212
x. Marco legal ..... 214
xi. Factores ambientales ..... 215
i. Residuos Sólidos ..... 215
ii. Efluentes Líquidos ..... 216
iii. Emisiones a la atmósfera ..... 216
iv. Interacciones con Avifauna ..... 217
v. Estudio de Impacto ambiental ..... 217
iii. Análisis Económico Financiero ..... 223
i. Introducción ..... 223
ii. Gastos de producción ..... 223
iii. Impuestos ..... 224
i. Impuestos nacionales ..... 224
ii. Impuestos provinciales ..... 224
iv. Inflación ..... 224
i. Inversiones en Activo Fijo ..... 225
ii. Inversiones en Activo de Trabajo ..... 231
iii. Calendario de inversiones ..... 232
v. Amortizaciones ..... 232
vi. Análisis del Punto de Equilibrio ..... 234
vii. Estructura de financiación ..... 235
viii. Estructura de la deuda ..... 235
ix. Cuadro de Resultados antes del IVA ..... 235
i. Cuadro de Resultados ..... 235
x. Cuadro de Fuentes y Usos ..... 236
xi. Balance ..... 237
i. Activo ..... 237
ii. Pasivo ..... 238
iii. Patrimonio Neto ..... 238

xii. Valor residual del proyecto ..... 238
xiii. Flujo de Fondos del proyecto ..... 239
xiv. Tasa de descuento ..... 240
i. Cálculo de Ke ..... 241
ii. Cálculo de Kd ..... 241
iii. Cálculo del WACC ..... 242
xv. Valor Actual Neto ..... 242
xvi. Periodo de repago ..... 242
xvii. Otros indicadores ..... 242
xviii. Conclusión del análisis Económico Financiero ..... 247
iv. Análisis de Riesgos ..... 249
i. Introducción ..... 249
ii. Fuentes de riesgo ..... 249
i. Variabilidad de la generación de energía ..... 252
ii. Variabilidad del precio de los aerogeneradores ..... 256
iii. Variabilidad del precio del terreno ..... 257
iv. Variabilidad del tipo de cambio ..... 257
v. Variabilidad de la inflación ..... 260
vi. Variabilidad de la tasa financiera ..... 261
vii. Correlación entre variables ..... 262
iii. Mitigación de las fuentes de riesgo ..... 262
i. Riesgos sistemáticos ..... 262
ii. Riesgos no sistemáticos ..... 263
iv. Simulación ..... 264
i. Definición del precio de la energía ..... 264
ii. Resultados ..... 265
iii. Análisis de sensibilidad ..... 267
v. Cobertura de riesgos ..... 269
i. Contratos Forwards ..... 269
ii. Opciones reales ..... 269
vi. Conclusión ..... 270
i. Bibliografía ..... 271
ii. Anexo ..... 273
i. Anexo: CANVAS ..... 273
ii. Anexo: Ley 25.019 ..... 274

iii. Anexo: Ley 26.190 ..... 276
iv. Anexo: Ley 27.191 ..... 281
v. Anexo: Demanda Total [GWh]. ..... 293
vi. Anexo: Tasa de Crecimiento de la Demanda Total: ..... 294
vii. Anexo: Tasa de Crecimiento Demográfico en Argentina ..... 295
viii. Anexo: Crecimiento Demográfico en Argentina ..... 296
ix. Anexo: Cobertura eléctrica en Argentina: ..... 297
x. Anexo: Actividad Industrial como Porcentaje del PBI ..... 298
xi. Anexo: Precio de la Energía Eléctrica en pesos argentinos por MWh ..... 299
xii. Anexo: Producto Bruto Interno de la República Argentina (mil millones de US$) 300
xiii. Anexo: Producto Industrial Anual de la Argentina (mil millones de US$): .. 301
xiv. Anexo: Potencia Instalada 1976-2015 - Ministerio de Energía ..... 302
xv. Anexo: Extracto Informe Anual Cammesa ..... 303
xvi. Anexo: Potencia Máxima Demandada (Cammesa) ..... 304
xvii. Anexo: Resolución 394/2007: ..... 305
xviii. Anexo: Volúmenes de Gas Natural Importado por la República Argentina (en miles de m3): ..... 308
xix. Anexo: Producción Total de Gas de la República Argentina (millones de m3): 309
xx. Anexo: Proyección de Precios en Escenario I (en $/MWh): ..... 310
xxi. Anexo: Tipo de Cambio Peso-Dólar Promedio Histórico y Proyección (en $/USD): ..... 311
xxii. Anexo: Proyección de Precios Dolarizados en Escenario I (en USD/MWh). 313
xxiii. Anexo: Factor de Incentivo: ..... 314
xxiv. Anexo: Factor de Ajuste: ..... 315
xxv. Anexo: Proyección del PBI Industrial [USD precios 2015] ..... 316
xxvi. Anexo: Proyección PBI [USD precios 2015] ..... 317
xxvii. Anexo: Proyección de la Demanda Residencial. ..... 318
xxviii. Anexo : Energía Cinética del Viento (en joules) en Función de la Velocidad (en m/s) ..... 319
xxix. Anexo: Demostración de la Ecuación de la Potencia del Viento ..... 321
xxx. Anexo: Demostración de la Ley de Betz: ..... 323
xxxi. Anexo: Torres de Medición Meteorológicas: ..... 325
xxxii. Anexo: Distribución de Weibull ..... 327

xxxiii. Anexo: Procedimiento Técnico N1 de CAMMESA. Anexo 16: Reglamentaciones del Sistema de Transporte ..... 328

xxxiv. Anexo: Población total por Sexos Según Grupos Quinquenales de Edad, Puerto Madryn, 2010:..... 334

xxxv. Anexo: Ley XVII N°95 ..... 335

xxxvi. Anexo: Decreto 1114-2011: ..... 342

xxxvii. Anexo: Anexo I de la Ley 24051 de Residuos Peligrosos..... 356

xxxviii. Anexo: Criterio para los puntajes de la matriz de evaluación técnica de tecnologías..... 358

xxxix. Anexo: Especificaciones técnicas del Vestas 126 LTq ..... 360

xl. Anexo: Flujo de fondos proyectado para Vestas V126 LTq ..... 361

xli. Anexo: Tornado Chart con variación de generación interanual..... 363

# i. Análisis de Mercado

## i. Introducción

El siguiente estudio de mercado tiene como objetivo relevar y comprender la situación actual del mercado eléctrico nacional, su operatoria, regulación y aquellas variables que influyen directamente en su comportamiento. Con dicha información se pretende estimar su evolución, con especial énfasis en precios y volúmenes comercializados, estos últimos planteados en base de potencia y energía.

Este estudio de mercado se realiza como primera etapa formal de la evaluación de un proyecto de construcción y puesta en marcha de un parque eólico en las cercanías a la ciudad de Puerto Madryn, provincia de Chubut, en el marco del plan RenovAr.

Este proyecto analiza la instalación de 15 molinos eólicos de alta potencia por un valor de 51,75 Mega-Watt (MW) de potencia (3,45 MW cada molino). La energía eléctrica generada se inyectará localmente a la red eléctrica del Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

El plan RenovAr, lanzado en Mayo de 2016, plantea como objetivo principal una reforma en la matriz energética nacional. Esta reforma se ejecutará en base a una meta fija de conseguir que para el año 2025 un 20% de la energía consumida sea generada por energías renovables.

## ii. Estrategias del Negocio

En Argentina, la energía eléctrica fue y continúa siendo un recurso muy barato. Debido a los subsidios estatales, las bajas tarifas de la energía eléctrica respecto a los otros países de la región (y del mundo), no alentaban a los desarrollos y proyectos relacionados con las energías renovables, ni de ningún tipo,debido a su baja rentabilidad.

Las últimas negociaciones e intentos fallidos por parte del gobierno para aumentar las tarifas tanto de electricidad como de gas (sólo quitando parte de subsidios) marcan una tendencia: los costos energéticos, tanto para industrias como para usuarios residenciales tenderán a aumentar considerablemente.

Por otro lado, la situación energética en Argentina es crítica. Las bajas tarifas causaron un considerable incremento en el consumo de energía eléctrica durante la última década, ingresando en regímenes de derroche y pérdida de hábitos de consumo racional y eficiencia energética. En adición a esto, la falta de inversiones por parte de las empresas de suministro y la falta de control por parte de los entes reguladores fue abriendo camino a una falta de abastecimiento eléctrico, sobre todo en épocas y horarios de alta demanda.

Existe, además, una tendencia mundial hacia la utilización de recursos renovables y la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero en la generacion de energia eléctrica. La República Argentina pretende seguir la tendencia mundial, y, por dicha razón, desde el año 2006 intenta promover este tipo de generación de energía mediante leyes y beneficios que aumenten su competitividad.

De aquí surge el atractivo de las energías renovables. Particularmente, la energía eólica es una de las fuentes de energía con mayor potencial en el país, lo cual la convierte en una salida rápida y limpia de la crisis energética.

Para analizar el modelo de negocio, se desarrolló un CANVAS[1].

## iii. Descripción del producto

La energía eólica es la más madura y desarrollada de las energías renovables, además de ser reconocida por su confiabilidad y accesibilidad. La fuerza del viento es una fuente limpia e inagotable de energía, utilizada inicialmente para la propulsión de barcos, y aprovechada hoy en día para la generación de energía eléctrica a través de aerogeneradores en parques eólicos.

"*Los expertos dejan claro que los recursos eólicos en el planeta jamás podrá ser un factor restrictivo en la utilización de energía eólica para la producción eléctrica; incluso aunque en el 2020 la energía eólica fuese a generar el 10% de la electricidad mundial, aún quedaría la mayor parte del recurso sin explotar.*"[2].

La experiencia mundial indica que con vientos medios superiores a 5 m/s es factible el uso del recurso eólico para la generación eléctrica. Argentina tiene un gran potencial en materia de energía eólica, poseyendo velocidades medias de viento medidas a 50 metros de altura que superan los 6 m/s. Particularmente los vientos de la Patagonia se encuentran entre los mejores del mundo para la generación de energía, llegando a alcanzar velocidades promedio mayores a 9 m/s y alcanzando los 12 m/s. Gracias a dirección, constancia y velocidad del viento, se pueden alcanzar con parques eólicos instalados allí factores de capacidad superiores al 35%[3].

Dado que el proyecto apunta aproximadamente a instalar 51,75 MW, y que la capacidad instalada total de energía eólica en la Argentina es de 193,07 MW, el mismo aumentaría la misma en un 26,4%.

## i. Incentivos a la energía eólica

### i. Medio ambiente

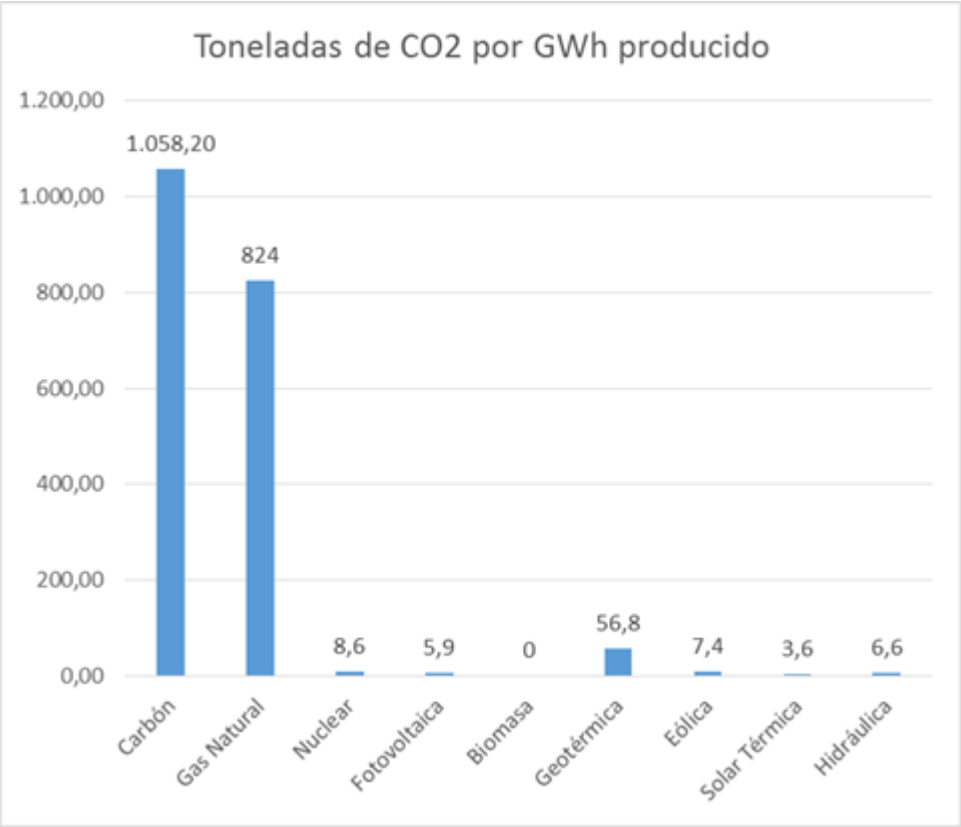
Como se mencionó anteriormente, los aerogeneradores utilizan la energía cinética del viento para producir energía eléctrica, por ende, no habiendo combustión de ningún tipo. No producen gases de efecto invernadero mientras se encuentran en operación. A una turbina le toma entre tres y seis meses producir la cantidad de energía que se emplea en su fabricación, instalación, operación, mantenimiento y remoción después de una vida útil de entre 20 y 25 años. Durante su vida útil, una turbina puede producir hasta 80 veces la energía empleada durante su fabricación, presentando los niveles más bajos de emisiones durante su ciclo de vida comparada con las demás tecnologías de generación energética.

Por otro lado, la energía eólica no emite sustancias pesadas como mercurio, ni contaminantes ambientales como óxidos de nitrógeno (creación de smog), dióxido de azufre (formación de lluvia ácida) o deposición de partículas. Estos contaminantes pueden provocar cáncer, enfermedades del corazón, asma y otras enfermedades respiratorias, acidificar ecosistemas terrestres y acuáticos, y corroer edificios.

[1] Anexo I: CANVAS.
[2] "Manual de energía eólica", José María Escudero.
[3] "Potencial de energía eólica en Argentina", Asociación Argentina de Energía Eólica.

El agua tampoco resulta contaminada debido a la generación de energía eólica ya que, a diferencia de la utilización de combustibles fósiles y plantas nucleares, se utilizan muy bajos volúmenes de agua para la producción de electricidad. Esta última característica es de gran importancia en el contexto actual de escasez de agua mundial, exacerbado por el crecimiento demográfico y el cambio climático.

Además, mediante la generación de energía a través de aerogeneradores, es posible evitar las emisiones de CO2 producidas por la generación de energía eléctrica equivalente por fuentes termoeléctricas. Cada año se liberan millones de toneladas de dióxido de carbono mediante la quema de combustibles fósiles, contribuyendo al cambio climático. La Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) estima que durante el 2011 en la UE, con una capacidad de energía eólica instalada de 9,5 GW, se evitó la emisión de 140 millones de toneladas de CO2, equivalente a sacar de circulación el 33% de los autos (71 millones de vehículos). En consecuencia, se evitó costos aproximados de 1.4 billones de euros. A continuación se muestra un gráfico realizado con datos brindados por Greenpeace de comparación del impacto ambiental entre las diferentes formas de producir energía:




*Fuente: Greenpeace*

En lo que respecta al daño hacia los animales terrestres, marinos y las aves, el estudio "*Greater impacts of wind farms on bird populations during construction than subsequent operation: results of a multi-site and multi-species analysis*", llevado a cabo en el 2012 en el Reino Unido, concluyó que la mayoría de las especies pueden coexistir así como crecer una vez que los parques eólicos se encuentran en funcionamiento. Las muertes de aves por volar hacia las

turbinas representan sólo una ínfima proporción de las causadas por otras fuentes relacionadas con la actividad humana, como lo son los vehículos y los edificios. En EEUU se estima que las turbinas de viento causan solamente el 0,01-0,02% de todas las muertes de aves causadas por choques con construcciones y actividades humanas[4].

En cuanto a los ruidos generados por las turbinas en operación, un estudio canadiense llevado a cabo en 2010, "*The Potential Health Impact of Wind Turbines*", confirmó que los niveles de emisión de ruido cumplen con las recomendaciones de la OMS para áreas residenciales. Los avances tecnológicos y las mejoras en el diseño de las turbinas disminuyeron en los últimos años drásticamente los ruidos mecánicos, haciendo que el ruido más audible sea el del viento interactuando con las paletas del rotor, similar a un silbido muy bajo. Sobre ello, el estudio "*Wind Turbine Sound and Health Effects*" realizado por un conjunto de profesionales médicos de EEUU, Canadá, Dinamarca y el Reino Unido concluye que "*No hay evidencia de que los ruidos audibles o sub-audibles (incluyendo infrasonido) emitidos por las turbinas de viento tengan algún efecto psicológico adverso*".

### ii. Autoabastecimiento

A lo largo de la historia argentina los hidrocarburos líquidos y gaseosos han representado una parte sustancial del consumo energético. Como más adelante se detalla, la Matriz Energética Argentina tiene hoy una alta dependencia de los combustibles fósiles, presentando más de un 60% de generación térmica. Esta situación se agrava con el decrecimiento de la producción de hidrocarburos en el país y con las consecuentes importaciones en las que se ha incurrido para poder abastecer la creciente demanda energética. Los resultados en la economía del país han sido y continúan siendo de impacto negativo, ya que actualmente no se cuenta con la infraestructura necesaria para el autoabastecimiento energético.

En la presente situación, los hidrocarburos se han convertido en un insumo fundamental de la generación eléctrica argentina. Esto es resultado de que a lo largo de los años, la demanda energética fue creciendo, y para abastecerla, se fue utilizado la potencia instalada a plena capacidad, y luego fue necesario ampliarla. Los mayores crecimientos se dieron en la generación térmica, particularmente en los ciclos combinados y en las Turbinas de Gas. Como consecuencia de ello, y de la falta de inversión en la exploración, la disponibilidad del gas de producción local comenzó a peligrar. Actualmente el déficit energético es combatido mediante la importación de GNL, Gas Natural de Bolivia, Fuel Oil de Venezuela, entre otros combustibles fósiles. Aunque desde ese momento se han hallado reservas importantes de hidrocarburos, el desarrollo de estos recursos demandaría años hasta que los mismos puedan ocupar una porción significativa en el abastecimiento de hidrocarburos al mercado, además de todos los gastos que implica su almacenamiento y traslado y los conocidos efectos negativos para el medio ambiente.

Las importaciones significan hoy un altísimo costo para el país, atentando contra la balanza comercial y afectando al crecimiento de la economía, ya que la pérdida del autoabastecimiento energético y la cobertura de la demanda de hidrocarburos importados exponen al país a los

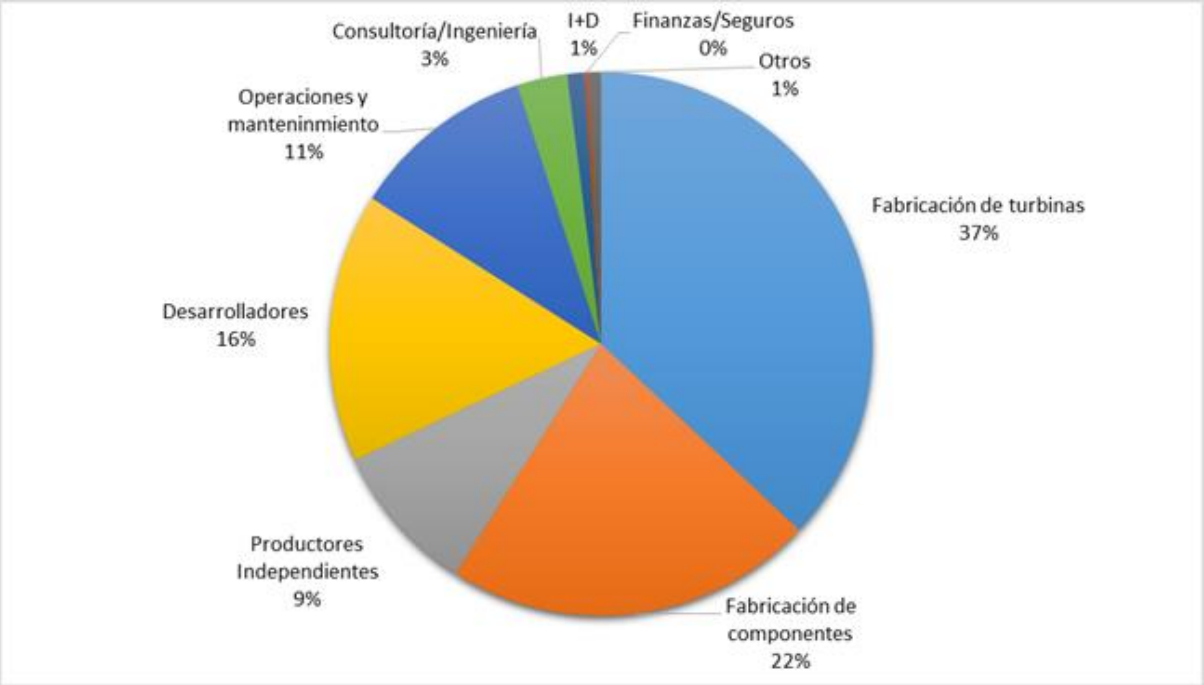
[4] "Impacts of wind energy development on birds and bats: looking into the problem", Max T. Edkins, M.Sc. University of Oxford.

vaivenes de los precios internacionales de estos commodities. Se puede aplicar el concepto de Portfolio de Negocios al estudio de la matriz energética y concluir que es aconsejable mantener en la misma una variedad de fuentes de generación de diferente nivel de riesgo. A diferencia de las fuentes de hidrocarburos cuyo abastecimiento está sujeto a variaciones impredecibles de precio, y por lo tanto presentan alto riesgo, la generación de energía eólica no requiere de insumo necesario más que el viento, cuyo comportamiento hoy es predecible con bastante exactitud, y por lo tanto presenta niveles de riesgo bajo. En cuanto a este aspecto, se busca analizar si la inversión en un proyecto de generación de energía eólica, como el que se contempla en este trabajo, puede tener un impacto significativo en la matriz energética y por ello obtener resultados convenientes.

### iii. Impacto social

Más allá de las ventajas en términos de acción contra el cambio climático y de hacer frente a la histórica necesidad de aumentar la capacidad generadora de energía para autoabastecerse, la energía eólica también contribuye al bienestar económico.

Según una estimación realizada por la EWEA, por cada MW de potencia eólica instalada en los países desarrollados se generan alrededor de 15 empleos-año. Estos son los empleos directamente relacionados, es decir los de fabricación de turbinas, por ejemplo; si se habla en cambio de empleos en sectores indirectamente relacionados, se crean 0,4 empleos-año por cada MW. A continuación se muestran cómo se subdividen los empleos creados[5]:




Para los países subdesarrollados, la cifra aumenta a 20 empleos-año directamente relacionados y 160 empleos-año indirectos entre profesionales, técnicos, mano de obra calificada y no

[5] Employment in the Wind Energy Sector - EWEA.

calificada, por MW de potencia eólica instalada. Particularmente, este proyecto de instalación de un parque generador de 51,75 MW implicaría la creación de un total de aproximadamente 9.180 empleos-año.

Si se quiere comparar la cantidad de empleos creados con las de otras formas de generación de energía, se puede utilizar el análisis de la EWEA. Teniendo en cuenta que en la UE el sector de energía emplea 2,69 millones de personas y que los empleos relacionados a la generación de energía eólica componen el 7,3% de esa cantidad pero considerando que actualmente esta produce el 3,7% de la demanda energética se concluye que esta última implica más intensivamente la utilización de mano de obra comparada a las otras tecnologías. La EWEA además afirma que esta conclusión es consistente con previas investigaciones.

### iv. Costos

Los costos relativos a la generación de energía eólica muestran una continua y pronunciada disminución, debido principalmente a los avances tecnológicos que produjeron una declinación en los precios de las turbinas, los costos de operaciones y mantenimiento, la altura de la torre y un aumento en la eficiencia. Esto impacta determinantemente en sus costos totales debido a que presenta ciertas características económicas muy diferentes a las otras formas de generación. Una de las principales, es que la estructura de costos se concentra principalmente en la inversión inicial de gran magnitud, ya que los equipos son caros, y que luego no se requiere un abastecimiento continuo de combustibles. Posteriormente en el trabajo, se desarrollan los costos asociados a la producción de energía eólica y se los compara con los demás tipos de generación.

### v. Incentivos legales y financieros

Los instrumentos legales más importantes para la promoción de la energía renovable son los siguientes:

**Ley 25.019[6]**

Llamada "*Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar*", promulgada en 1998. La misma establece beneficios impositivos a las inversiones en energía eólica, marcando un precedente en la actividad como la primer ley incentivo a las energías renovables. Se destaca el diferimiento del pago del Impuesto de Valor Agregado por 15 años (artículo 3º) y el beneficio de estabilidad fiscal (artículo 7º) por el mismo periodo. Establece un precio a pagarse ($0.01/Kwh) a generadores eólicos que vendan al Mercado Eléctrico Mayorista durante el periodo de 15 años (artículo 5º).

**Ley 26.190[7]**

Llamada "*Régimen del Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinadas a la Producción de Energía Eléctrica*", promulgada en 2006. Establece un 8% de fuentes renovables para el consumo de energía eléctrica nacional para finales del año 2016

[6] Anexo II: Ley 25.019.
[7] Anexo III: Ley 26.190.

(artículo 2), y beneficios fiscales para con los Impuestos al Valor Agregado, Impuesto a las Ganancias e Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (artículo 9). Modifica, además, el artículo 5º de la Ley 25.019, aumentando el precio pagado a generadores eólicos a $0.015/Kwh (artículo 14º).

**Ley 27.191**[8]

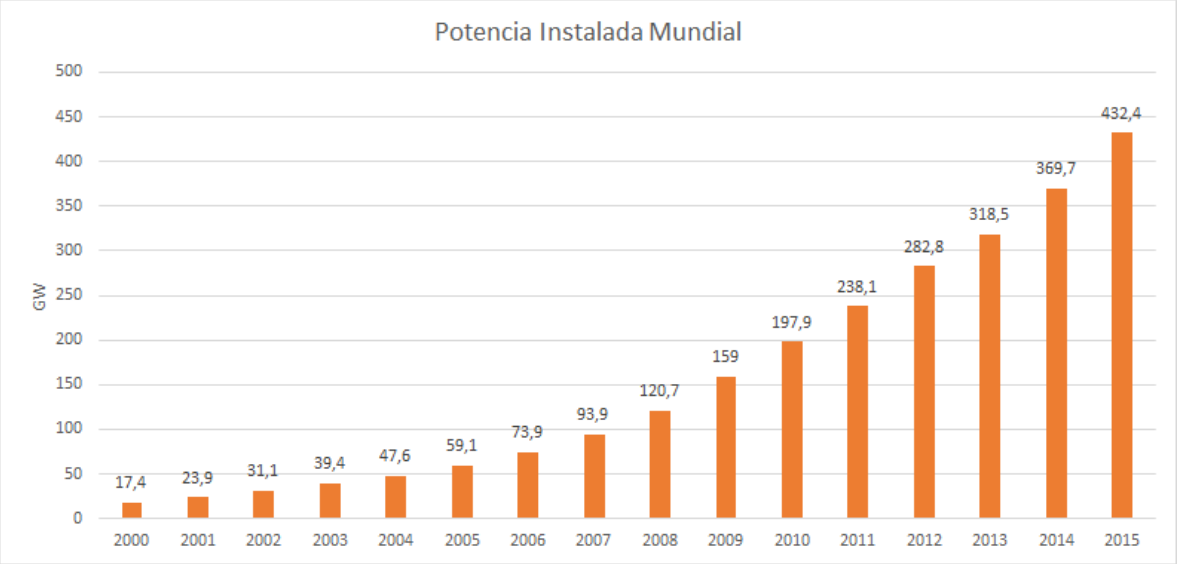
Modifica a la ley 26.190 y plantean metas nacionales obligatorias de aumentar el consumo nacional de energía eléctrica generada con fuentes renovables a un 20% para el año 2025, llegando hasta esta meta en etapas incrementales. La primera de estas etapas es llegar a un consumo de un 8% para el final de 2017. Por otro lado, establece los siguientes incentivos fiscales:

- Exención de aranceles a la importación de equipos, partes, repuestos, componentes y materias primas (previo control de falta de oferta local) hasta el 31/12/2017.
- Amortización acelerada de bienes aplicables
- Devolución anticipada del IVA
- Exención del Impuesto a las Ganancias Mínimas Presuntas
- Exención del Impuesto a los Dividendos (sujeto a reinversión en infraestructura)
- Deducción de la carga financiera en el Impuesto a las Ganancias
- Certificado Fiscal sujeto a acreditación de componente nacional

### ii. Ciclo de vida

En cuanto al ciclo de vida, la energía eólica se encuentra recién en su etapa de crecimiento, tanto mundialmente como en el país. La contribución de la misma al suministro eléctrico ha alcanzado una considerable porción de alrededor del 3% de la demanda a nivel mundial, creciendo sólo en 2015 un 14%. Según la Agencia Internacional de la Energía, se espera que para el 2020 se supere el 5% y a más largo plazo, para el 2020, que pueda cubrir el 9% de la demanda eléctrica mundial, y más del 20% en Europa.

[8] Anexo IV: Ley 27.191.



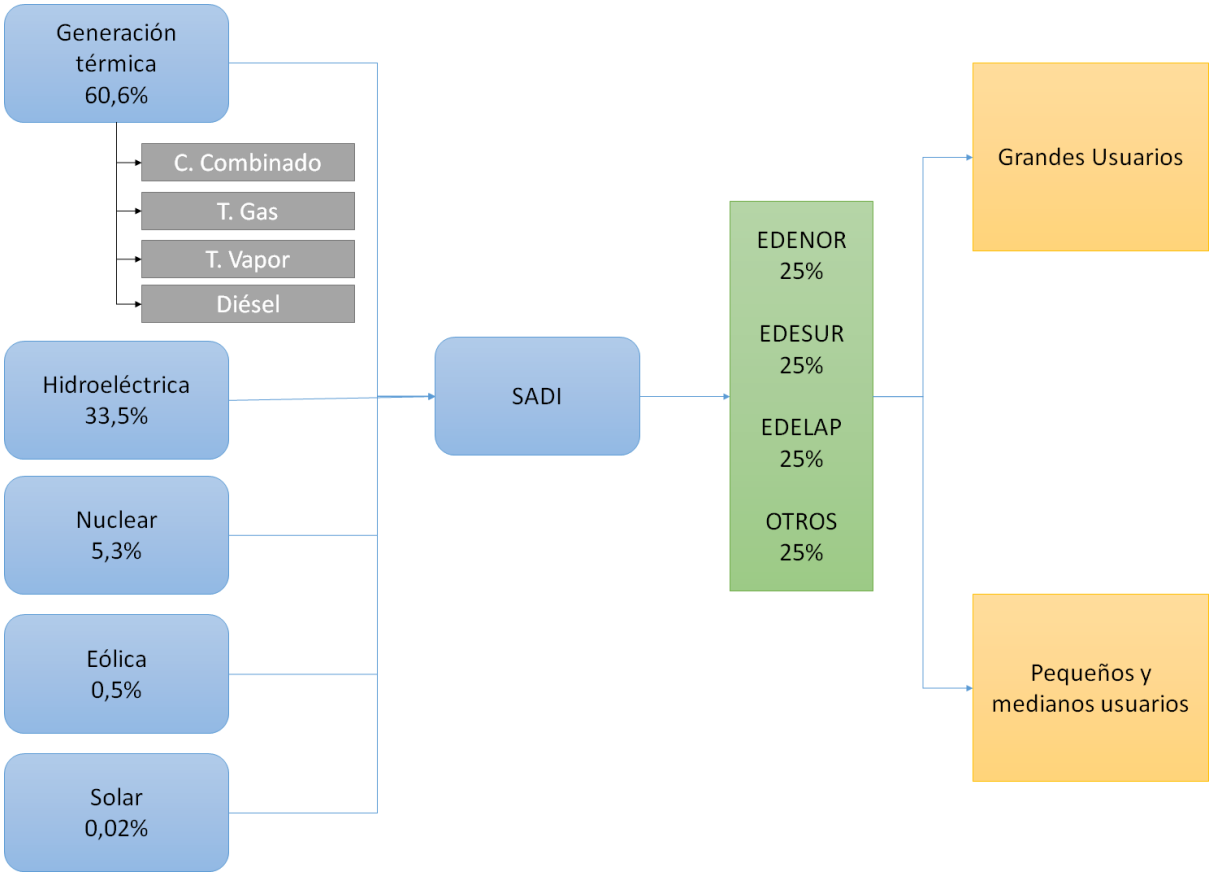

*Fuente: Global Wind Energy Council (WGEC)*

La tasa de crecimiento (la relación entre la nueva capacidad de energía eólica instalada y la instalada el año anterior) muestra sus valores más altos en Latinoamérica y África. En Latinoamérica esto se debió principalmente al crecimiento que mostraron Uruguay y Chile. Con la excepción de Brasil, México, Chile y Uruguay, la mayoría de los países latinoamericanos como Argentina todavía pueden ser considerados como en un estado de infancia en lo que respecta a este tema.

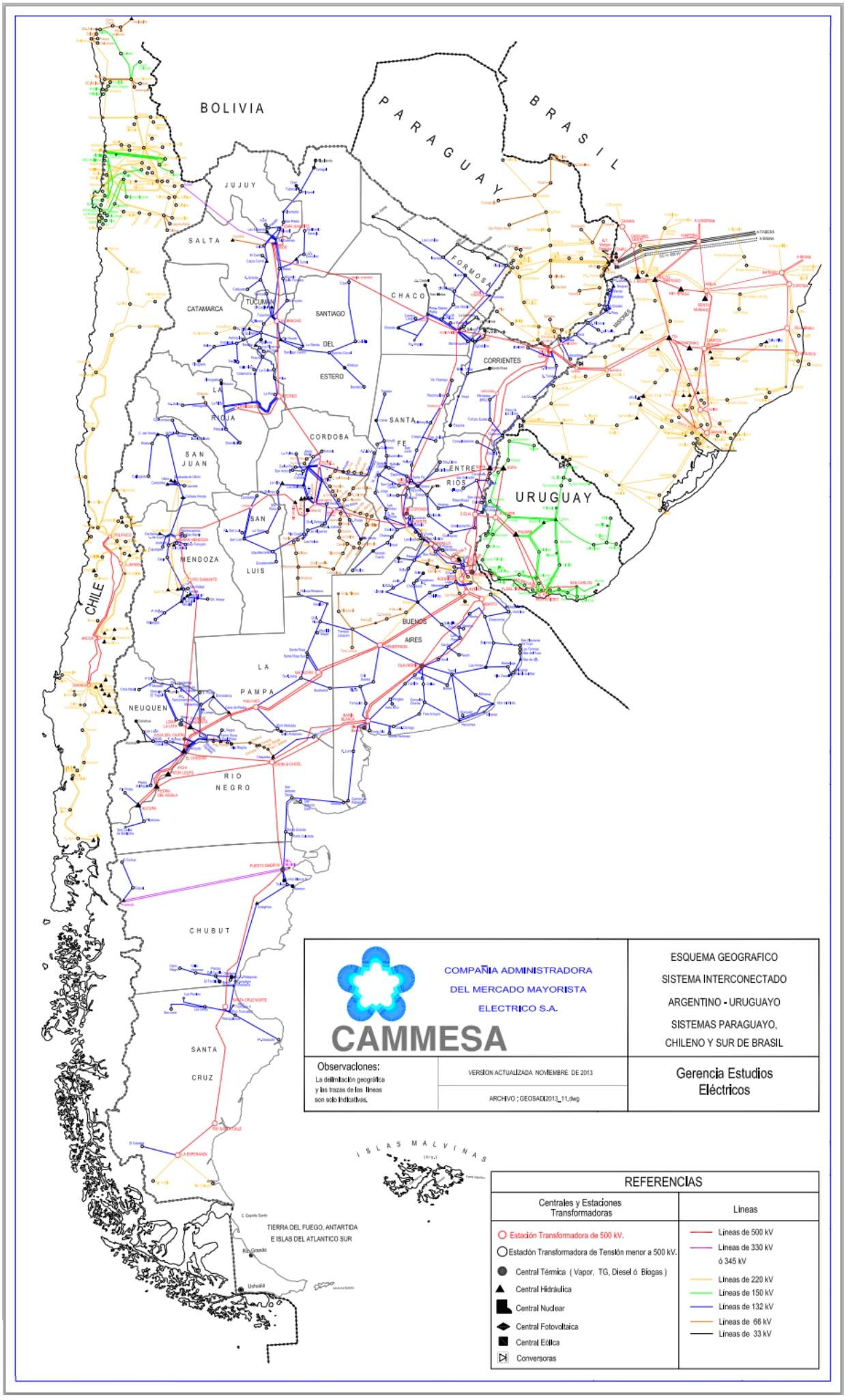
## iv. Análisis de Mercado

A fin de analizar el mercado, es necesario comprender el funcionamiento del mismo, los volúmenes comercializados y los principales actores pertenecientes. A continuación se detalla el esquema del Mercado Eléctrico Mayorista argentino:

**Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Argentina**




El siguiente mapa muestra el Sistema Interconectado de la Nación, en donde las líneas en color rojo representan líneas de extra alta tensión (500KV). Las mismas constituyen el SADI. Además, en el mapa se pueden observar las distintas centrales y estaciones transformadoras que hay en la región argentina. Los círculos en negro, por ejemplo, son centrales térmicas, mientras que los cuadrados negros son centrales eólicas. La tabla muestra las referencias respecto a las distintas centrales y estaciones transformadoras.


BOLIVIA
PARAGUAY
BRASIL
JUJUY
SALTA
CATAMARCA
TUCUMAN
SANTIAGO DEL ESTERO
CHACO
FORMOSA
CORRIENTES
LA RIOJA
CORDOBA
SANTA FE
ENTRE RIOS
SAN JUAN
SAN LUIS
MENDOZA
CHILE
URUGUAY
BUENOS AIRES
LA PAMPA
NEUQUEN
RIO NEGRO
CHUBUT
SANTA CRUZ
TIERRA DEL FUEGO, ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR
ISLAS MALVINAS
COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO S.A.
CAMMESA
ESQUEMA GEOGRAFICO
SISTEMA INTERCONECTADO
ARGENTINO - URUGUAYO
SISTEMAS PARAGUAYO,
CHILENO Y SUR DE BRASIL
Observaciones:
La delimitación geográfica y las trazas de las líneas son solo indicativas.
VERSION ACTUALIZADA NOVIEMBRE DE 2013
ARCHIVO : GEOSADI2013_11.dwg
Gerencia Estudios Eléctricos
REFERENCIAS
Centrales y Estaciones Transformadoras
Estación Transformadora de 500 kV.
Estación Transformadora de Tensión menor a 500 kV.
Central Térmica ( Vapor, TG, Diesel ó Biogas )
Central Hidráulica
Central Nuclear
Central Fotovoltaica
Central Eólica
Conversoras
Lineas
Lineas de 500 kV
Lineas de 330 kV ó 345 kV
Lineas de 220 kV
Lineas de 150 kV
Lineas de 132 kV
Lineas de 66 kV
Lineas de 33 kV

En Argentina, el SADI es la principal red de transporte de energía eléctrica, la cual es administrada por una sociedad civil sin fines de lucro denominada CAMMESA, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. Esta organización se encarga principalmente de la coordinación de las operaciones de despacho por medio de un Organismo Encargado del Despacho (OED), del establecimiento de los precios mayoristas y de la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del SADI. A su vez, es la encargada de administrar y organizar las compras del MEM.

Hasta el año 2005, el SADI cubría casi toda la extensión de país, menos la Patagonia, ya que la misma era cubierta por el Sistema Interconectado Patagónico (SIP). En el año 2006 se realizó la interconexión del vínculo de SADI-SIP, la cual permanece hasta el día de hoy. A través del SADI el MEM abastece el 99,9% de la demanda eléctrica del país, mientras que ese 0,1% lo abastece una cooperativa encargada de satisfacer pequeñas demandas.

El Estado Nacional participa del mercado por medio de la Secretaría de Energía de la Nación (SE) y del Ente Regulador de Energía Eléctrica (ENRE). La SE es la encargada de fijar y hacer cumplir las regulaciones, normas y tarifas, mientras que el ENRE regula la actividad de los monopolios naturales del mercado (transporte y distribución), cerciorando que el consumidor reciba el servicio en una forma satisfactoria.

En resumen, el sistema funciona de la siguiente manera: el Generador fabrica la energía, que luego es llevada por el Transportista hacia los centros urbanos, en donde el Distribuidor la lleva a los medianos y pequeños usuarios. Por otro lado, existen los Grandes Usuarios, que son aquellos que están conectados directamente a la red Transportista, comprando energía sin la intermediación de un distribuidor.

**Generadores**

La generación de energía eléctrica en Argentina depende de empresas privadas y estatales, y tiene su origen en distintas fuentes (principalmente generación térmica e hidroeléctrica).

El Estado Nacional es propietario de la totalidad de la generación de energía nuclear y de dos represas hidroeléctricas, que combinadas representan aproximadamente el 50% de la capacidad hidroeléctrica instalada a nivel nacional. El resto de la generación se encuentra ampliamente distribuida en compañías privadas, las cuales son principalmente de generación térmica (de Ciclo combinado, Turbina de Gas, Turbina de Vapor y Diesel). La generación privada se encuentra fragmentada, donde cada generador no supera el 15% de la capacidad instalada, lo cual garantiza la competitividad en el sector, evitando monopolios. La Argentina también importa energía eléctrica a Paraguay, aunque no representa una cantidad significativa respecto de la generación nacional.

La generación por parte de fuentes renovables no se encuentra plenamente desarrollada al día de la fecha, muy a pesar del excelente potencial existente a lo largo y ancho del país. La poca existente pertenece a capitales privados y a producción para el abastecimiento de sistemas aislados de la red (eólicos y solares de baja potencia).

La totalidad de la energía generada es la que luego será transportada y comercializada a lo largo del país, a fin de abastecer la demanda existente. Debido a la variabilidad de la misma, la generación de energía (oferta) es controlada en tiempo real, principalmente las fuentes térmicas e hidroeléctricas, cuya flexibilidad y versatilidad es ampliamente mayor a la de las fuentes renovables (las cuales dependen pura y exclusivamente de las condiciones climáticas) y nuclear (la cual se usa como generación base). Debido a la variabilidad de la demanda y oferta, existe una consecuente variabilidad en el precio de comercialización.

La electricidad generada es vendida a CAMMESA, la cual se encarga de administrar el mercado eléctrico mayorista. Esto implica el despacho de la energía eléctrica generada, la operación del mercado eléctrico en tiempo real (define cuánto se produce y que fuente), el cálculo de los precios en tiempo real (en función de la demanda) y la administración de las operaciones comerciales.

**Transportistas**

Son los encargados de transportar la energía producida desde su lugar de generación hasta los centros urbanos. También son los encargados de la operación y manteamiento de los sistemas que le fueron entregados por concesión. El país cuenta con un transportista de Extra Alta tensión (500 KV) llamado Transener, y además, en cada región del país existen empresas transportistas de menor tamaño.

En la Argentina el transporte de energía eléctrica es un servicio público, es decir que tiene que brindar libre acceso a sus redes, para que de este modo se pueda transportar la energía producida en los generadores, hacia los distribuidores y grandes usuarios.

**Distribuidores**

En Argentina, existen tanto empresas distribuidoras públicas como privados, que son las encargadas de entregar la energía a los centros urbanos. Las mismas se encuentran reguladas por el estado. El 75% del país está en manos de las distribuidoras Edenor, Edesur y Edelap, mientras que el 25% restante está a cargo de otros. De este modo cada empresa tiene una determinada región para abastecer.

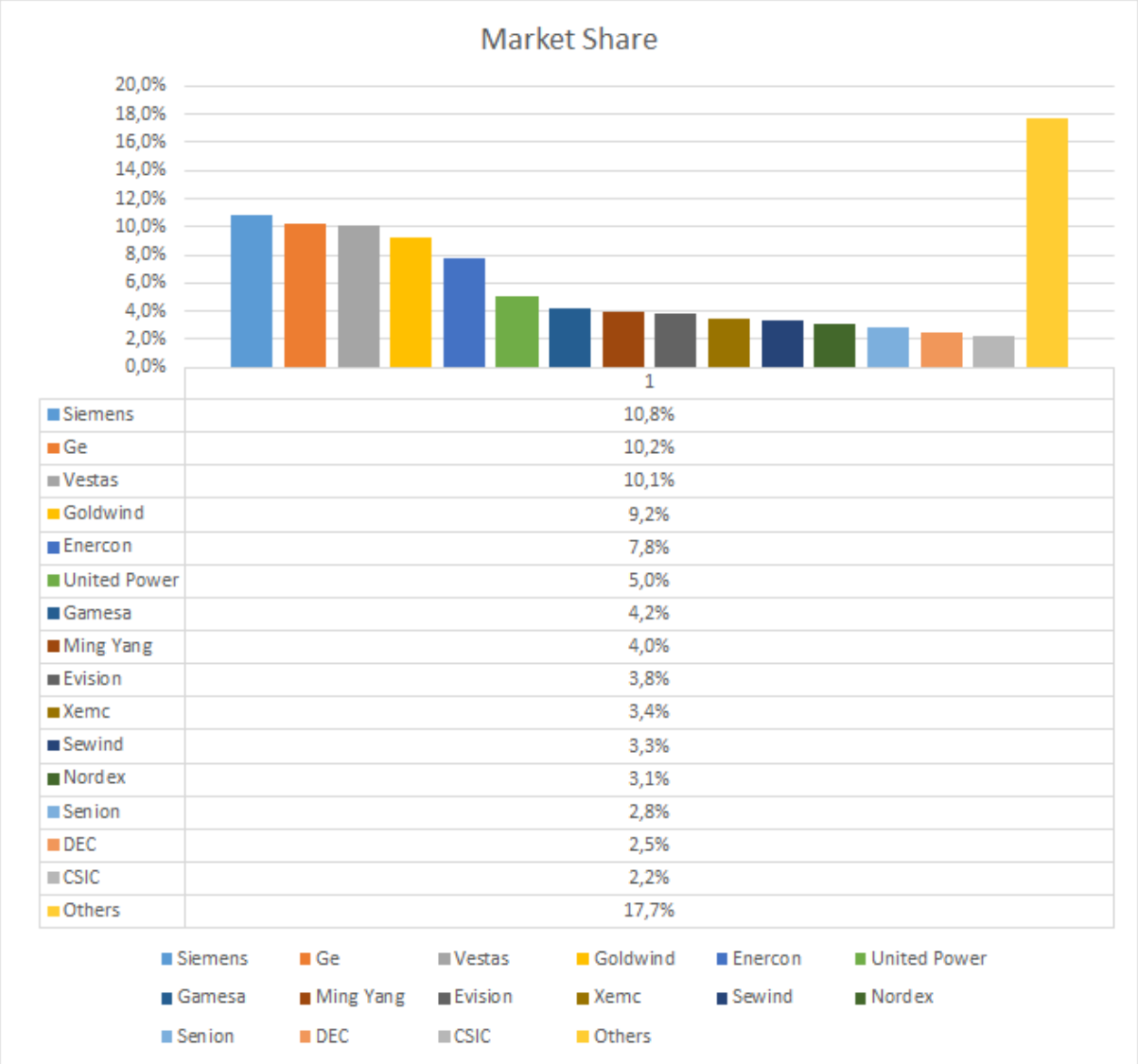
### i. Proveedores

La tecnología que se requiere para la fabricación de turbinas eólicas de alta potencia es compleja, y su capital es grande. Por eso, históricamente las empresas capaces de producirlas pertenecían a países desarrollados, comúnmente países de Europa y Estados Unidos. Esto definió notoriamente el mercado proveedor de aerogeneradores, dado que cuentan con basta experiencia técnica y logística a nivel mundial.

Entre las empresas más calificadas en el producción de aerogeneradores a nivel mundial se encuentran las siguientes:

- **Siemens:** es una empresa alemana proveedora de soluciones de energía eólica para plantas onshore y offshore. Fabrica aerogeneradores de accionamiento directo (D) así como engranados (G) y diámetros de rotor entre 101 y 154 metros. Ha instalado 13.300 aerogeneradores con una capacidad de 22.700 MW a nivel global. Se caracteriza por una empresa innovadora por ejemplo uno de sus últimos y grandes lanzamiento fue en el año 2012 con la fabricación de las mayores palas de un rotor para aerogeneradores, de 75 metros, que será utilizada para la generación de aerogeneradores offshore de 6 MW.
- **Vestas:** es empresa de Dinamarca con dedicación exclusiva a la energía eólica. Se caracteriza por fabricar sus propios componentes, lo que aumenta la flexibilidad del desarrollo de su producto. Hoy en dia Vestas cuenta con más de 51.000 aerogeneradores instalados en todo el mundo, Además cuenta con una amplísima gama de aerogeneradores fabricados en serie, cubriendo todos los segmentos y regímenes de viento.
- **Goldwind:** es una empresa China dedicada a la fabricacion de turbinas eólicas. Se encuentra dentro de los diez mayores fabricantes de turbinas eólicas en el mundo. En el 2015 obtuvo un récord por haber instalados 7,8 gigavatios. Al igual que Vestas cuenta con una amplia gama de aerogeneradores.

En el siguiente el siguiente gráfico se observa el market share:




| | 1 |
|---|---|
| Siemens | 10,8% |
| Ge | 10,2% |
| Vestas | 10,1% |
| Goldwind | 9,2% |
| Enercon | 7,8% |
| United Power | 5,0% |
| Gamesa | 4,2% |
| Ming Yang | 4,0% |
| Evision | 3,8% |
| Xemc | 3,4% |
| Sewind | 3,3% |
| Nordex | 3,1% |
| Senion | 2,8% |
| DEC | 2,5% |
| CSIC | 2,2% |
| Others | 17,7% |

*Fuente: MAKE Consult*

Hasta hace unos años, las turbinas eólicas de alta potencia se importaban a la Argentina, principalmente de Europa. Todos los primeros parques eólicos contaron con generadores importados, hecho favorecido por las condiciones cambiarias de la década del 90 y por la falta de oferta local. Actualmente a excepción del parque eólico "El Tordillo" todos los parques generan energía eléctrica con turbinas importadas. El parque "Arauco" posee turbinas fabricadas en Brasil por una firma Argentina (IMPSA).

Hoy en día, el país ya cuenta con fabricantes locales de turbinas que cuentan con la capacidad para fabricar equipos. Considerando la escasa relevancia de la energía eólica en la matriz energética argentina, es notable que el país cuente con tres fabricantes locales.

Las firmas locales capaces de proveer turbinas eólicas son:

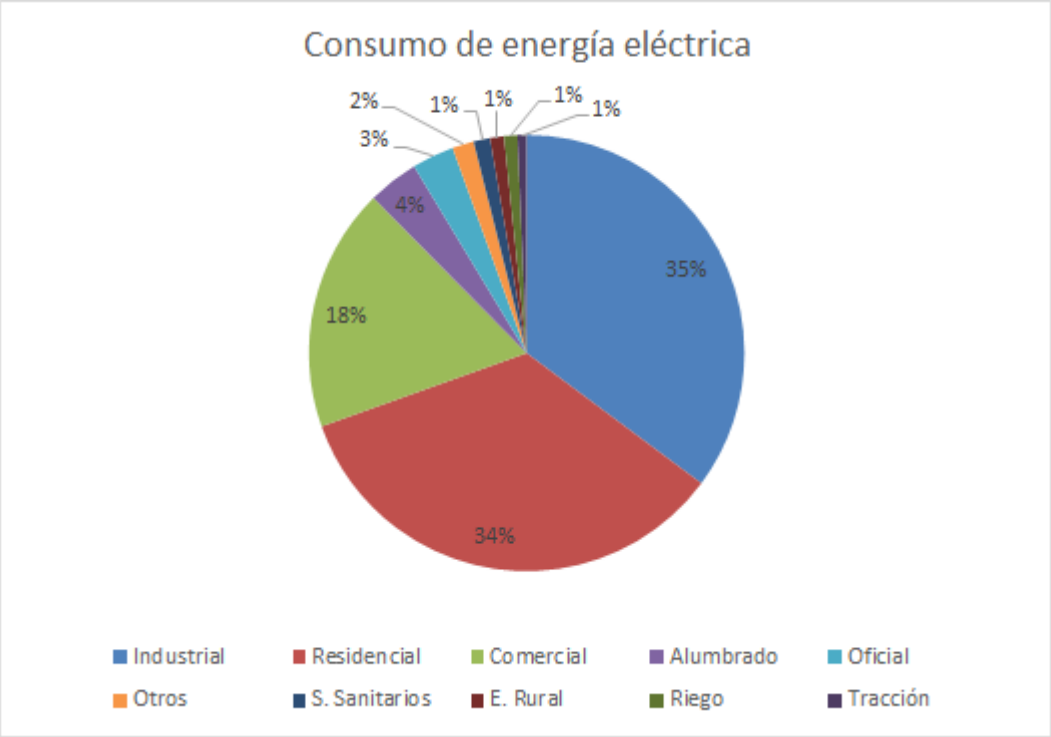
- **NRG Patagonia**: provee turbinas de 1.5 MW. Actualmente poseen un aerogenerador instalado en Argentina. La fabricación es realizada con piezas fabricadas en Argentina en un 45%. Su capacidad de producción ronda los 20 equipos anuales.

- **INVAP**: hasta la actualidad solo ha desarrollado aerogeneradores de baja potencia, pero se encuentran en fase de estudio generadores de 1.5 MW y 2.0 MW. No han llegado aún a la fase de prototipo por no contar con el financiamiento requerido.
- **IMPSA Wind**: provee turbinas con tres potencias disponibles: 1.5 MW, 2.0 MW y 2.1 MW. La capacidad de la planta de IMPSA es de 70 juegos de palas y de 70 generadores por año (Planta Mendoza I). También poseen una planta en Brasil con una capacidad de 400 unidades anuales. Actualmente en Argentina cuentan con 1.5 MW instalados en el parque El Tordillo y con 25,2 MW instalados en el Parque Arauco (La Rioja). En Brasil tiene 317 MW instalados distribuidos en 13 parques.

Estas tres empresas han fundado lo que se denomina el Clúster Eólico Argentino. Se trata de un conjunto de empresas que poseen las instalaciones requeridas para la fabricación seriada de todos los elementos necesarios para la construcción de un parque eólico. Por otro lado, la CIPIBIC (Cámara de Industriales de Proyectos de Ingeniería de Bienes de Capital) está auspiciando el clúster que ya cuenta con 70 integrantes.

### ii. Consumidor actual y potencial

En cuanto a los consumidores actuales, el siguiente gráfico muestra cómo está subdividido el consumo energético en la Argentina. La mayor parte de la energía la consumen las industrias con un 35,18%, luego le sigue la residencial con un 34,36%.




*Fuente: Ministerio de Energía y Minería*

Considerando la demanda de energía, se pueden diferenciar dos grandes grupos, los grandes consumidores, y los medianos y pequeños consumidores. Los grandes consumidores, son aquellos que contratan en forma independiente y para consumo propio la energía eléctrica, sin pasar por un distribuidor, a fin de disminuir costos. Por lo general son grandes industrias que

consumen vastas cantidades de energía. Para poder pertenecer al grupo de Grandes Usuarios se debe cumplir con ciertos requisitos en cuanto a topes de potencia y consumo, necesidades técnicas y condiciones contractuales de comercialización. Los medianos y chicos consumidores son las casas, comercios, locales, pequeñas industrias, la energía se la suministran las distribuidoras de cada zona.

### iii. Competidor

El proyecto cuenta con cinco grandes competidores, parques eólicos, distribuidos en todo el país, los cuales se encuentran operando e inyectando su energía generada a la red nacional de distribución.

| Nombre del Parque Eólico | Localizacion | Generacion anual promedio [GWh] | Cantidad de aerogenadores |
|---|---|---|---|
| Arauco | La Rioja | 46 | 24 |
| Diadema | Chubut | 28 | 7 |
| Loma Blanca | Chubut | 183 | 17 |
| Rawson | Chubut | 296 | 43 |
| El June | Santiago del Estero | 28 | 4 |

Además el país cuenta con otros Parques Eólicos que se encuentran en etapa temprana de desarrollo:

| Nombre del Parque Eólico | Localizacion | Potencia Instalada |
|---|---|---|
| Malaspina | Chubut | 30 MW |
| Kohuel Kayke | Santa Cruz | 75 MW |
| Puerto Madryn | Chubut | 100 MW |
| Valle Hermoso | Chubut | 12 MW |
| Zapala 39 | Neuquen | 10 MW |
| El Tordillo | Chubut | 3 MW |
| El Angelito 38 | Chubut | 200 MW |

Hoy en día Argentina cuenta con 13 Parques Eólicos que están fuera de servicio por falta de mantenimiento o por la baja rentabilidad debido a los bajos precios de la electricidad. Por el contrario gracias al fomento del uso de las energías renovables por parte del Gobierno mediante la promulgación de las leyes 26.191 y 27.191, mencionadas anteriormente, el presente proyecto cuenta con potenciales competidores, es decir, futuros Parques Eólicos puestos en marcha.

### iv. Sustitutos

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables. Bajo este concepto, se reconocen los siguientes tipos de energías renovables:

- Energía Hidráulica
- Energía Solar Térmica
- Energía Solar Fotovoltaica
- Biomasa y Biogás
- Energía Eólica

- Energía Geotérmica
- Energía Mareomotriz
- Energía Undimotriz
- Biocombustibles

Dado que la energía eólica es un tipo de energía renovable, a priori, puede decirse que cualquiera de estas podría presentarse como un sustituto.
Estas energías poseen grandes ventajas entre las que se puede destacar:

- Se presentan como un aliado imprescindible contra el cambio climático
- Se encuentran inmersas en una tendencia de creciente competitividad
- Su horizonte político es altamente favorable

Cada una de estas posee sus ventajas y desventajas.

La energía hidroeléctrica es electricidad generada aprovechando la energía del agua en movimiento. La lluvia o el agua de deshielo, provenientes normalmente de colinas y montañas, crean arroyos y ríos que desembocan en el océano. La energía que generan esas corrientes de agua puede ser considerable.

Una central hidroeléctrica clásica es un sistema que consiste en tres partes: una central eléctrica en la que se produce la electricidad; una presa que puede abrirse y cerrarse para controlar el paso del agua; y un depósito en que se puede almacenar agua. El agua de detrás de la presa fluye a través de una entrada y hace presión contra las palas de una turbina, lo que hace que éstas se muevan. La turbina hace girar un generador para producir la electricidad. La cantidad de electricidad que se puede generar depende de hasta dónde llega el agua y de la cantidad de ésta que se mueve a través del sistema.

Estos emprendimientos no son factibles de realizar a pequeña escala y es por este motivo que requieren de una gran inversión. Por otro lado, el hecho de necesitar una represa antes de las turbinas hace que este tipo de generación ocasione un alto impacto en el ambiente local.

La energía solar es la producida por la luz, en el caso de la energía fotovoltaica y por el calor del sol para la termosolar para la generación de electricidad o la producción de calor. Estas energías se obtienen por medio de paneles y espejos, respectivamente.
Las células solares fotovoltaicas convierten la luz del sol directamente en electricidad por el llamado efecto fotoeléctrico, por el cual determinados materiales son capaces de absorber fotones y liberar electrones, generando una corriente eléctrica. Por otro lado, los colectores solares térmicos usan paneles o espejos para absorber y concentrar el calor solar, transferirlo a un fluido y conducirlo por tuberías para su aprovechamiento en edificios e instalaciones o también para la producción de electricidad.

Los módulos de captación solar requieren de un mantenimiento relativamente sencillo lo que, unido a la progresiva y acelerada disminución del coste de las células fotovoltaicas, explican las favorables perspectivas existentes actualmente para la tecnología solar. Las plantas solares, además, no emiten gases contaminantes y son extremadamente silenciosas. Además de esto, este tipo de generación es adaptable a la magnitud que se desee, ya que los paneles fotovoltaicos se caracterizan por ser sistemas modulares.

La energía de la biomasa es la que se obtiene de los compuestos orgánicos mediante procesos naturales. Con el término biomasa se alude a la energía solar, convertida en materia orgánica

por la vegetación. También se considera biomasa la materia orgánica de las aguas residuales y los lodos de depuradora, así como la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos y otros residuos derivados de las industrias. Estos residuos se pueden recuperar por combustión directa o también, transformando esa materia en otros combustibles como alcohol, metanol o aceite. También se puede obtener biogás, de composición parecida al gas natural, a partir de desechos orgánicos.
La obtención de energía eléctrica a través de la quema de biomasa sólida se realiza generalmente a gran escala (plantas mayores de 2MW). Esto es debido principalmente a que las instalaciones necesarias requieren una gran inversión económica. Además, los rendimientos globales obtenidos son mayores cuanto mayor sea la potencia generada.

El funcionamiento de una planta de biomasa para la generación de energía eléctrica consiste en la recepción de la biomasa, posteriormente se coloca en una cinta transportadora, que las conduce hasta la caldera. Allí, previamente desmenuzada, cae a una parrilla vibratoria que favorece la combustión y la evacuación de inquemados. Dicha combustión calienta el agua que circula por las tuberías de las paredes de la caldera y por haces de tubos en el interior de la misma convirtiéndola en vapor sobrecalentado. El vapor sobrecalentado mueve una turbina conectada a un generador que produce electricidad a una tensión determinada.
Para concluir, esta fuente de energía tiene dos grandes desventajas que complejizan su aplicación:
En primer lugar, existe un menor rendimiento energético de los combustibles derivados de la biomasa en comparación con los combustibles fósiles.

En segundo lugar, la materia prima es de baja densidad energética lo que quiere decir que ocupa mucho volumen y por lo tanto puede tener problemas de transporte y almacenamiento. Este es uno de los motivos por los que este tipo de generación necesita operar a gran escala y en grandes espacios.

La energía eólica es la energía obtenida de la fuerza del viento, es decir, mediante la utilización de la energía cinética generada por las corrientes de aire. Se obtiene mediante unas turbinas eólicas que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica por medio de aspas o hélices que hacen girar un eje central conectado, a través de una serie engranajes a un generador eléctrico.
Este tipo de generación es modular ya que puede incorporarse desde un molino hasta la cantidad que se desee. Su ventaja principal es que no requiere de materias primas y casi no requiere de operarios. En contrapartida de esto, requiere de altas inversiones en maquinaria, se debe contar con una zona de vientos de elevada constancia y la instalación de los molinos requiere de grandes extensiones de tierra.

En los últimos años, para hacer frente a este problema de requerimiento de grandes extensiones de tierra se está comenzando a implementar molinos eólicos directamente sobre el mar.

La energía geotérmica es aquella energía que puede ser obtenida por el hombre mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra.

Parte del calor interno de la Tierra (5.000 °C) llega a la corteza terrestre. En algunas zonas del planeta, cerca de la superficie, las aguas subterráneas pueden alcanzar temperaturas de ebullición, y, por tanto, servir para accionar turbinas eléctricas o para calentar.

Actualmente las plantas generadoras se emplazan en lugares donde la actividad volcánica está casi a nivel superficial: por ejemplo en Islandia. Sin embargo, los nuevos desarrollos tecnológicos están expandiendo considerablemente la factibilidad de emplazar centrales de generación geotérmica en lugares con muy baja actividad térmica superficial, es decir, aprovechando zonas más profundas pero que también poseen la energía necesaria para evaporar el agua.

La energía marina o energía de los mares se refiere a la energía renovable producida por las olas del mar, las mareas, la salinidad y las diferencias de temperatura del océano. El movimiento del agua en los océanos del mundo crea un vasto almacén de energía cinética o energía en movimiento. Esta energía se puede aprovechar para generar electricidad que alimente las casas, el transporte y la industria.

Esta energía se clasifica en dos grandes subtipos: Energía de las olas o undimotriz y energía de las mareas o energía mareomotriz. Existen dos grandes tecnologías, una para cada tipo. Los generadores de corriente de marea hacen uso de la energía cinética del agua en movimiento por medio de las turbinas de energía.. Este método está ganando popularidad debido a costos más bajos y a un menor impacto ecológico en comparación con las presas de marea. Las presas de marea hacen uso de la energía potencial que existe en la diferencia de altura entre las mareas altas y bajas. Las presas son esencialmente los diques en todo el ancho de un estuario, y sufren los altos costes de la infraestructura civil, la escasez mundial de sitios viables y las cuestiones ambientales.

Los biocombustibles son combustibles de origen biológico obtenido de manera renovable a partir de restos orgánicos. Estos restos orgánicos proceden habitualmente del azúcar, trigo, maíz o semillas oleaginosas.

Todos ellos reducen el volumen total de CO2 que se emite en la atmósfera, ya que lo absorben a medida que crecen y emiten prácticamente la misma cantidad que los combustibles convencionales cuando se queman, por lo que se produce un proceso de ciclo cerrado.

Los biocombustibles son a menudo mezclados con otros combustibles en pequeñas proporciones, 5 o 10%, proporcionando una reducción útil pero limitada de gases de efecto invernadero. En el mundo, se está comenzando a implementar distintos tipos de legislaciones que exigen a los proveedores mezclar biocombustibles con combustibles fósiles hasta ciertos niveles determinados. Se cree que estos combustibles ayudarán al mejoramiento del planeta a través de la reducción de gases que producen efecto invernadero.

Los biocombustibles se dividen en dos grandes tipos, biodiesel y bioetanol. El biodiésel es un biocombustible que se fabrica a partir de cualquier grasa animal o aceites vegetales, que pueden ser ya usados o sin usar. Se suele utilizar girasol, canola, soja o jatropha, los cuáles, en algunos casos, son cultivados exclusivamente para producirlo. Se puede usar puro o mezclado con gasoil en cualquier proporción en motores diésel. El bioetanol, también llamado etanol de biomasa, es un alcohol que se obtiene a partir de maíz, sorgo, caña de azúcar o remolacha. Permite sustituir las gasolinas o naftas en cualquier proporción y que generan contaminación ambiental.

A continuación se ordenan las principales energías renovables según su utilización a nivel mundial:
En primer lugar, la energía hidroeléctrica es la fuente de energía renovable más utilizada del

mundo, con una capacidad instalada mundial superior a los 1.000 GW, lo que representa más del 16% de la producción neta de electricidad en el mundo y más del 65% de la capacidad de generación de energía mundial a partir de fuentes renovables.

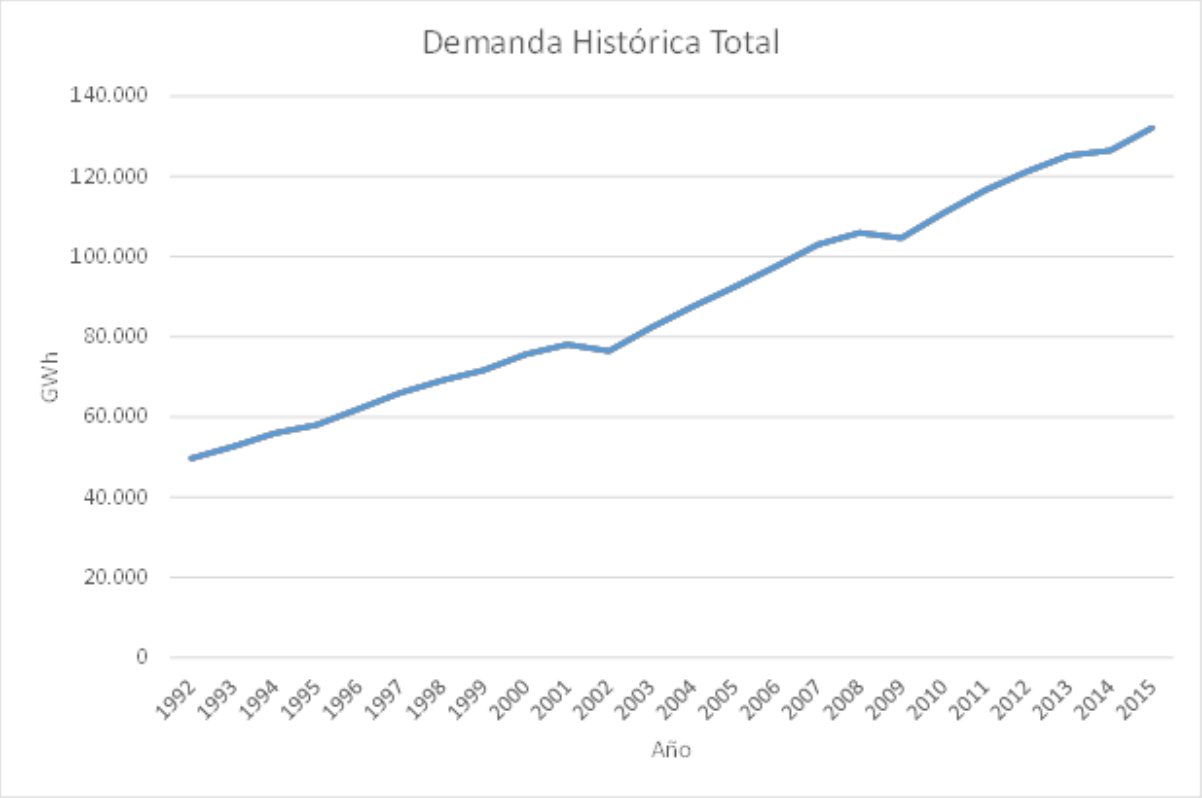
A continuación de esta, la energía eólica ha conseguido posicionarse como la segunda fuente de energía renovable más utilizada, contando con una capacidad instalada mundial que superó los 283 GW en 2013. La tasa de crecimiento anual de la energía eólica acumulada ha alcanzado un promedio del 25% durante los últimos cinco años, propiciando que se haya convertido en la fuente de energía renovable de más rápido crecimiento en el mundo, una tendencia que los expertos apuntan que continuará en el futuro.

En tercer lugar se encuentra la energía solar. La capacidad mundial instalada de energía solar supera actualmente los 100 GW, lo que la convierte en la tercera fuente de energía renovable más utilizada del planeta, dominada por la tecnología fotovoltaica principalmente.
La bioenergía ocupa el cuarto lugar. La capacidad de producción neta de electricidad del mundo de biomasa en la actualidad supera los 83 GW, mientras que la generación de bioenergía global aumentó de 313 TWh en 2010, a más de 350 TWh en 2013.
En quinto lugar encontramos a la energía geotérmica con una capacidad instalada de producción de energía a partir de fuentes geotérmicas superó los 11,7 GW desde el 2013, posicionándose como la quinta fuente renovable más utilizada en el mundo. Según datos de 2012, la generación de electricidad geotérmica global anual superó los 72 TWh.

## v. Análisis histórico de la demanda

A partir de finales del siglo XIX la electricidad fue cobrando importancia en las actividades domésticas y productivas del hombre, demandada de forma continua y creciente conforme se producían los avances tecnológicos[9] y se extendía el acceso de la población a los sistemas de iluminación. El progresivo entendimiento, control y manipulación de la energía eléctrica (tanto de su generación como de su distribución) facilitaron su expansión como una de las principales fuentes energéticas a nivel mundial. Como consecuencia, la demanda de energía eléctrica ha presentado tendencias crecientes a lo largo del tiempo, conforme crecía la población humana y se desarrollaban sus economías. La República Argentina no fue una excepción. En el siguiente gráfico se puede apreciar el crecimiento histórico de la misma[10]:

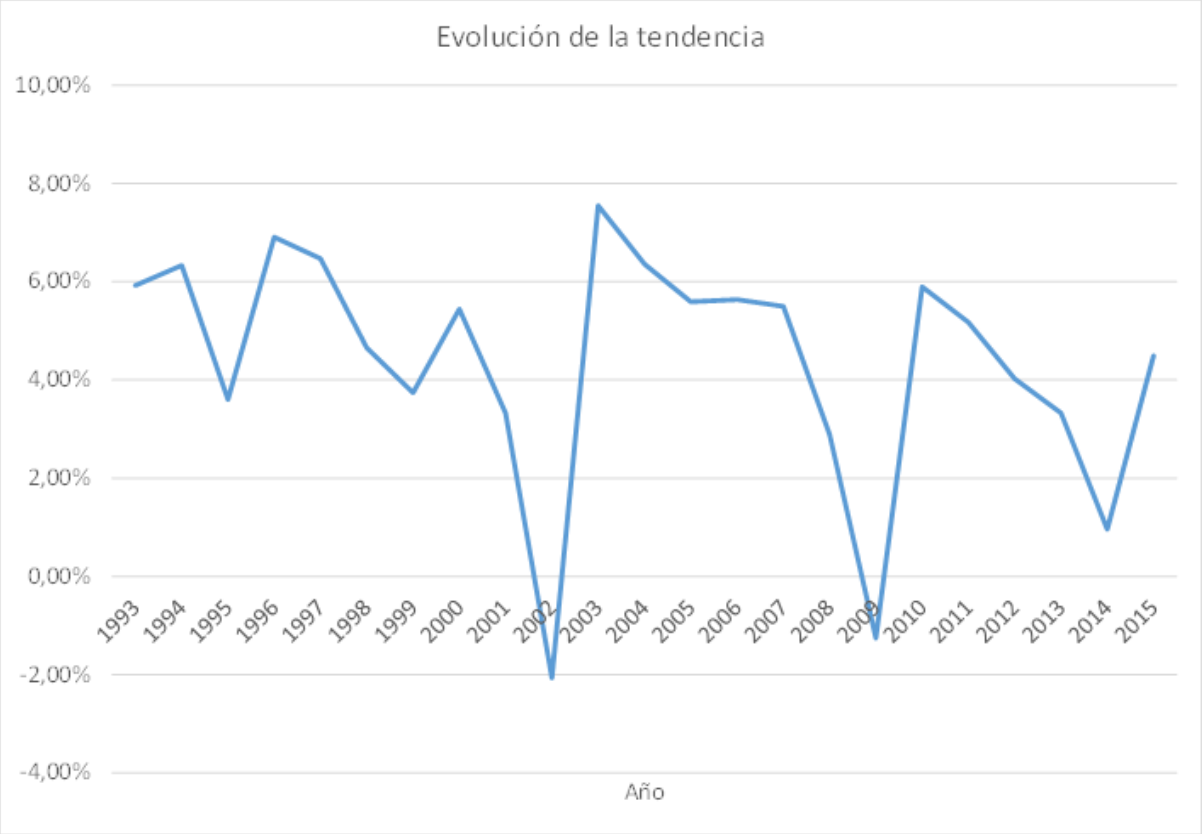
[9] La electricidad fue una de las principales formas de energía utilizadas en la Segunda Revolución Industrial (periodo compuesto desde 1850 hasta el inicio de la Primera Guerra Mundial en 1913).
[10] Anexo V: Demanda Total (GWh).




Un análisis profundo de la evolución de la demanda de energía eléctrica requiere un estudio de los principales drivers de la misma. Para ello, es necesario analizar los sectores por separado e identificar las variables principales que intervienen en cada uno. Por su parte, en el gráfico de la demanda total, se puede apreciar una tendencia creciente general, a una tasa promedio del 4-5% anual[11]. Se consideró que una variable fundamental que puede haber generado este efecto durante la historia, es la evolución del PBI ya que existe una importante relación entre la producción de bienes y servicios y el consumo energético.

El siguiente gráfico[12] muestra en forma detallada la evolución del crecimiento anual de la demanda energética durante el dicho periodo:

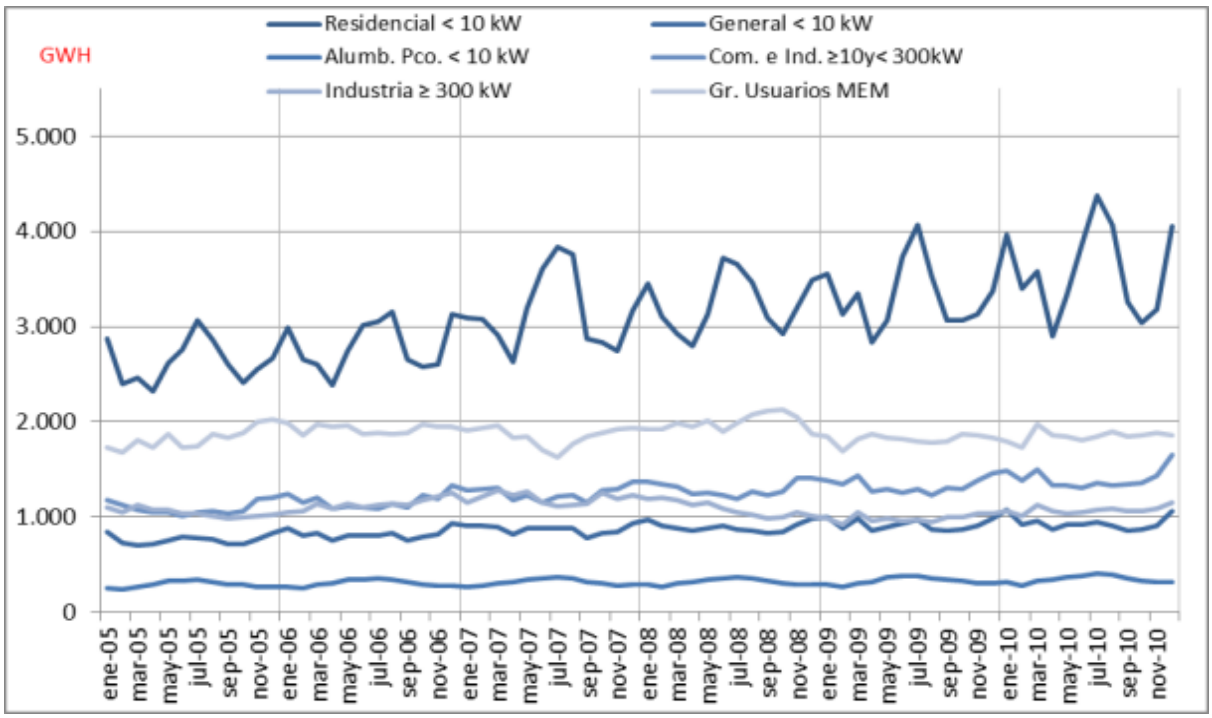
[11] Recopilación de Informes Anuales de ADEERA (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina).
[12] Anexo VI: Tasa de Crecimiento de la Demanda Total.

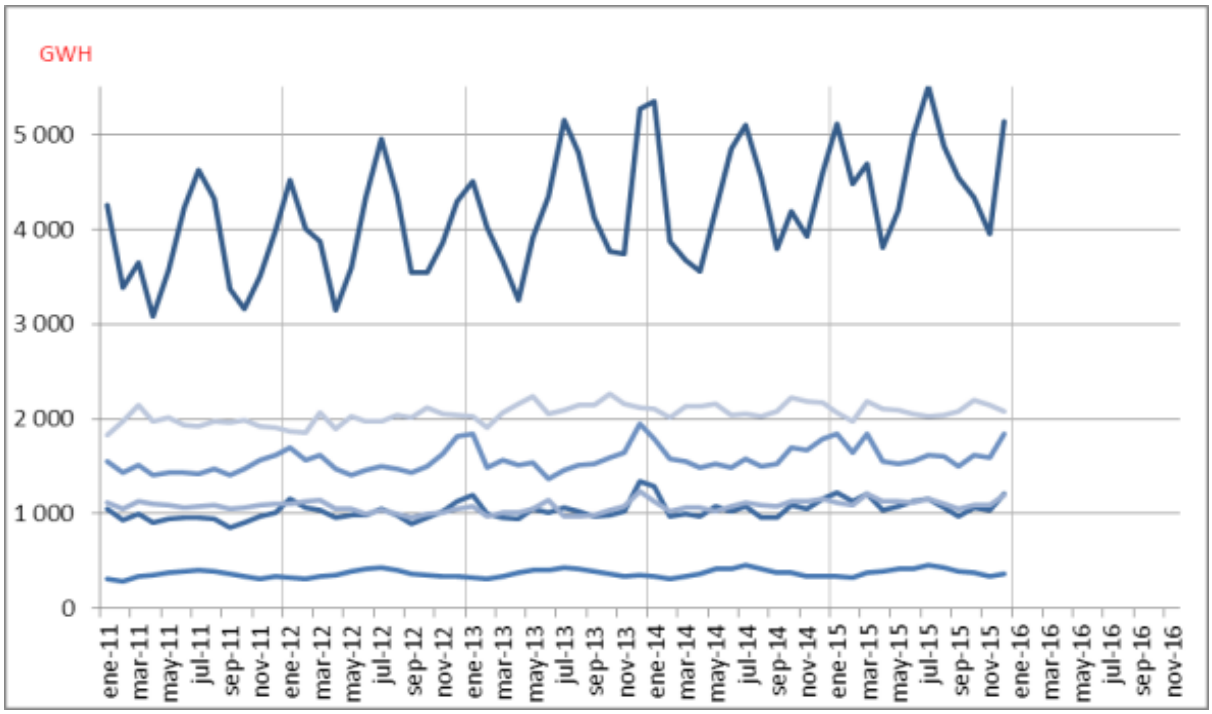



Se pueden ver caídas abruptas de la tendencia en los años posteriores a las crisis económicas (años 2001 y 2008).

En el siguiente gráfico[13] se puede apreciar el crecimiento histórico de la demanda de energía eléctrica de la última década en la República Argentina, diferenciando por sectores (doméstico, industrial y comercial, grandes usuarios, entre otros):

[13] Fuente: Informe Anual 2015 de ADEERA (Asociacion de Distribuidores de Energia Electrica de la Republica Argentina): http://www.adeera.com.ar/archivos/Informe%20Anual%20Demanda%20-%202015.pdf




Se puede observar una clara tendencia creciente del consumo de energía eléctrica con el correr de los años en la mayoría de los sectores, al igual que la existencia de estacionalidades en el consumo doméstico, producto del cambio de estaciones (con picos en verano e invierno, por el uso de sistemas de refrigeración y calefacción, respectivamente).

El componente doméstico de la demanda presenta un crecimiento sostenido y a largo plazo que puede estar influenciado por el crecimiento vegetativo de la población, el porcentaje de la misma con acceso a la energía eléctrica, y el precio de la energía pagado por el consumidor (el cual es altamente dependiente de los subsidios a la energía). Además se puede considerar una dependencia directa de la demanda de energía eléctrica respecto de la temperatura, pero esta

misma se presenta solamente en mediciones intra anuales (donde se aprecia estacionalidad). Para mediciones anuales, la temperatura media anual no representa una variable que aporte información.

Se considera que el componente industrial de la demanda tiene una alta dependencia de la actividad económica industrial y los ciclos de crecimiento que presenta la economía. En este sector entonces sería importante la identificación de crisis económicas, pues las mismas impactan directamente sobre el comportamiento de la demanda del sector industrial. Este sector, como el doméstico, también puede tener una dependencia directa respecto del precio pagado por la energía eléctrica (fuertemente dependiente de los subsidios estatales a la industria).

De la misma manera, se plantea que el componente comercial e industrial de baja potencia se ve influenciado principalmente por la actividad económica (tanto industrial como comercial) y el precio de la energía eléctrica pagado por el consumidor. Como en el sector doméstico, existe para el sector comercial, además, una estacionalidad intra anual relacionada a la temperatura (observable en los picos en verano, generados por el uso de sistemas de refrigeración). Sin embargo, a nivel interanual esta estacionalidad no genera variaciones significativas, presentando entonces una dependencia casi exclusiva de la actividad económica.

El componente de Grandes Usuarios ha de depender de las mismas variables que el sector comercial e industrial pues son, de hecho, empresas industriales de alto consumo eléctrico[14]. El alumbrado público no presenta grandes variaciones a lo largo del tiempo. Esto es explicable teniendo en cuenta que, si bien existe un crecimiento de la población, la misma tiende a concentrarse cada vez más en centros urbanos, haciendo uso común de los sistemas de alumbrado público. Las leves variaciones en el consumo del alumbrado público pueden explicarse a través de políticas de eficiencia energética o consumo racional por parte del gobierno[15] y cambios tecnológicos a sistemas de bajo consumo.

La identificación y estudio de las principales variables causales de la demanda en los distintos sectores de consumo representa el primer paso para el análisis de la misma. Se prosigue realizando un análisis histórico de cada una de estas variables, a fin de entender su comportamiento y poder realizar proyecciones confiables.

**Crecimiento Poblacional**

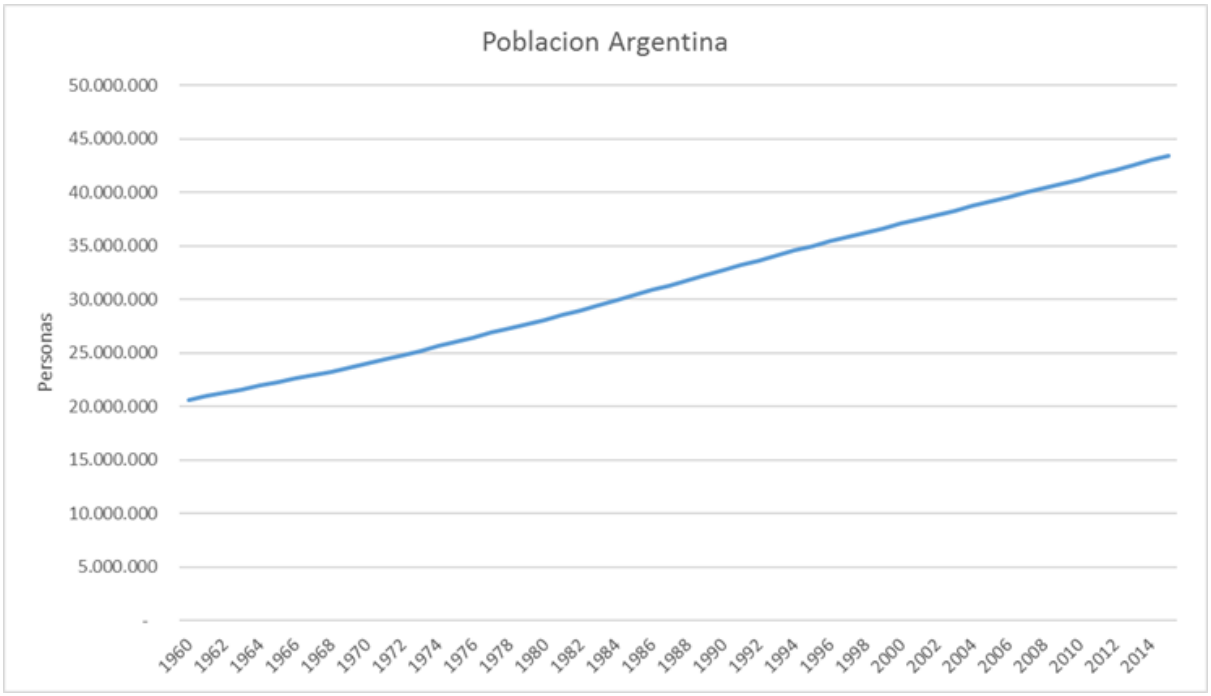
La población humana ha presentado un crecimiento exponencial a lo largo de los últimos dos siglos, pudiéndose evaluar como una tendencia relativamente lineal a lo largo de las últimas cinco décadas. La tasa de crecimiento poblacional en la Argentina ha rondado el 1,04% en la última década[16], con expectativas de estabilizarse en 1% durante los próximos veinte años. Al 2015, la población Argentina alcanzaba aproximadamente los 43 millones de habitantes. En

[14] Aluar, por ejemplo, supera los 6.900.000 MWh anuales, equivalente al consumo medio anual de una ciudad de un millón y medio de habitantes.

[15] Por ejemplo, reducir el uso de alumbrado público en verano, una época de consumo alto por parte de otros sectores, a fin de no sobrecargar las líneas de tensión y generar cortes masivos. En la ciudad de Buenos Aires, es común observar que muchos monumentos o edificios públicos no se encuentran iluminados en verano.

[16] Anexo VII: Tasa de Crecimiento Demográfico en Argentina.

el siguiente gráfico[17] se puede observar el crecimiento poblacional de la República Argentina en las últimas cinco décadas:




*Fuente: Banco Mundial*

**Acceso de la Población al Sistema Eléctrico**

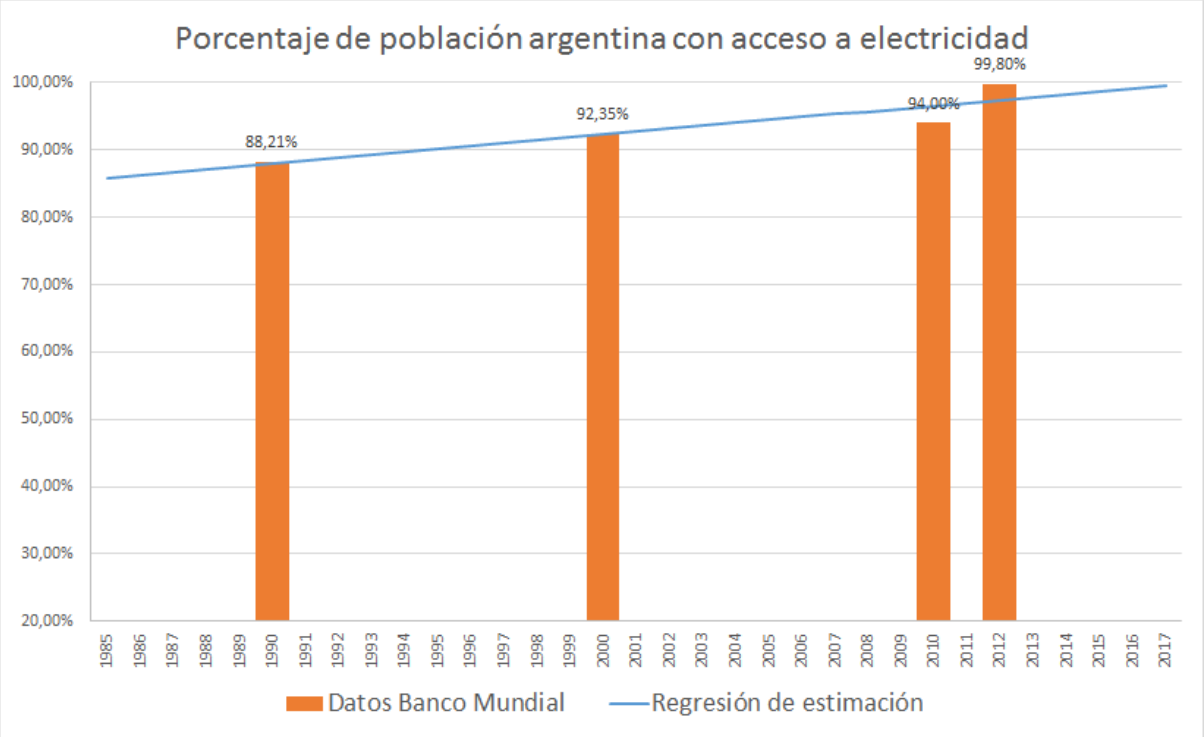
El acceso de la población al sistema eléctrico es un factor esencial al momento de analizar la demanda del sector doméstico, pues permite ponderar la proporción de la población que efectivamente participa de la demanda. La necesidad de incluir este factor radica en que la relación entre variables demanda-población no implica la población general sino la población que efectivamente está en condiciones de consumir energía eléctrica.

La población argentina fue incrementando rápidamente su acceso al sistema eléctrico a partir de 1970, estancándose en la década de 1990 en un porcentaje de alrededor del 90% y presentando un lento crecimiento durante las próximas dos décadas. Desde 2010 a 2012 se produce un fuerte incremento en el porcentaje de la población con acceso al sistema eléctrico, estabilizándose en un 99%. Se espera que este número se estabilice en 100% dentro de los próximos 20 años.

En el siguiente gráfico[18] se puede observar el porcentaje de la población con acceso al sistema eléctrico a través del tiempo. Los datos fueron obtenidos de la página del Banco Mundial y es muy curioso el crecimiento que se ve entre los años 2010 y 2012, donde pasa de un 94% a un 99,8% respectivamente. Sin embargo, se verificaron estos datos con los del informe de cobertura eléctrica en América Latina y el Caribe realizado por el Banco Interamericano de

[17] Anexo VIII: Crecimiento Demográfico en Argentina.
[18] Banco de Datos del Banco Mundial, Argentina, Access to Electricity: http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?end=2012&locations=AR&start=1990
.

Desarrollo en el año 2010 y estos verifican[19]. En dicho informe se tomaron de referencia los valores de los censos de población y vivienda de cada país y se completaron las series del indicador de cobertura eléctrica mediante interpolación y extrapolación:




*Fuente: Banco Mundial*

Es llamativo el gran porcentaje de la población con acceso a la electricidad al que se ha llegado en el país en la actualidad. Según el Banco Interamericano de Desarrollo, "*Se prevé que América Latina y el Caribe sea la primera región en lograr el acceso universal a la energía. El acceso a la electricidad en la región es actualmente del 95%. Sin embargo, la División de Energía del BID reconoce que llegar a los últimos 30 millones de personas requerirá planificación y coordinación. Garantizar el acceso universal a los servicios energéticos modernos tiene profundas beneficios sociales y económicos para la sociedad. La región de América Latina y el Caribe está muy cerca de lograr el acceso universal. En electricidad, significa avanzar del 95% al 100% de acceso y requiere una inversión aún mayor y un nuevo conjunto de soluciones*.".

**Precio de la Energía Eléctrica**

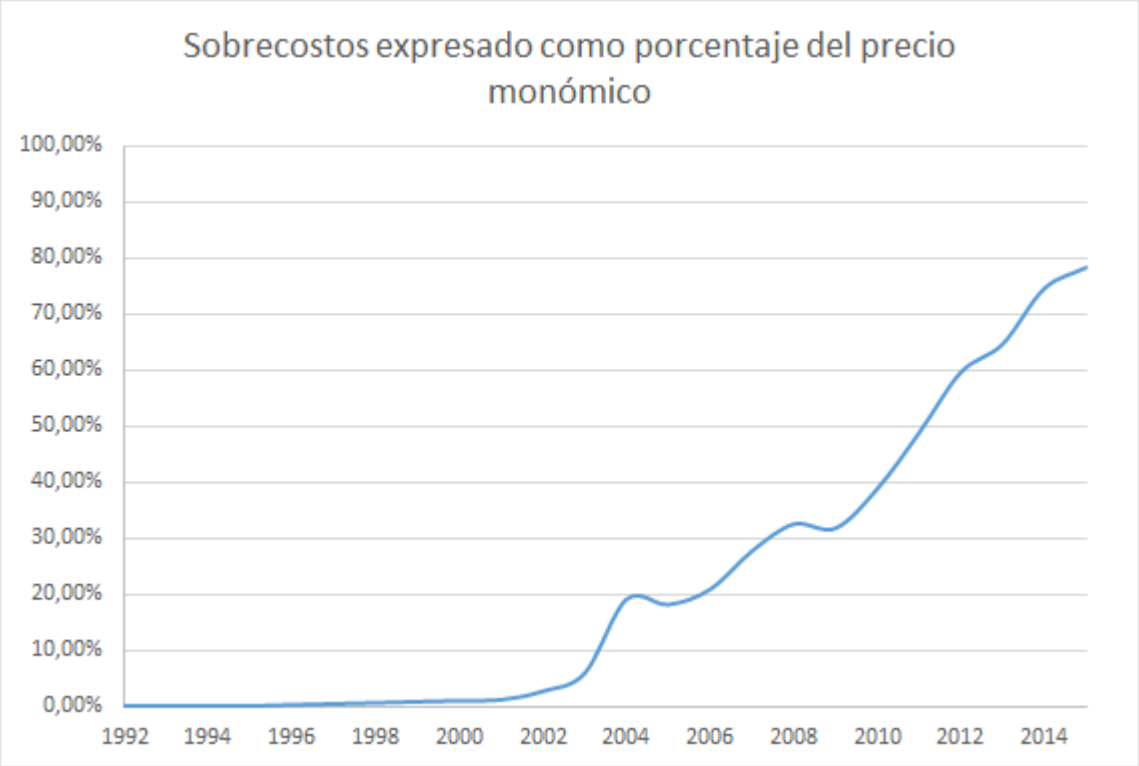
El precio de la energía eléctrica impacta directamente sobre su consumo. Si bien la energía no puede almacenarse en grandes cantidades, presenta comportamientos similares a un commodity en lo que respecta a su curva de demanda. A mayor precio de la electricidad, menor es su consumo; a menor precio, mayor consumo.

En los últimos años, la Argentina fue testigo de una fuerte política de subsidios por parte del

[19] Anexo IX: Cobertura eléctrica en Argentina.

Estado, la cual impactó fuertemente en el precio pagado por el consumidor. Como consecuencia, dejó de existir la cultura del consumo racional y la eficiencia energética que traen consigo las tareas reales, incrementando el consumo de energía eléctrica por parte del sector residencial[20]. Estos subsidios se traducen en sobrecostos a la hora de calcular el precio monómico de la energía. El precio monómico se calculó históricamente como la suma del precio de mercado de la energía, un valor por la potencia puesta a disposición por parte de las generadoras y un valor por reserva de potencia, pero en la última década a este valor se le sumaron los subsidios porque se fijó el precio de mercado de la energía.

En el siguiente gráfico se puede observar el porcentaje de los que representan los sobrecostos medio anuales de precio monómico de la energía (el precio monómico de la energía lo que cuesta realmente generarla y no lo que paga el consumidor):

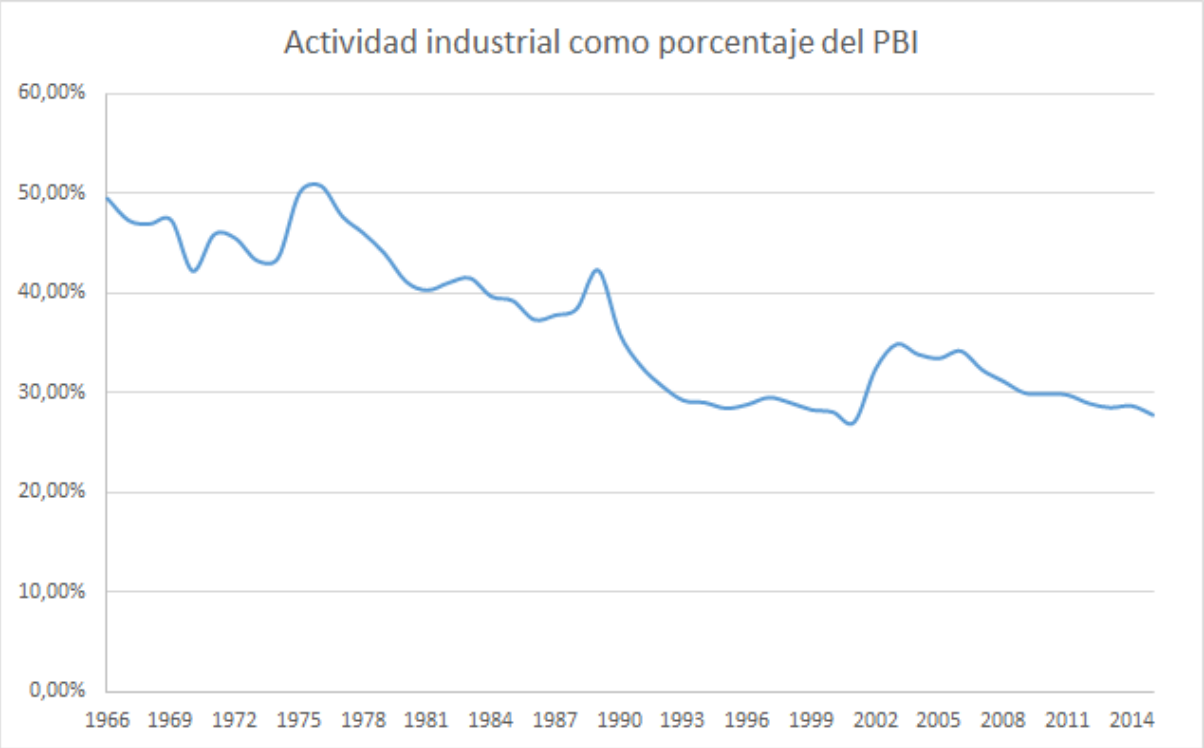



*Fuente: Revista Diciembre AGUEERA 2015*

**Actividad Industrial**

La actividad industrial en la República Argentina ha presentado variaciones importantes a lo largo de las últimas décadas, impactada principalmente por las repetidas crisis económicas que tuvieron lugar. La misma representó, en las últimas tres décadas, no más del 40% del PBI[21] del país, siendo este indicador no representativo directamente de la actividad industrial. Esto es observable en el siguiente gráfico:

[20] Es importante destacar que el consumo residencial post-subsidios superó ampliamente el requerido para satisfacer las necesidades básicas de la población, entrando en un régimen de derroche debido a los bajos precios de la energía.
[21] Anexo X: Actividad Industrial como Porcentaje del PBI.

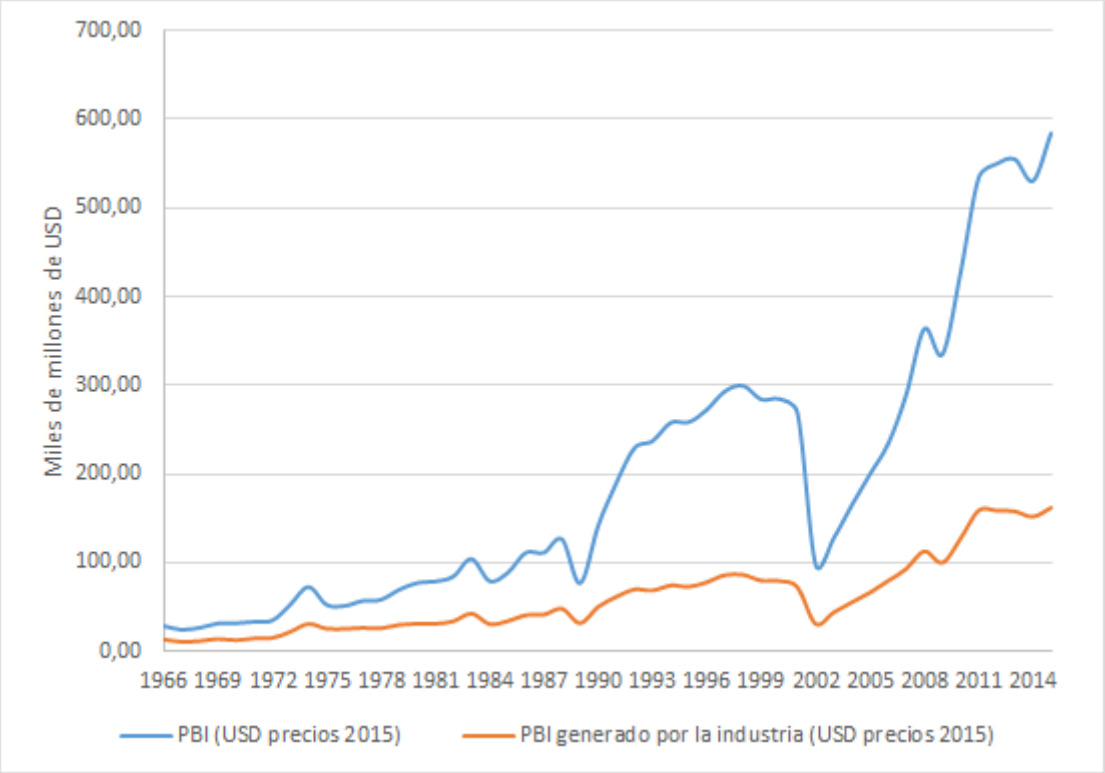



*Fuente: Banco Mundial*

Se puede observar cómo la participación de la actividad industrial de valor agregado en el PBI fue disminuyendo a lo largo de los años. Se espera que esta tendencia decreciente se mantenga durante los próximos 20 años, a medida que progresan los negocios de servicios informáticos, comerciales y procesos de tercerización[22]. Para medir correctamente el nivel de actividad industrial, y por ende su consumo de energía eléctrica, podría entonces ser necesario trabajar con la proporción del PBI perteneciente a la actividad industrial de valor agregado, es decir, al Producto Industrial.

A partir del PBI[23] anual y el porcentaje del mismo perteneciente a la actividad industrial, es posible inferir el producto industrial anual de la República Argentina (en miles de millones de pesos, a precios actuales) a partir de un cruce de datos. La serie histórica se detalla a continuación[24]:

[22] Las tercerizaciones son contabilizados como servicios es las Cuentas Nacionales.
[23] Anexo XI: Producto Bruto Interno de la República Argentina (mil millones de US$).
[24] Anexo XII: Producto Industrial Anual de la República Argentina (mil millones de US$).




*Fuente: Banco Mundial*

La actividad industrial requiere de una previsibilidad económica definida para su desarrollo y evolución, por lo que la expectativa de crecimiento económico representa un buen indicio para poder estimar la producción industrial.

Como última consideración se consideró que las empresas industriales proyecten su nivel de actividad basándose en su nivel de actividad reciente y las expectativas de crecimiento de la economía. Teniendo en cuenta que el consumo eléctrico del sector industrial es un buen indicador de su nivel de actividad, es lógico asumir que la demanda de energía eléctrica del último año es similar a la demanda de energía eléctrica que ha de producirse en el año siguiente.

## vi. Proyección de la demanda

La proyección de la demanda requiere de la cuantificación de las variables identificadas en el análisis histórico de la misma, y su proyección en el tiempo. El método elegido para realizarla es una regresión lineal múltiple.

Cómo se observaron comportamientos similares para la demanda industrial, comercial y los grandes usuarios, estos tres se estudiaron en una misma sección a la que de esta instancia en adelante se hará referencia como Demanda Industrial. Para el estudio del consumo doméstico y el alumbrado público se destina la sección denominada Demanda Residencial.

### i. Demanda Industrial

#### i. Elección del modelo

Se realizó un análisis de regresión múltiple para poder estimar y proyectar la demanda energética industrial anual en GWh. Se realizaron varios modelos teniendo en cuenta distintas combinaciones de las variables propuestas en el análisis histórico de la demanda. Estas son la

demanda del año anterior, la población, PBI nacional, crecimiento del PBI nacional, porcentaje de la población con acceso a electricidad, subsidios y año postcrisis.

Uno de los supuestos de la regresión lineal múltiple es que la varianza debe ser constante para todas las observaciones de la muestra. Sin profundizar demasiado en estadística, cuando un modelo presenta valores diferentes de dispersión significa que tiene heterocedasticidad. En econometría a veces resulta conveniente utilizar el logaritmo natural de las variables causales para reducir la heterocedasticidad. Es común entonces para las proyecciones con PBI utilizar el logaritmo natural por lo que este constituyó otra de las variables utilizadas en el testeo de los distintos modelos.

Otra consideración que se tomó es la de utilizar el factor temporal para agregar la variable de tendencia creciente observada en todos los tipos de consumo.

Por un criterio de parsimonia se realizaron modelos que utilizarán una o combinarán de a dos variables cada uno ya que la inclusión de una o más variables adicionales haría el pronóstico demasiado complejo y agregarían redundancia de la información ya que varias de ellas se encuentran correlacionadas entre sí como es el claro caso de la población y el PBI nacional. De las combinaciones entre variables a utilizar para los distintos modelos, las tres que obtuvieron los mejores indicadores estadísticos fueron las que consideraron las siguientes:

1. Población con electricidad y crecimiento porcentual del logaritmo natural del PBI industrial per cápita
2. Año (tendencia) y crecimiento porcentual del logaritmo natural del PBI industrial
3. Demanda del año anterior y año postcrisis

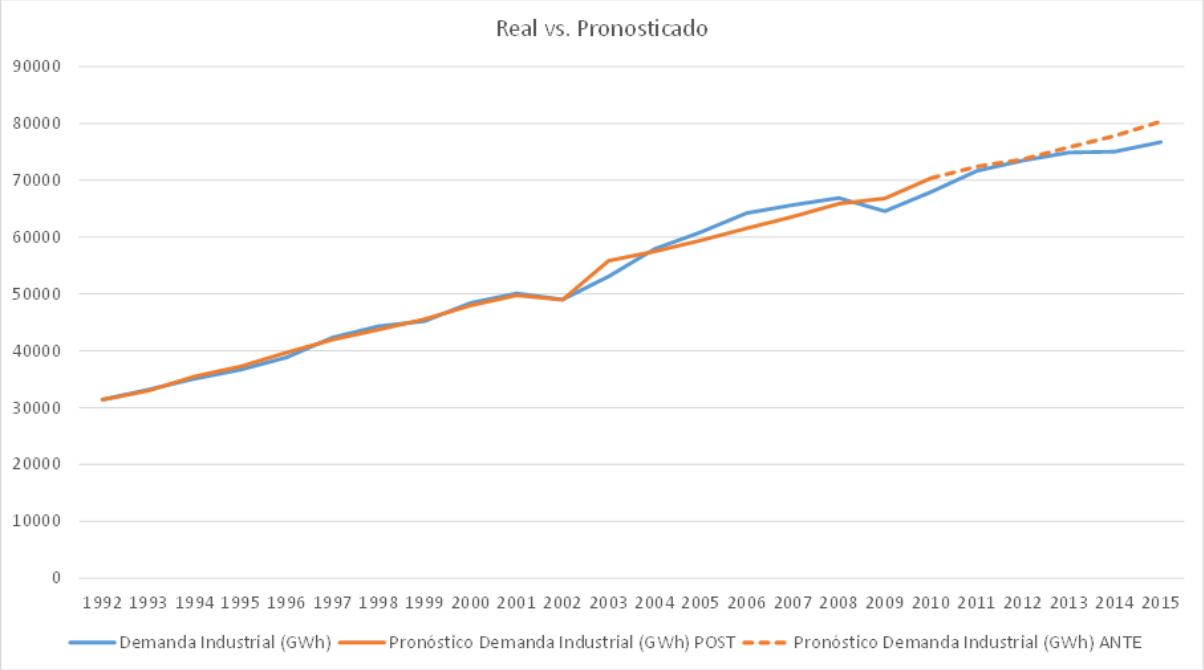
Los indicadores estadísticos y coeficientes arrojados por estos tres modelos se detallan a continuación:

| Modelo | R^2 | R^2 ajustado | S^2 | Valor crítico de F | Probabilidad 1 | Probabilidad 2 | FA EX-POST | FA EX-ANTE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 0,9859 | 0,9841 | 1551 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0241 | 0,9784 | 0,9595 |
| 2 | 0,9871 | 0,9855 | 1483 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0137 | 0,9800 | 0,9777 |
| 3 | 0,9925 | 0,9916 | 1130 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0001 | 0,9831 | 0,9763 |

El código de colores da información visual sobre los valores estadísticos preferidos a la hora de la elección. Aunque el modelo 3 arroja los mejores resultados, el mismo fue descartado. Esto se debió principalmente a que aunque los años post-crisis pueden ser una variable muy explicativa de la historia de la demanda, la proyección de la variable hacia el futuro puede llegar a ser muy imprecisa y por ende afectar de manera muy negativa al objeto de este estudio que es el pronóstico de la demanda industrial. Además, utilizar una variable que esté dada por la demanda del año anterior es lo equivalente a utilizar un modelo de pronóstico de Random Walk, lo que puede resultar muy efectivo en el pronóstico a corto plazo pero a la larga tiende a un valor constante que carece de utilidad.

Entre los modelos restantes se eligió el 2 cuyo coeficiente de determinación indica que el 98,71% de la variación de los datos fue explicada. La variación residual, que se espera un error de 1.483 GWh que es despreciable en relación a los 76.692 GWh demandados por el sector en 2015. Al ser menores al 5%, el valor crítico de F así como las probabilidades de cada una de las

variables utilizadas muestran que el modelo es aceptable ya que se rechaza la hipótesis pesimista de que las variables no sean significativas. Ya que se contaba con datos de demanda energética desde el año 1992 hasta el 2015, se separaron los datos de los últimos 5 años para medir la precisión de cada modelo a la hora de explicar la historia (Forecast Accuracy Post) y a la hora de predecir (Forecast Accuracy ANTE). El modelo elegido probó funcionar correctamente en ambos sentidos ofreciendo un FA-POST del 98% que demuestra que los factores son confiables y por lo tanto ajusta bien hacia el pasado y un FA-ANTE del 97,77%, lo que significa que capta bien la naturaleza de la demanda y la causalidad de las variables resulta efectiva al momento de predecir. Esto último se puede visualizar en el siguiente gráfico:




*Fuente: Elaboración propia*

La estimación de la demanda industrial a partir del modelo de regresión seleccionado responde a la siguiente fórmula:

$$\boldsymbol{Y} = \alpha + \beta_1 \boldsymbol{X_1} + \beta_2 \boldsymbol{X_2}$$

**Y**: Demanda industrial

**$X_1$**: Año (tendencia)

**$X_2$**: Crecimiento porcentual del logaritmo natural del PBI industrial

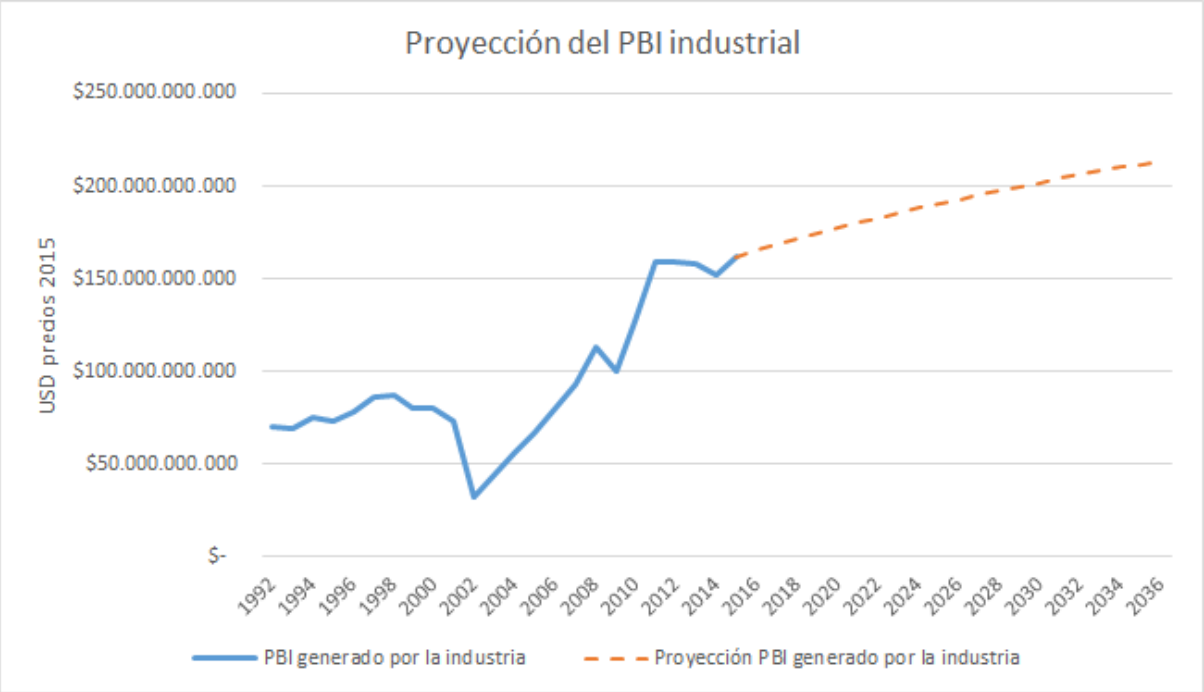
La estimación del modelo de regresión lineal arrojó los siguientes coeficientes cuyos signos positivos verifican la lógica utilizada en la elección de sus variables:

| | *Coeficientes* |
|---|---|
| Intercepción | -4077066,3 |
| Año | 2062,48657 |
| Crecimiento % del LN del PBI industrial | 107137,322 |

### ii. Proyección de variables causales

Con el modelo elegido, la única variable cuyos valores se necesitan a futuro para poder pronosticar la demanda del sector industrial, es la del PBI industrial para a partir de ahí obtener su crecimiento anual.

Para su proyección se utilizó una regresión lineal con ajuste de la tendencia a largo plazo con factor de atenuación de 0,01. Se realizó este análisis para los próximos 20 años, ya que este es el ciclo de vida aproximado de un parque industrial, pero cabe aclarar que en este tipo de proyectos se realizan las proyecciones de los próximos 5 años para nuevamente volver a pronosticar terminado dicho periodo. Los resultados se muestran en el siguiente gráfico[25]:

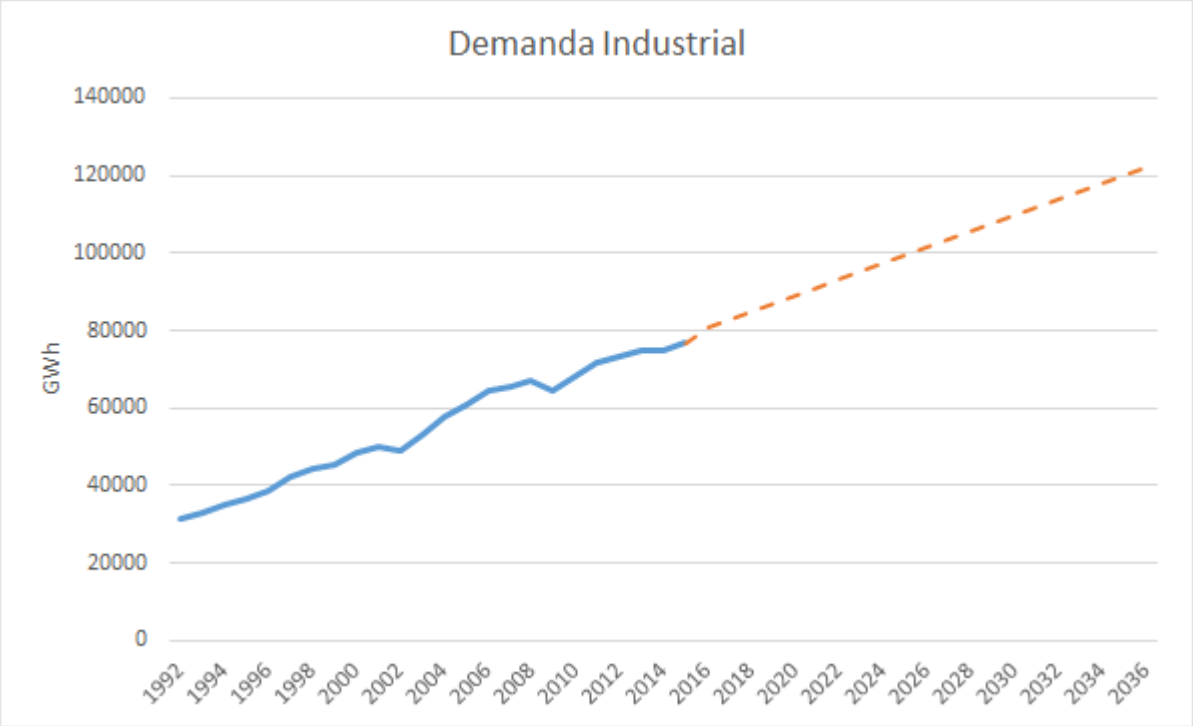



*Fuente: Elaboración propia*

### iii. Proyección de Demanda Industrial

A continuación se muestra la proyección de la demanda energética industrial para los próximos 20 años:

[25] Anexo




*Fuente: Elaboración propia*

### ii. Demanda Residencial

#### i. Elección del modelo

Para el sector residencial se prosiguió con la misma metodología que en el industrial, realizando modelos con distintas combinaciones entre las variables causales que se encontrar durante el análisis histórico. Las variables utilizadas fueron el PBI, la población, la población con electricidad, el porcentaje de población con electricidad, la demanda del año anterior, el porcentaje de los subsidios sobre el costo marginal, y si el año analizado era o no un año post-crisis.

De las combinaciones entre variables a utilizar para los distintos modelos, las dos que arrojaron mejores índices fueron las que consideraron las siguientes:

1. Población con electricidad y porcentaje de los subsidios sobre el precio monómico.
2. Demanda del año anterior y demanda post-crisis.
3. PBI y porcentaje de población con acceso a la electricidad.

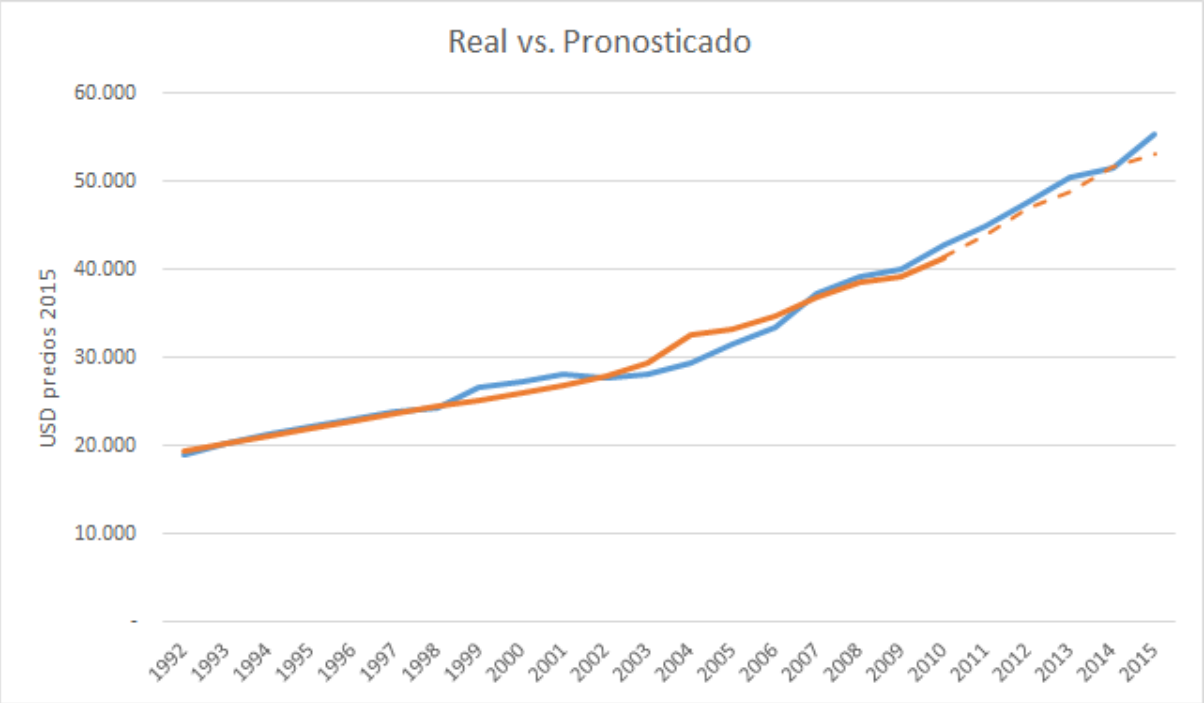
Los indicadores estadísticos y coeficientes arrojados por estos tres modelos se detallan a continuación:

| Modelo | R^2 | R^2 ajustado | S^2 | Valor crítico de F | Peor probabilidad | FA POST | FA ANTE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 0,9703 | 0,96663 | 1287 | 5,99E-13 | 2,26E-03 | 0,9684 | 0,9780 |
| 2 | 0,9909 | 0,98971 | 764 | 4,88E-17 | 1,19E-02 | 0,9818 | 0,9842 |
| 3 | 0,9926 | 0,98340 | 907 | 2,24E-15 | 2,26E-03 | 0,9684 | 0,9780 |

Como se puede ver en los resultados, se repite lo ocurrido con el sector industrial y el modelo 2, que presenta los mejores índices, es el determinado por una variable que ofrece un modelo

similar a una proyección mediante el modelo de Random Walk y una variable dicótoma que muestra si se trata de un año post-crisis o no. Con el mismo razonamiento que en el realizado para el sector industrial se rechazó dicho modelo y se eligió el siguiente.

El modelo elegido ofrece un coeficiente de determinación que indica que el 99,26% de la variación de los datos fue explicada. La variación residual muestra que se espera un error de 907 GWh que es despreciable en relación a los 55.409 GWh demandados por el sector en 2015. Al ser menores al 5%, el valor crítico de F así como las probabilidades de cada una de las variables utilizadas muestran que el modelo es aceptable ya que se rechaza la hipótesis pesimista de que las variables no sean significativas. El modelo elegido probó funcionar correctamente explicando la historia y prediciendo, ofreciendo un FA-POST del 96,84% y un FA-ANTE del 97,8%. Esto último se puede visualizar en el siguiente gráfico:




La estimación de la demanda industrial a partir del modelo de regresión seleccionado responde a la siguiente fórmula:

$$\boldsymbol{Y} = \alpha + \beta_1 \boldsymbol{X_1} + \beta_2 \boldsymbol{X_2}$$

**Y**: Demanda Residencial

**$X_1$**: PBI

**$X_2$**: Porcentaje de población con acceso a la electricidad

La estimación del modelo de regresión lineal arrojó los siguientes coeficientes cuyos signos positivos verifican la lógica utilizada en la elección de sus variables:

| | *Coeficientes* |
|---|---|
| Intercepción | -230902,92 |
| PBI (USD precios actuales 2015) | 2,3475E-08 |
| % de poblacion con electricidad | 273494,74 |

### ii. Proyección de variables causales

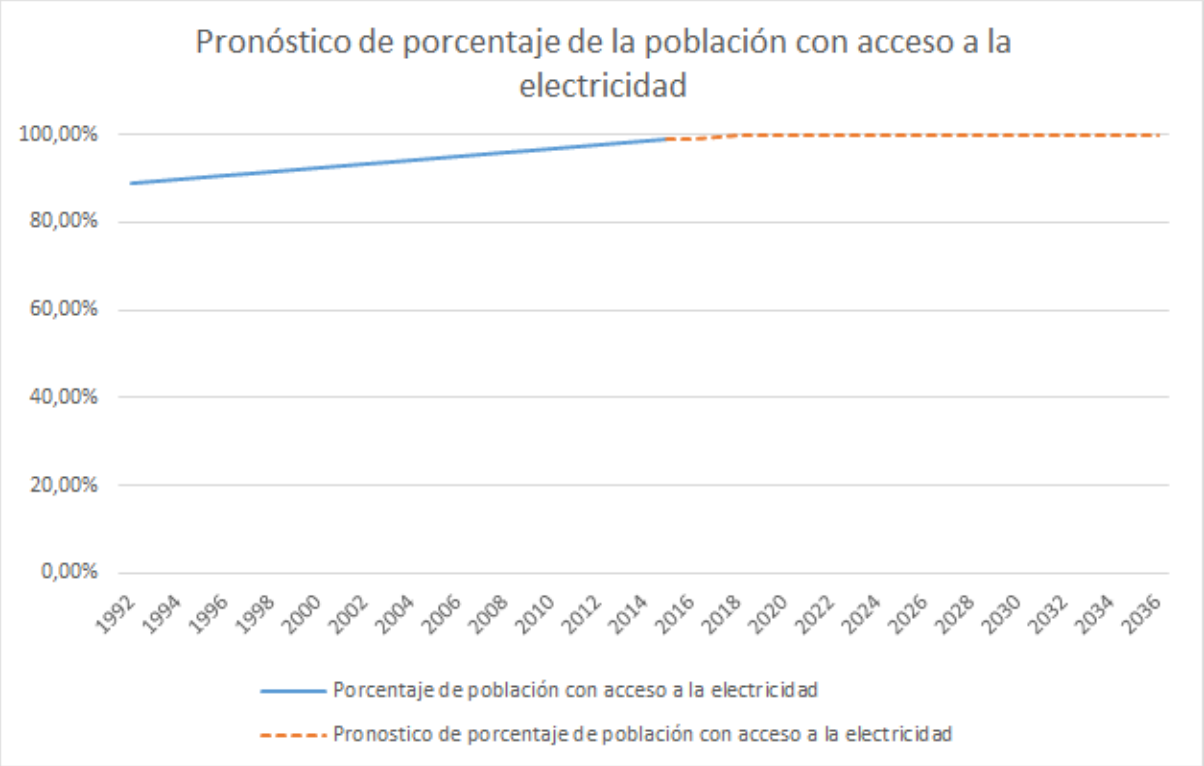
A función de la elección del modelo de regresión se tuvieron que pronosticar los valores hacia el futuro de la población con electricidad y del porcentaje de subsidios sobre el costo marginal.

Para la proyección de la población con acceso a la electricidad se tuvo en cuenta que si bien el nivel del servicio eléctrico en el país es altamente satisfactorio, aún un porcentaje de los ciudadanos no tienen servicio eléctrico y es un objetivo nacional que la totalidad de los argentinos tengan acceso al servicio público de energía eléctrica.

"*El acceso a la energía comercial en la Argentina es un objetivo que puede calificarse como una política de Estado de largo plazo. El desarrollo de la infraestructura eléctrica y de transporte y distribución de gas natural permitió alcanzar una tasa de cobertura eléctrica del 98%. (...) El Proyecto PERMER (Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales) es uno de los programas más exitosos encarados por el Gobierno argentino para poder suministrar energía eléctrica a usuarios residenciales aislados de la red interconectada con energías renovables*.(...) *También se desarrollaron 21 proyectos de mini redes que prestan el servicio eléctrico a aproximadamente 1.840 viviendas. Mediante la componente térmica del proyecto, se instalaron 257 sistemas termosolares en escuelas y servicios públicos que se utilizan para la cocción de alimentos y para agua caliente sanitaria.*"[26]

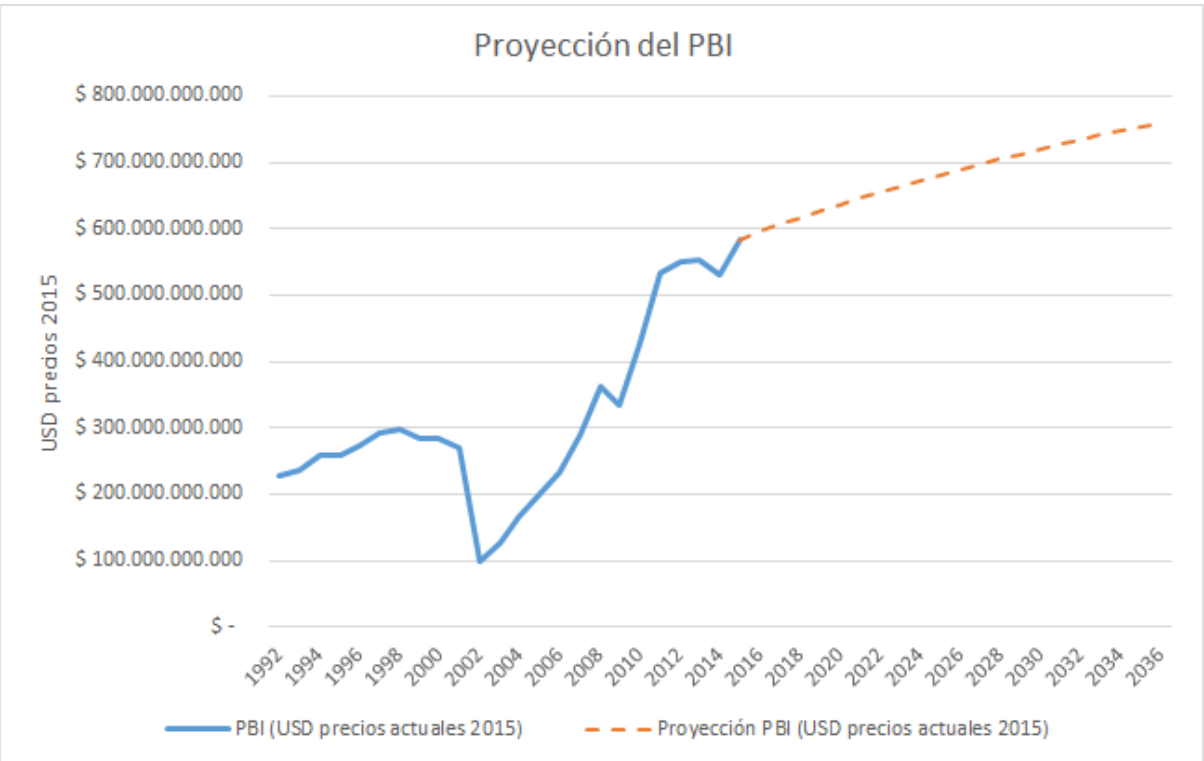
Con este criterio se proyectó la población con acceso a la electricidad de manera que continúe con su tendencia hasta el momento en que este valor iguale al de la población cuyo valor se pronosticó con la misma metodología. El porcentaje de población con acceso a la electricidad entonces llega al 100% en el año 2018 lo que se puede visualizar en el siguiente gráfico:

[26] Rápida evaluación y análisis de los objetivos del proyecto Energía Sustentable Para Todos en el sector energético de la República Argentina.




*Fuente: Elaboración propia*

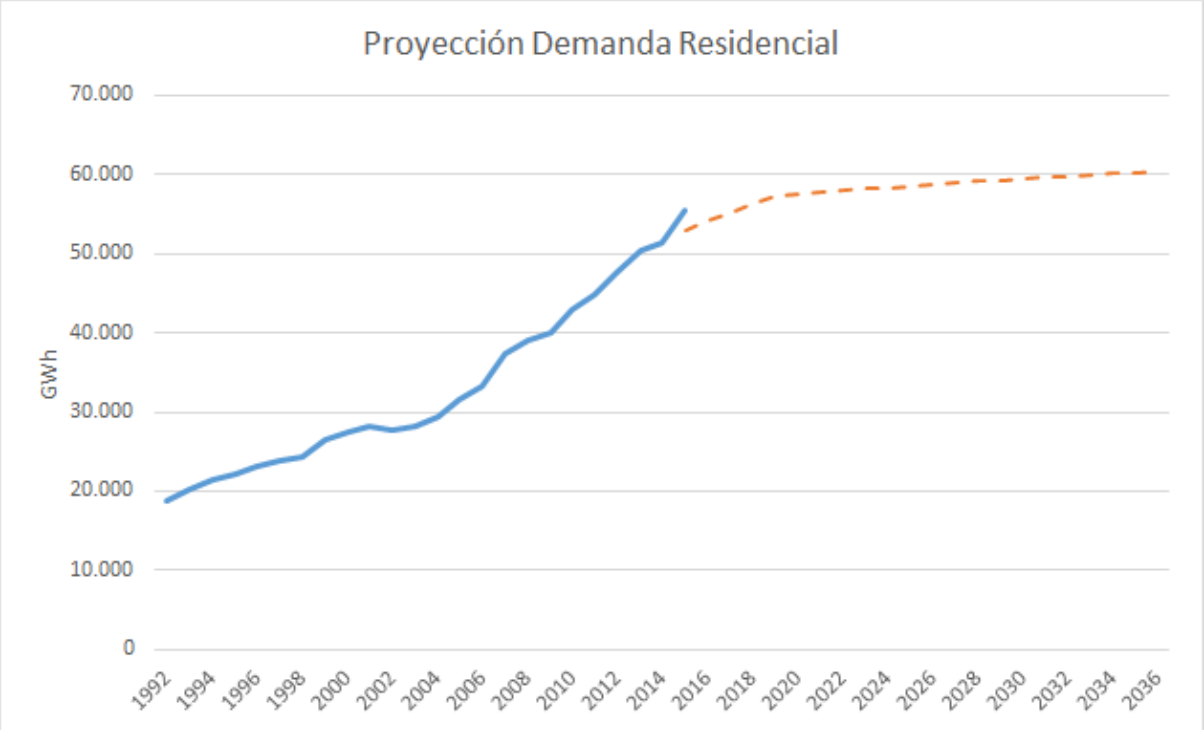
Para la proyección del PBI se utilizó una regresión lineal con ajuste de la tendencia con factor de atenuación de 0,01 a largo plazo. De la misma forma que para la demanda industrial, se realizó este análisis para los próximos 20 años pero teniendo en cuenta que en este tipo de proyectos se realiza una reevaluación de los pronósticos luego de un periodo de 5 años. Los resultados se muestran en el siguiente gráfico:



*Fuente: Elaboración propia*

### i. Proyección de la Demanda Residencial

A continuación se muestra la proyección de la demanda energética industrial para los próximos 20 años:




*Fuente: Elaboración propia*

## vii. Análisis histórico de la oferta

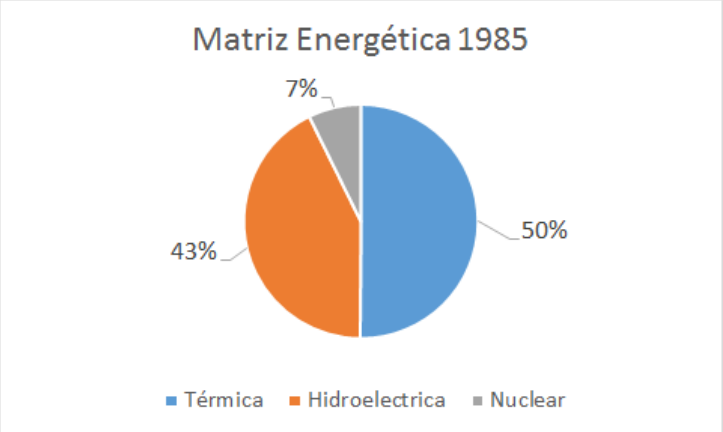
### i. Evolución Cronológica de la Oferta en el País

En los años ‘60, la matriz energética se componía de dos fuentes. Un 70% de la energía generada provenía de generación térmica mientras que solo el 30% restante se generaba por recursos hídricos.

Durante las décadas del ‘70 y ‘80 los proyectos hidroeléctricos comenzaban a dar sus primeros pasos significativos. Entre 1972 y 1974 entran en servicio los complejos de El Chocón, Planicie Banderita y Futaleufú. En los ‘80 se produce la integración del Chocón con Cerros Colorados e ingresa en servicio Salto Grande. Con estos grandes pasos, para fines de los’80, la hidroelectricidad aportaba valores cercanos al 50% de la oferta total.

Entre 1976 y 1984 se inauguran las centrales de Atucha y Embalse, 370 MW y 650 MW respectivamente. Con una capacidad instalada de aproximadamente 14000 MW, la matriz energética para el año 1985 quedaba conformada de la siguiente manera[27]:

[27] Anexo: Potencia Instalada 1976-2015-Ministerio de Energía



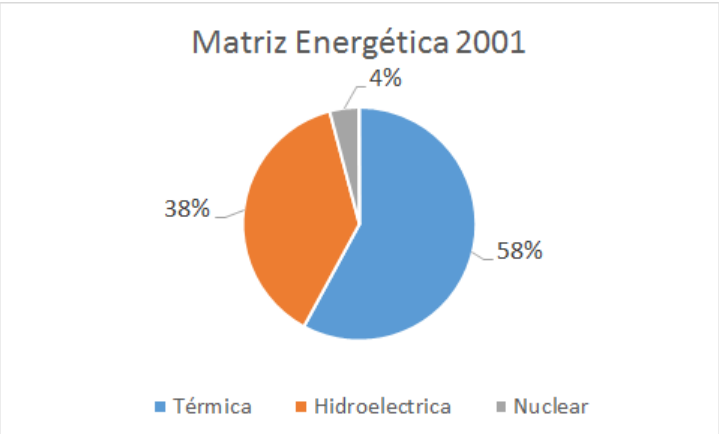

*Fuente: Potencia Instalada 1976-2015-Ministerio de Energía*

Hasta el año 1991, el sector eléctrico argentino operaba en un esquema de integración vertical en empresas de propiedad pública. En este año, con la sanción de la Ley N° 24.065, el régimen del sector se articuló en tres segmentos distintos: generación, transporte y distribución. Mientras que la generación ahora funciona bajo condiciones de libre competencia, el transporte y la distribución en cambio son caracterizados como servicios públicos que se prestan en condiciones de monopolio natural.

Para el año 1995, con el ingreso del complejo hidroeléctrico de Yacyretá y pequeñas centrales de turbinas de gas y ciclos combinados, la potencia instalada crecía hasta llegar a un valor aproximado de 18518 MW.

Llegando al año 2000, la capacidad instalada había crecido notablemente, sobre todo gracias a una fuerte inversión en generación térmica e hidroeléctrica. Se comienzan a conocer las primeras inversiones en energías alternativas como solar y biomasa aunque como se ve observará a continuación, estas no tienen incidencia en la capacidad de generación nacional. Para fines del 2000 y los años posteriores, el sistema nacional eléctrico debió afrontar grandes inconvenientes como resultado de la caída de la demanda que acompañó a los últimos años del régimen de convertibilidad.

En Diciembre de 2001, la capacidad instalada ya superaba los 25300 MW mientras que la matriz energética estaba compuesta de la siguiente manera:



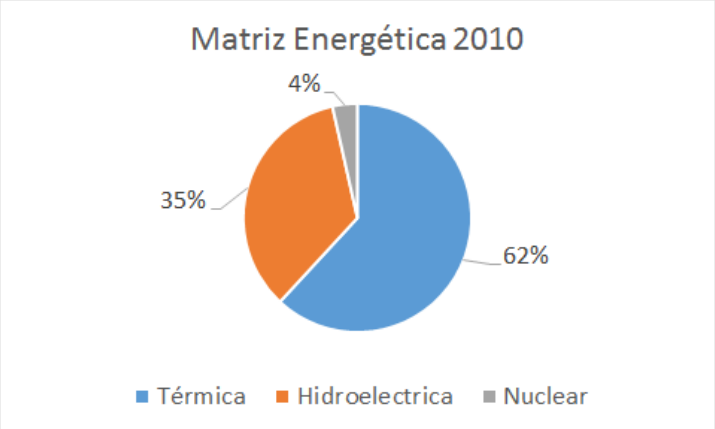

*Fuente: Potencia Instalada 1976-2015-Ministerio de Energía*

Nuevamente, los porcentajes corresponden a la potencia total instalada.

Luego de la crisis y como era de esperarse, las inversiones del sector se mantuvieron muy bajas. Por este motivo, hasta fines de 2007 la potencia instalada se mantuvo casi sin alteraciones y cercana a los 25700 MW. El veloz cambio en la tendencia económica y el repunte de la actividad industrial de los años siguientes impulsó la necesidad de volver a expandir rápidamente la oferta ya que la demanda daba fuertes indicios de alza y comenzaba a alcanzar a los niveles de capacidad máxima.

Por medio del programa Energía Plus, se logró unir los esfuerzos del sector público y privado logrando un aumento de la capacidad instalada y, de esta manera, tratar de recuperar el atraso en las inversiones que los años post crisis habían ocasionado. Con estas inversiones, la potencia instalada llegaba a perforar el techo de los 29000 MW en el año 2010.

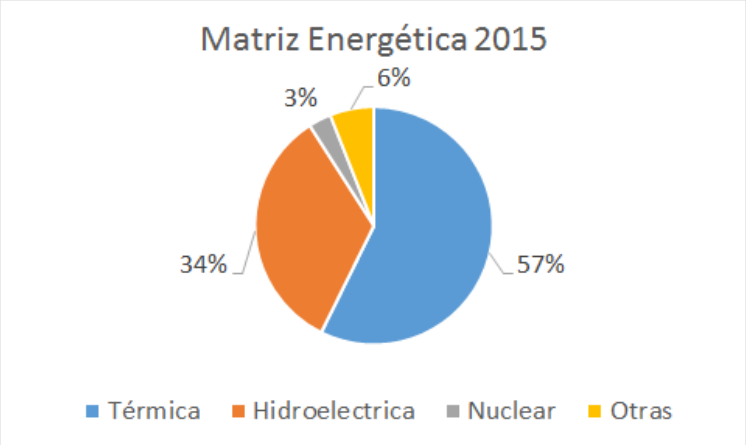
Este crecimiento, atribuido netamente a generación térmica, si bien subsanó la falta de inversiones y la necesidad urgente de potencia, acentuó cada vez más la tendencia hacia una matriz energética dependiente de los hidrocarburos. Esto se observa claramente en el siguiente gráfico:




*Fuente: Potencia Instalada 1976-2015-Ministerio de Energía*

A mediados de 2009 se lanzó el programa GENREN que tenía como objetivo promover la diversificación de las fuentes de generación eléctrica. Este objetivo se materializaba en la consigna de que el 8% del consumo eléctrico a 10 años debía ser abastecido por fuentes de energía renovables. Entre estas últimas, se incluyen bioenergía, eólica,, solar, geotérmica, biogás, biomasa, etc. Esto propició a que en los años siguientes estas propuestas comiencen a ser un poco más atractivas.

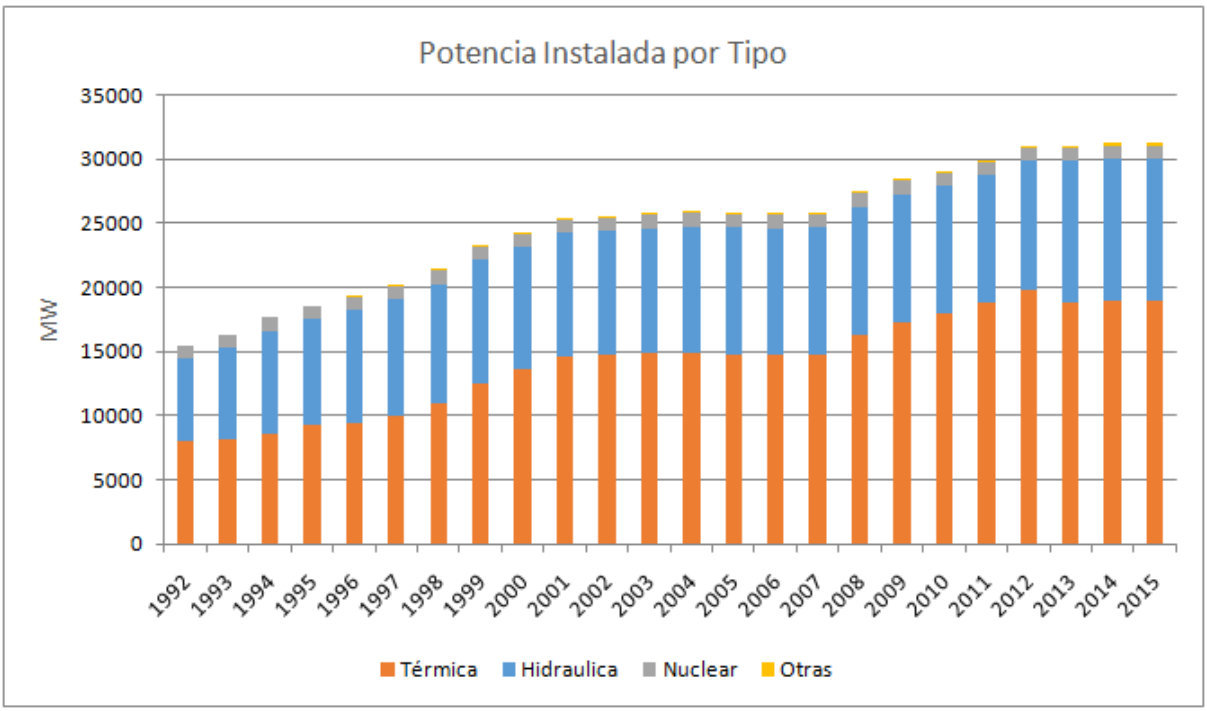
A continuación se encuentra la matriz energética para el año 2015 donde se puede ver que efectivamente, el antiguo plan GENREN comenzaba a fomentar las inversiones en energías renovables:




*Fuente: Informe Anual 2015-Cammesa*

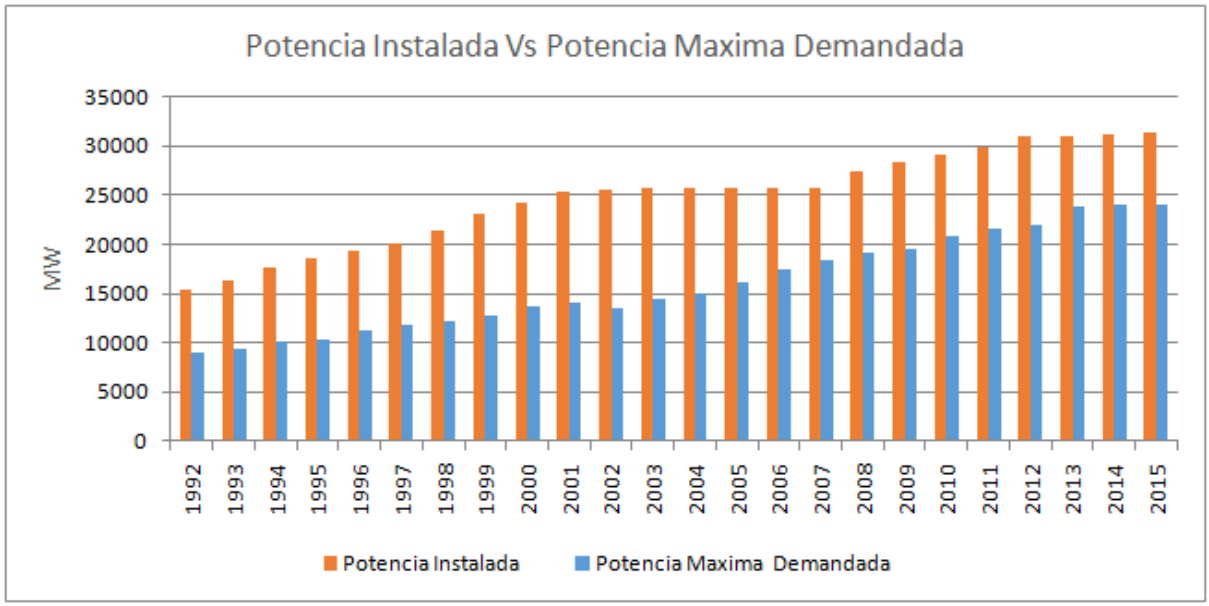
Estos porcentajes están basados en la potencia total instalada en 2015 que superaba los 31260 MW.

En el siguiente gráfico, se resume la evolución histórica de la potencia instalada en el país discriminada por tipo de generación:



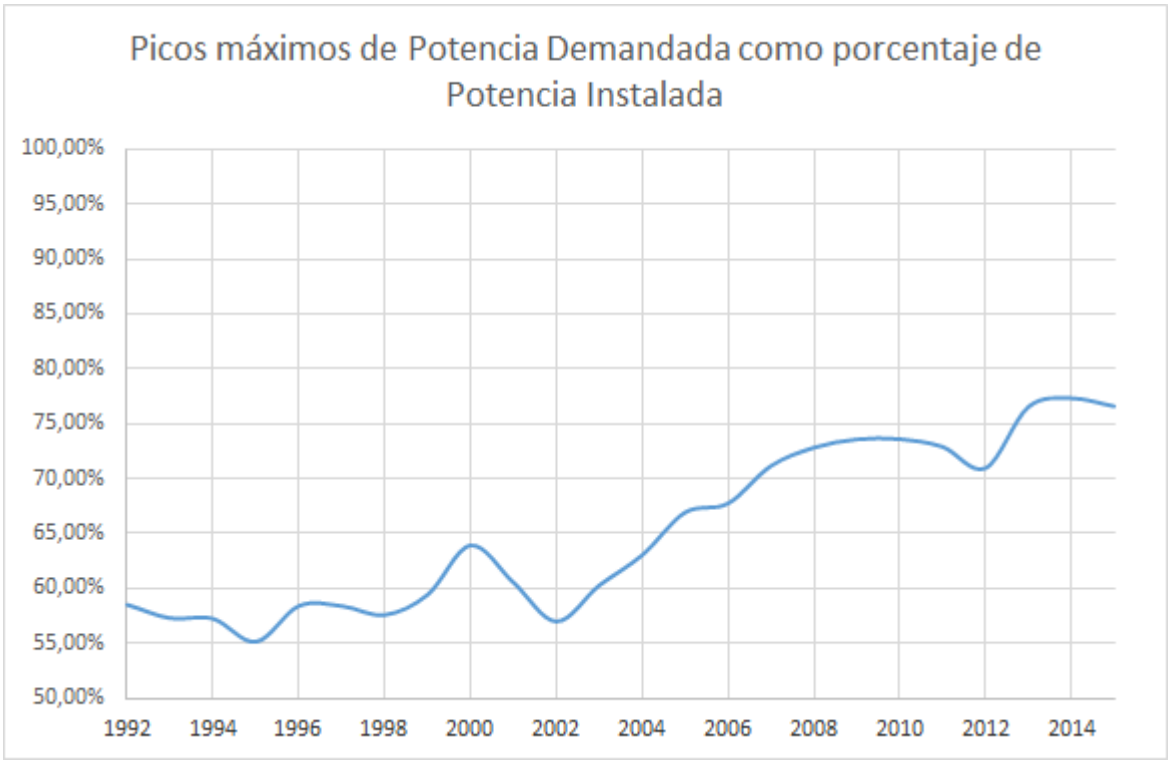

*Fuente: Potencia instalada 1976-2015-Ministerio de Energía*

A continuación se observa comparativamente la evolución de los picos máximos de potencia de cada año y la potencia instalada:




*Fuente: Potencia instalada 1976-2015-Ministerio de Energía*
*Fuente: Potencia Máxima Demandada (Cammesa)*

En el siguiente gráfico se muestran estos valores en porcentaje y se puede ver claramente el aumento del mismo a lo largo del tiempo lo que se debe básicamente a la falta de inversión en el sector energético y a la creciente demanda:




*Fuente: Potencia instalada 1976-2015-Ministerio de Energía*

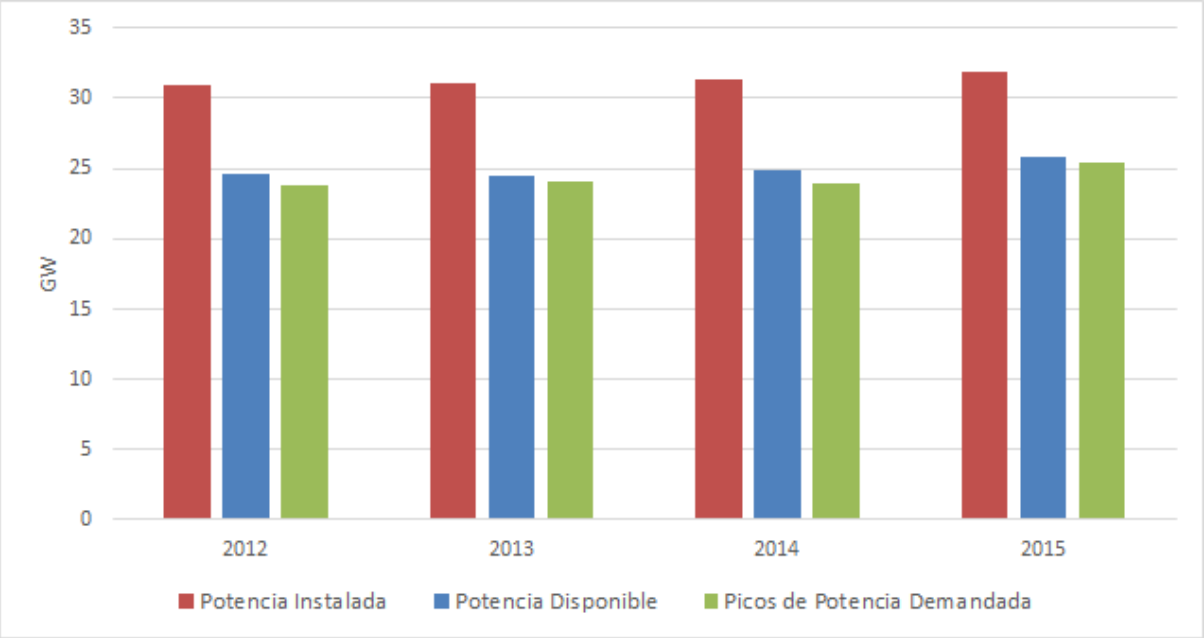
Es muy importante destacar que sin embargo, gran cantidad del parque de máquinas generadoras actualmente se encuentran en desuso ya sea por encontrarse obsoletas o bien por ser económicamente inoperables ya que sus costos operativos no justifican su puesta en marcha.

Esto significa que en la realidad la potencia disponible para abastecer es menor a la instalada y que por eso, aunque históricamente la potencia instalada siempre fue muy superior a la potencia demandada en el mercado, esta potencia instalada no es representativa de la generación real.

Más que nada, el problema sobreviene en las horas punta del consumo cuando, sobre todo en verano, se exige al máximo la potencia que el sistema es capaz de entregar. En esta situación es cuando se producen las interrupciones de suministro ya que la potencia que el sistema es capaza de entregar no logra abastecer los picos de demanda que se presentan.

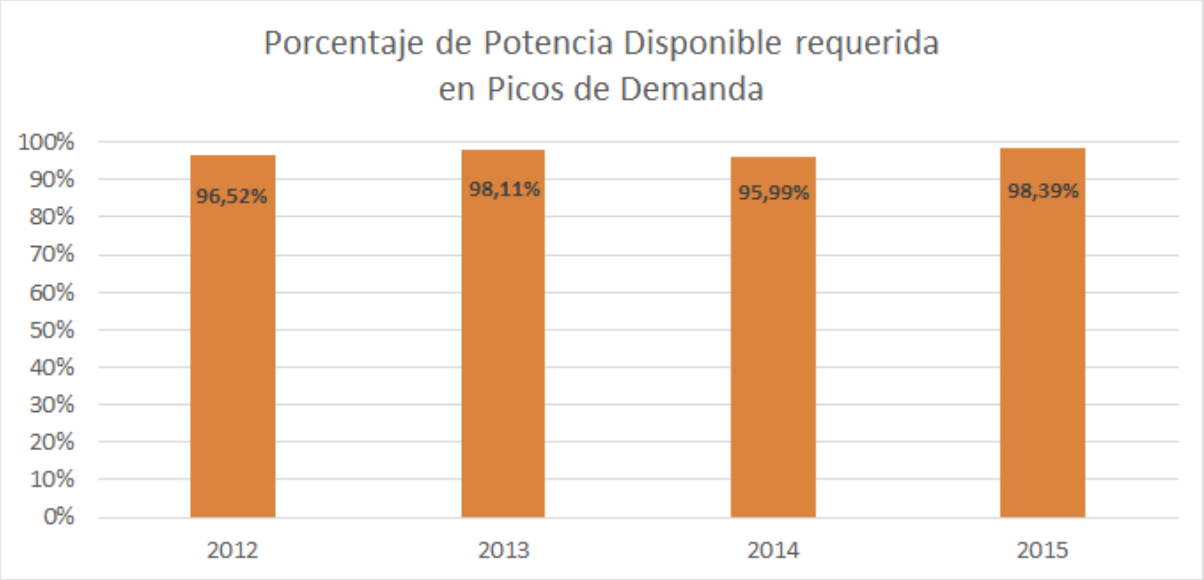
De los informes anuales de CAMMESA, sobre todo de los últimos y de la información anterior, hemos podido concluir el siguiente análisis:

La potencia disponible en los últimos años se encuentra peligrosamente cerca a los picos máximos de demanda. Por este motivo ante una baja momentánea de la capacidad disponible, y sobre todo en épocas de verano que es cuando se alcanzan dichos picos de demanda, es frecuente que se deba realizar interrupciones del suministro para poder acoplar la demanda de potencia con la potencia disponible.




*Fuente: Extracto Informe Anual Cammesa*

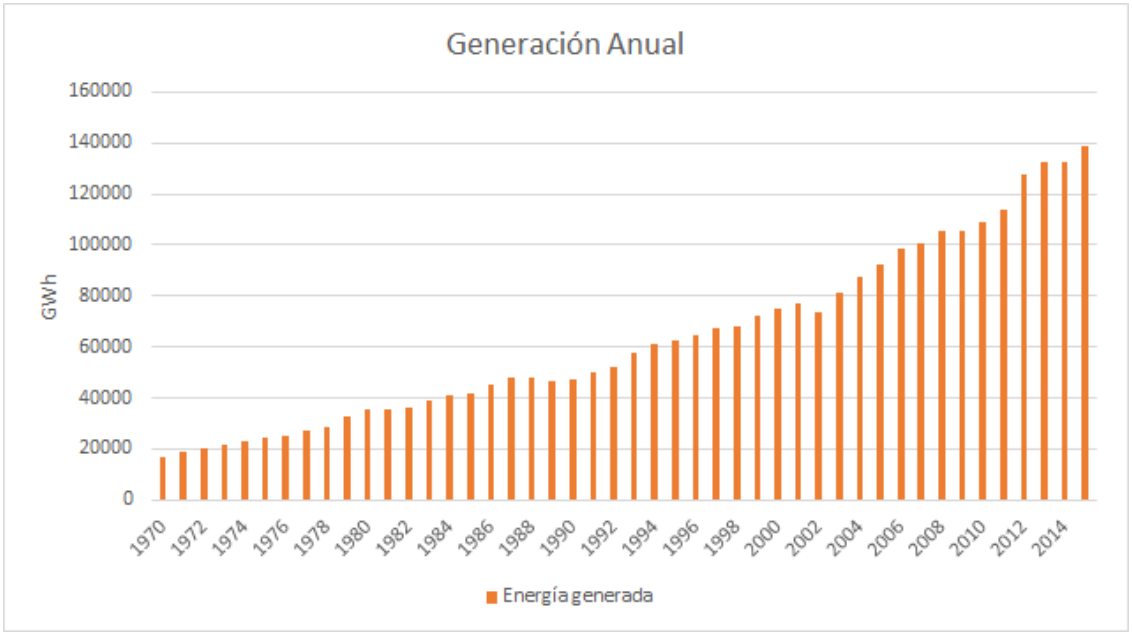
A continuación se observan los elevados niveles de requerimiento del sistema:




*Fuente: Extracto Informe Anual Cammesa*

Está de más aclarar los motivos por los cuales esta situación pone seriamente en riesgo al abastecimiento del país.

Para concluir con el análisis histórico de la oferta, el siguiente gráfico muestra cómo ha evolucionado la generación de energía a lo largo de los años:




*Fuente: Ministerio de Energía y Minería*

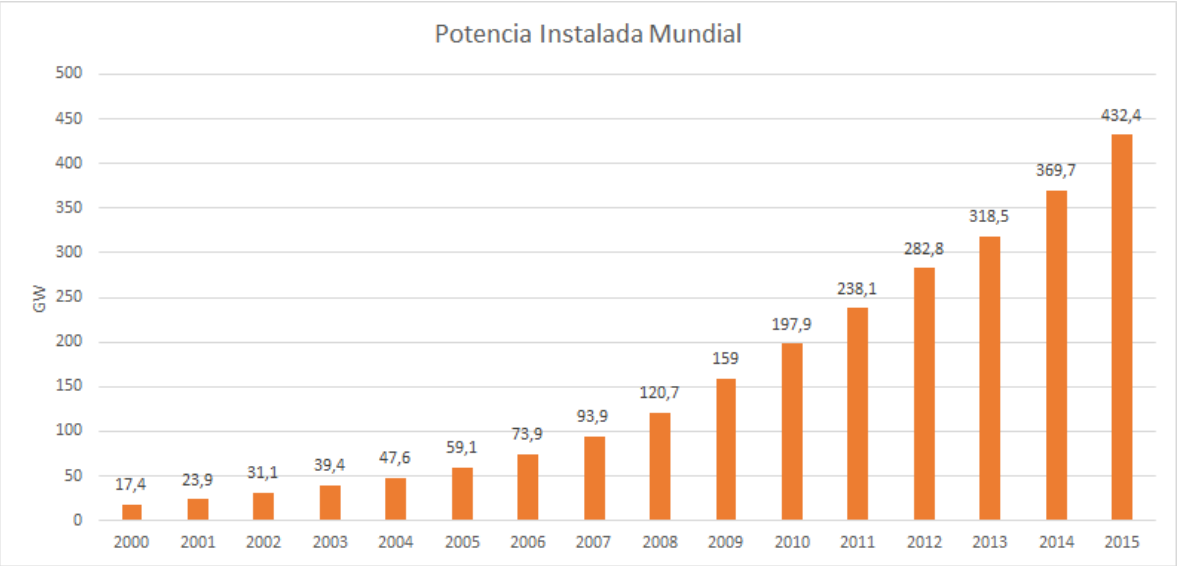
Esta generación es atada íntimamente a la demanda de energía total pero debido a las pérdidas en el transporte y a otras pérdidas menores, la cantidad de energía generada siempre es superior a la demanda.

## ii. Potencia Eólica Instalada

Así como se analizó la oferta de energía en Argentina, es interesante dejar una primera aproximación de la evolución de la oferta de energía relacionada con la generación eólica. Como primera medida se realizará una aproximación mundial para luego introducirnos en la oferta de generación eólica en el país.

### i. Mundial

A continuación se vuelve a mostrar el gráfico de evolución de la potencia eólica instalada a nivel mundial:

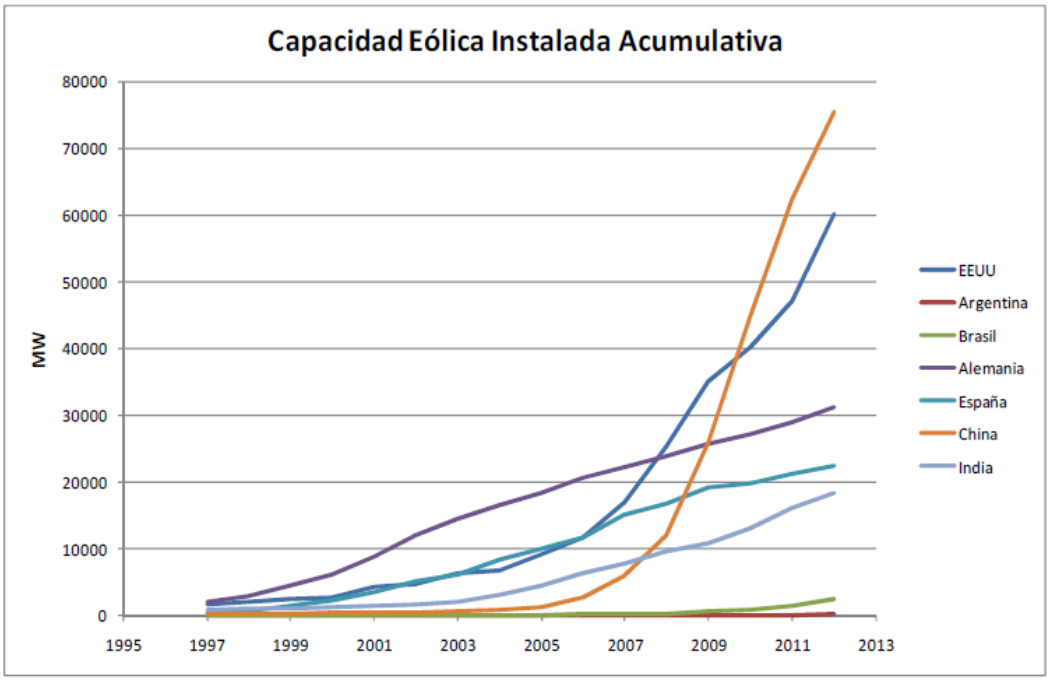



*Fuente: Global Wind Energy Council (WGEC)*

La potencia eólica instalada en el mundo ha venido creciendo en forma exponencial en los últimos años. Esto va en línea con los avances y nuevos desarrollos de estas tecnologías que, constantemente, están logrando la disminución de costos de implementación.

Tal como se observa en el gráfico anterior, para fines de 2015 esta potencia instalada en el mundo ya superaba los 430 GW.

El siguiente gráfico demuestra cómo fue evolucionando la potencia instalada en los principales países con potencia eólica instalada:

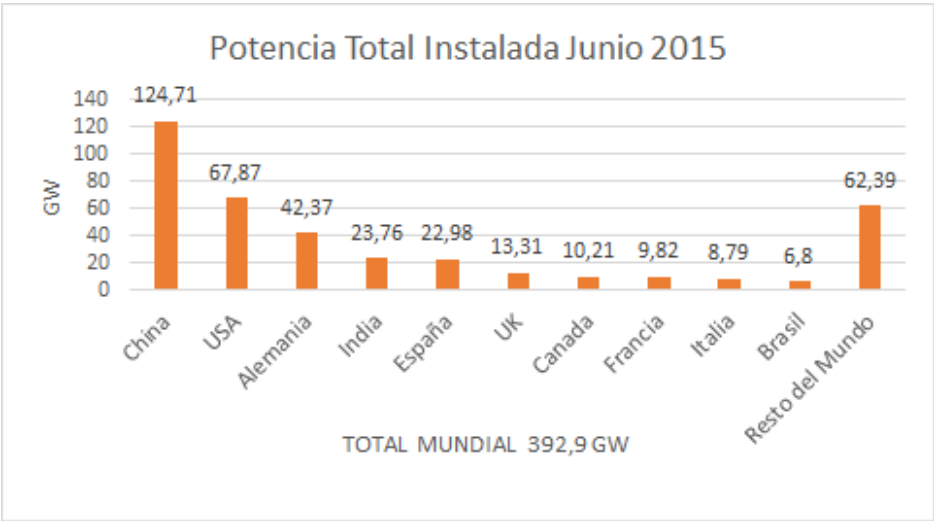



*Fuente: BP 2013*

Los mercados de mayor crecimiento han sido el chino y el estadounidense. En el caso del primero, es muy llamativa la evolución que ha tenido, pasando de estar en el quinto lugar en cuanto a potencia instalada en 2007 a estar en primer lugar en 2010.

Los mercados europeos más maduros como el alemán o el español, se vienen desarrollando hace más tiempo pero con una tasa de crecimiento menor dada la magnitud de sus economías aunque de forma constante y con una tendencia creciente.

A continuación se esquematizan los países que para mediados de 2015 tenían las capacidades eólicas más significativas:



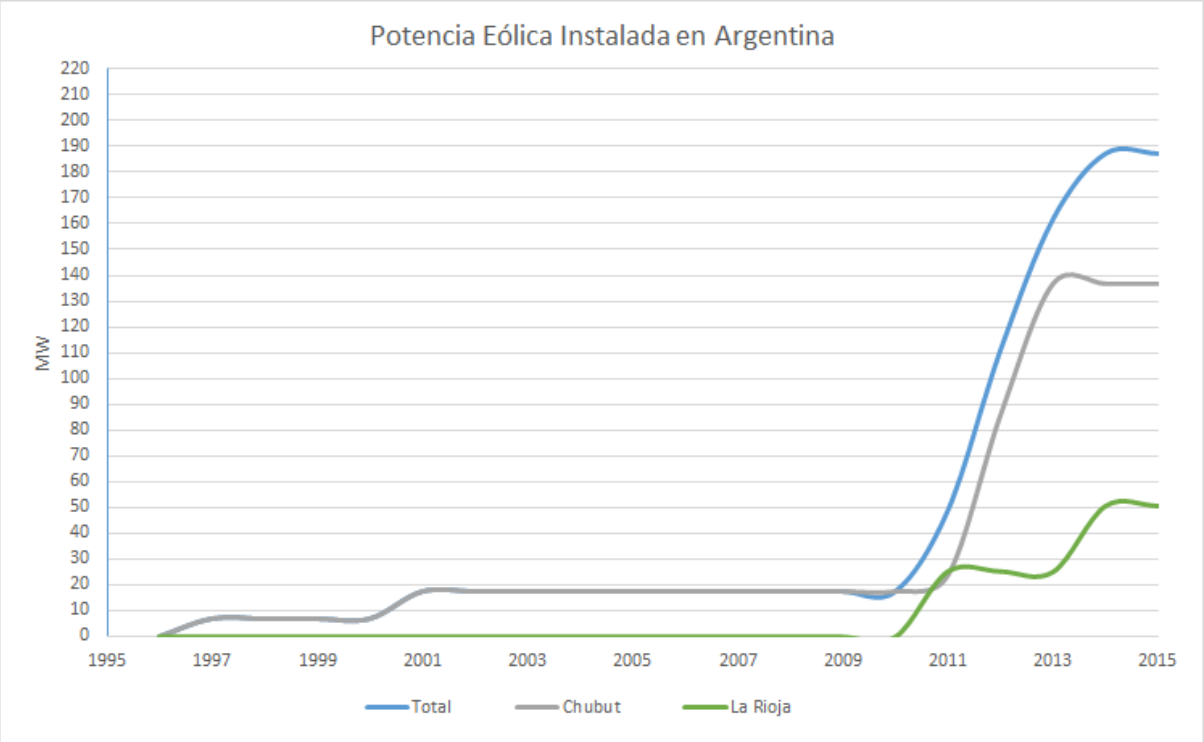

*Fuente: Global Wind Energy Council (WGEC)*

En el gráfico se decidió no incluir a nuestro país dado que su potencia instalada no supera los 0,5 GW. Por este motivo, se deduce la evidente falta de desarrollo de este tipo de generación de energía en la Argentina con respecto a los países más desarrollados en energía eólica.

### ii. Argentina

La energía eólica en la argentina comenzó a desarrollarse a partir del año 1996, con lo cual suma apenas 20 años de antigüedad. Desde ese momento, y gracias al gran potencial del recurso eólico, Chubut encabeza la lista de las provincias que más invirtieron en este tipo de energía, sumando 137 MW instalados para el año 2015. Las demás provincias de la Patagonia están lamentablemente muy desaprovechadas.

En el siguiente gráfico se puede apreciar cómo a partir del año 2010, el año posterior en que el gobierno emitió la ley que promueve las energías renovables, la potencia instalada de energía generada con recursos renovables incrementó considerablemente.




*Fuente: CAMMESA y Ministerio de Energía y Minería*

## viii. Proyección de la oferta

Para poder proyectar la oferta energética en el país durante el ciclo de vida del proyecto, es decir los próximos 20 años, se analizó qué variables podrían llegar a influir significativamente en la a misma.

Se concluyó que en general las variables son las mismas que las analizadas en la demanda: población, porcentaje de la población con acceso a la energía eléctrica, sobrecostos en el precio monómico representado como porcentaje del precio monómico de la energía, PBI per cápita, PBI industrial per cápita, así como también PBI.

El método elegido para realizarla, al igual que en la proyección de la demanda, fue una regresión lineal múltiple. Se eligió proyectar la potencia instalada del país y no la generación de energía ya que, como se mencionó previamente, esta es la variable que define si se puede abastecer a los picos de potencia demandados.

### i. Elección del modelo

Se realizaron varios modelos teniendo en cuenta distintas combinaciones de las variables propuestas. Estas son la población, PBI nacional, crecimiento del PBI nacional, porcentaje de la población con acceso a electricidad, subsidios (expresado como porcentaje del precio monómico) y año postcrisis.

De nuevo, por un criterio de parsimonia se realizaron modelos que utilizaran una o combinaran de a dos variables cada uno ya que la inclusión de una o más variables adicionales haría el pronóstico demasiado complejo y agregarían redundancia de la información ya que varias de ellas se encuentran correlacionadas entre sí como es el claro caso de la población y el PBI nacional; a la hora de usar un modelo con estas dos variables, en vez del PBI se utiliza el PBI per cápita.

De las combinaciones entre variables a utilizar para los distintos modelos, las mejores tres a considerar fueron las siguientes:

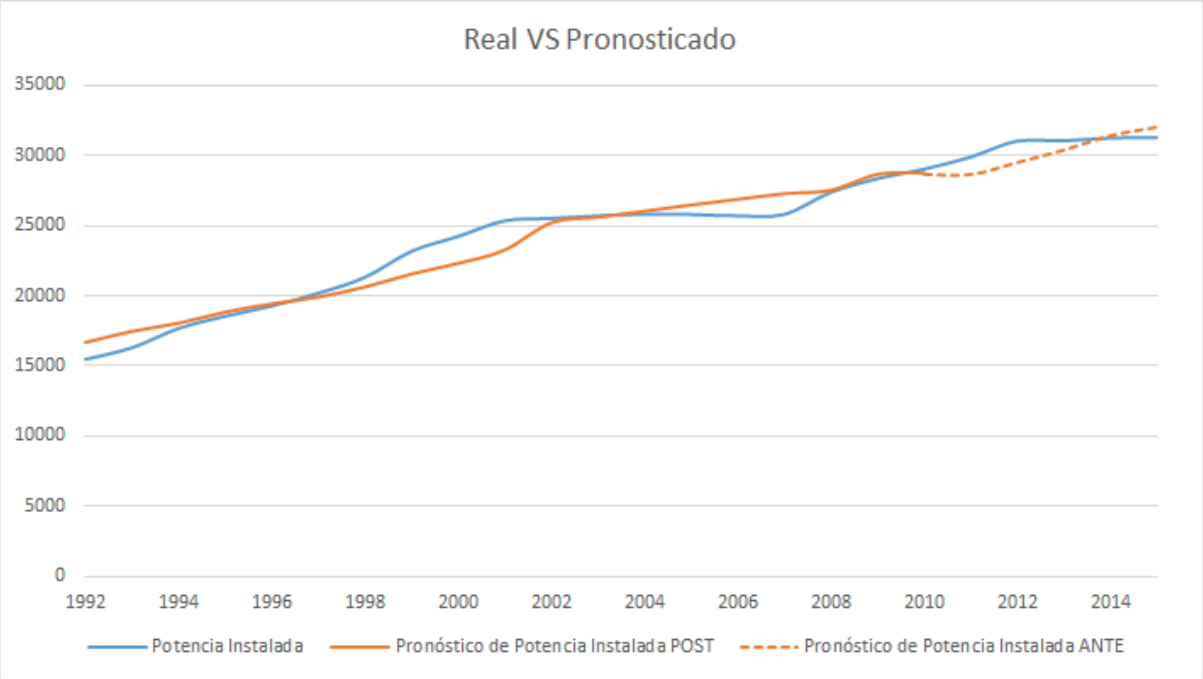
1. Población con electricidad y el porcentaje que los subsidios representan en el precio monómico.
2. Población con electricidad y PBI industrial per cápita
3. Población con electricidad y crecimiento del logaritmo natural del PBI per cápita

Los indicadores estadísticos y coeficientes arrojados por este modelos se detallan a continuación:

| Modelo | Cantidad de variables | R^2 | R^2 ajustado | S^2 | Valor crítico de F | Peor probabilidad | FA POST | FA ANTE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 0,9824 | 0,9802 | 583,99 | 9,25E-15 | 1,36E-06 | 0,9816 | 0,8853 |
| 2 | 2 | 0,9398 | 0,9323 | 1079,48 | 1,72E-10 | 0,041 | 0,9670 | 0,9727 |
| 3 | 2 | 0,9371 | 0,9292 | 1103,78 | 2,45E-10 | 0,061 | 0,9639 | 0,9599 |

Aunque el modelo 1 arroja los mejores resultados, el mismo fue descartado. Esto se debió principalmente a que aunque todos los estimadores arrojan los mejores resultados y el pronóstico se ajusta excelentemente a los datos históricos, a la hora de predecir (Forecast Accuracy ANTE) tiene la peor predicción de los 3 modelos.

Entre los modelos restantes se eligió el 2 cuyo coeficiente de determinación indica que el 93,98% de la variación de los datos fue explicada. La variación residual, que se espera un error de 1.079 MW que es despreciable en relación a los 33.049 MW instalados en 2015. El valor crítico de F de ambos modelos fue menor al 5%, pero ese no es el caso de la probabilidades de que las variables sean no significativas del modelo 3, entonces la hipótesis nula de que la variable no sea significativa no llega a ser rechazada, por ende el modelo 3 queda rechazado. El modelo elegido probó funcionar correctamente explicando la historia y prediciendo, ofreciendo un FA-POST del 96,7% y un FA-ANTE del 97,27%. Esto último se puede visualizar en el siguiente gráfico:




La estimación de la potencia instalada a partir del modelo de regresión seleccionado responde, al igual que en el análisis de demanda, a la siguiente fórmula:

$$\boldsymbol{Y} = \alpha + \beta_1 \boldsymbol{X_1} + \beta_2 \boldsymbol{X_2}$$

**Y**: Potencia instalada

**$X_1$**: Población con electricidad

**$X_2$**: PBI per cápita industrial

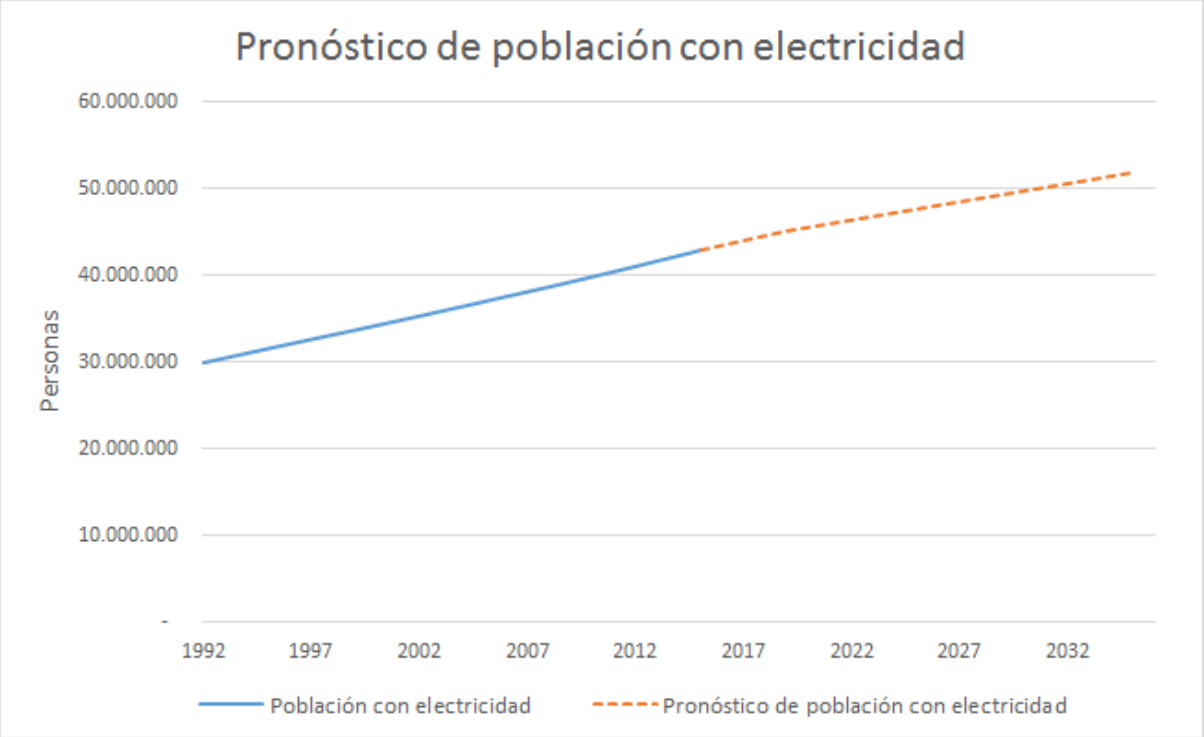
La estimación del modelo de regresión lineal arrojó los siguientes coeficientes cuyos signos positivos verifican la lógica utilizada en la elección de sus variables:

| | *Coeficientes* |
|---|---|
| Intercepción | -20574,75306 |
| Población con electricidad | 0,001322273 |
| PBI per capita industrial | -1,094540488 |

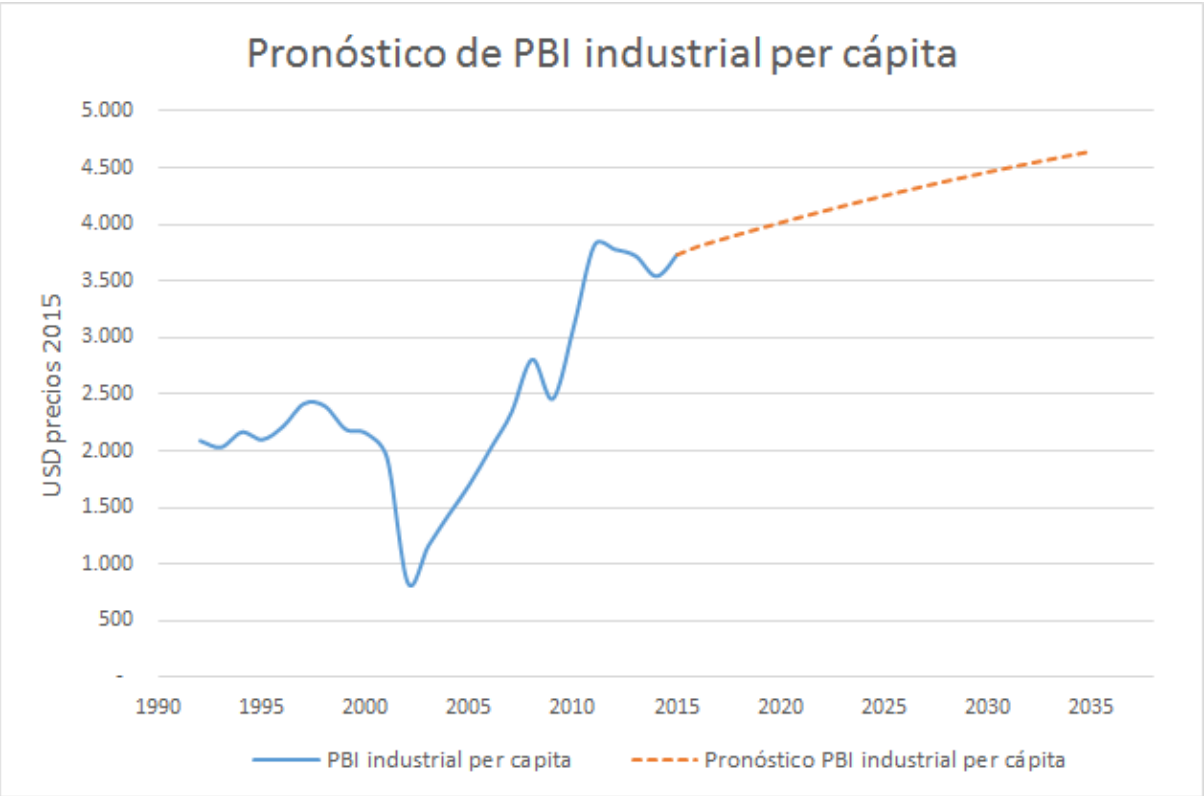
## ii. Proyección de variables causales

A función de la elección del modelo de regresión se tuvieron que pronosticar los valores hacia el futuro del PBI per cápita industrial y de la población con electricidad.

Utilizando lo explicado en la sección de la proyección de demanda sobre el porcentaje de la población con acceso a la electricidad y una regresión lineal de la población total argentina se confeccionó el siguiente pronóstico de población con electricidad:

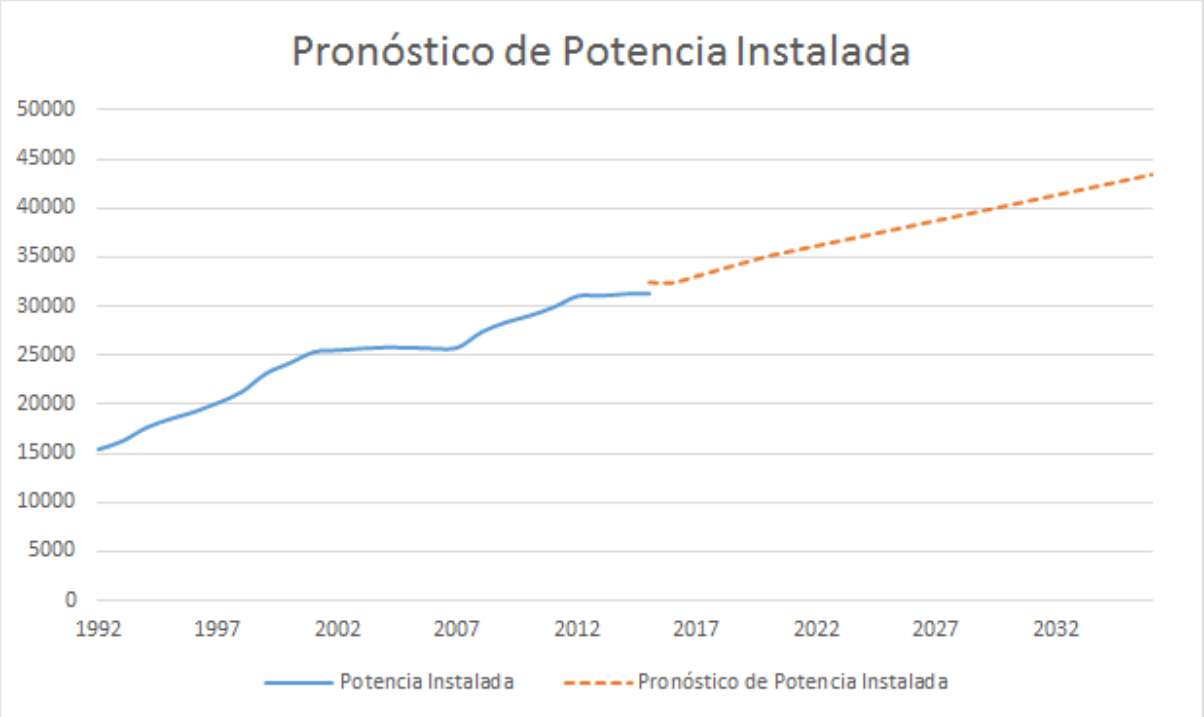



Al igual que con el PBI industrial se utilizó una regresión lineal con ajuste de la tendencia con factor de atenuación de 0,01 a largo plazo. Se realizó este análisis para los próximos 20 años, pero cabe aclarar que en este tipo de proyectos se realizan las proyecciones de los próximos 5 años para nuevamente volver a pronosticar terminado dicho periodo. Los resultados se muestran en el siguiente gráfico:



### iii. Proyección de la Potencia Instalada

A continuación se muestra la proyección de la potencia instalada para los próximos 20 años:




## ix. Costo de la Energía

En esta sección se analizará el costo de las diferentes tecnologías de generación de energía, y en particular de la energía eólica. Se analizarán algunos valores de referencia de la región sudamericana y de la Argentina en particular.

Normalmente la comparación de costos entre diferentes tipos de tecnología no es directa, sino que se deben ponderar los costos de capital, los costos de operación y mantenimiento, los costos de combustibles y también los costos de las emisiones generadas. Por eso, se utilizará el enfoque del Costo Nivelado de la Energía o "Levelized Cost of Electricity" (LCOE) que es la herramienta utilizada comúnmente para este tipo de comparaciones.

Para analizar los costos en el caso de Argentina se comentarán dos análisis: el de AGEERA para la evaluación de los Escenarios Energéticos para Argentina 2030 y el de Ricardo De Dicco presentado en Diagnóstico y Perspectivas del Sector Eólico en Argentina.

Por último, se analizarán las particularidades de los costos de la energía eólica, su composición (costos fijos, variables, etc.), su evolución en el tiempo y las tendencias de cambio a futuro.

### iv. Costo Nivelado de la Energía

El Costo Nivelado de la Energía (LCOE por sus siglas en inglés), es una herramienta útil para poder comparar el costo de generación de energía con diferentes tecnologías; el mismo tiene en cuenta:

- Costos de inversión.
- Costos de Operación y Mantenimiento.
- Costos de combustibles.

El LCOE tiene en consideración los costos de una planta de generación a lo largo de toda su vida útil, de forma de entregar un precio por unidad de energía. En otras palabras, es como promediar los costos actualizados de producción a lo largo de un largo período de tiempo. Lo interesante es que el LCOE es un patrón de comparación útil para diferentes tipos de tecnologías, como por ejemplo las energías renovables (donde el costo de capital es alto, pero el costo de combustibles es cero) con una planta de generación con gas (donde los costos de capital son bajos mientras que los costos de combustibles son altos).

El LCOE también puede ser comparado con las tarifas que se perciben por la energía: en general, costos de disposición de residuos, seguros y otros no son incluidos. Todos los costos son actualizados a un VAN con una tasa de descuento definida.

Se define con la siguiente fórmula:

$$\mathrm{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{It + Mt + Ft}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{Et}{(1+r)^t}}$$

*It*: Inversiones en el año t.
*Mt*: Costo de Op. y Mantenimiento en el año t.
*Ft*: Gasto de combustibles en el año t.
*Et*: Generación eléctrica en el año t.
*r*: tasa de descuento.
n: Tiempo de vida en años del proyecto.

Normalmente los LCOE se calculan para períodos de entre 20 y 40 años y están dados en unidades de moneda por Kilowatt-hora, en este caso, USD/KWh. Al comparar diferentes LCOE debe tenerse cuidado, ya que los cálculos dependen altamente de los supuestos tomados, los términos financieros y sobre todo del factor de capacidad estimado.

### v. Comparación de LCOE

A modo de referencia, en la tabla siguiente pueden verse los LCOE para Chile en el año 2011:

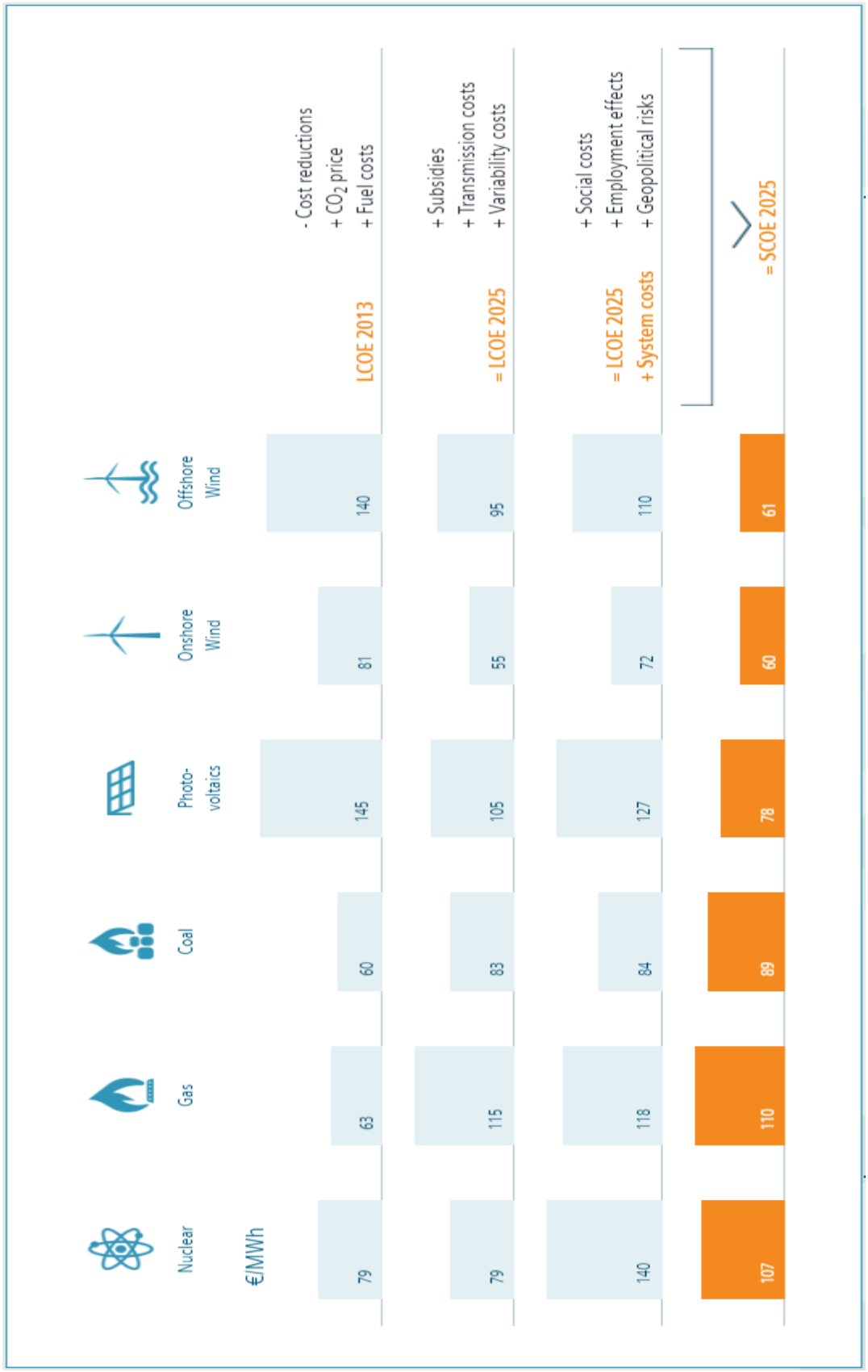
| Tipo de Generación | Rango | | Escenario Central |
|---|---|---|---|
| | Mínimo | Máximo | |
| | USD/MWh | USD/MWh | USD/MWh |
| Diesel | 346 | 560 | 405 |
| Fotovoltaica comercial | 225 | 328 | 268 |
| Fotovoltaica a escala | 156 | 242 | 193 |
| Termosolar torre + heliostato | 155 | 221 | 189 |
| Termosolar concentrador | 197 | 284 | 261 |
| Geotérmico binario | 82 | 108 | 91 |
| Carbón | 73 | 155 | 94 |
| Ciclo combinado Gas | 68 | 111 | 101 |
| Geotérmica flash | 56 | 91 | 77 |
| Eólica terrestre | 51 | 259 | 110 |
| Biomasa materias primas | 35 | 179 | 91 |
| Grandes hidroeléctricas | 32 | 137 | 58 |
| Pequeñas hidroeléctricas | 30 | 169 | 63 |
| Biogás / Gas Residual | 39 | 102 | 74 |

*Fuente: Bloomberg New Energy Finance 2012*

Puede observarse que, el escenario central para la energía eólica no está muy lejos de la generación con un ciclo combinado de gas. El límite inferior del rango de la eólica es más bajo que el de la generación con gas. Esto quiere decir que, en zonas de alto factor de carga, la eólica se hace más competitiva.

Por otro lado, y a modo de dar una segunda referencia a nivel mundial, la empresa Siemens desarrolló un modelo de costos que se parece mucho al de LCOE pero que considera un poco más amplio y por ende superior ya que en este modelo se tienen en consideración factores como subsidios parcialmente ocultos, costos sociales, beneficios económicos, efecto de empleo e impacto geopolíticos. Teniendo en cuenta estos factores Siemens considera que el costo de la energía eólica se vuelve aún más competitiva. Este indicador se llama Society's Cost of Electricity (LCOE).

En la siguiente figura se pueden apreciar para distintas fuentes de generación los LCOE del 2013, proyecciones del LCOE para 2025 y proyecciones del SCOE para el 2025 en (en €/MWh):


Nuclear
Gas
Coal
Photo-voltaics
Onshore Wind
Offshore Wind
€/MWh
79
63
60
145
81
140
- Cost reductions
+ $CO_2$ price
+ Fuel costs
LCOE 2013
79
115
83
105
55
95
+ Subsidies
+ Transmission costs
+ Variability costs
= LCOE 2025
140
118
84
127
72
110
+ Social costs
+ Employment effects
+ Geopolitical risks
= LCOE 2025
+ System costs
107
110
89
78
60
61
= SCOE 2025

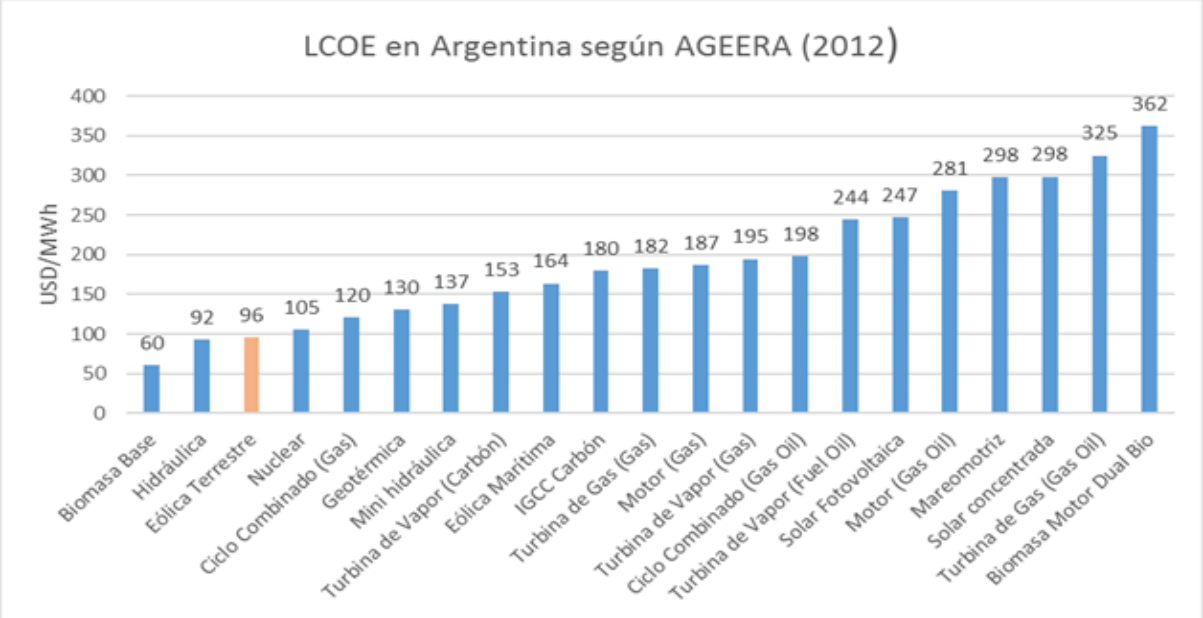
## vi. Costos en Argentina

Como se mencionó previamente, se comentará lo calculado por AGEERA y lo elaborado por Ricardo De Dicco.

Las consideraciones de AGEERA para poder comparar el LCOE de cada tipo de energía fueron las siguientes:

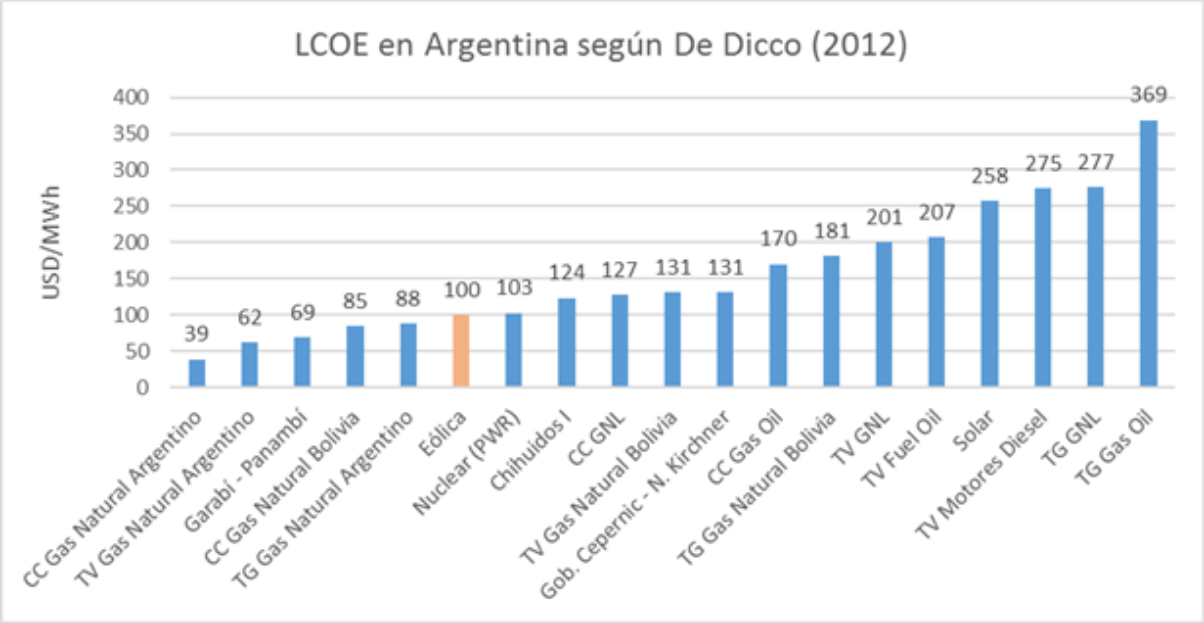
- **Costo de Capital**: tiene en cuenta el costo de la obra de generación durante el período de financiamiento (15 años a tasa del 10%, 100% financiado). Se calcula como el costo mínimo necesario que hace que el VAN sea cero para las condiciones mencionadas.
- **Costo de la Energía (combustibles):** Potencia instalada x Factor de utilización x período de tiempo x costos de combustible (para unidades a gas se toma precio de importación de Bolivia o GNL y se estiman 90 días con combustible alternativo).
- **Costo de O&M por Energía**: costo variable de producción.
- **Costo de O&M por Potencia**: Costo de operación y mantenimiento por permanecer disponible.
- **Costo de Emisiones**: supone la penalización por costo a las tecnologías que emiten gases de efecto invernadero no deseados, se calculan los costos derivados de las emisiones de CO2: Energía generada x Ton CO2/MWh x Costo de CO2 (media de 14.41 USD/Ton CO2).

En el siguiente gráfico, pueden observarse los resultados de AGEERA para cada tecnología evaluada:




Comparando los valores, se observa la energía eólica en cuanto a costos es muy competitiva, superando en el caso de las Eólicas Terrestres, a toda los tipos de generación térmica. La explicación de esto es que, si bien la eólica posee un alto costo de capital y un costo de operación y mantenimiento por encima de la media, no posee costos de combustibles y de emisiones. Los bajos costos de capital de la generación con hidrocarburos se ven compensados con los altos costos de combustibles.

A continuación, se muestra el gráfico realizado con los datos calculados por De Dicco, con los LCOE para distintas tecnologías en Argentina:



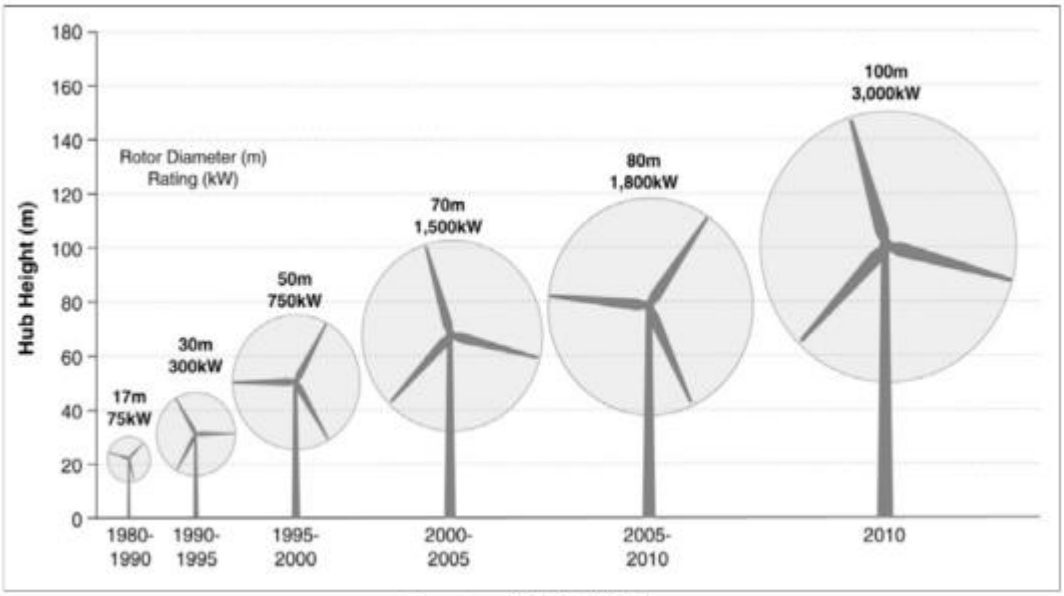

Puede observarse cómo los LCOE para los ciclos combinados de Gas Natural sin importar su origen son los de más bajo valor. Para el resto de los tipos de generación, a medida que se comienza a utilizar combustible importado de mayor costo, el LCOE crece en forma considerable. Eso se traduce en que la energía eólica posee un LCOE más bajo que las opciones de generación con GNL y las opciones de Turbinas tanto de Vapor como de Gas cuando se utiliza Gas Natural de Bolivia. Sin embargo se considera que el factor de carga de 50% utilizado por De Dicco es excesivo; con un factor de carga promedio de 40%, el LCOE de la energía eólica sería de 123,4 USD/MWh.

## vii. Costos de la Energía Eólica

Una de las principales características económicas de un proyecto eólico es la gran importancia del componente de inversión, que representa un 75% del coste total de la energía. La diferencia en este sentido con otras tecnologías de generación como el ciclo combinado es notable, donde el costo de inversión representa entre el 30% y el 60%, estando el resto compuesto principalmente por el combustible y en menor medida por los gastos de operación y mantenimiento.

Dentro del costo de inversión, se encuentran el costo de la turbina (76%), el costo de la infraestructura de red (9%), las bases de cemento (6%), terrenos (4%) y otros (5%). El resto de los costos está compuesto por los costos de operación y mantenimiento (25%) dentro de los cuales el 60% corresponde a operación y mantenimiento estrictamente y el restante 40% corresponde a seguros, gastos generales y otros.

Los costos de la energía eólica han venido decreciendo con el desarrollo de la industria. Desde 1980 hasta 2000 los costos de capital se han reducido aproximadamente un 65%. Estas reducciones van unidas a grandes mejoras en cuanto a performance, resultando en turbinas más grandes y avanzadas. En el siguiente gráfico puede verse la evolución de la potencia por turbina (KW), altura (m) y diámetro de rotor (m):

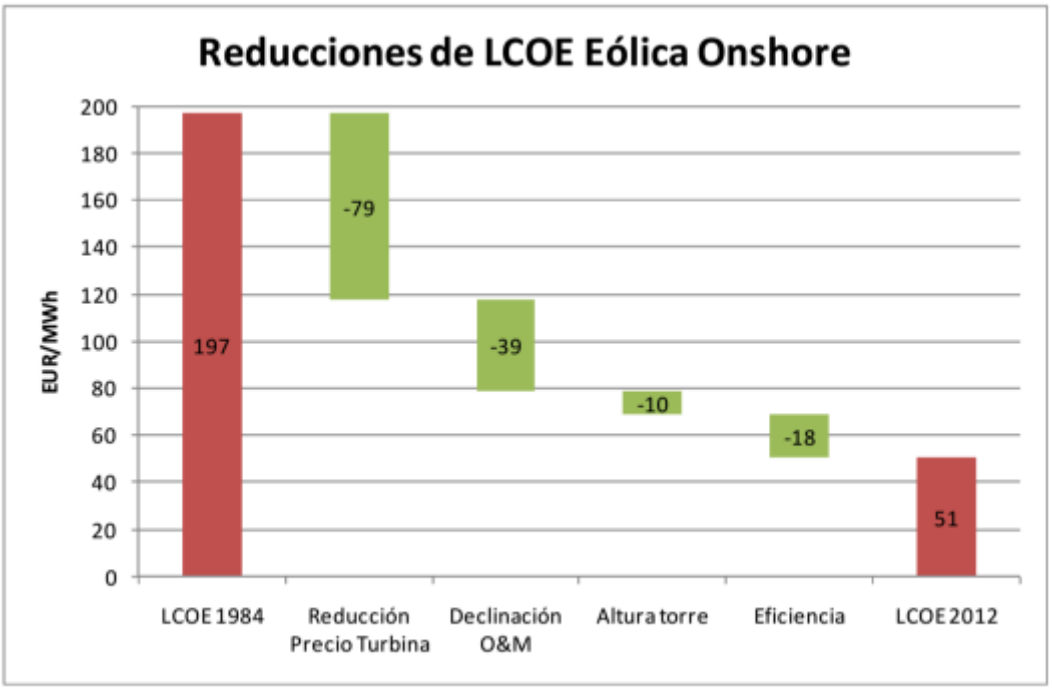



*Fuente: NREL 2012*

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) incluso menciona que a futuro se puede llegar a contar con turbinas de 20 MW con una altura de torre de 180 metros y un rotor de 250 metros de diámetro. En la actualidad ya se comercializan turbinas de hasta 7 MW de potencia, que se utilizan principalmente en la industria eólica offshore (IPCC).

Como consecuencia de esta evolución el LCOE de la energía eólica ha declinado por un factor mayor a tres en el período mencionado, pasando de 150 USD/MWh a cerca de 50 USD/MWh para el año 2000, según NREL.

En la siguiente figura puede observarse la evolución del LCOE desde 1984 hasta 2012 y cómo impactaron las reducciones de determinados costos que componían el LCOE:




*Fuente: Bloomberg New Energy Finance 2013*

Todos los cambios y mejoras realizados en las turbinas eólicas no sólo traen aparejados menores costos, sino que viabilizan la generación en zonas de menor recurso eólico donde los factores de capacidad son menores.

Los estudios presentados por NREL muestran una reducción continua de precios de entre el 0 y el 40% del LCOE para el 2030 para una variedad de escenarios de costos analizados. Los resultados enmarcados entre los escenarios de los percentiles 20 y 80 muestran reducciones de entre el 20 y 30%. Todos los escenarios menos uno, muestran una baja de 1% por año hasta 2030. Las magnitudes de las reducciones de costos son altamente difíciles de estimar, y pueden variar significativamente en función de la demanda (NREL).

Hay dos variables dentro del cálculo del LCOE que inciden en la competitividad relativa de la energía eólica: uno es el precio de los combustibles y el otro es el costo de las externalidades medioambientales. Interesa sobre todo el análisis de estas dos variables a largo plazo. Adicionalmente, la variable de sostenibilidad ambiental ha jugado un rol clave en el diseño de las políticas económicas de muchos países y las expectativas a futuro del comportamiento de las distintas tecnologías con respecto al tema ambiental pueden tener un impacto en el análisis.

Ante una evolución de las políticas de los países hacia el cumplimiento de niveles medioambientales más estrictos, el panorama para las energías renovables cambia sustancialmente y podría llegar a viabilizar económicamente a la energía eólica sin necesidad de esquemas regulatorios de soporte específicos.

Al respecto, en la siguiente figura se muestra la valoración económica de las externalidades medioambientales para distintos tipos de tecnologías de generación, elaborado por el IPCC:

*Fuente: IPCC 2011*

Puede observarse cómo la energía eólica presenta el menor nivel de externalidades con marcada diferencia con respecto al resto, sobre todo a las convencionales.

### viii. Algunas conclusiones

El cálculo del LCOE difiere mucho respecto de los supuestos utilizados y muchas veces es difícil poder hacer comparaciones entre países o regiones. No obstante, es una herramienta útil que permite comparar costos de diferentes tecnologías de generación en un determinado lugar y marcar tendencias generales para un tipo de tecnología. Por ejemplo, hemos visto que en casi todos los informes analizados la generación mediante ciclos combinados de gas natural posee los LCOE más bajos.

De los datos analizados y disponibles, puede observarse cómo la energía eólica es cada vez más competitiva, y en general sólo es superada por la generación con gas natural. En el caso de Chile, el rango inferior de la variación del LCOE de la energía eólica está por debajo del equivalente a la generación térmica, aunque no es el más bajo de los sistemas evaluados.

En el caso de Argentina, es interesante observar como el LCOE de la energía eólica se vuelve más competitivo comparativamente a medida que la generación con gas natural utiliza fluido importado de mayor costo.

Es de destacar el gran desarrollo que ha tenido la industria de los aerogeneradores, que ha permitido reducir los costos en forma casi ininterrumpida durante los últimos 25 años, haciendo a esta tecnología cada vez más competitiva mundialmente. Las tendencias a futuro parecen mostrar un continuo decrecimiento en costos.

En definitiva, la energía eólica tiene un LCOE bajo, sólo superado por la generación térmica con gas natural. Si se tienen en cuenta los costos de las emisiones, y el hecho de que en la Argentina se debe importar el gas natural lo que implica un alto costo, la energía eólica se vuelve mucho más competitiva.

## x. Precio de la energía en Argentina

En Argentina, el precio de la energía pagado a los generadores puede variar ampliamente, dependiendo de las condiciones de comercialización. El comercio de energía se efectúa a través del MEM en alguna de las siguientes formas:

- **Mercado Spot:** el precio para la compra-venta de energía se sanciona en forma horaria, en tiempo real, de acuerdo a la cantidad de energía demandada y a la disponibilidad de equipos de generación en el momento (oferta), su costo marginal de producción y transporte.
- **Mercado a Término:** se establece entre generador y distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato. Se determinan las cantidades, las condiciones de entrega de la energía, y de pago, como así también los plazos de vigencia y los resarcimientos de una de las partes por incumplimiento de la otra.
- **Licitación RenovAr 2016:** si la fuente de generación es una energía renovable, es posible también aplicar a la licitación RenovAr 2016, donde el precio de la energía se fija por contrato para los próximos 20 años.

La comercialización de energía en el mercado Spot ha de ser contemplada a su vez en dos posibles escenarios:

- Precios de la energía eléctrica regulados por el Gobierno.
- Precios de la energía eléctrica liberados.

La elección de la forma de comercialización de la energía producida por el parque eólico (Mercado Spot, Mercado a Término o Licitación RenovAr 2016) dependerá de los precios futuros esperados en cada una de las alternativas, en cada uno de los posibles escenarios. Para toda alternativa que cubra los costos de generación, se ha de optar por la alternativa que maximice el precio, ponderando el riesgo de la misma. Con el objetivo de realizar dichas proyecciones de precios, se procederá a analizar históricamente su evolución, las normativas existentes que los regulan, y su dinámica.

### i. Mercado Spot Sin Regulación de Precios

El Mercado Spot es un sistema de mercado para la compra-venta de energía entre generadores y distribuidores, donde el precio pagado por la misma se establece en tiempo real en función de volumen demandado y la oferta disponible. La demanda de energía representa al consumo existente en determinado momento del tiempo, mientras que la oferta de energía representa a las fuentes de generación disponibles para entrar en servicio en dicho momento (centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas de ciclo combinado, parques eólicos, etc.). Este esquema sigue el comportamiento básico de ajuste de precios por oferta-demanda, denominando **precio Spot** al precio de la energía en tiempo real.

La demanda total de energía en un determinado momento del tiempo se verá traducida en una demanda de potencia al sistema eléctrico, la cual ha de ser atendida por las fuentes generadoras. Dichas fuentes generadoras tendrán costos de generación distintos entre sí, en función del tipo de tecnología de generación eléctrica. El orden de prioridad para el abastecimiento de la demanda por parte de las distintas fuentes de generación se establece en función del costo de operación del sistema, otorgando prioridad a aquellos operadores de menor costo de generación. A medida que se produzcan incrementos en la potencia demandada, han de entrar en servicio fuentes de generación de energía cada vez más costosas (más ineficientes). El precio Spot se determina a través de un sistema de costos marginales[28]: se establece el precio Spot como el costo necesario para satisfacer la próxima unidad de potencia demandada, valorado en función del consumo de la última máquina generadora en servicio[29]. A medida que aumente la demanda, han de entrar en servicio máquinas de generación más costosas, incrementando el valor del precio Spot.

El precio Spot será, por ende, el precio pagado por la energía eléctrica a todos los generadores en servicio. Todos los generadores del sistema cobrarán la energía generada al precio Spot, determinando sus rentabilidades como la diferencia entre dicho precio y su costo promedio de generación. Los generadores de menor costo serán aquellos con mayores beneficios económicos por la venta de energía en el mercado Spot[30].

[28] El objetivo de dicho sistema es promover la eficiencia económica y energética del sistema, promoviendo el uso de las fuentes de generación que mejor aprovechen los recursos energéticos.

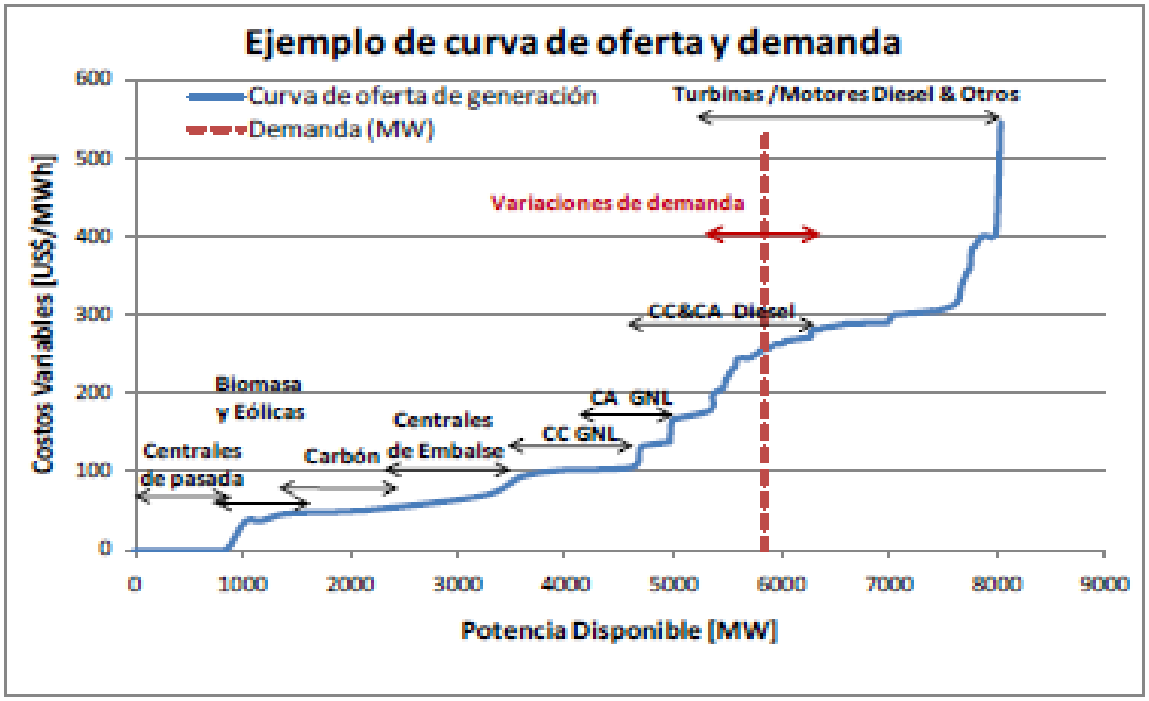
[29] El criterio a seguir es el costo del combustible utilizado para la generación de la próxima unidad de energía.

[30] Todas las centrales generadoras y el sistema de transporte tienen medidores que registran los caudales de energía en tiempo real, a fin de registrar el precio Spot a facturar.

Las centrales hidroeléctricas y nucleares presentan los menores costos de generación, encontrándose, por ende, constantemente en servicio. A su vez, son aquellas de mayor rentabilidad en este esquema tarifario. Le sigue la generación por biogás, biomasa, energía geotérmica y las centrales termoeléctricas de carbón convencional. La posición de la energía eólica y las centrales de ciclo combinado dependen fuertemente del recurso eólico disponible y el precio del gas, respectivamente.

Las curvas de oferta y demanda[31] que describen este esquema de precios tendrán formas exponencial y vertical respectivamente. Esto se debe a la escasez de fuentes de generación (si la demanda es excesiva, los precios se elevarían indefinidamente al agotarse las fuentes de generación) y puntualidad de la demanda en un momento dado.

En el siguiente esquema[32] se puede observar las curvas de oferta y demanda de un típico mercado Spot de energía eléctrica:




**Precio Monómico**

El precio Spot constituye el valor al cual se le retribuye a los generadores por la energía generada (el recurso energético en sí mismo), pero no representa la retribución final a los mismos. Para el cálculo de la retribución final, se han de tener en cuenta otros conceptos adicionales relativos a la prestación de servicios de generación. Se define el **Precio Monómico**[33] como la suma de los siguientes costos por conceptos y servicios relativos a la generación de energía:

- Precio Spot promedio: precio promedio de la energía eléctrica del mes calculado (o también "Costo Marginal Promedio de la energía eléctrica").

[31] Anexo: Curvas de Oferta y Demanda Tipo del Mercado Spot de Energía Eléctrica.
[32] www.centralenergia.cl/2011/09/20/costos-marginales-estrategias-comerciales-y-regulacion/
[33] El mismo es calculado de forma mensual.

- Potencia requerida para cubrir la demanda: se consideran los costos fijos propios de la potencia requerida para cubrir dicha demanda[34].
- Nivel de reserva: se consideran los costos para cubrir eventualidades.

El precio monómico es, en resumen, el costo total de generación de energía por parte de los generadores.

**Precios Estacionales y Fondo de Estabilización**

A través de la gestión de CAMMESA y las empresas transportistas[35], los generadores venden la energía eléctrica a las distribuidoras y a los grandes usuarios. Debido a la alta volatilidad de la demanda en tiempo real, el precio Spot habría de variar constantemente, dificultando la compra (al igual que el pago) por parte de las distribuidoras. Por ende, se establece un sistema de **Precios Estacionales** (y su correspondiente Mercado Estacional) a fin de que las distribuidoras puedan adquirir la electricidad a precios estables (fijos). Bajo este sistema, CAMMESA adquiere electricidad a los generadores a precio Spot y vende a las distribuidoras a precio estacional, de variación semestral (verano e invierno) con revisiones trimestrales. Las distribuidoras, en base al precio estacional al que compran la energía, definen el precio de venta a los usuarios finales.

El precio estacional proyectado por CAMMESA y cobrado a las distribuidoras tiene como objetivo representar toda la estructura de costos de los generadores para la generación de la energía vendida, además de los costos de gestión del MEM, y lograr una estabilización de los mismos en el tiempo a fin de facilitar el comercio de energía. Es decir, en el contexto de un mercado desregulado, el precio estacional pagado por las distribuidoras debería, a lo largo del tiempo, acompañar el precio monómico cobrado por los generadores.

Para calcular el precio estacional, CAMMESA realiza simulaciones y proyecciones de la demanda del periodo próximo, y en consecuencia determina el costo marginal promedio para ese semestre. Es decir, CAMMESA proyecta para determinado periodo estacional el precio Spot promedio probable. A ese valor, se suman los valores de potencia y reserva para determinar el precio estacional.

El precio estacional es una proyección a futuro, mientras que el precio monómico se calcula a mes vencido.

El precio Spot a cobrar por los generadores es variable (y por ende también el monómico), mientras que el precio estacional pagado es fijo. A fin de compensar las diferencias generadas por el precio el precio Spot y el estacional se creó el **Fondo de Estabilización,** administrado por CAMMESA. Cuando el precio monómico es inferior al estacional proyectado, el Fondo de Estabilización percibe la diferencia a su favor, y cuando el monómico resulta superior al estacional proyectado, el Fondo de Estabilización disminuye, compensando el valor.

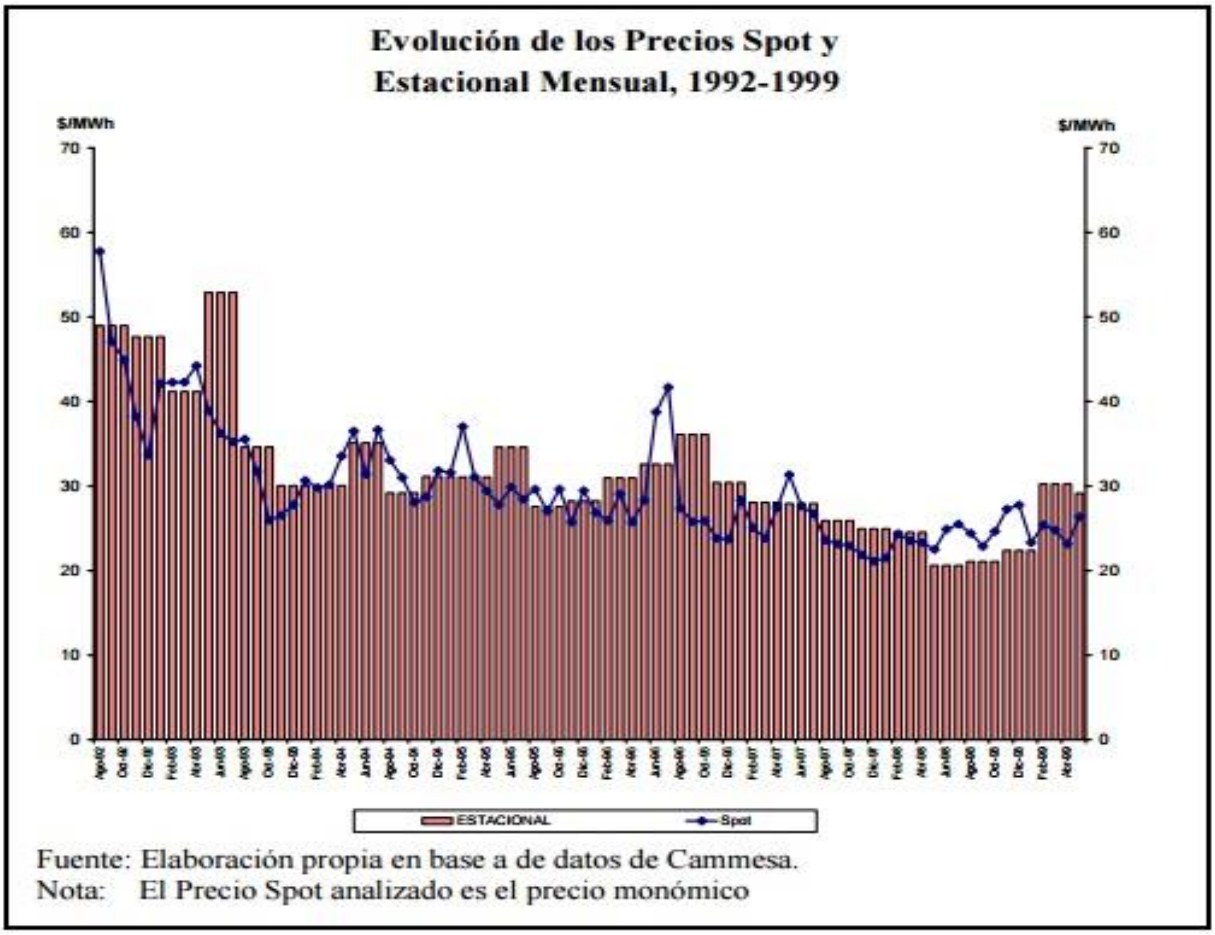
**Análisis Histórico**

[34] Se abona a cada generador, por el hecho de estar disponible durante las horas fuera del valle de demanda.

[35] La remuneración a las empresas transportistas y los gastos de gestión de CAMMESA representan cargos fijos que no generan variaciones en el precio de la energía.

El mercado Spot de la energía eléctrica siguió el comportamiento descrito anteriormente hasta principios del año 2003[36], donde comenzó un proceso de regulación estatal del precio.

En el siguiente gráfico[37], se puede observar la evolución del precio monómico y el precio estacional de la energía eléctrica durante la década de los años 90' en la República Argentina. La evolución en conjunto de los precios evidencia el equilibrio de mercado existente en el contexto de tarifas desreguladas. En cada periodo, las diferencias existentes son solventadas a través del Fondo de Estabilización.




Fuente: Elaboración propia en base a de datos de Cammesa.
Nota: El Precio Spot analizado es el precio monómico

## ii. Mercado Spot con Regulación de Precios

A partir del año 2003, en función de la resolución SE 240/03[38] dictaminada por el gobierno, se impuso un tope al costo de producción reconocido a los generadores para la sanción de precios, determinando el precio Spot en $120/MWh, y paralelamente los precios estacionales pagados por las distribuidoras y cobrados a los usuarios finales. El objetivo de dicha medida fue evitar que el sector eléctrico presente precios que reflejen la escasez de gas natural, al igual que una medida política basada en los subsidios a los servicios básicos. Esta medida afectó considerablemente la rentabilidad de los generadores eléctricos, desincentivando el régimen de

[36] A partir del 2003, el Gobierno intervino el Mercado Spot de la energía, escenario que se estudiará a continuación.
[37] Fuente: Bolsa de Comercio de Rosario, Departamento de Capacitación y Desarrollo de Mercados, "Evaluación de contratos futuros y opciones electricos en Argentina", Maximiliano Landrein.
[38] Anexo: Resolución SE 240/03.

inversiones en el sector, sembrando los orígenes de la actual crisis energética en la República Argentina.

Bajo el esquema de precios regulados, todo generador eléctrico cuyo costo de generación fuese menor a $120/MWh dejaría de percibir una rentabilidad por su producción, acumulando esa diferencia en forma de créditos con CAMMESA. En cambio, todo generador cuyo costo de generación suerase los $120/MWh, recibiría la diferencia en forma de subsidios de parte del Estado, obteniendo una ganancia nula por su producción.

**Evolución Histórica del Costo de Generación de Energía Eléctrica**

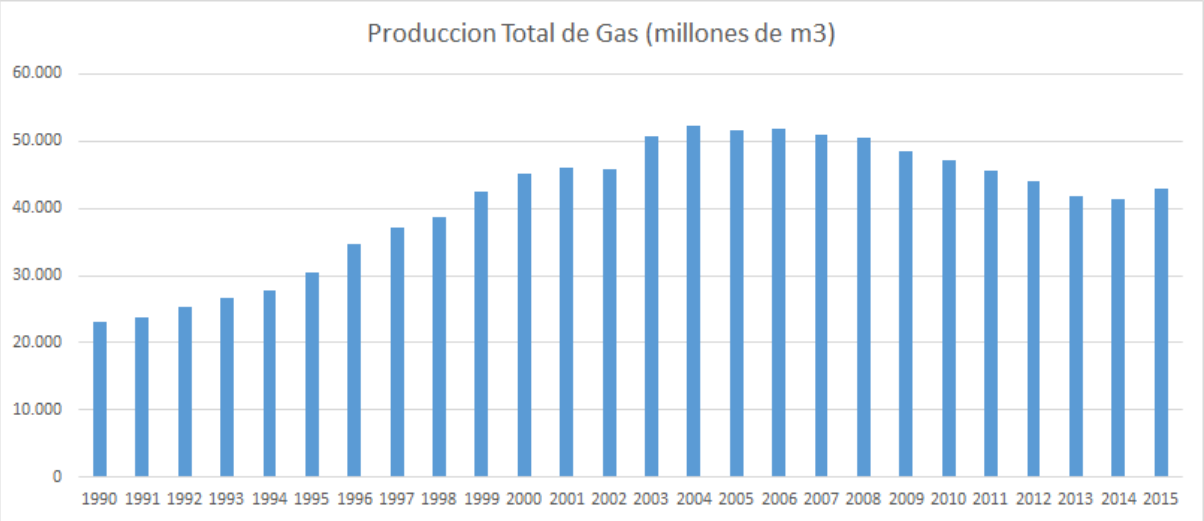
Con el objetivo de proyectar el precio pagado por la energía eléctrica más adelante, es menester explicar la evolución del costo de generación de la energía eléctrica, el cual ocurrió en un contexto de regulación de precios. El entendimiento de la formación de precios y los costos de generación en el sector eléctrico permitirá, más adelante, proyectar el precio futuro de la energía eléctrica en el mercado Spot.

A partir del año 2002, la República Argentina experimentó un acelerado crecimiento industrial luego de la salida de la crisis del año 2001[39], incrementando considerablemente el consumo energético[40]. Sin embargo, producto de dicha crisis, la producción de gas natural a nivel nacional no acompañó el crecimiento económico[41], generando un desabastecimiento: los niveles de producción cayeron durante el año 2002 y se mantuvieron sin presentar una tendencia creciente durante el periodo 2004-2007. La participación de las fuentes termoeléctricas han rondado el 50% al 60% de la matriz de generación de energía eléctrica en la última década, viendo afectada su capacidad de generación ante la escasez de combustible. Como medida de contención, a mediados del año 2004 el gobierno limitó las exportaciones de gas natural, con el objetivo de incrementar el abastecimiento interno. Sin embargo, la restricción impuesta al comercio internacional provocó una falta de incentivo a la producción de hidrocarburos de parte de las empresas. A pesar de las medidas tomadas, a mediados del 2004 el gobierno debió recurrir a la importación de fuel oil a Venezuela para la generación de electricidad, el cual es considerablemente más caro que el gas natural. Consecuentemente, se produjo un incremento en los costos de generación de la energía durante el periodo, impulsado principalmente por el desabastecimiento de combustible barato, las importaciones de alternativas más costosas y la falta de inversión en fuentes de generación eficientes. Dicho incremento en los costos de generación ocasionó un desplazamiento de la curva de costos marginales (curva de oferta del Mercado Spot), aumentando el valor del precio Spot promedio. En consecuencia, la generación de energía eléctrica en la argentina se vio encarecida a medida que aumentaban los costos del parque térmico convocado para la generación.

[39] Ver "Análisis Histórico de la Demanda, Actividad Industrial", página 36, gráfico "PBI", año 2002.
[40] Ver "Análisis Histórico de la Demanda", página 28, gráfico "Demanda Histórica Total", año 2001-2002.
[41] Las empresas productoras de hidrocarburos no habían realizado en la década pasada la inversión suficiente en materia de producción y transporte, y no se vieron incentivadas a realizarlas luego del congelamiento de tarifas al gas natural en el 2002 (las cuales generaron un aumento en el consumo pero un desincentivo a la producción).

La crisis comenzó a agravarse en noviembre del año 2007, donde el gobierno (a través de la resolución 394/2007[42], junto con la Ley de Hidrocarburos) estableció retenciones a la exportación de petróleo, fijando el precio en 42 U$S (muy por debajo de los 92 U$S del mercado internacional). Este desacople de los precios internacionales generó un desincentivo a la producción nacional de hidrocarburos, debido a que los equipos de explotación de las empresas explotadoras eran destinado a los países más rentables (sin controles de precios). El incremento en el gravamen del comercio internacional de hidrocarburos aumentó las ganancias del Estado, a costa de desincentivar la producción de hidrocarburos (aún más profundamente). La situación continuó hasta fines del año 2014, donde el precio del petróleo y gas alcanzaron valores más bajos (45 U$S el barril de petróleo), estabilizando la producción nacional, principalmente de mano de la producción de la empresa petrolera estatal, YPF.

La producción histórica de gas a nivel nacional se puede observar en el siguiente gráfico[43]:

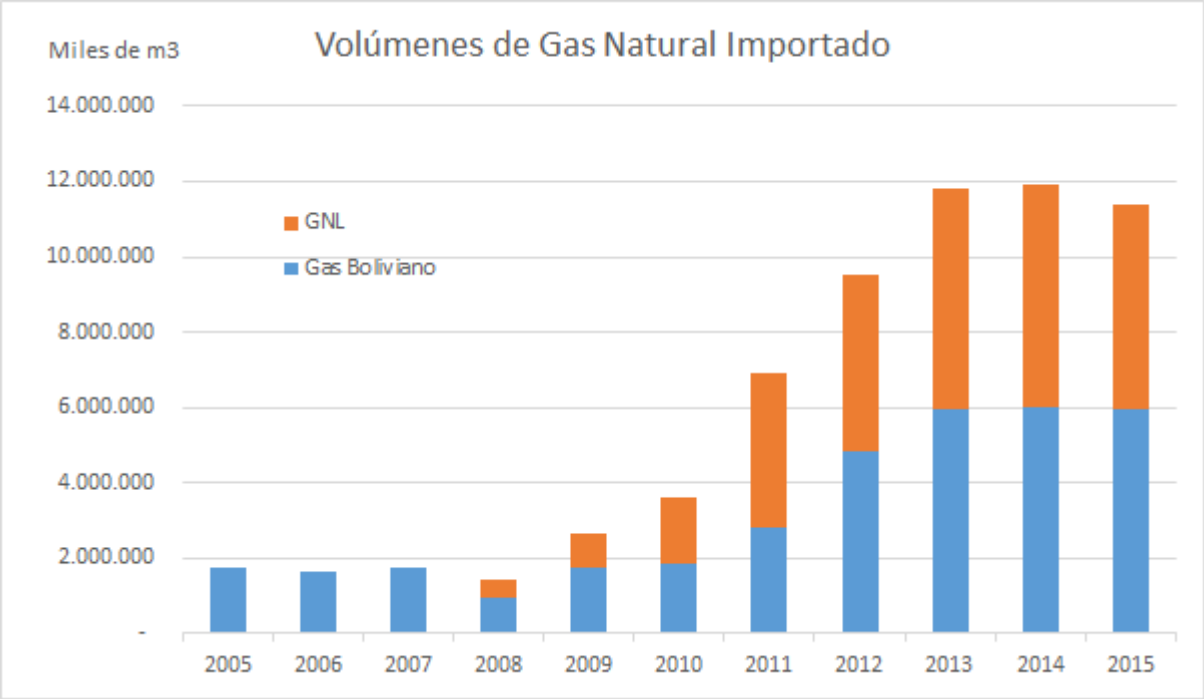



Se pueden observar la caída en los niveles de producción en el año 2002, el estancamiento durante el periodo 2004-2007 debido a las restricciones a la importación de gas natural, la progresiva caída en la producción a partir del año 2007 como consecuencia de las retenciones a las exportaciones y la estabilización de la producción a partir del año 2014.

El gas natural posee costos muy variables a lo largo del mundo, debido a que el transporte del mismo representa una gran parte en la estructura de costos (sea por gasoducto o licuado por barco), generando que el gas importado tenga precios muy superiores al de producción nacional. En las últimas dos décadas, la Argentina ha experimentado una transición de un país exportador de hidrocarburos a un país importador[44], a pesar de contar con reservas[45] suficientes para el autoabastecimiento. En conjunto con la caída de la producción nacional, el consumo de gas (tanto doméstico como para la producción de energía eléctrica) fue solventado con

[42] Anexo: Resolución 394/2007.
[43] Anexo : Producción Total de Gas de la República Argentina (millones de m3).
[44] Al 2016, las importaciones representan el 40% del consumo de gas natural.
[45] Anexo : Reservas Probables de Gas Natural de la República Argentina.

importaciones[46], razón principal del encarecimiento de la producción energética. En el siguiente gráfico[47] se puede observar la evolución de las importaciones de gas en la República Argentina:

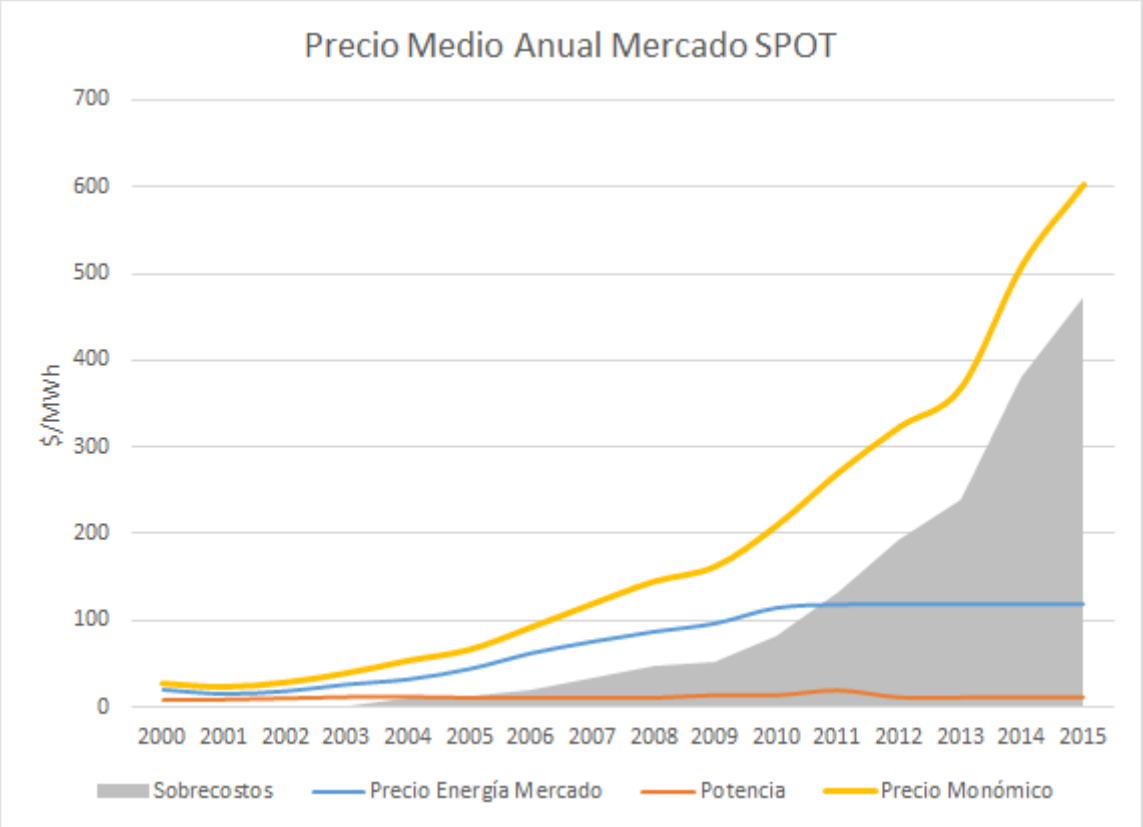



**Sobrecostos**

A partir del año 2003, los costos de generación promedio se mantuvieron en niveles muy superiores al valor congelado del precio Spot en $120/MWh (precio al cual se le pagaba la energía eléctrica a los generadores), como consecuencia de la importación de combustible a mayor precio que el gas natural de producción nacional. Esto implicaría que toda fuente de generación cuyos costos superasen el valor de $120/MWh habría de entrar en pérdida al entrar en servicio. El gobierno salvó esa diferencia a través de subsidios a la energía eléctrica, pagando a las generadoras la diferencia entre el precio Spot y el precio monómico (principalmente subvencionando el combustible importado necesario para la generación). Dicho costo afrontado por el estado a fin de mantener los precios congelados se denomina **Sobrecostos**. Los mismos incluyen todos los costos adicionales por importación de combustibles (relativos a los costos de generación con gas nacional a precio congelado), despacho, entre otros.

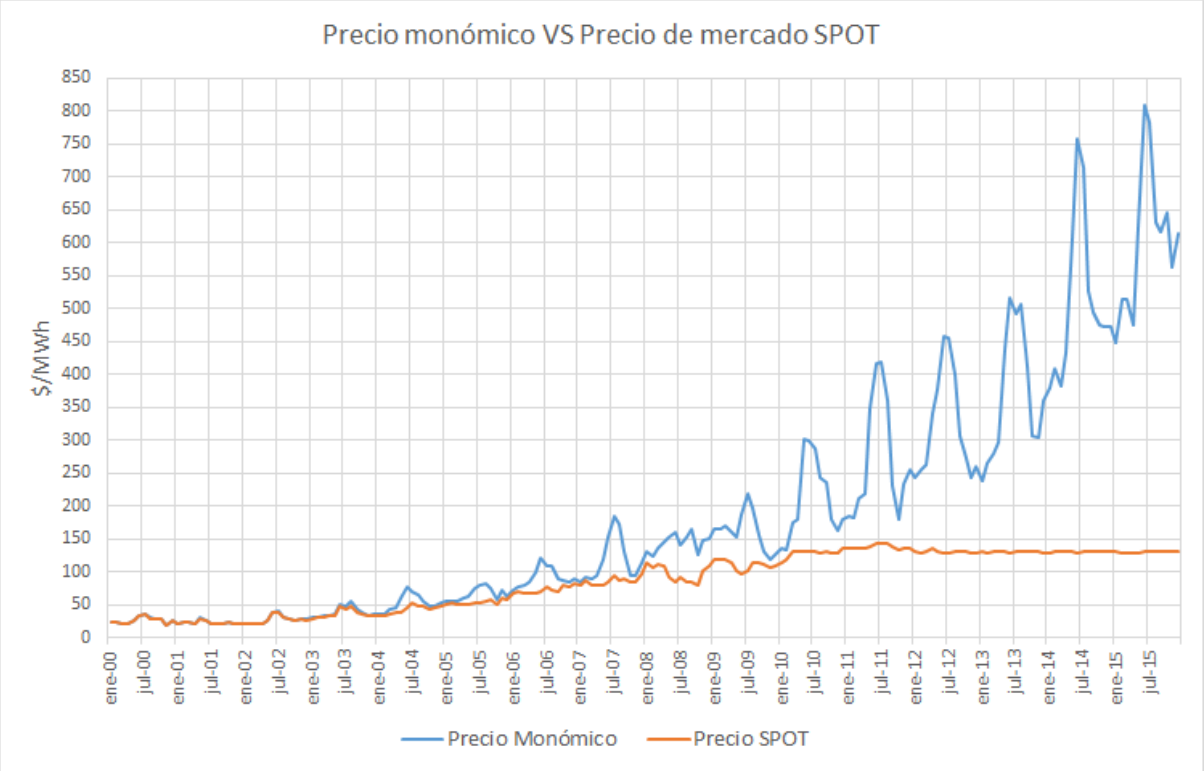
A continuación se muestra la evolución de los mismos para la Argentina desde el año 2000:

[46] Las importaciones de gas se realizan a Bolivia, o a traves de via maritima (gas natural licuado, GNL) a través de los puertos de Escobar y Bahía Blanca.
[47] Anexo : Volúmenes de Gas Natural Importado por la República Argentina (en miles de m3).




Puede observarse cómo los componentes de energía (Spot) y potencia no han evolucionado fuertemente, aunque sí lo ha hecho el componente de Sobrecostos, ligado a los costos de importación de combustibles alternativos (GNL, Fuel Oil, etc.) necesarios para mantener en marcha el parque generador termoeléctrico. Actualmente, si bien han existido intentos por desregular el mercado Spot, los precios se mantienen bajo regulación del gobierno, en base a subsidios a la energía.

En el siguiente gráfico puede apreciarse la evolución del precio monómico medio mensual en relación al precio Spot. La diferencia es asumida por el Estado Nacional mediante subsidios y se traduce precisamente en los Sobrecostos. El siguiente gráfico permite apreciar la estacionalidad del precio monómico como resultado de la estacionalidad del precio Spot, debido a los picos de consumo por calefacción en invierno.




Se puede observar, a partir del año 2004, un incremento del precio monómico respecto del precio Spot, debido al incremento de los sobrecostos por la importación de fuel oil a Venezuela. Esta situación se evidencia notablemente durante los picos de consumo de energía eléctrica en invierno, incrementándose año a año debido al estancamiento en la producción nacional de gas natural y el consecuente incremento en los volúmenes de combustible importados. A partir del año 2007, se observa un crecimiento

### iii. Mercado a Término

En el Mercado a Término del MEM se acuerdan libremente contratos de energía y de potencia, ya sea a fin de garantizar el abastecimiento de una determinada cantidad de energía demandada o para contar con un respaldo de reserva fría de potencia. El OED es responsable de administrar dichos contratos dentro del MEM, realizando el seguimiento de la energía efectivamente generada por parte de los generadores y la comprometida por los contratos (sea faltantes o sobrantes), al igual que la potencia comprometida como reserva y la realmente disponible.

Ante la inminente existencia de faltantes o sobrantes en la generación de energía, la posesión de un contrato en el Mercado a Término implica operar en el Mercado Spot para colocar los saldos de energía sobrantes o demandar los faltantes. Por ende, las partes deberán ser agentes o participantes autorizados en el MEM. En consecuencia, en el Mercado a Término del MEM es posible realizar:

- Contratos entre agentes del MEM;
- Contratos entre un agente del MEM y un participante reconocido del MEM (un autogenerador reconocido o una empresa de un país interconectado autorizado por la SE).

Los generadores independientes del MEM podrán suscribir Contratos del mercado a término con agentes del MEM (distribuidores, grandes Usuarios u otros generadores) pactando condiciones libremente, plazos, cantidades y precios entre las partes. También podrán pactar contratos con distribuidores y grandes usuarios de países interconectados, aunque se requiere la autorización previa de la SE. Las empresas generadoras del Estado Nacional, sin embargo, no podrán suscribir contratos.

Los contratos son de conocimiento público y la información requerida para su administración dentro del MEM deberá ser entregada al OED. Antes del 10 de marzo y el 10 de septiembre para la programación estacional, y antes del 10 de junio y del 10 de diciembre para los ajustes trimestrales a la programación, los generadores deberán informar al OED:

- Los contratos que hayan suscrito, indicando el generador, distribuidor o gran Usuario contratante y la información necesaria para su administración;
- Cualquier modificación en los contratos vigentes.

En el informe estacional y trimestral, el OED adjunta un listado de los contratos vigentes, la energía y/o potencia comprometida por cada Generador, y la demanda cubierta de cada distribuidor y gran Usuario, para conocimiento de todos los agentes del MEM.

### i. Vinculación al Mercado Eléctrico Mayorista

Los generadores, autogeneradores autorizados, distribuidores y grandes usuarios con contratos del Mercado a Término se vinculan al MEM a través de puntos de entrada/salida declarados, ya sea con conexión directa a la Red de Transporte, a las instalaciones de un generador, o a una red de distribución troncal. En este último caso, deberán recurrir a los distribuidores correspondientes para hacer uso de la parte de sus instalaciones que resulten imprescindibles para acceder a los puntos de compra/venta en el mercado.

Los distribuidores agentes del MEM deberán comprometer el libre acceso (aunque no gratuito) a sus instalaciones, en tanto cuenten con capacidad remanente para ello.

El generador o gran usuario que requiera hacer uso de instalaciones de una red troncal de distribución para vender o comprar a un tercero, presentará su solicitud al distribuidor correspondiente. Las partes deberán acordar un contrato por el uso de sus instalaciones de distribución para transportar la energía contratada con un tercero.

Las partes acordarán en el contrato la proporción en el costo por el uso de la red troncal de distribución que asumirá cada uno. De no contar con esta información o en ausencia de esta definición, el OED considera que el costo se reparte en la forma establecida para la remuneración del Transporte en el MEM.

### ii. Servicio del transporte

A los efectos de determinar la remuneración del Transporte correspondiente a un contrato, se considerará que:

- La transacción, de energía y/o potencia, se realiza en el centro de carga del sistema, con un precio acordado en ese punto;
- El generador se hace cargo del servicio de transporte para transportar su energía hasta el Mercado;

- El comprador (distribuidor, gran usuario u otro generador) se hace cargo del servicio de Transporte para llevarla de ahí hasta su nodo de compra.

### iii. Tipos de Contrato en el mercado a término

En el Mercado a Término existen dos tipos de contrato posibles, dependiendo del compromiso requerido:

- Contratos de Abastecimiento de Energía: se compromete el abastecimiento de una cantidad demandada de energía, con una forma prefijada a lo largo del período, definida como una curva de demanda horaria. El generador se podrá respaldar en el MEM y en las máquinas que contrate corno reserva para cumplir su compromiso comprando la energía y potencia faltante.
- Contratos de Reserva Fría de Potencia: se compromete la disponibilidad de potencia de un generador como reserva para ser convocada por el contratante. El compromiso se establece sólo a nivel de potencia y deberá ser cubierto por el propio generador contratado como reserva. En cuanto a la energía, el contrato no establece un compromiso específico sino que la energía entregada dentro del contrato será resultado de la energía con que resulte despachado el generador en reserva cuando sea convocado por su contratante.

En los contratos de abastecimiento, un generador se compromete al abastecimiento de energía y potencia a un cliente (distribuidor o gran usuario) mediante un compromiso horario. Para el cubrimiento de esta energía podrá utilizar:

- Generación propia, entendiéndose como tal la energía generada por sus máquinas y las máquinas de otros generadores con los que haya suscrito contratos de reserva fría.
- Energía comprada en el MEM, de resultar la generación propia insuficiente debido al despacho que requiera el OED o a la falta de disponibilidad propia y/o de sus máquinas contratadas como reserva.

Como consecuencia, el abastecimiento comprometido se podrá expresar como un valor fijo de potencia o como un porcentaje de la demanda.

Las Contratos de reserva fría representarán una oferta de potencia puesta a disposición por las máquinas de un Generador para ser convocada por el contratante en condiciones prefijadas (por ejemplo déficit en el MEM) para el cubrimiento de requerimientos propios. Este tipo de contratos permitirá:

- A los generadores con contratos de abastecimiento en el mercado a término con cláusulas de penalidad por incumplimiento, contar con un respaldo a sus compromisos de suministro independiente del Mercado Spot;
- A los distribuidores acotar el precio de su energía o su riesgo de falla, particularmente en áreas importadoras sometidas a riesgo de desconexión pudiendo así contar con una reserva local para el caso de restricciones en el Sistema de Transporte;
- A los grandes usuarios, la posibilidad de garantizar la continuidad de procesos industriales.

Una máquina contratada como reserva intervendrá en el despacho del MEM y solamente generará en la medida que resulte despachada por el OED. Estando despachada, sólo podrá comercializar su energía y potencia en el Mercado Spot en la medida en que no sea convocado por su contrato de reserva fría. Al ser convocada, deberá entregar al contrato la potencia generada que resulte del despacho hasta la potencia comprometida de acuerdo a las condiciones contratadas, y por consecuencia esta potencia no será comercializada en el mercado Spot ni intervendrá en la definición de los precios horarios.

En base al funcionamiento del Mercado a Término, y dado que los saldos excedentes de los contratos podrán comercializarse en el mercado Spot, aquí también surgen dos análisis. Como ya se mencionó antes, desde el año 2003 el precio del mercado Spot está regulado. Por este motivo, este excedente que se comercializa en el Mercado Spot se regirá bajo las mismas condiciones que se explicaron en su respectivo ítem de dicho mercado.

### iv. Precios Históricos de Contratos

Los precios de los contratos en el mercado a término están ligados al precio Spot o al precio estacional, más un margen adicional por la reducción del riesgo propia del contrato asumido[48]. Dicho adicional se denomina **markup**, y ronda el 3% del precio pagado. Por ende, los precios pagados por la energía eléctrica en el mercado a término han seguido la evolución del precio Spot. El mismo se puede observar en "Precio de la Energía Eléctrica," en los subtítulos "Mercado Spot sin Regulación de Precios" y "Mercado Spot con Regulación de Precios".

## iv. RenovAr 2016

En base a las leyes promulgadas N°26.190 y N°27.191, la Nación incentiva el uso de fuentes renovables destinadas a la producción de energía eléctrica[49], fijando como objetivo alcanzar un 8% el 31 de diciembre del 2017 y un 20% el 31 de diciembre del 2025. Para ello, para fines del año 2025, se requiere instalar aproximadamente 10000 MW de potencia renovable respecto de la situación actual. Mediante la Resolución Nº 71 el 18 de mayo de 2016 el gobierno dispuso el Proceso de Convocatoria Abierta al Programa RenovAr Ronda 1 para cumplir con dichos objetivos. Dentro de este programa, el decreto Nº 531 establece que CAMMESA convocará a ofertas de generación de energía de fuentes renovables en los plazos que la Autoridad de Aplicación establezca, realizando un proceso de contratación pública por los próximos veinte años.

### v. Programa RenovAr Ronda 1

El Plan de Energías Renovables en la Ronda 1 consistió en el llamado a licitación pública para la incorporación de 1000 MW de potencia a la capacidad de generación nacional. De los 1000 MW se asignaron 600 MW a la energía eólica, 300 MW a la energía solar fotovoltaica, 65 MW a la generación a partir de biomasa, 15 MW a biogás y 20 MW a pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH). En la licitación participaron empresas como la italiana Enel, la española

[48] Fuente: Bolsa de Comercio de Rosario, Departamento de Capacitación y Desarrollo de Mercados, "Evaluación de contratos futuros y opciones electricos en Argentina", Maximiliano Landrein.

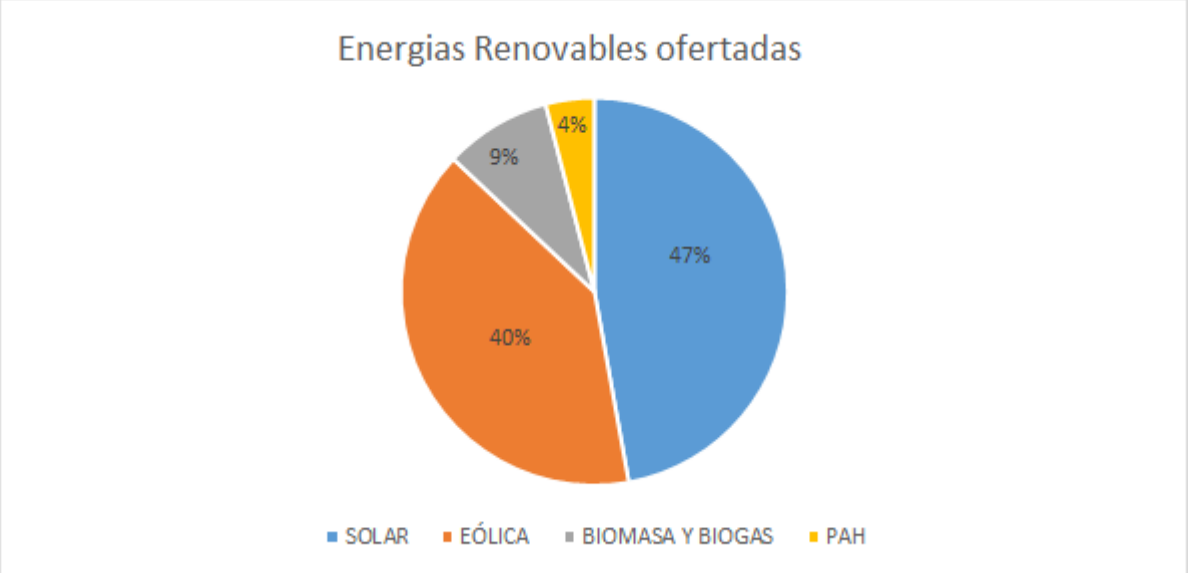
[49] Ver "Descripción del Producto, Incentivos a la Energía Eólica, Incentivos Legales y Financieros", pag .

Acciona, el grupo europeo FieldFare, la estadunidense Sybac, varios grupos chinos y los nacionales fueron Impsa, Pampa Energía, Corporación América, Adecoagro y Pan American Energy.

La región que lideró el ranking fue la del noroeste argentino con treinta y un iniciativas que sumaban 1.980 MW. Le siguió la región de Cuyo con veintiséis proyectos por 739 MW, la provincia de Buenos Aires con diecisiete proyectos por 1.207 MW, el Comahue con dieciséis proyectos por 997 MW, la Patagonia con quince proyectos por 1.085 MW, Córdoba y San Luis con diez proyectos por 280 MW, el Litoral (Santa Fe y Entre Ríos) con cuatro proyectos por 53 MW y por último el noreste argentino (Corrientes y Misiones) con tres proyectos por 25 MW.

De todas estas propuestas, la energía solar fue la más ofertada con cincuenta y ocho iniciativas por 2811 MW, seguida por la eólica con cuarenta y nueve propuestas por una cantidad mayo de 3468 MW. Luego, el sector de biogás y biomasa obtuvo once iniciativas por 54 MW y por último el PAH con cinco ofertas por 11 MW.

En el siguiente gráfico se pueden observar las distintas energías renovables con sus respectivos porcentajes con respecto de las ciento veintitrés iniciativas.




La potencia ofertada en estas iniciativas no podrá estar afectada por ningún otro contrato o modalidad de comercialización. Por esta razón los oferentes a los que se les adjudicó un proyecto firmaron un Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en el MEM con CAMMESA por veinte años, con lo cual la energía producida será inyectada a un nodo de conexión de la red eléctrica nacional.

El plan RenovAr impulsa varios beneficios a nivel nacional. Por un lado se busca transformar la matriz energética de Argentina para cuidar y proteger el medio ambiente y también se espera reducir la emisión de dióxido de carbono anual en dos millones de toneladas, lo cual implicaría un ahorro de 300 millones de dólares en importación de combustibles fósiles. Otro beneficio

importante para el país es que las puestas en marcha de estos proyectos permitirán la creación de entre 5000 y 8000 nuevos puestos de trabajos de manera directa.

Las principales condiciones para los proyectos de los cinco tipos de energía renovable son una potencia mínima de 1 MW y un plazo de ejecución máximo desde la fecha de suscripción del contrato de 730 días (de corrido), excepto para Proyectos de Tecnología de Generación Solar Fotovoltaica con PDI en la Línea Andes-Cobos (345 KV) para los cuales el plazo de ejecución es de 900 días. Por otro lado, la potencia máxima para la energía eólica y solar fotovoltaica es de 100 MW, mientras que para la biomasa es de 65 MW, el biogás 15 MW y 20 MW para el PAH.

El Plan de Energías Renovables alcanzó ciento veintitrés ofertas, de las cuales sólo ciento cinco aprobaron la evaluación técnica. En los siguientes dos cuadros se puede observar el resumen de las ofertas calificadas y las que no fueron calificadas en la Primera Ronda del Plan RenovAr considerando todos los oferentes, con sus respectivas potencias ofertadas.

**Ofertas calificadas**

| Energia | Cantidad de ofertas | Potencia ofertada [MW] | Potencia media por oferta [MW] | Potencia a contratar [MW] |
|---|---|---|---|---|
| Eólica | 42 | 2870 | 68,3 | 600 |
| Solar | 50 | 2304 | 46,1 | 300 |
| Biomasa | 2 | 15 | 7,3 | 65 |
| Biogás | 6 | 9 | 1,4 | 15 |
| PAH | 5 | 11 | 2,3 | 20 |
| Total | 105 | 5209 | 49,6 | 1000 |

**Oferta calificada y no calificada**

| Energia | Cantidad de ofertas calificadas | Potencia ofertada calificadas [MW] | Cantidad de ofertas no calificadas | Potencia de ofertas no calificadas [MW] | Cantidad total de ofertas | Potencia Total [MW] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Eólica | 42 | 2870 | 7 | 598 | 49 | 3468 |
| Solar | 50 | 2304 | 8 | 507 | 58 | 2811 |
| Biomasa | 2 | 15 | 3 | 30 | 5 | 45 |
| Biogás | 6 | 9 | 0 | 0 | 6 | 9 |
| PAH | 5 | 11 | 0 | 0 | 5 | 11 |
| Total | 105 | 5209 | 18 | 1135 | 123 | 6344 |

### i. Cronograma del Programa RenovAr Ronda 1

La Ronda 1 inicio el 18 de mayo del año 2016 con el lanzamiento por parte de CAMMESA de la Consulta Pública, en donde se convocó a los oferentes a participar del Programa. Luego el 23 de mayo CAMMESA público los documentos relacionados a la convocatoria.

El 27 de julio se lanzó la licitación y recién el 5 de septiembre se presentaron las ofertas. En esta etapa como ya se mencionó anteriormente se presentaron 123 propuestas, de las cuales solo 105 calificaron técnicamente el 29 de septiembre, y el 30 de septiembre presentaron sus ofertas económicas de sus respectivos proyectos.

El 7 de octubre se adjudicaron los respectivos proyectos y el 11 de noviembre firmaran los contratos los adjudicados con CAMMESA.

### ii. Precio con la licitación RenovAr

Cada oferente que se presenta a la licitación de la Primera Ronda de RenovAr presenta un precio el cual se denomina Precio Ofertado. El mismo lo determina cada oferente en base a su flujo de fondos. Además el mismo debe ser un número entero o contar con hasta un máximo de dos decimales. El Precio Ofertado de aquellos oferentes a los cuales se les adjudicó un proyecto fue transcrito al Contrato de Abastecimiento y pasó a denominarse Precio Adjudicado.

Más tarde los mismos obtendrán por cada MWh inyectado a la red en el punto de Interconexión al SADI un precio denominado Precio Reconocido, el cual se calcula como la multiplicación del Precio Adjudicado por el Factor de Ajuste Anual por el Factor de Incentivo.

El Factor de Incentivo es un número ya establecido para cada año y se aplicará a cada mes de ese año desde la fecha de habilitación comercial. Este factor sirve para incentivar y favorecer la instalación y puesta en operación del proyecto, ya que los primeros años incrementa el ingreso.

Factor de incentivo para los años 2016 al 2037:

| Año | Factor de Incentivo | Año2 | Factor de incentivo2 |
|---|---|---|---|
| 2016 | 1,25 | 2027 | 1,05 |
| 2017 | 1,2 | 2028 | 1 |
| 2018 | 1,15 | 2029 | 1 |
| 2019 | 1,15 | 2030 | 1 |
| 2020 | 1,15 | 2031 | 1 |
| 2021 | 1,15 | 2032 | 1 |
| 2022 | 1,1 | 2033 | 0,9 |
| 2023 | 1,1 | 2034 | 0,9 |
| 2024 | 1,1 | 2035 | 0,9 |
| 2025 | 1,05 | 2036 | 0,8 |
| 2026 | 1,05 | 2037 | 0,8 |

El factor de ajuste anual para los años 2017 al 2036:

| Año | Factor de ajuste anual | Año2 | Factor de ajuste anual2 |
|---|---|---|---|
| 2017 | 1,0171 | 2027 | 1,2047 |
| 2018 | 1,0344 | 2028 | 1,2253 |
| 2019 | 1,0521 | 2029 | 1,2462 |
| 2020 | 1,0701 | 2030 | 1,2675 |
| 2021 | 1,0883 | 2031 | 1,2891 |
| 2022 | 1,1069 | 2032 | 1,311 |
| 2023 | 1,1258 | 2033 | 1,3335 |
| 2024 | 1,145 | 2034 | 1,3563 |
| 2025 | 1,1646 | 2035 | 1,3794 |
| 2026 | 1,1845 | 2036 | 1,403 |

En esta primer Ronda la tecnología eólica obtuvo un valor de precio mínimo ofertado de 49 dólares por MWh y un valor promedio de todas las ofertas de 69,5 MWh y un precio máximo impuesto por el Gobierno fue de 82 dólares. En cuanto a la tecnología solar fotovoltaica se registró un valor mínimo ofertado de 59 dólares por MWh, un valor medio ofertado de 76,2 dólares por MWh y un tope de Gobierno de 90 dólares. Ambas energías superaron ampliamente las expectativas del Gobierno ya que las medios estuvieron por debajo del tope propuesto.

Con respecto a la energía de biomasa el valor mínimo ofertado fue de 110 dólares por MWh, igual al tope propuesto por el Gobierno y el valor medio 114,6 dólares por MWh. En el caso del biogás el precio mínimo ofertado fue de 118 dólares por MWh, un valor promedio ofertado de 177,8 dólares por MWh con un tope de 160 dólares por MWh, mientras para que para el PAH se ofertó un precio mínimo de valor de 111,1 dólares por MWh, un promedio de 114,5 dólares por MWh y un tope de 105 dólares por MWh.

En base a los precios ofertados y adjudicados a los proyectos, el Ministro de la Energía de la Nación, el Ingeniero Juan José Aranguren, aseguró un ahorro de 5500 millones netos de dólares en los próximos veinte años, que es la duración de los contratos de los proyectos aprobados.

### vi. Plan RenovAr Ronda 2

El Plan RenovAr Segunda Ronda se realizará a principios del año 2017, y para participar de esta licitación se debe presentar una propuesta de proyecto con sus respectivos análisis y un Precio Ofertado de la energía producida.

Para poder estimar el precio de venta, se realizó un flujo de fondos preliminar y estimativo de la Instalación del Parque Eólico para los próximos veinte años, que es la duración del contrato. El mismo fue basado en un flujo de fondos realizado por la empresa Aluar, en un proyecto de similares características. Para realizar este flujo de fondos se asumieron ciertos supuestos, que se detallan a continuación:

| **SUPUESTOS PROYECTO** | | |
|---|---|---|
| Factor de carga | % | 55,0% |
| Potencia nominal (MW) | MW | 52 |
| CAPEX Aerogeneradores | USD/MW | 1.000.000 |
| CAPEX Balance of Plant | USD/MW | 800.000 |
| CAPEX Terreno | USD/MW | 1.623 |
| IVA CAPEX | USD/MW | 273.341 |
| periodo depreciaciòn | años | 9 |
| OPEX - Full Service O&M | USD/MW | variable |
| OPEX - Terrenos | USD/MW | - |
| OPEX - Seguros, tasas, etc. | USD/MW | 5.000 |

| **ESTRUCTURA FINANCIERA** | | |
|---|---|---|
| %deuda | % | 40% |
| tasa interes | % | 7% |
| periodo deuda | años | 10 |

| SUPUESTOS IMPUESTOS Y TASAS | | |
|---|---|---|
| Ganancias | % | 35% |
| Tasa Descuento | % | 12% |

Tomando en cuenta estos supuestos, se calculó la inversión inicial a realizar. A continuación, se presenta el año cero (2017) del flujo de fondos, donde se puede apreciar que la inversión total es de 107 millones de dólares, pero teniendo en cuenta que se financiará el 40% de la misma, la inversión de capital (sin financiación) a realizar es de 64,5 millones de dólares:

| CASH FLOW | 0 |
|---|---|
| | |
| + EBITDA | - |
| - TAX (no Interest) | - |
| - Cuenta de IVA | -14.145.390 |
| - CAPEX | -93.234.000 |
| **FREE CASH FLOW** | -107.379.390 |
| + TAX SHIELD | - |
| **CAPITAL CASHFLOW** | -107.379.390 |
| Cuenta de deuda | 42.918.156 |
| **EQUITY CASHFLOW** | -64.461.234 |

Como Precio Ofertado se propuso el Precio Ofertado Promedio de los proyectos eólicos aceptados en la Ronda 1, 69,5 USD/MWh, siendo el tope máximo propuesto por el gobierno el dicha licitación de 82 USD/MWh. En el flujo de fondos se utiliza el Precio Reconocido (Precio Ofertado multiplicado por el Factor de Ajuste y el Factor de Incentivo) lo que hace a la inversión más rentable y atractiva.

Se obtuvieron los resultados con el Precio Ofertado y también los resultados con el Precio Reconocido (con ajustes). Las tres tasa interna de retorno (TIR) obtenidas, fueron calculadas con el Free Cash Flow (FCF), con el Capital Cash Flow (CCF) y con Equity Cash Flow (ECF), el Valor Actual Neto (VAN) fue calculado con el ECF. Se detallan ambos resultados a continuación:

| RESULTADOS CON PRECIO OFERTADO | | |
|---|---|---|
| TIR (ECF) | % | **14,6%** |
| VAN (ECF) | USD | **9.009.565** |
| TIR (FCF) | % | **10,9%** |
| TIR (CCF) | % | **11,8%** |

| RESULTADOS CON PRECIO RECONOCIDO | | |
|---|---|---|
| TIR (ECF) | % | **20,0%** |
| VAN (ECF) | USD | **28.229.774** |
| TIR (FCF) | % | **14,2%** |
| TIR (CCF) | % | **15,1%** |

Se puede apreciar que, a pesar de ya ser rentable el proyecto con un precio fijo en 69,5 USD/MWh, se vuelve mucho más atractivo con los ajustes de precio que se realizan en RenovAr.

Por ende, se concluye que el Precio Ofertado a ofertar en la Ronda 2 de RenovAr será de 69,5 USD/MWh.

### v. Proyección del Precio

El precio futuro pagado a los generadores eléctricos depende de las proyecciones de precio en cada mercado (Mercado Spot, Mercado a Término, Licitación RenovAr 2016), teniendo en cuenta los posibles escenarios que podrían condicionar su evolución (regulación de precios por parte del gobierno o mercado desregulado).

#### i. Mercado Spot con Regulación de Precios (Escenario I)

Un escenario con regulación de precios implica la continuidad del congelamiento del precio Spot a pagar por la energía eléctrica, en $120/MWh. Como se explicó en "Mercado Spot con Regulación de Precios", si los costos de generación superan dicho precio, la rentabilidad del generador es nula (todo sobrecosto del precio monómico se compensa en forma de subsidios sin rentabilidad). En cambio, si los costos de generación son inferiores a dicho precio, la rentabilidad se obtiene en forma de créditos con CAMMESA (de baja liquidez).

En este escenario, la proyección del precio de la energía eléctrica no posee variaciones, pues el precio se mantiene fijo. Existe, sin embargo, la posibilidad de modificación gradual del precio fijado, manteniendo el esquema de subsidios pero modificando el monto del precio Spot congelado. Es importante diferenciar los conceptos de *quita de subsidios* y *desregulación del precio Spot*. La quita de subsidios implica el acercamiento del precio estacional al valor del precio monómico, incrementando el pago de los usuarios finales y reduciendo los subsidios estatales. La desregulación del precio Spot es el acercamiento del precio Spot al precio monómico, uniformando el pago de la energía eléctrica y permitiendo la rentabilidad de los generadores en función de sus costos y eficiencia de producción.

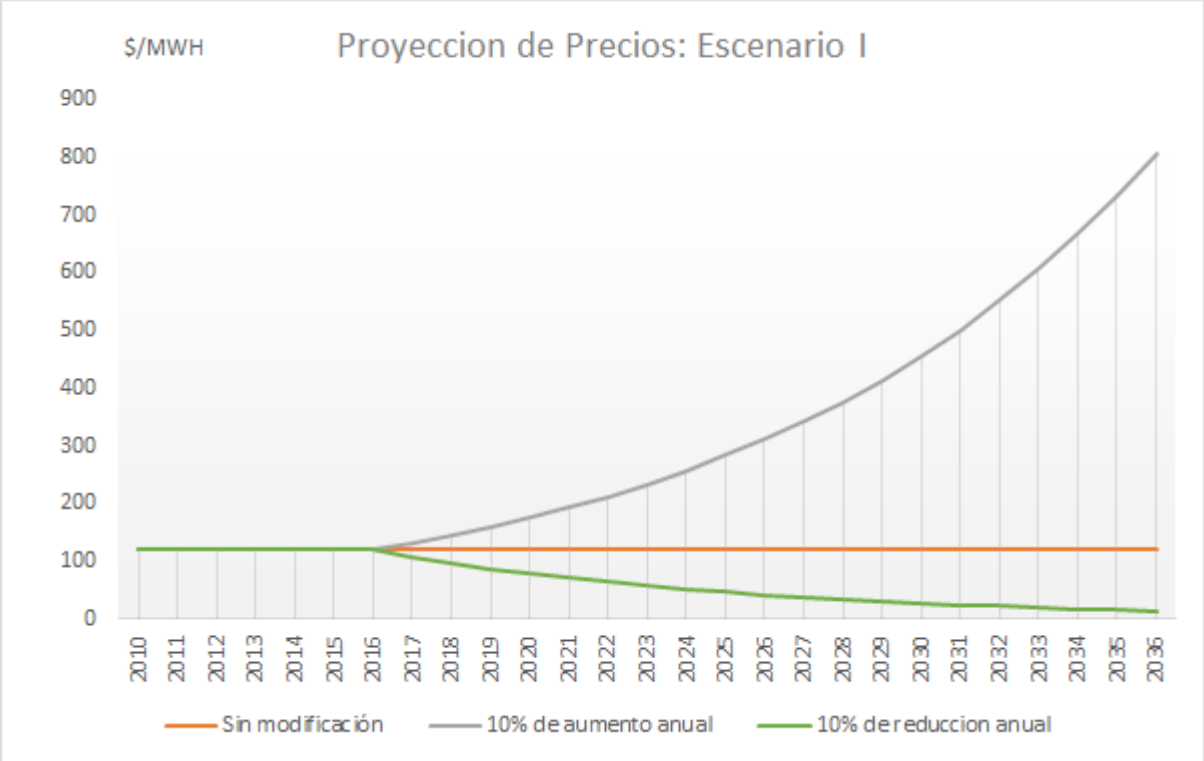
Se realizó la proyección de precios[50] en este escenario contemplando tres posibilidades:

- Sin modificación en el valor del precio Spot: el mismo se mantiene fijo en $120/MWh durante los próximos 20 años, siguiendo la tendencia de los últimos 5 años.
- Incremento del 10% interanual: el precio Spot aumenta gradualmente su valor a una tasa del 10% anual.
- Decremento del 10% interanual: el precio Spot reduce gradualmente su valor a una tasa del 10$ anual.

[50] Anexo : Proyección de Precios en Escenario I.

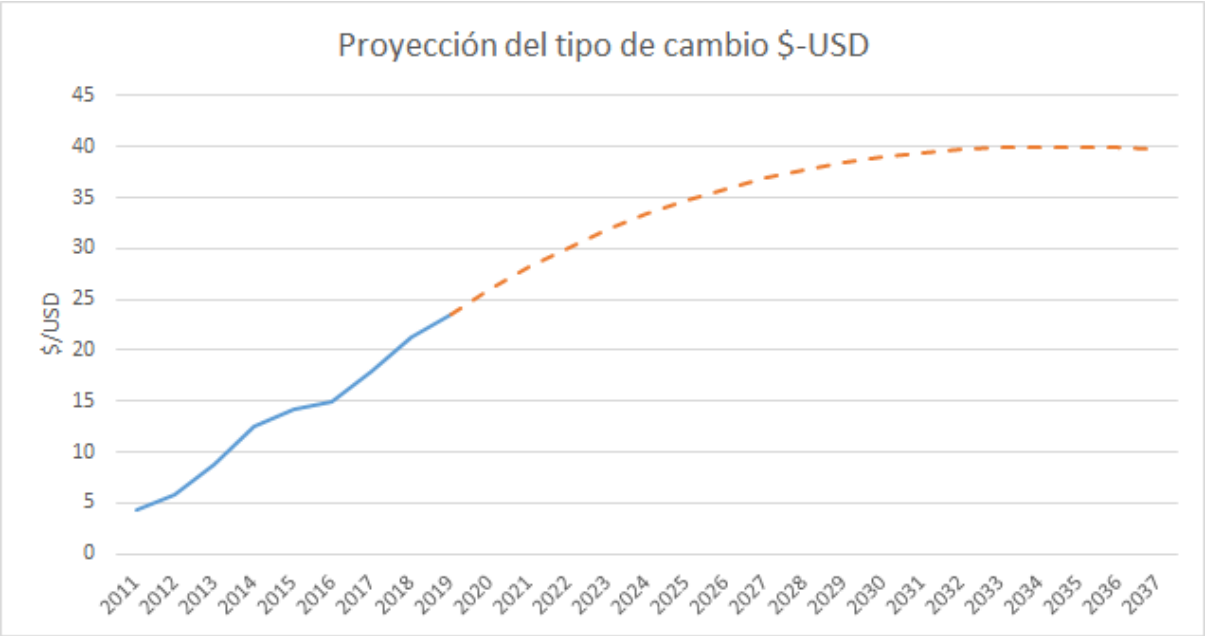
El objetivo de evaluar dichas posibilidades es reflejar posibles medidas políticas de gobierno para regular el precio Spot cobrado por los generadores por su producción.

A fin de poder comparar el valor real de dichos precios, y comprar los mismos con los costos, es necesario dolarizar los montos con el tipo de cambio peso-dólar (informal[51]). Para ello, se realizó una proyección del tipo de cambio[52] peso-dólar en función de las proyecciones del Ministerio de Hacienda y Finanzas. Se utilizó la proyección del Ministerio de Hacienda y Finanzas como datos iniciales, debido a la capacidad de influencia del gobierno en las políticas cambiarias. La proyección del precio en este escenario es la siguiente:

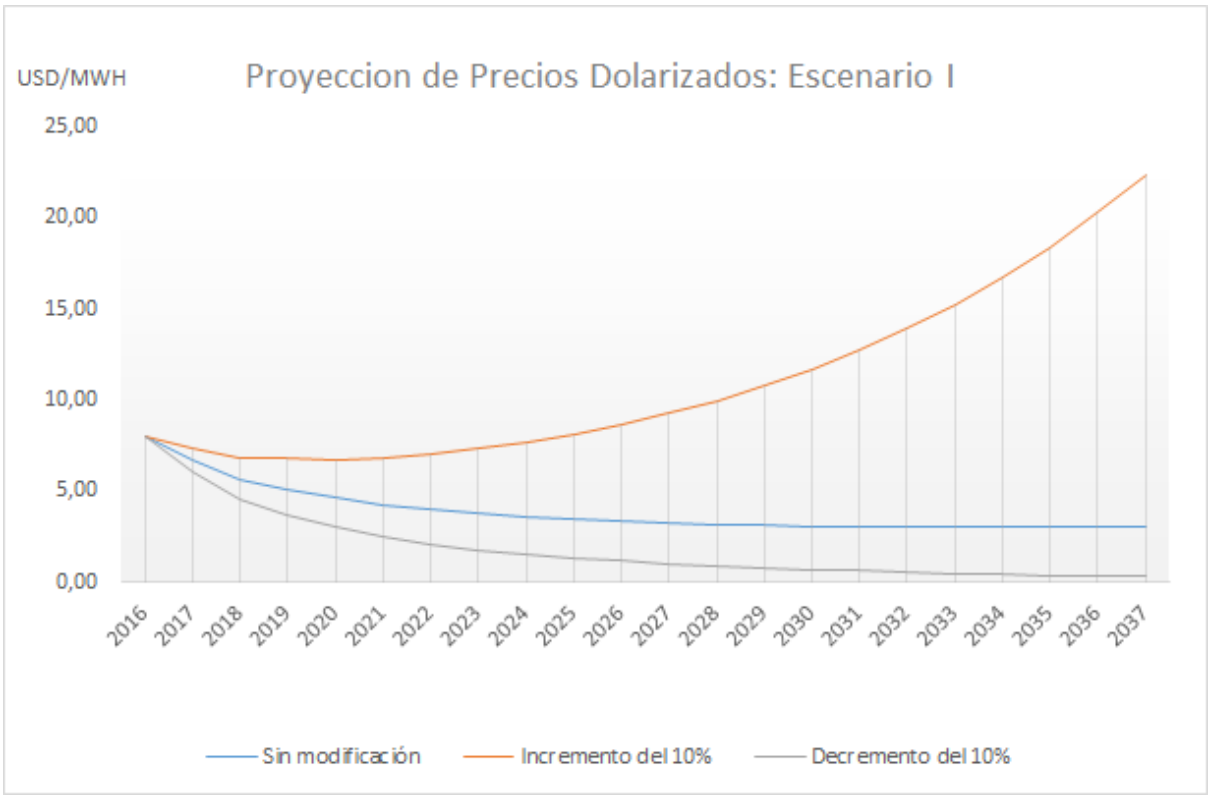



La proyección del tipo de cambio se observa a continuación:

[51] El tipo de cambio estuvo intervenido por el gobierno hasta el año 2016. El tipo de cambio oficial no reflejaba la apreciación real de la moneda argentina.
[52] Anexo : Tipo de Cambio Peso-Dólar Promedio y Proyección.




En función de la proyección de los precios y la proyección del tipo de cambio, se infiere la proyección de precios dolarizada para el escenario I[53]. La proyección de precios dolarizados se puede observar a continuación:




En conclusión, cualquiera de las posibilidades de regulación de precios evaluada presenta precios por debajo de los costos de producción de la energía eólica. En consecuencia, no existiría

[53] Anexo: Proyección de Precios Dolarizados en Escenario I.

rentabilidad en un escenario de regulación de precios por parte del gobierno, entrando en un régimen de subsidio de los sobrecostos.

### ii. Mercado Spot sin Regulación de Precios (Escenario II)

La desregulación de los precios en el mercado Spot implica el descongelamiento del tope de $120/MWh reconocido a los generadores en concepto de la energía generada. El precio Spot pagado a los generadores automáticamente igualará el precio monómico. Este escenario implicaría un aumento de tarifas a los usuarios finales, a fin de eliminar el pago de sobrecostos por parte del Estado[54]. Como consecuencia, aumentaría la rentabilidad de los generadores acorde al comportamiento original de la curva de costos marginales. La retribución pagada a todos los generadores por igual sería, por ende, el precio monómico (donde cada generador obtendría su rentabilidad en función de sus costos de generación).

La proyección del precio de la energía eléctrica en el mercado Spot desregulado seguirá, por ende, la proyección del precio monómico.

Basado en lo explicado en títulos anteriores[55], el costo de generación de energía eléctrica se vio incrementado a partir de la escasez de gas natural local y su consecuente importación (a un valor mayor que el de producción nacional). Consecuentemente, el precio monómico presentó variaciones acordes a los costos de generación, influenciados principalmente por los altos costos de importación de combustible. Por lo tanto, la proyección del precio monómico se basará en el supuestos de la existencia de una correlación entre el precio monómico y el costo de la importación de gas natural.

**Costo de la Importación de Gas Natural para Generación Eléctrica**

El costo de la importación de gas natural para generación eléctrica[56] está definido por dos principales factores: precio y volumen importado. En función de la variación de dichos factores, se calcula el costo de importación del gas año a año. El volumen de gas natural utilizado para la generación eléctrica no presenta variaciones significativas en el corto plazo. Esto ocurre debido a que la generación eléctrica se efectúa contra la demanda existente, la cual tiene un perfil estable en el tiempo, con una tendencia de crecimiento del 4%-5% anual[57]. En consecuencia, se considera al precio de importación del gas natural como la principal variable condicionante del costo de importación del gas para la generación eléctrica. Dicho precio depende fuertemente del lugar de origen, el costo de extracción y método de transporte (el cual puede ser por gasoducto o licuado por vía marítima).

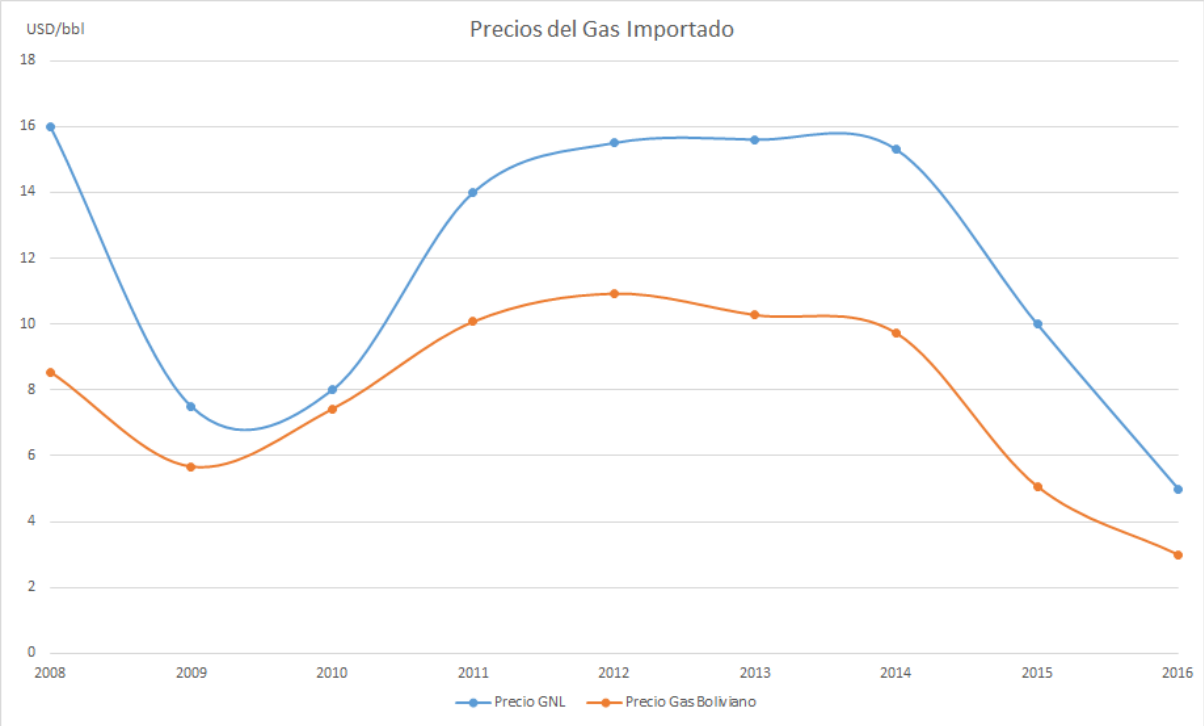
Las importaciones de gas natural en la última década se realizaron principalmente por alguna de las siguientes alternativas:

[54] La desregulación del precio Spot implicaría una quita de subsidios. De no ser así, el inminente déficit fiscal sería insostenible.
[55] Ver "Mercado Spot con Regulación de Precios, Evolución Histórica del Costo de Generación de Energía Eléctrica".
[56] El costo de importación de gas natural para generación eléctrica difiere del costo total de importar gas en el país (el cual incluye consumo doméstico e industrial, variables con distinto comportamiento en el tiempo).
[57] Ver "Análisis Histórico de la Demanda".

- Gas importado de Bolivia
- GNL importado por vía marítima

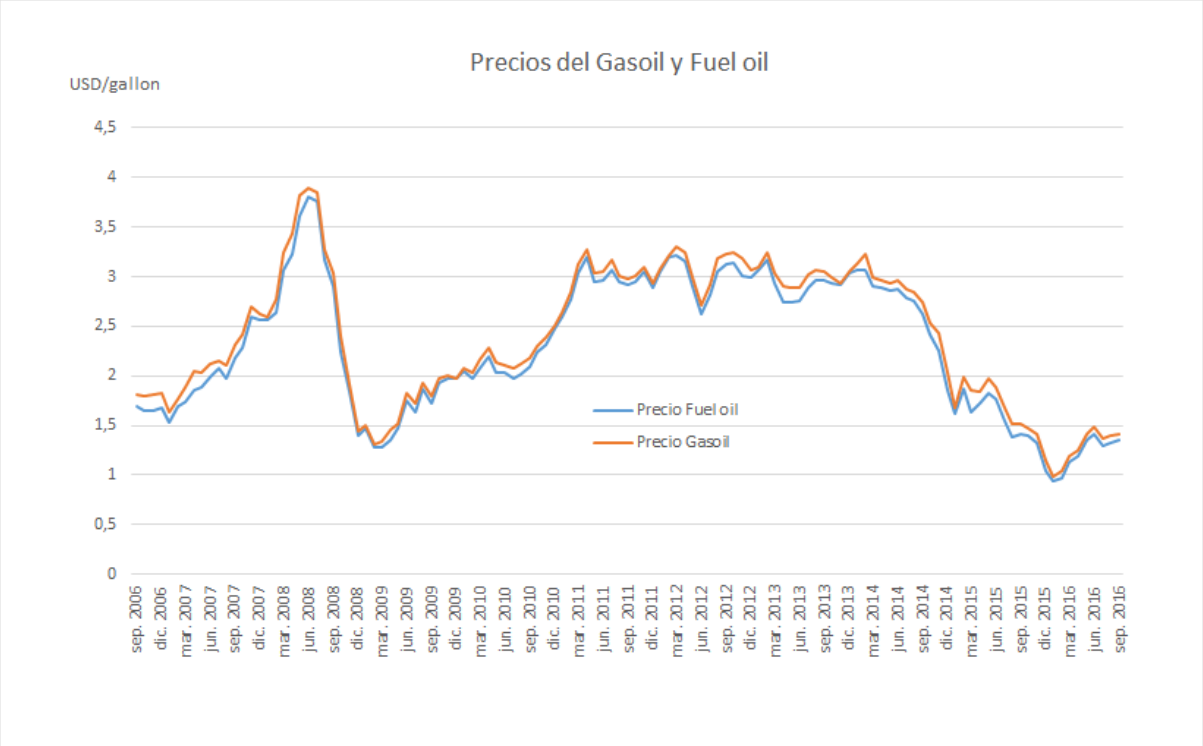
Ante la escasez de gas natural para la generación de electricidad, ya sea nacional o importado, también se recurre al uso de fuel oil (turbinas de vapor) o gas oil (turbinas de gas o ciclo combinado). Dichos combustibles también deben ser importados[58]. Sin embargo, la mayor parte de la generación de electricidad recurre al uso de gas natural como combustible.

El precio del gas comprado a Bolivia y el GNL importado por vía marítima han variado a lo largo de la última década, presentando subas y bajas. Se puede observar su evolución en el siguiente gráfico:

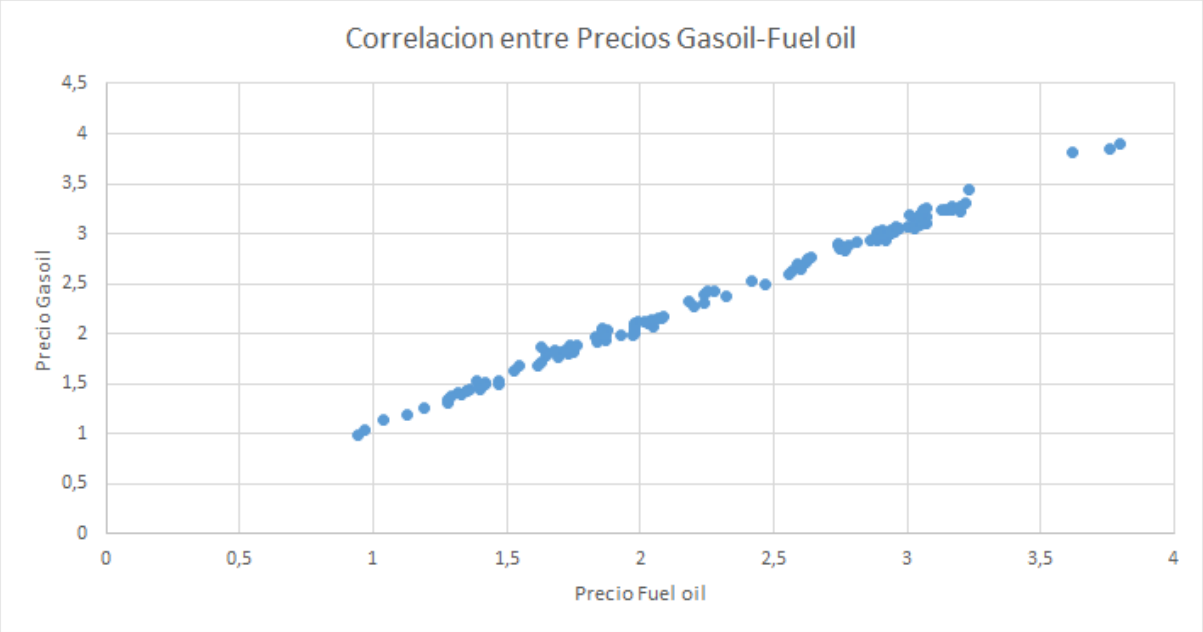



El precio del fuel oil y el precio del gasoil histórico se puede observar a continuación:

[58] Como ocurrió a mediados del año 2004, donde se recurre a la importación de fuel oil a Venezuela.




Como se puede observar, existe una gran correlación entre los precios del gasoil y el fuel oil, además de una correlación entre los precios de dichos combustibles y el gas importado de bolivia y el GNL durante el periodo 2008-2016. La correlación entre los precios del gasoil y el fuel oil se puede observar a continuación:




El método elegido para proyectar el precio monómico fue una regresión lineal. A fin de relacionar el precio monómico con los costos de la importación de gas para generación eléctrica, se optaron por las siguientes variables:

- m3 de GNL importado
- Precio del gas boliviano
- Precio del GNL
- Tipo de cambio oficial peso-dólar[59]

Se incluyó el tipo de cambio como variable, debido a que el precio monómico a proyectar se encuentra en pesos argentinos y el precio del gas se encuentra en dólares estadounidenses. Se consideró el volumen de GNL importado para analizar si aportaba información al modelo, aunque no se la prioriza como variable causal. Se debe tener en cuenta que el precio del gas boliviano, el precio del GNL, el precio del gasoil y el precio del fuel oil están claramente correlacionados. Por ende, la utilización de dichas variables en un mismo modelo generaría problemas de multicolinealidad severa, lo cual fue tomado en cuenta para la selección del modelo. Se priorizo el uso de precios de gas natural importado (ya sea boliviano o GNL) debido a que estos constituyen la mayor parte del combustible utilizado para la generación de energía. Se corrieron modelos con distintas combinaciones de las variables anteriormente citadas.

De las combinaciones entre variables a utilizar para los distintos modelos, las tres que obtuvieron los mejores indicadores estadísticos fueron las que consideraron las siguientes:

1. Precio del gas boliviano y m3 GNL
2. Precio del gas boliviano y tipo de cambio
3. Precio del GNL y tipo de cambio

| Modelo | R^2 | R^2 ajustado | S^2 | Valor crítico de F | Probabilidad 1 | Probabilidad 2 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 0,9252 | 0,9003 | 53,11 | 0,000418164 | 0,01340 | 0,00014 |
| 2 | 0,9782 | 0,9710 | 28,65 | 1,03063E-05 | 0,07329 | 0,00000 |
| 3 | 0,9667 | 0,9533 | 35,50 | 0,00020288 | 0,41680 | 0,00007 |

Entre los modelos restantes se eligió el N°2, cuyo coeficiente de determinación indica que el 97,1% de la variación de los datos fue explicada. La variación residual, de $^2$28,65, es despreciable frente al valor del precio monómico (próximo a los $1000 al año 2016). Si bien la probabilidad de la variable “Precio del gas boliviano” es mayor a 5%, resultando en que no es significativa, el test de significatividad global de Fisher indica que las variables son significativas en su conjunto, otorgando validez al modelo. El valor crítico de F muestra que el modelo es aceptable.

La estimación del precio monómico a partir del modelo de regresión seleccionado responde a la siguiente fórmula:

$$\boldsymbol{Y} = \alpha + \beta_1 \boldsymbol{X_1} + \beta_2 \boldsymbol{X_2}$$

**Y**: Precio monómico

**$X_1$**: Precio del gas boliviano

**$X_2$**: Tipo de cambio

[59] Las importaciones de combustible se realizaban a precio oficial.

La estimación del modelo de regresión lineal arrojó los siguientes coeficientes cuyos signos positivos verifican la lógica utilizada en la elección de sus variables:

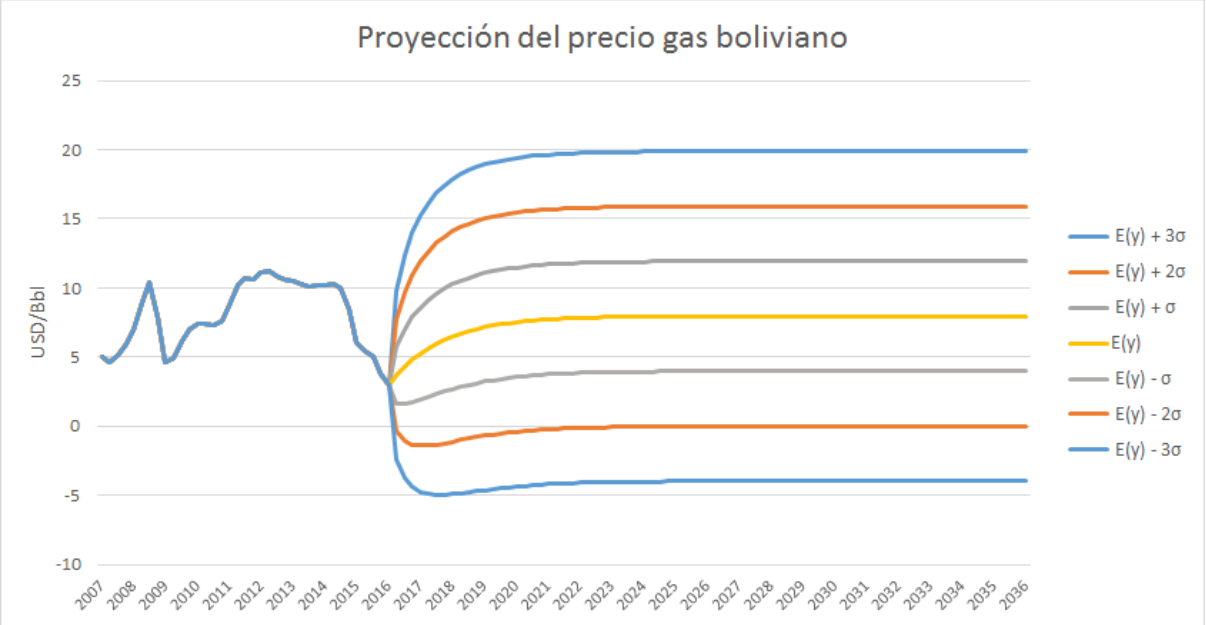
| | *Coeficientes* |
|---|---|
| Intercepción | -155,25377 |
| Precio promedio anual del gas boliviano | 9,41833481 |
| Tipo de cambio | 74,8535156 |

**Proyección del Precio Monómico**

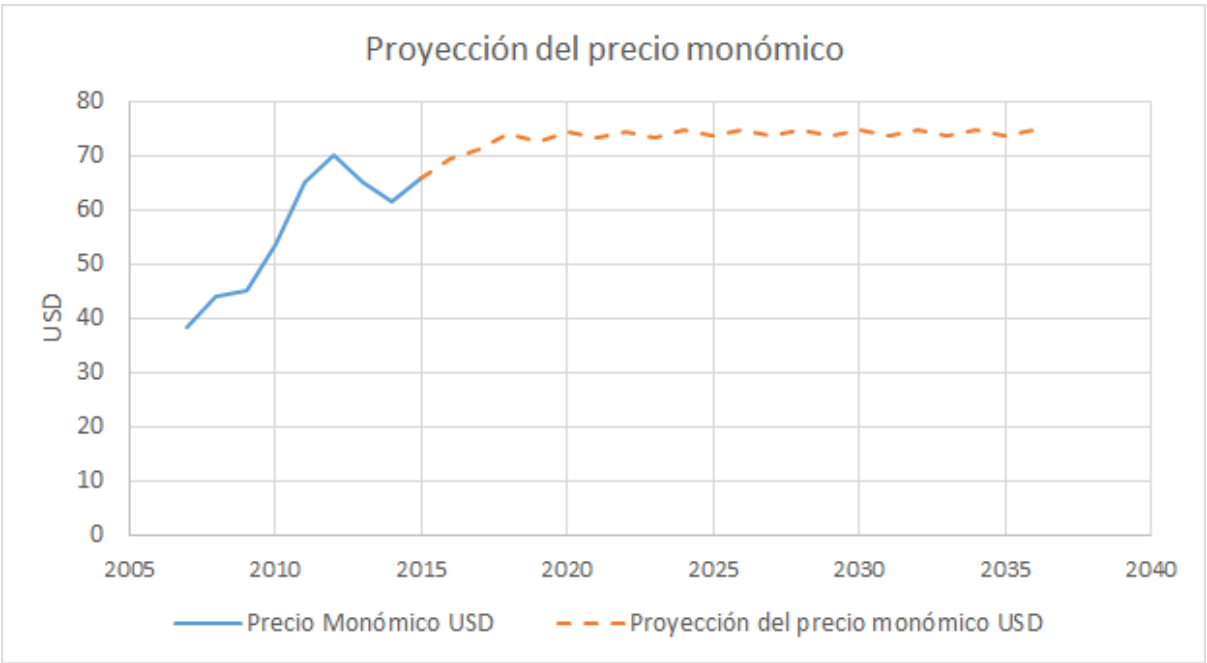
La proyección a largo plazo del precio monómico utiliza el algoritmo de regresión con las proyecciones realizadas del tipo de cambio y del precio del gas importado de Bolivia. La proyección del tipo de cambio se realizó anteriormente en la evaluación del escenario I[60].

Debido a que se trata de un commodity, la proyección de precio del gas boliviano[61] se realizó por el método de Mean Reversion:

[60] Ver "Proyección del Precio, Escenario I: Mercado Spot con Regulación de Precios", pag.
[61] Anexo: Precios Históricos y Proyección del Precio del Gas Boliviano.




En función de la proyección del precio del gas y la proyección del tipo de cambio, se obtuvo la proyección del precio monómico, en pesos argentinos. Para salvar la utilización de un factor deflacionario, que sólo agregaría incertidumbre al análisis, se utilizó la proyección del tipo de cambio para dolarizar la proyección del precio monómico. La proyección del precio monómico a largo plazo en un mercado Spot sin regulación de precios es la siguiente:




En conclusión, en el escenario de un mercado Spot desregularizado el precio monómico (en dólares estadounidenses) tendería a estabilizarse en la franja de los 70-80 USD, con una media de 75 USD, siendo este el valor finalmente remunerado a todos los generadores de energía eléctrica.

### iii. Mercado a Término

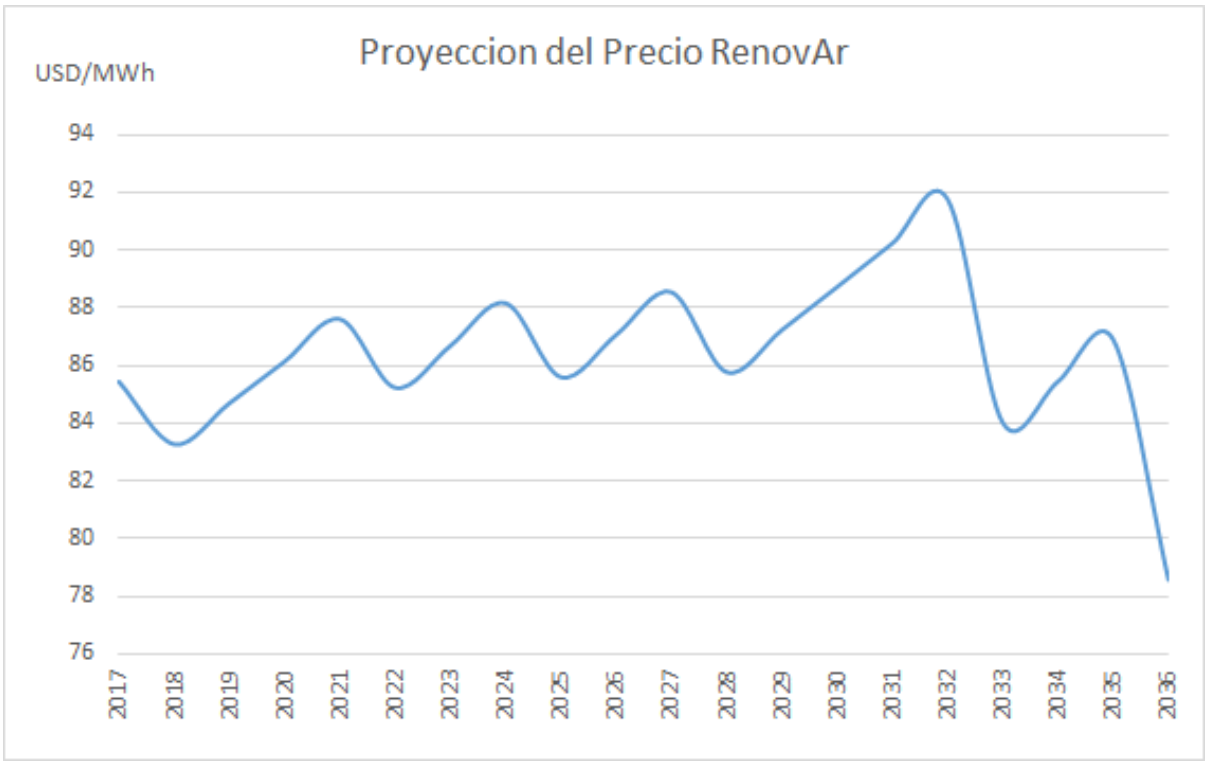
En base a lo detallado en el titulo “Precio de la Energía en Argentina”, subtítulo “Mercado a Término, Precios Históricos de Contratos”, el precio pagado por la energía eléctrica en el mercado a término (contratos entre privados) sigue el valor del precio Spot. Por ende, la proyección de precios en el mercado a término será la misma que la proyección del precio Spot explicada en los incisos anteriores, evaluada en los dos posibles escenarios de regulación de precios por parte del gobierno. La adición del markup del 3% es un aumento fijo que no condiciona la evolución del precio Spot.

### iv. RenovAr 2016/2017

La proyección del precio en el marco de una licitación RenovAr, se basará en el valor del precio a ofertar obtenido en el Flujo de Fondos Estimativo, ajustado por el Factor de Ajuste y el Factor de Incentivo. Las características de la licitación respecto a la fijación del precio representan una ventaja para realizar la proyección del precio, debido a que el mismo mantiene su valor a lo largo del tiempo, en dólares estadounidenses (evitando el uso de ajustes inflacionarios).

El precio a cobrar por la energía eléctrica obtenido por el flujo de fondos estimativo fue 70 USD/MWh.

Proyectando dicho precio con el factor de ajuste y el factor de incentivo, se obtiene el precio final pagado por la energía eléctrica:




Como se puede observar, el precio oscila en torno a los 87 USD/MWh hasta el año 2030, donde presenta un incremento seguido de un decrecimiento para el año 2036. Como se resaltó anteriormente, el objetivo de dichos incrementos en la primer etapa del proyecto se corresponden con el incentivo de recupero acelerado de la inversión, medida de gobierno tomada a fin de atraer inversiones en la energía eólica.

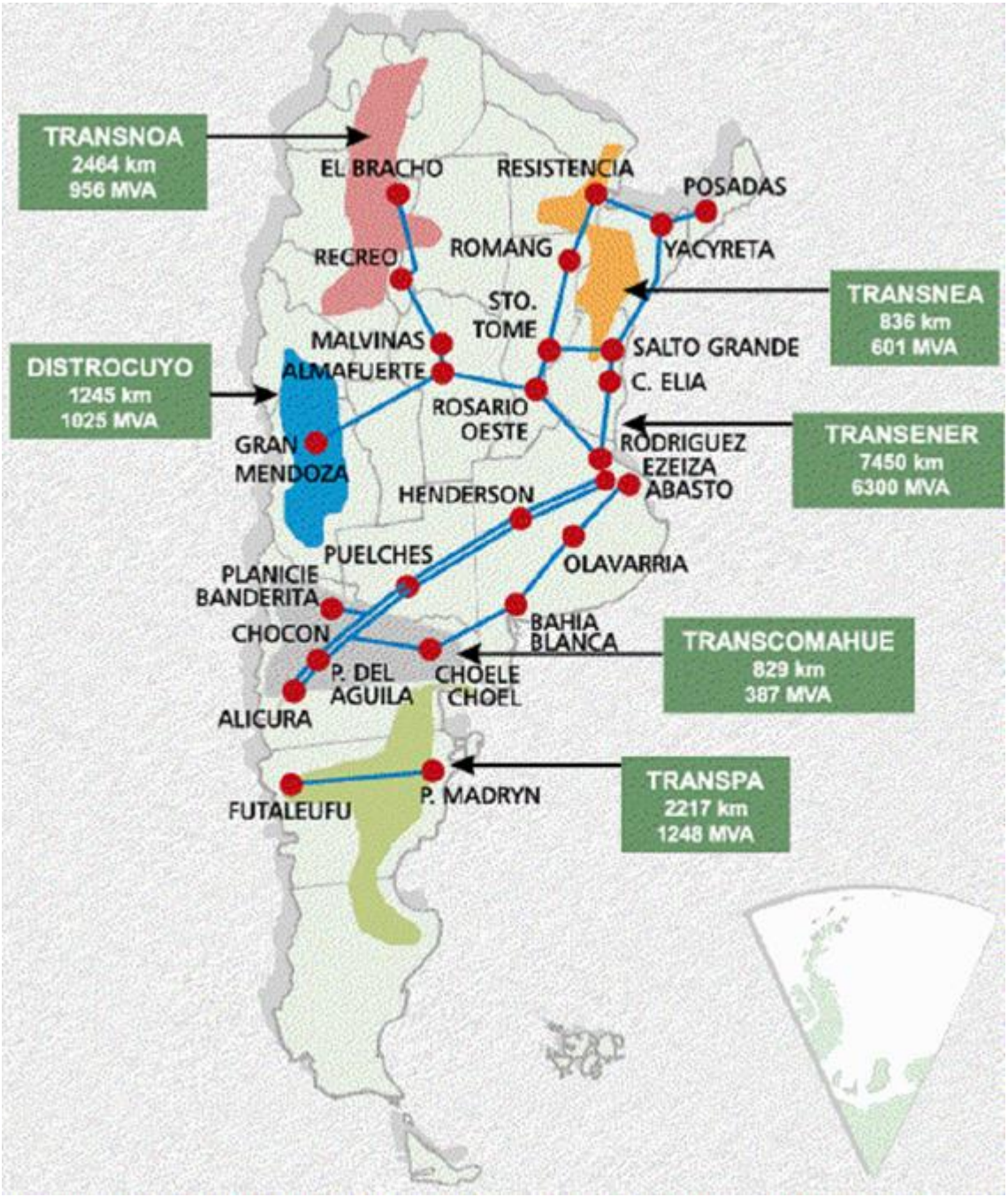
## xi. Canales y estrategias de distribución

Argentina se encuentra dividida en nueve áreas: NOA, NEA, Cuyo, Centro, Litoral, Patagonia, GBA, Buenos Aires, y Comahue. Cada zona es cubierta por alguna empresa Transportista que es la encargada de transportar la energía producida desde la generación hasta el área que le corresponda, donde luego la distribuidora regional se encarga de suministrar la energía a los pequeños y medianos usuarios.

De este modo se pueden diferenciar seis empresas transportistas en todo el país:

- **TRANSBA S.A.** es la concesionaria del servicio de Transporte de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires. Tiene a su cargo la operación y mantenimiento de la red de 132 KV de la Provincia exceptuando las instalaciones que opera **EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.** Además opera y mantiene las Estaciones Transformadoras de 500 kV Olavarría, Bahía Blanca y Campana, en carácter de Transportista Independiente de Transener S.A., y algunas instalaciones de 66 kV.
- **DISTRITOCUYO** es la Empresa Argentina de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de Cuyo, es la encargada de realizar las operaciones y el mantenimiento de Estaciones Transformadoras y Líneas de Alta Tensión en la provincia de Mendoza y San Juan.
- **TRANSNOA S.A.** es la empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noroeste Argentino en las Provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero, Catamarca y La Rioja, donde realiza la operación y el mantenimiento del sistema de transporte de energía eléctrica por distribución troncal que comprende las instalaciones de transmisión en tensión igual o superior a 132 KV y menor a 400 KV.
- **TRANSNEA S.A.** es la empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Noreste Argentino con jurisdicción en las Provincias de Formosa, Chaco, Corrientes y Entre Ríos, donde realiza las funciones de operación y el mantenimiento del sistema de transporte de energía eléctrica por distribución troncal que comprende las instalaciones de transmisión en tensión igual o superior a 132 KV y menor a 400 KV, destinadas a vincular eléctricamente, en el ámbito de la región eléctrica del Noreste Argentino, a Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios, entre sí, o con el sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión.
- **TRANSCOMAHUE** es la concesionaria de las redes zonales de transporte en tensión de 132 KV, operando y manteniendo todo el sistema de transporte que abarca en la actualidad 448,15 km de línea, junto a ocho Estaciones Transformadoras en Villa Regina, General Roca (2), Loma Negra, Cipolletti, Cinco Saltos, Medanito y Señal Picada. Actualmente se está expandiendo su Línea 132 KV vinculando Choele Choel-Villa Regina, mediante la la instalación de una nueva ET en Luis Beltrán.
- **TRANSPA** es la empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Patagonia, en las provincias de Chubut y Santa Cruz, así como en las áreas de la provincia de Río Negro exceptuando las que integran la Región Eléctrica Comahue.

En el siguiente mapa se pueden observar las empresas de Transporte de Energía Eléctrica con las que cuenta el país en las respectivas zonas en donde operan.




Este mapa no detalla el total de las líneas ya que apunta a individualizar cada una de las empresas de transporte.

Para determinar la cantidad de energía a producir es fundamental analizar no solo las condiciones de suministro de viento, sino también las condiciones técnicas de capacidad del nodo y restricciones de potencia que puedan existir tanto en el nodo como en la línea. Aunque estas restricciones serán analizadas en profundidad durante la respectiva entrega de ingeniería, se consideró que es necesario hacer una breve mención:
Si se tiene en cuenta que el parque eólico se ubicaría a kilómetros de la ciudad de Puerto Madryn, se trabajará en base al límite de seguridad establecido para el transporte por la empresa Transpa que es de 200 MW. Por otro lado, el límite de potencia se asocia al control de la línea Trelew-Ameghino que es de 105 MW, siempre y cuando la corriente en Ameghino no supere

los 400 A. Dadas estas condiciones, se determina que es factible conectarse a la red por medio de la Estación Transformadora 330/132 de Puerto Madryn.

Se debe destacar que el nodo a través del cual se inyectará la energía a la red, cuenta con capacidad ociosa para admitir nuevas instalaciones. Sin embargo, existe una condición técnica que es fundamental. En caso de que la potencia instalada sea mayor a 50 MW, se deberá contar con un centro de transformación propio para adaptar la tensión generada a la tensión de entrada al nodo. La construcción de este centro de transformación propio obligaría a incurrir en gastos significativos para el proyecto y que si bien permitirían instalar más de 50 MW, estos gastos por sí solos, no generarían beneficios económicos extra al proyecto.

Por los motivos mencionados, se concluye que la potencia total del parque será de 50 MW

## xii. FODA

**FORTALEZAS**

- La energía eólica es un recurso abundante, renovable y limpio.
- Localización estratégica del Parque Eólico.
- Industria en crecimiento con innovación permanente.
- Impacto ambiental mínimo.
- Bajo costo operativo.

**OPORTUNIDADES**

- Nuevas leyes que exigen el uso de las energías renovables en las industrias.
- Beneficios impositivos por parte del gobierno para el uso de energías renovables.
- Concientización del mundo con el cuidado medio ambiente, fomentando el uso de energía renovables.
- Alto potencial eólico en el país.
- Desarrollo de formas de almacenar la energía eólica.

**DEBILIDADES**

- Gran inversión inicial.
- Imposibilidad de controlar el viento.
- Impacto visual.
- Bajo know how en Argentina.

**AMENAZAS**

- Desfavorable situación económica del país, falta de inversiones a nivel nacional.
- Posibilidad de días sin viento o vientos muy fuertes, lo cual imposibilita el funcionamiento del molino.
- Bajo precio de la energía en Argentina.

### i. Fortalezas

La principal fortaleza con la que cuenta este proyecto es que la energía eólica es completamente renovable, abundante y limpia, ya que no requiere ningún tipo de insumo para su generación,

sino que se produce con el viento. Otra arista importante es la estratégica localización del Parque Eólico, a pocos kilómetros de la ciudad de Puerto Madryn sobre la costa. Esta zona son las mejores generadoras de viento, debido a las corrientes térmicas entre el mar y la tierra.

Por otro lado, el impacto ambiental que provocaría el proyecto es mínimo ya que no produce efluentes ni gases de efecto invernadero, lo cual es sumamente importante. Otra fortaleza es el bajo costo operativo del proyecto a largo plazo, reduciéndose solo al costo del personal de mantenimiento y operación y al costo de repuestos ya que los aerogenadores tienen una vida útil de 20 años. Esta industria está en pleno crecimiento e innovación en todo el mundo.

### ii. Oportunidades

Debido a la crítica situación energética que cuenta Argentina, la Nación dio lugar a la promulgación de leyes y fomento del consumo de energías renovables. En el año 2015 se promulgó una ley (ley 27.191) en donde se plantean metas obligatorias de aumentar el consumo energético en el país por medio de fuentes renovable, consumiendo un 8% para fines del 2017 y llegando a un consumo del 20% para el año 2025. A su vez la ley establece ciertos beneficios impositivos para el uso de energías renovables. Otra importante oportunidad con la que cuenta el país es su alto potencial de vientos en las zonas costeras de la Patagonia, considerándose los más altos en el mundo.

Hoy en día se están desarrollando en el mundo métodos para el almacenamiento de energía eólica, lo cual es sumamente importante ya que permitiría adaptar la producción de energía a las fluctuaciones de la oferta y de la demanda que se presentan en cada momento.

### iii. Debilidades

La principal debilidad es la imposibilidad de controlar los vientos. De este modo al ser una energía tan variable se complica adaptar la producción de electricidad a la demanda en cada momento. Otra debilidad es el impacto visual que genera la instalación de un parque eólico, ya que se necesitan grandes espacios que se verán transformados de su paisaje original.

El bajo know how que hay en Argentina es una debilidad con la que cuenta el país, ya que existen pocos parques eólicos, y por lo tanto poca experiencia en cuanto a los beneficios que produciría la instalación de un parque en la región.

### iv. Amenazas

La principal amenaza con la que cuenta Argentina, y que termina repercutiendo en el proyecto es la crítica situación económica debido a la falta de inversiones a nivel nacional que enfrenta el país, la cual afecta al proyecto ya que el mismo requiere de una importante inversión inicial.

A su vez, el proyecto tiene una desventaja que es la posibilidad de que haya vientos muy fuertes o por el contrario, no los haya. Esto afectaría al mismo ya que durante ese lapso no se generaría energía eólica.

### v. Matriz zona de avance

**ÁREA DE AVANCE**

**FO**

Aprovechando que el país cuenta con un alto potencial de vientos en la zona costera se va a instalar el Parque Eólico en la costa de la ciudad de Puerto Madryn para aprovechar al máximo esa oportunidad que posee geográficamente la zona.

Al tratarse de un proyecto de generación de energía a partir del viento, un recurso renovable, aprovechar el contexto que ofrecen las leyes promulgadas por el gobierno y presentarse a una ronda de licitación para generación energética renovable.

**FA**

Si bien hoy en día la situación económica financiera del país es crítica, el proyecto tiene un bajo costo operativo, con lo cual podría resultar conveniente económicamente en el largo plazo, a pesar de la gran inversión inicial.

**DO**

Considerando que la principal debilidad con la que cuenta el proyecto es la falta de control de los vientos, lo cual dificulta adaptar la generación de energía en cada momento, hoy en día en el mundo se están desarrollando métodos que permiten almacenar la misma. En Estados Unidos, en el estado de Virginia, y en China, se ha instalado un Parque Eólico en donde se puede almacenar energía. En este sentido, se podría analizar y evaluar la implementación de estos métodos. Esto abre un nuevo paradigma en la generación de la energía eólica, convirtiendo una gran debilidad en una posible oportunidad.

**ÁREA DE DEFENSA**

**DA**

Si bien el país se encuentra en una situación económica crítica, también es cierto que la inversión se concentra principalmente en el momento inicial y en la actualidad se ofrecen desde el gobierno opciones financieras muy convenientes.

## xiii. Estrategia comercial

En base a las tres condiciones de comercialización (Mercado Spot, Mercado a Término y el Programa RenovAr 2016) analizados anteriormente, se concluye que la estrategia comercial del presente proyecto es presentarse en la Ronda 2 del Programa RenovAr a principios del año 2017.

Esta decisión se tomó en base a dos conceptos: rentabilidad y riesgos. Los beneficios económicos que ofrece la licitación, principalmente en la primeros años con el fin de agilizar el recupero de la inversión, incrementan los ingresos para cumplir con dicho propósito, ya que se vendería a un precio comparativamente alto imposible de igual en los otros dos escenarios.

Otro beneficio que ofrece el plan RenovAr es la firma de un contrato por veinte años en donde se asegura la inyección de toda la energía generada del Parque Eólico a la red del SADI, hecho que resulta de vital importancia ya que reduce sustancialmente los riesgos del proyecto.

Aunque la firma de contratos a mediano plazo también ocurre en el Mercado a Término, esta opción fue descartada debido a que los precios de venta de la energía que podrían pactarse siguen el precio Spot, estando entonces condicionados por la evolución del mismo. Esta alternativa depende de los posibles escenarios futuros con respecto a las decisiones políticas de regulación de precios. Por ende, en este sentido también resulta una alternativa más riesgosa que optar por la licitación de RenovAr. Por otro lado, se requiere de una basta cantidad de contratos para poder vender todo lo que se pretende producir dado que no existen usuarios que consuman grandes cantidades de energía que no tengan ya un contrato a Término. Para clarificar esta situación se puede recurrir a la potencia demandada en la actualidad por la empresa Fate que ronda los 10 MW y tener en cuenta que este consumidor como todos los Grandes Usuarios en general, recurren a los contratos a término para cubrir la porción exigida de energía de origen renovable por lo que sólamente un porcentaje cercano al 8% de esa cantidad sería efectivamente contratada por una empresa de este tipo para el 2017. Conseguir esta cantidad de contratos requiere de una excelente red de contactos (con la que no se cuenta) y no sólo la falta de certeza respecto a la concreción de dichos contratos agrega riesgo a esta opción sino que agrega un valor importante de costos de gestión.

## xiv. Proyección de ventas

Dada la estrategia comercial elegida, el precio al cual se venderá la energía, variará con los años debido al a los factores de Incentivo y Ajuste estipulados en el plan RenovAr. A continuación se detalla la evolución del precio con los años:

| Año | Precio [USD/MWh] | Año | Precio [USD/MWh] |
|---|---|---|---|
| 2017 | 89,32 | 2027 | 87,91 |
| 2018 | 82,67 | 2028 | 85,16 |
| 2019 | 84,09 | 2029 | 86,61 |
| 2020 | 85,53 | 2030 | 88,09 |
| 2021 | 86,98 | 2031 | 89,59 |
| 2022 | 84,62 | 2032 | 91,11 |
| 2023 | 86,07 | 2033 | 83,41 |
| 2024 | 87,54 | 2034 | 84,84 |
| 2025 | 84,99 | 2035 | 86,28 |
| 2026 | 86,44 | 2036 | 78,01 |

Dado que las condiciones del Plan RenovAr asegura que toda la energía producida se venderá e inyectará a la red eléctrica, la cantidad de energía que se venderá será toda la producida.

La producción del parque eólico será de aproximadamente 249.332 MWh por año, este dato es estimativo y fue calculado teniendo en cuenta el factor de carga asumido y la potencia total del parque.

Teniendo en cuenta estos precios y estas cantidades, los ingresos brutos esperados por ventas se detallan a continuación:

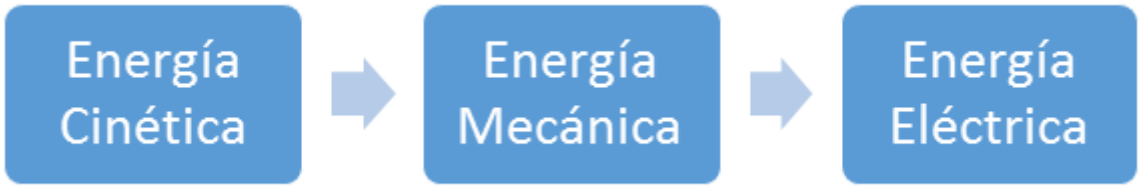
| Año | Ingreso bruto esperado [USD] | Año | Ingreso bruto esperado [USD] |
|---|---|---|---|
| 2017 | $ 22.270.683 | 2027 | $ 21.919.520 |
| 2018 | $ 20.613.378 | 2028 | $ 21.232.702 |
| 2019 | $ 20.966.102 | 2029 | $ 21.594.869 |
| 2020 | $ 21.324.803 | 2030 | $ 21.963.968 |
| 2021 | $ 21.687.490 | 2031 | $ 22.338.265 |
| 2022 | $ 21.099.098 | 2032 | $ 22.717.761 |
| 2023 | $ 21.459.359 | 2033 | $ 20.796.888 |
| 2024 | $ 21.825.339 | 2034 | $ 21.152.470 |
| 2025 | $ 21.189.900 | 2035 | $ 21.512.731 |
| 2026 | $ 21.551.981 | 2036 | $ 19.449.591 |

## ii. Análisis de Ingeniería

## i. Proceso: Producción de Energía Eólica

### i. Descripción del Proceso

La energía eólica es obtenida a partir de la transformación de la energía del viento en otro tipo de energía, ya sea mecánica o eléctrica, para su uso en distintas actividades humanas. Actualmente, predomina casi en su totalidad el aprovechamiento para la generación de electricidad, mediante aerogeneradores de distintas potencias. La energía eólica es, por lo tanto, un proceso de conversión de distintas formas de energía a partir de tecnologías específicas. El objetivo del presente título es detallar dicho proceso de transformación, sus características, limitaciones y las tecnologías involucradas, que permitan obtener como producto final la energía eléctrica a comercializar.



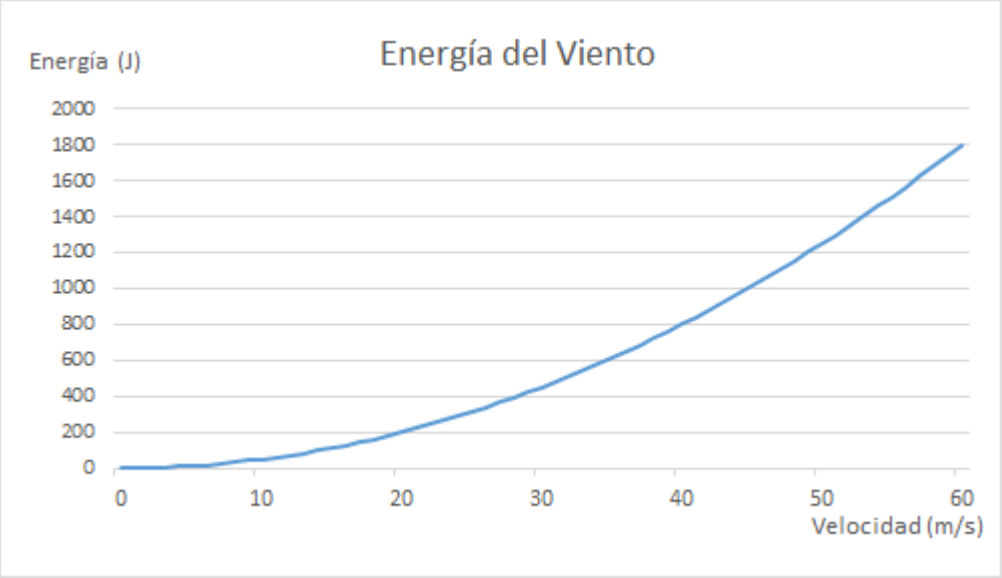

### i. La Energía y Potencia del Viento

La energía del viento se presenta exclusivamente en forma de energía cinética, siendo la velocidad del mismo, para un determinado cuerpo de aire, el principal factor determinante de la cantidad de energía existente, según la fórmula:

$$E = K = \frac{1}{2}mv^2$$

Por lo tanto, la energía existente en una determinada masa de aire dependerá del cuadrado de su velocidad. Esto se puede observar en el siguiente gráfico[62] como ejemplo para el caso de para un cuerpo de aire de masa 1 kg y densidad constante:

[62] Anexo : Energía Cinética del Viento en función de la Velocidad.




*Fuente: Elaboración propia*

Esta ecuación establece un límite para la cantidad de energía disponible en un determinado cuerpo de aire en movimiento, estableciendo, por ende, un límite superior a la cantidad de energía capaz de extraer de dicho cuerpo.

La conversión de energía cinética en energía eléctrica sólo puede ocurrir en las masas de aire que atraviesan el área del rotor del aerogenerador, excluyendo, lógicamente, a aquellas que circulan exteriormente a éste. La energía que circula por el área del rotor del aerogenerador por unidad de tiempo determina la *Potencia del Viento*, es decir, la potencia teóricamente disponible para su conversión en electricidad. Dicha potencia está dada por la siguiente ecuación[63]:

$$P_{disp} = \frac{1}{2}\rho A v^3$$

Donde $\rho$ es la densidad del aire, $A$ es el área del rotor del aerogenerador y $v$ es la velocidad del viento.

Otra variante de dicha fórmula es utilizar el siguiente ratio, de uso común en la industria de la energía eólica:

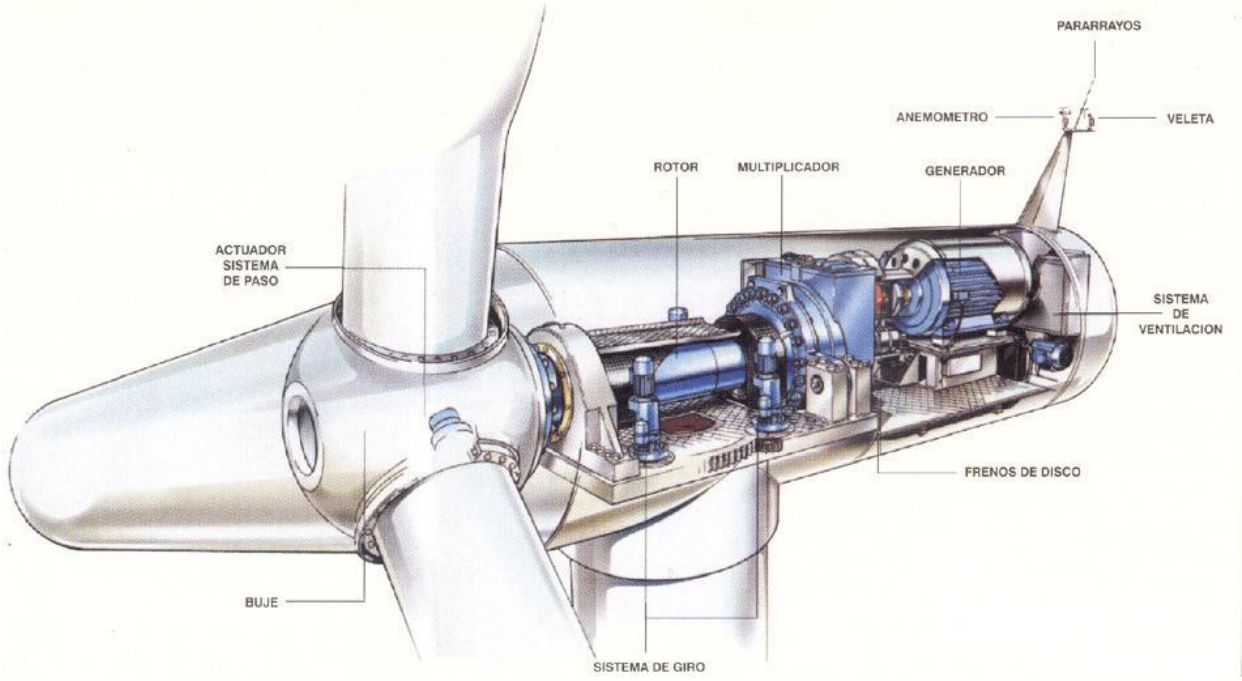
$$\frac{P_{disp}}{A} = \frac{1}{2}\rho v^3$$

### ii. Aerogeneradores

Los aerogeneradores permiten, a partir de sus palas, convertir la fuerza del viento en una cupla, la cual acciona un generador eléctrico, produciendo electricidad. Su descripción técnica en profundidad y la esencia de su funcionamiento no son el motivo del presente trabajo. Por lo tanto, la explicación presentada se limita a describir las características de interés de un aerogenerador genérico similar para la evaluación del presente proyecto de inversión.

A continuación se puede observar un aerogenerador y sus principales componentes:

[63] Anexo : Demostración de la Ecuación de la Potencia del Viento.




*Fuente: Energías como Bienes Comunes*

### i. Descripción técnica de los componentes

- Nacelle: Está constituida con chapa laminada soldada, constituyendo una estructura envolvente autoportante de diseño simple, robusto y bajo peso.Todo su interior se encuentra recubierto de material absorbente para evitar la emisión de ruidos. La cubierta superior está formada por dos tapas en forma semicilíndrica y de apertura motorizada. Para garantizar su resistencia a la corrosión, el conjunto está galvanizado en caliente y pintado. Luego del galvanizado, todas las superficies de fijación y asientos del eje del rotor, multiplicador y generador, se han mecanizado en una sola operación favoreciendo la alineación y el montaje correctos, así como también las bridas de asiento de los cojinetes deslizantes y la corona del sistema de giro azimutal en la zona de unión entre la nacelle y la torre.
- Rotor: Consistente en un buje de fundición mecanizada y metalizado. Está equipado con tres palas de paso fijo, fabricadas con poliéster reforzado por fibra de vidrio sobre una viga soporte también de fibra de vidrio y pintadas exteriormente con resma de poliéster. Están fijadas al buje mediante bridas con agujeros rasgados a fin de prefijar el paso, operación que se realiza durante el montaje en función de las características eólicas de la zona.El extremo de cada pala está constituido por un sector de 3,6 m de longitud que puede girar 90º colocándose perpendicular al plano del rotor, actuando como freno aerodinámico. Este sector está montado sobre un eje de fibra de carbono integrado en el cuerpo de la pala y se mantiene alineado (freno desactivado, operación normal) con el resto de la pala, por medio de un cilindro hidráulico que tensa un cable de acero inoxidable por el interior de la pala. El sistema es seguro al fallo, pues precisa durante la operación normal presión hidráulica en los tres cilindros (uno en cada pala), la cual es suministrada por una central alojada en el interior del buje. Si durante la rotación se producen pérdidas de aceite, fallo de la central o se ordena expresamente el frenado, se elimina la tensión del cilindro sobre el cable y la fuerza centrífuga además de unos

muelles, actúa sobre los sectores de frenado colocando éstos a 90º, reduciendo drásticamente la velocidad del rotor. El buje va recubierto en su exterior por una carcasa de fibra de vidrio y poliéster pintada igual que las palas, que protege la unidad hidráulica del freno aerodinámico. El diseño del rotor, fundamentalmente el perfil y el paso de la pala, hacen que la potencia de salida máxima de la máquina esté autorregulada, pues a partir de velocidad de viento de 16- 17m/s se alcanza el valor de corte aerodinámico, límite de características (Stall) que impide que siga aumentando el par de salida, aunque lo haga la velocidad del viento. Este procedimiento es el más sencillo y eficaz, pues se produce instantáneamente cuando se necesita sin necesidad de dispositivo mecánico alguno. Su efecto puede verse en la curva de potencia de la máquina.

- Eje del rotor: Está construido de una sola pieza en acero forjado de alta calidad, y se encuentra soportado por dos rodamientos con doble hilera de rodillos esféricos. En el lado de acoplamiento al rotor, dispone de una brida con tornillos y dos juegos de anillos colectores eléctricos con escobillas de carbón para realizar la alimentación y el control de la central hidráulica del freno aerodinámico, alojada en el buje. El extremo posterior se acopla al eje hueco del lado de baja velocidad del multiplicador de engranajes y está protegido bajo una cubierta de chapa que encierra también un detector inductivo para la medida de la velocidad.
- Multiplicador: Está especialmente desarrollado para su uso en turbinas eólicas. Por otro lado, tanto el multiplicador como el generador están soportados por silentblocks, a fin de eliminar la transmisión de vibraciones a la torre.
- Sistema de frenado: El aerogenerador está equipado con dos sistemas independientes de frenado, aerodinámico y mecánico, activados hidráulicamente e interrelacionados entre sí para detener la turbina en todas las condiciones de funcionamiento. El sistema de regulación de paso (conocido como “pitch”) de las palas se utiliza para detener la turbina al poder variar el ángulo de ataque de las palas hasta que la resistencia que presenten al viento sea mínima. También se utiliza para regular la salida de potencia, evitando que cambios repentinos en la velocidad del viento se traduzcan a cambios en la salida de potencia. Por otro lado, el sistema de frenado mecánico incorpora un freno de disco hidráulico fijado al eje de alta velocidad, integrado por un disco y tres mordazas de frenado que se utiliza como freno de emergencia.
- Generador: El buje soporte de las palas se atornilla al eje principal del sistema el cual está soportado por dos apoyos de rodillos esféricos que absorben los esfuerzos axial y radial del motor. El esfuerzo de rotación generado por el rotor se transmite hasta el multiplicador cuya relación de transmisión suele ser de 1:1000,5 merced a un dispositivo con una etapa planetaria y dos helicoidales. El eje de alta velocidad, a la salida del multiplicador, acciona el generador y tiene fijado el freno mecánico del disco. El generador es asíncrono, de 4 polos, un voltaje de 690 V y una frecuencia de 50 Hz.
- Sistema de giro azimutal: El aerogenerador dispone de un sistema de orientación eléctrico activo. La alineación de la góndola frente al viento, se efectúa por medio de cuatro motorreductores que engranan con la corona de orientación de la torre. La corona es una rueda dentada atornillada a la torre. La veleta, situada sobre la cubierta de la góndola, envía una señal al controlador y éste acciona los motores de orientación que pivotan la turbina.

- Gondola: Todos los componentes descritos se sitúan sobre una plataforma de la góndola. El bastidor está compuesto por piezas atornilladas construidas con perfiles y chapas de acero. Se apoya sobre una corona de orientación y desliza sobre unas zapatas de nylon para evitar que los esfuerzos transmitidos por el rotor ocasionen tensiones excesivas sobre los engranajes del sistema de orientación. El peso total de la góndola, incluyendo los equipos que contiene, puede llegar a ser de 70 toneladas.
- Torre: El aerogenerador se dispone sobre una torre metálica tubular troncocónica de acero, metalizada y pintada. En su interior se dispone una escalera para acceder a la góndola, equipada con dispositivos de seguridad y plataformas de descanso y protección. Cuenta, también, con elementos de paso y fijación del cableado eléctrico e instalación auxiliar de iluminación. En la parte inferior tiene una puerta de acceso Se construye en cuatro tramos que se unen mediante bridas interiores a pie de su emplazamiento, se eleva mediante una grúa y se ancla al pedestal de la cimentación con otra brida. Su suministro incluye las barras de anclaje en la cimentación.

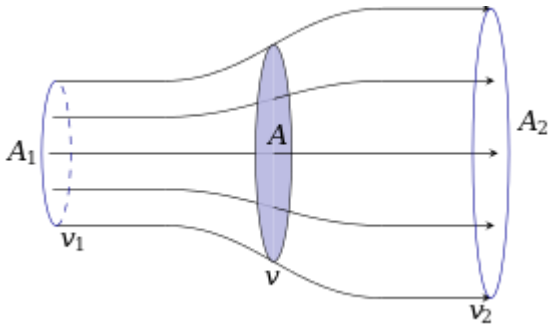
### iii. Pérdidas Energéticas

La potencia disponible establece un límite teórico a la potencia del viento capaz de ser transformada. Sin embargo, en la práctica se encuentran nuevos límites a la cantidad de energía que es posible extraer de los cuerpos de aire.

#### i. Ley de Betz

Al llegar el viento al aerogenerador, parte de su energía cinética es capturada por las palas, ocasionando el movimiento de rotación de las mismas. Por lo tanto, la energía cinética del viento a la salida del aerogenerador debe ser menor que a la entrada, ya que parte de la misma fue absorbida. Al ser la masa de aire que ingresa al área del rotor la misma que la que sale, la caída en la energía cinética del viento se ve expresada como una caída en la velocidad. Debido a la ecuación de la conservación del caudal[64], la sección de salida ocupada por el viento debe ser mayor que la sección original de entrada: aproximadamente el área del rotor. Una extracción total de la energía del viento por parte del aerogenerador implicaría una pérdida total de la velocidad del viento, generando una detención del flujo de aire. Esto no ocurre en la práctica, ya que de ocurrir, no habría flujo de aire saliente y por lo tanto no podría haber flujo de aire entrante, imposibilitando el funcionamiento del aerogenerador. Sin embargo, cuanta mayor sea la extracción de energía, mayor será la ralentización del viento, y por ende, mayor será el área de la sección de salida. A continuación se esquematiza lo recién explicado:

[64] La ecuación de conservación del caudal, también llamada “Ecuación de Continuidad”, establece que la cantidad de fluido que ingresa a un tubo de corriente es la misma cantidad que egresa del mismo. Su fórmula es: $A_1V_1=A_2V_2$, siendo $A_i$ las áreas de las secciones de entrada y salida, y $V_i$ las velocidades de entrada y salida del fluido.




Donde $A_1$ es el área de la sección de entrada, A es el área del rotor y $A_2$ es el área de salida. Nótese que el área de entrada no es exactamente el área del rotor, y que el flujo de aire comienza a desacelerarse antes de llegar al rotor, de forma gradual, y se normaliza al alejarse de la salida de la turbina.

La **Ley de Betz** establece que un aerogenerador puede convertir como máximo el 59,3% de la energía cinética del viento en energía mecánica[65]:

$$P_{max.disp.} = 0{,}593 \, \frac{1}{2} \rho A v^3$$

La Ley de Betz establece un nuevo límite a la potencia disponible para extraer del viento, denominado **Límite de Betz**. En la práctica, sin embargo, no se suele alcanzar la máxima potencia disponible, convirtiéndose en energía mecánica menos del 59,3%.

La potencia se ve entonces afectada por un factor $C_p$, denominado **Coeficiente de Potencia**, que representa el rendimiento de conversión de la potencia disponible. El coeficiente de potencia se define entonces como el cociente entre la potencia extraída por el rotor y la potencia disponible:

$$C_p = \frac{Potencia\ Extraída}{Potencia\ Disponible}$$

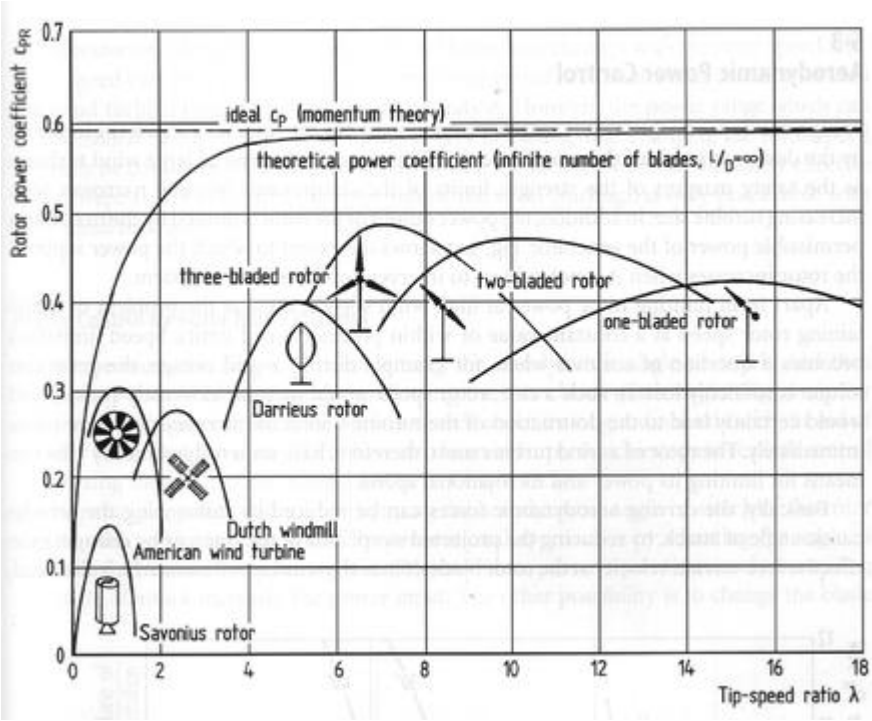
Dicho coeficiente puede tomar valores hasta 0,59, debido al límite de Betz. A mayor eficiencia aerodinámica del sistema generador, más alto será el valor de $C_p$ . Cuando el coeficiente de potencia alcanza el valor máximo de 0,59, se lo denomina **Coeficiente de Betz**.

La ecuación para la potencia extraída se expresa como:

$$P_{extraída} = C_P \, \frac{1}{2} \rho A v^3$$

En aplicaciones reales, el valor de $C_p$, no suele alcanzar valores superiores a 0,5. El valor que toma $C_p$ dependerá de las velocidades del viento a la entrada y a la salida del aerogenerador, no siempre alcanzando valores máximos. Es importante aclarar que la potencia extraída a la que hace referencia el coeficiente de potencia es mecánica, no eléctrica. A continuación se muestran los distintos valores que puede tomar $C_p$ en función de las distintas velocidades de rotación del aerogenerador respecto de la velocidad del viento:

[65] Anexo: Demostración de la Ley de Betz.




*Fuente: Energypedia*

Como se puede observar, los máximos valores de $C_p$ para los distintos modelos de aerogeneradores no se alcanzan necesariamente a mayores velocidades de giro. Esto ocurre debido a que a altas velocidades de giro la turbina debe disipar cualquier exceso de energía por encima del diseño del generador.

### ii. Otras Pérdidas

La Ley de Betz establece el máximo de energía que es posible extraer del viento. Sin embargo, en la práctica existen otras pérdidas que ocasionan que el rendimiento del aerogenerador difiera de los máximos posibles:

- Pérdidas de Drag: la gran mayoría de la energía extraída del posible 59,3% es transferida a la turbina, pero una pequeña parte de ella es destinada a vencer la fuerza de drag que afecta a las turbinas. Se considera un 0,25% en función de valores comunes de la industria obtenidos en la práctica.
- Pérdidas de carga localizadas[66]: la creación de pequeños vórtices turbulentos en la zona de contacto entre el viento y la turbina generan pequeñas pérdidas energéticas. Se considera un 0,25% en función de valores comunes de la industria obtenidos en la práctica.
- Pérdidas eléctricas: la mayor parte de la energía mecánica que es absorbida por la turbina se convierte en energía eléctrica, aunque existen pérdidas típicas de toda maquinaria eléctrica debido a su funcionamiento. Entre ellas se destacan: el generador, la caja de engranajes, el convertidor, la transmisión, entre otros. Se considera un 0,25% en función de valores comunes de la industria obtenidos en la práctica.

[66] También denominadas "pérdidas de carga secundarias".

- Pérdidas mecánicas: existen también pérdidas por rozamiento entre los mecanismos y pérdidas por calentamiento de los componentes en movimiento. Se considera un 0,25% en función de valores comunes de la industria obtenidos en la práctica.

Las pérdidas mencionadas colaboran a reducir el valor de $C_p$. Es imposible asignar un valor porcentual a dichas pérdidas, pues su valor dependerá del modelo de aerogenerador, como de las condiciones de funcionamiento, por lo que se trabajó con supuestos. El valor real se obtiene una vez puesto el parque en funcionamiento.

Los rendimientos más altos se alcanzan, en la práctica, con generadores de alta potencia de 3 palas, alcanzando valores cercanos al 50%.

### iv. Comportamiento Estadístico del Viento

Al tratarse de un fenómeno atmosférico, el viento es de naturaleza variable, cambiante e impredecible. Por lo tanto, su velocidad y dirección se comportan de forma aleatoria. En función de esto, es correcto analizar sus comportamientos a través del uso de variables aleatorias y comportamientos estadísticos, asignando probabilidades a sus posibles valores. Al tratarse de procesos estocástico, por lo tanto, tanto la velocidad del viento como su dirección contarán tanto con factores predecibles como con errores respecto a su comportamiento real.

El conjunto de propiedades del viento en determinado sitio geográfico, principalmente su velocidad y dirección, junto a otros parámetros como la humedad, temperatura y presión se denomina **Recurso Eólico**. El mismo puede ser estimado o medido.

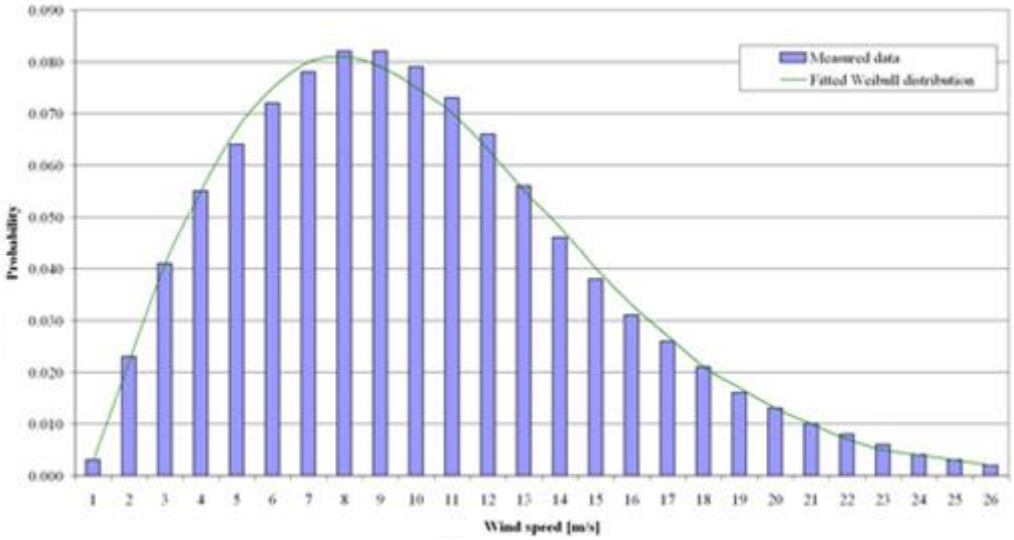
#### i. Velocidad del Viento

Las distintas velocidades del viento en un determinado punto geográfico se estudian a partir de sus frecuencias, registradas por instrumentos de medición, a distintas alturas respecto del suelo. La tecnología más comúnmente utilizada en la industria de la energía eólica para la medición de vientos son las torres meteorológicas[67] (las cuales se encuentran equipadas con toda la instrumentación requerida). Si bien existen otras tecnologías[68] capaces de realizar dichas mediciones, las torres meteorológicas son las que brindan datos de mayor precisión. Los valores obtenidos son exclusivos de dicho punto geográfico, y son imposibles de conocer sin realizar las mediciones pertinentes en el sitio. Es posible, sin embargo, realizar estimaciones en función de mediciones cercanas existentes, las cuales se explicarán más adelante en este trabajo, aunque sirven solamente para evaluaciones o selecciones preliminares y no suplantan una medición realizada en el sitio en cuestión.

En la práctica, la distribución de frecuencias se adapta a la función de densidad de probabilidad de Weibull[69], con parámetros $\lambda$ y k dependientes del sitio. A continuación, se pueden observar

[67] Anexo: Torres de Medición Meteorológicas.
[68] Por ejemplo, la medición láser con tecnología Lidar.
[69] Anexo: Distribución de Weibull.

una distribución típica de frecuencias para la velocidad del viento:

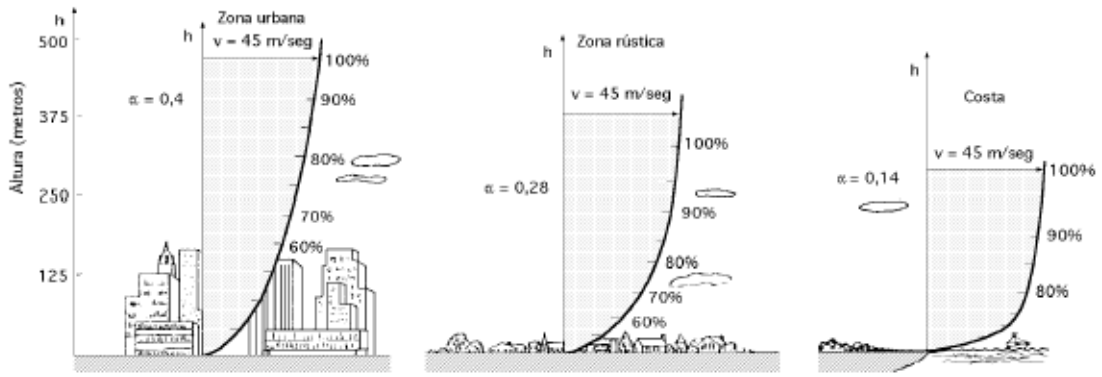



*Fuente: Wind Energy - The Facts*

Es importante aclarar que la cantidad de mediciones que deben realizarse para obtener una distribución de frecuencias clara es considerable. En la práctica, se suelen realizar mediciones durante 12 meses a fin de ajustar los datos a la curva de Weibull con el mínimo error. Para los estándares de la industria, no se considera que la velocidad del viento está correctamente medida si no se cuenta con 12 meses de medición, como mínimo.

La velocidad del viento depende, a su vez, de la altura respecto del nivel del suelo. Esto ocurre debido a la ralentización provocada en el fluido producto de la fricción con la superficie terrestre. La rugosidad del terreno, los obstáculos[70] o la orografía[71] propia de la zona son factores que afectan la velocidad del viento. A mayor distancia respecto del suelo, la influencia de estos factores disminuye, existiendo una mayor uniformidad en las velocidades. En cambio, cuanto más pronunciadas sean la rugosidad, los obstáculos o la orografía, mayor será la ralentización del viento. Por lo tanto, los estudios topográficos son de alta importancia al momento de evaluar la ubicación de parques eólicos, pues topografías complejas generarán vientos menos predecibles. A continuación se puede observar, a modo de ilustración, cómo se comporta el perfil vertical del viento ante distintos terrenos:

[70] Por ejemplo: bosques, ciudades, edificaciones, entre otros.
[71] La orografía hace referencia al contorno del terreno.



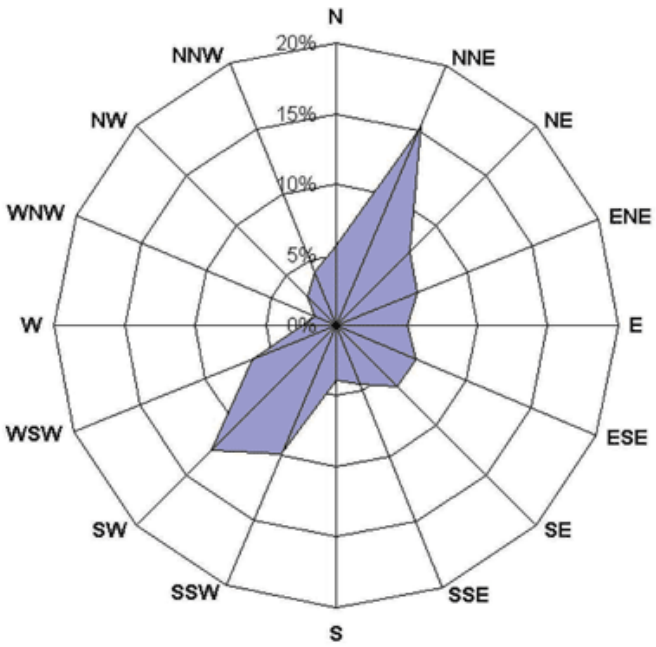

*Fuente: Atmospheric Fan System*

Es posible estimar este comportamiento matemáticamente, al momento de evaluar y estimar un recurso eólico. Sin embargo, los valores reales correspondientes al perfil de vientos en un sitio solamente pueden obtenerse a partir de mediciones.

### ii. Dirección del Viento

La velocidad del viento no varía solamente en magnitud, sino también en dirección. Debido a factores climáticos y meteorológicos, la velocidad del viento no se mantiene constante en el tiempo, presentando variaciones que se estudian a partir de probabilidades y frecuencias. El estudio de la dirección preponderante del viento es esencial al momento de definir la ubicación y sentido del aerogenerador, pues se busca que el área del rotor sea perpendicular a la dirección del viento la mayor cantidad de tiempo posible.

La metodología para representar la distribución de frecuencias de la dirección del viento se denomina **Rosa de los Vientos**. La misma consiste en un diagrama "tipo brújula" dividida en 16 sectores, con los puntos cardinales, los rumbos laterales y colaterales detallados. La frecuencia con la que el viento sopla para cada sector cardinal se expresa a partir de cuñas o puntos. La longitud del indicador muestra el valor de la frecuencia, el cual se encuentra indicado a partir de circunferencias concéntricas. A continuación se observa una rosa de los vientos típica:




*Fuente: Asociación Eólica Galicia*

### v. Curvas de Potencia

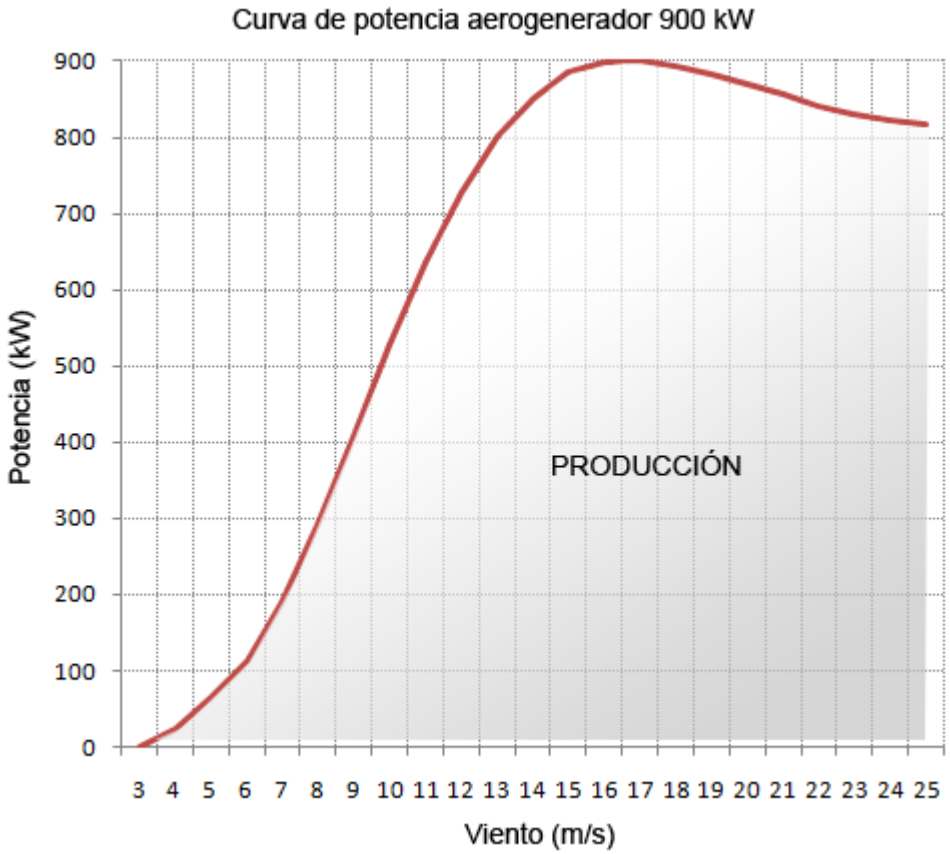
La curva de potencia de un aerogenerador es una representación gráfica de la potencia eléctrica disponible para el aerogenerador para las distintas velocidades del viento. Cada modelo de aerogenerador tendrá su propia curva de potencia, la cual es proporcionada por el fabricante y constituyen documentos de alta confidencialidad. Las mismas se construyen de forma experimental, midiendo simultáneamente la velocidad del viento entrante al aerogenerador y la potencia eléctrica producida[72]. La curva de potencia es, por lo tanto, una curva de ajuste aproximada obtenida a partir de datos experimentales. Su medición es un proceso delicado, donde se deben tomar todas las precauciones posibles para evitar los errores de medición.

Las geografías complejas ocasionan vientos turbulentos, ocasionando que la performance de los aerogeneradores no se condiga con la de sus curvas de potencia, otra de las razones por las cuales la topografía del terreno constituye un elemento de gran importancia al momento de decidir la localización del parque. Adicionalmente, las curvas de potencia se diseñan para vientos que inciden perpendicularmente al área del rotor, condición que no suele cumplirse en zonas de vientos turbulentos.

Es incorrecto utilizar una curva de potencia con velocidades de viento medias. El viento, como se indicó anteriormente, posee una distribución probabilística que poco queda descrita a partir de valores medios. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que la performance del aerogenerador puede diferir de lo indicado de la curva de potencia si no se encuentra en las condiciones de presión y temperatura[73] en las que se midió la curva.

A continuación se presenta una curva de potencia típica:

[72] Las mediciones se realizan en situaciones donde el viento no varía muy rápidamente y no hay turbulencias, a fin de poder obtener datos sin demasiada dispersión. Adicionalmente, se toman condiciones atmosféricas estándar.
[73] La temperatura modifica la densidad del aire, la cual influye en la energía cinética del aire.




*Fuente: Blade Cleaning*

Como se puede observar, existe una velocidad mínima a partir de la cual se comienza a generar potencia (3 m/s para el aerogenerador de la figura). Dicha velocidad se denomina **Velocidad de Arranque**. Para la gran mayoría de los aerogeneradores de alta potencia, dicha velocidad ronda entre los 3 m/s y 5 m/s). Además, se observa que existe una velocidad del viento para la cual la turbina deja de generar potencia (24,5 m/s para el aerogenerador de la figura). Dicha velocidad se denomina **Velocidad de Corte**. Esto ocurre debido a que altas velocidades de viento pueden dañar el aerogenerador. Para la mayoría de los aerogeneradores de alta potencia, la velocidad de corte ronda los 20 m/s o valores superiores.

### vi. Energía Producida

Como se vio anteriormente, es imposible extraer la totalidad de la energía del viento. Existen límites teóricos y prácticos que establecen restricciones a la cantidad de energía disponible. Los aerogeneradores imponen, adicionalmente, límites tecnológicos propios de cada modelo. Independientemente de la energía contenida en el viento, un aerogenerador no será capaz de extraer mayor potencia que la indicada por su curva de potencia.

#### i. Densidad de Potencia

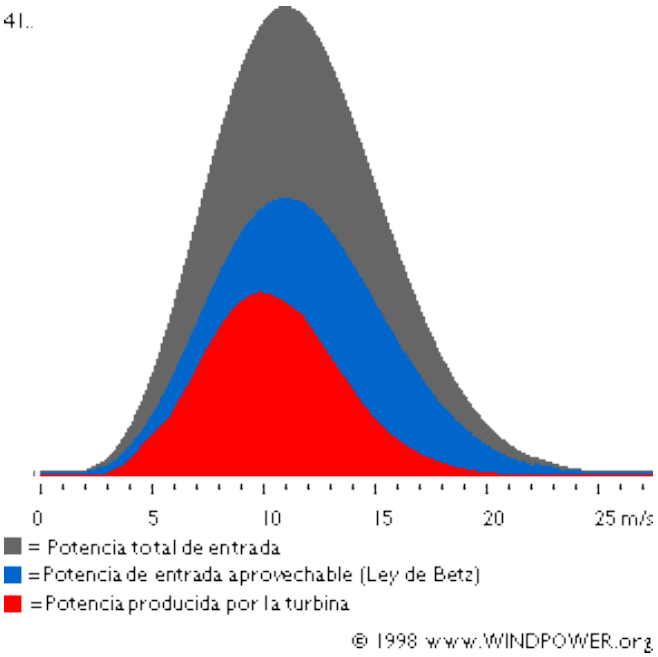
A partir de lo explicado en incisos anteriores, es posible combinar la potencia del viento con su función de densidad de probabilidad, a fin de obtener la distribución de probabilidades de ocurrencia de las distintas potencias. Dicha función se denomina **Densidad de Potencia**, y se obtiene realizando el producto entre la potencia del viento en la ubicación a analizar y su

probabilidad de ocurrencia, para todas las velocidades de viento. Esta función indica la potencia que efectivamente puede esperarse del recurso eólico para el emplazamiento evaluado, para las distintas velocidades de viento, ponderada por su frecuencia de ocurrencia[74]. Dicho cálculo asume que el aerogenerador funcionará por tiempos lo suficientemente altos como para que se cumplan las frecuencias utilizadas[75]. Asimismo, es posible realizar este análisis para el ratio de potencia por unidad de área. Una vez determinada la densidad de potencia, se debe ponderar la ley de Betz, la cual reduce aún más la potencia disponible. El aerogenerador no podrá contar con una mayor potencia disponible que la anteriormente dicha.

Para calcular la energía producida, es necesario primero combinar la curva de potencia del aerogenerador con la distribución de frecuencias de la velocidad del viento, a fin de obtener la potencia que efectivamente producirá el aerogenerador para cada velocidad de viento (evaluado en largos periodos de tiempo)[76]. Dicha función se obtiene realizando el producto entre la curva de potencia y la densidad de probabilidad del viento, para todas las velocidades de viento. La energía producida para un determinado período será la integral de dicha curva, expresada como la potencia media. Dicha integración, al ser realizada sobre el producto de una función y una función de densidad de probabilidad, actúa como una ponderación. Por lo tanto, es común ver representadas las curvas de potencia en función de la producción energética anual para velocidades de viento medias a la altura del buje[77]. Una explicación más extensa de este cálculo se podrá encontrar en el anexo[78].

A continuación se presentan curvas típicas de las anteriormente descritas:

[74] Por ejemplo, velocidades de viento altas han de tener potencias altas (proporcionales al cubo de la velocidad). Sin embargo, si sus probabilidades de ocurrencia son muy bajas, la potencia efectivamente disponible para la generación de energía a esas velocidades han de ser bajas también.
[75] Lógicamente, carecería de sentido utilizar probabilidades para evaluar valores instantáneos de potencia.
[76] Es menester no confundir potencia con energía. Cuando se hace referencia a la potencia evaluada para largos periodos de tiempo, se está estudiando la probabilidad de ocurrencia de dichas potencias en tiempos lo suficientemente largos como para que la distribución de frecuencias esté correctamente ponderada.
[77] Las curvas suelen expresarse de esta forma, pues ahorra los cálculos de integración con curvas que deben resolverse a partir de métodos numéricos. Los proveedores de aerogeneradores realizan los cálculos y utilizan comercialmente esta versión de las curvas.
[78] Anexo: Demostración de la Energía Producida por un Aerogenerador.




*Fuente: Danish Wind Industry Association*

Es posible observar cómo la potencia extraída por la turbina es claramente inferior a la disponible en el recurso eólico. Adicionalmente, es posible observar cómo se anula la potencia extraída para la velocidad de corte tipica del aerogenerador mostrado, quedando desaprovechada la potencia del viento para esa velocidad y superiores. La relación entre la potencia extraída (o producida) y la potencia de entrada define al coeficiente de potencia, como se explicó en incisos anteriores. El mismo toma valores distintos para distintas velocidades de viento, lo cual es apreciable comparando la relación entre la altura de las curvas. Esto se condice con la variación del coeficiente de potencia ante las distintas velocidades de giro del rotor, teniendo en cuenta que esta aumenta a mayores velocidades de viento.

La energía producida por un parque eólico será la sumatoria de las energías producidas por la totalidad de los molinos en el mismo.

### vii. Transporte de Energía

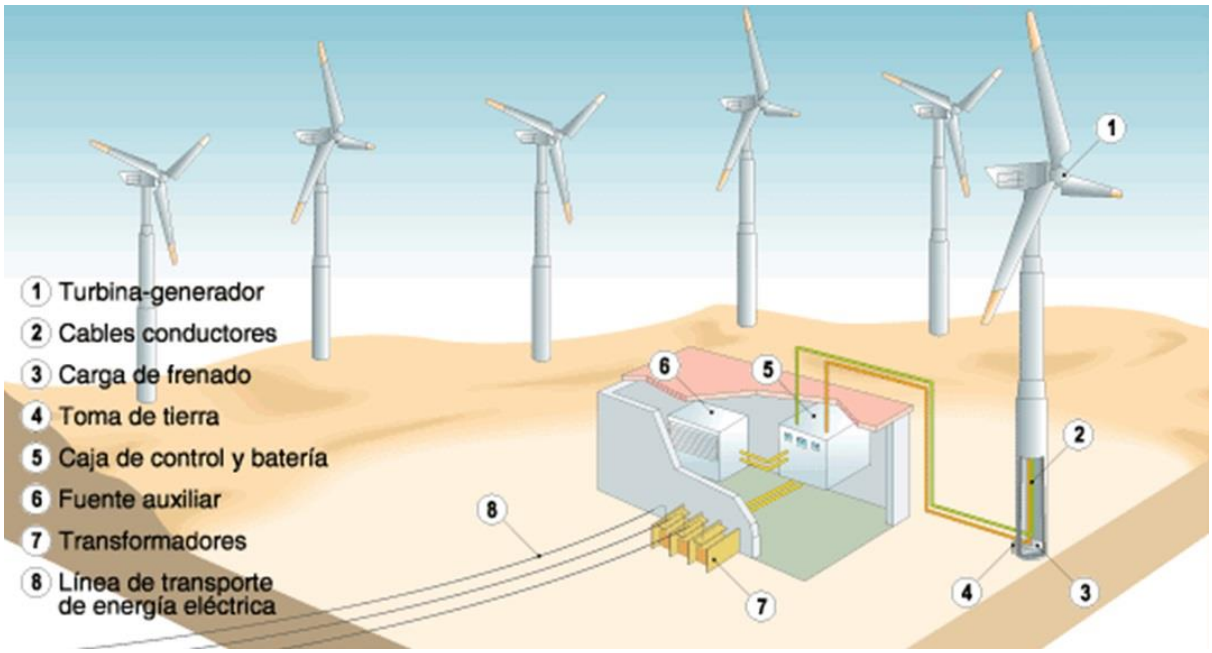
La energía producida en el parque eólico debe ser transportada a fin de ser utilizada o distribuida. Para ello, es necesario realizar adecuaciones a la misma y transportarla hasta los puntos de consumo o distribución designados. Más adelante en el este trabajo se explicará en profundidad el proceso de transporte de energía y los equipos involucrados. El objetivo del presente inciso es introducir la temática, sentar las bases para su posterior explicación y concluir la etapa final de la descripción del proceso de producción de energía eólica.

Los aerogeneradores generan energía eléctrica a una tensión de 690 voltios. Los mismos cuentan con transformadores internos que elevan la tensión a 33 kilovoltios. Conectados en paralelo, los molinos dirigen su producción energética a una instalación denominada **Estación Transformadora**. Dicha estación constituye un gran transformador de tensión, y se encarga de elevar la misma a fin de que pueda ser transportada por las redes locales. Seguidamente, la energía es transportada desde la subestación (ubicada en el interior del parque) a través de una

línea de tensión, al punto de conexión. Si el punto de conexión se encuentra a diferente tensión, se requiere una nueva subestación transformadora para adecuar la tensión.

La tensión a la cual debe ser elevada la energía producida depende del punto de conexión de la red. En Argentina, existen redes de transporte de 500 kilovoltios, 132 kilovoltios, entre otros. La gran mayoría de los parques eólicos cuentan con una subestación propia para elevar la producción de 33 kilovoltios a 132 kilovoltios.

A continuación se presenta un esquema de un parque eólico y su subestación transformadora:




*Fuente: Institución Educativa Tulio Ospina*

En la misma se puede observar los componentes básicos de la subestación: los transformadores, las conexiones, las baterías y demás elementos de control del funcionamiento de las instalaciones. Asimismo, se pueden observar las líneas de transmisión eléctrica.

## ii. Localización

El Estudio de Localización tiene como objetivo determinar el emplazamiento físico del centro de producción que mejor impacte en la evaluación económica del proyecto. Debido a la existencia de varias soluciones factibles al problema de la ubicación, su determinación final debe ser en base a una sucesión de factores clave que han de impactar positiva o negativamente en el desarrollo del proyecto. Adicionalmente, el establecimiento del centro de producción es de carácter prácticamente inamovible y de difícil alteración una vez llevado a cabo, por lo que su localización debe estar en concordancia con las proyecciones obtenidas en el Estudio de Mercado y las expectativas tecnológicas del Estudio de Ingeniería, además de ponderar la alternativa de posibles expansiones futuras. En otras palabras, la ubicación de la planta debe ser cercana a los focos de demanda proyectados anteriormente y con acceso a las tecnologías requeridas por los procesos de producción, evaluando sus variaciones en el tiempo. El presente estudio de localización considerará como centro de producción al parque eólico, y los criterios actualmente utilizados en la industria para determinar su ubicación. El Estudio de Localización

se divide en dos principales etapas: **Macrolocalización** y **Microlocalización**. Los factores considerados en cada una de las etapas difieren considerablemente entre sí, siendo el estudio de ambas imprescindible y de extrema importancia.

### i. Macrolocalización

El estudio de Macrolocalización tiene como objetivo definir en la zona geográfica óptima en la cual se realizará el proyecto en cuestión, a nivel regional, a fin de acotar el conjunto de soluciones factibles. Para definir la macrolocalización de un parque eólico se han de analizar los siguientes criterios:

- Estimación del Recurso Eólico
- Disponibilidad de Nodos para Transporte Eléctrico
- Costo y Medios de Transporte de Insumos: Cercanía a Puertos y Rutas
- Disponibilidad y Costo de Mano de Obra Idónea.
- Costo y Disponibilidad de terrenos
- Estudios Topográficos Generales del Suelo
- Posibilidad de Tratamiento de Desechos y Efluentes
- Climatología
- Consideraciones Políticas y Legales

A forma de conclusión, se presenta una Matriz de Decisión a partir de la cual se comparan las alternativas y se procederá a la toma de la decisión final de la macrolocalización del parque.

### i. Evaluación del Recurso Eólico

El recurso eólico de una región se define por los siguientes parámetros:

- Distribución de velocidades del viento, a determinada altura
- Dirección preponderante del viento
- Constancia de los parámetros anteriores

Su estimación permite identificar, a grandes rasgos, las distintas regiones donde el montaje de un parque eólico ha de resultar más productivo o menos productivo. Para lograr dicha estimación, se trabajará en dos etapas:

1. Valores Promedios
2. Estimación del Recurso Eólico

Es importante establecer la diferencia entre *estimaciones* del recurso eólico y *mediciones* del recurso eólico. Las estimaciones son estudios previos a la definición de la ubicación específica del parque, donde se intenta inferir el comportamiento del viento en las distintas zonas a fin de poder definir el emplazamiento del parque que posea mejor calidad de recurso eólico. Las mediciones de vientos siempre han de realizarse una vez definido el emplazamiento del parque[79], a partir de la instalación de torres de medición que permitan describir con exactitud el comportamiento del viento en dicha ubicación específica.

[79] El análisis estadístico de vientos realizado a partir de mediciones, a fin de determinar la producción de energía, se ha de realizar una vez concluida la etapa de microlocalización, cuando el emplazamiento físico del parque ya haya sido definido. De forma contraria, una medición específica de vientos a nivel regional resultaría en costos demasiado elevados debido a la alta cantidad de instrumentación requerida.

### i. Valores Promedios

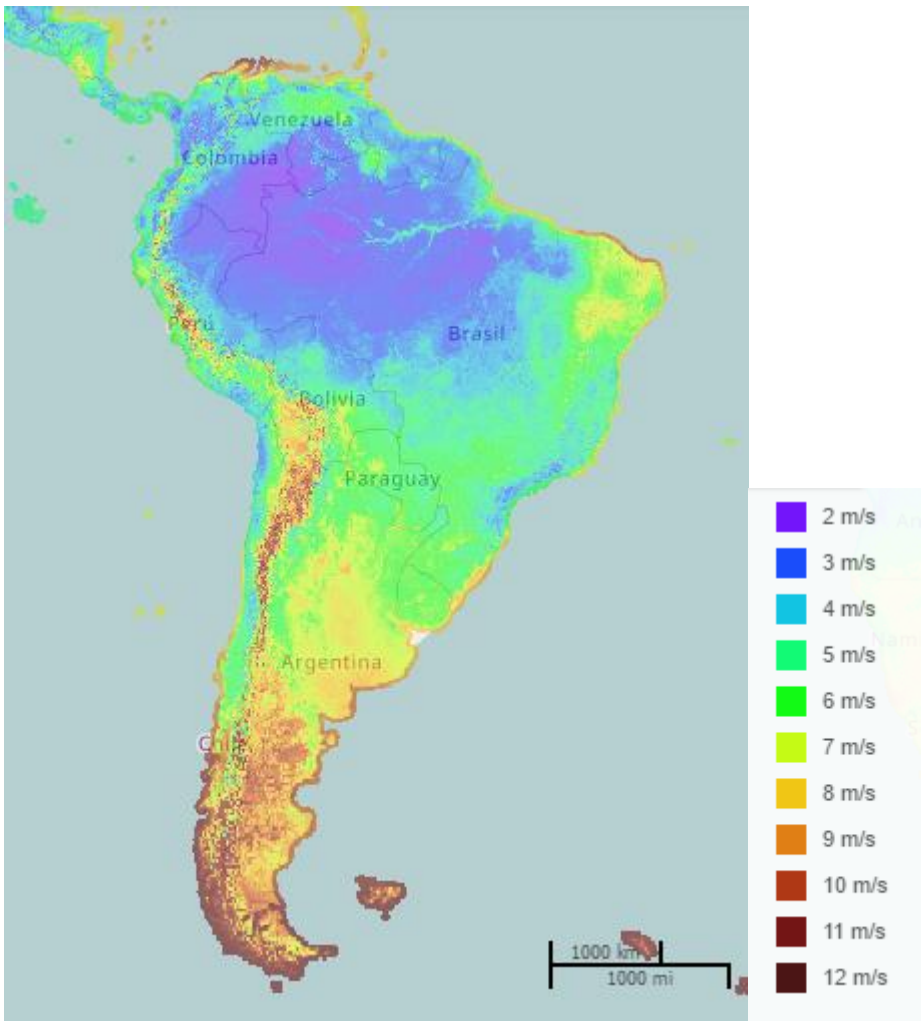
Si bien el comportamiento del viento es de naturaleza estocástica, requiriendo un análisis estadístico para su descripción, el estudio del recurso eólico a partir de sus valores promedios es un buen indicador para descartar zonas donde las corrientes de viento existentes no son lo suficientemente fuertes como para que la cantidad de energía producida sea económicamente viable. Esta estimación se realiza a partir del estudio de mapas de vientos o bases de datos históricas, ambas accesibles públicamente a partir de sitios gubernamentales u organizaciones de divulgación científica[80]. La estimación del recurso eólico a partir de valores promedios permite la discriminación entre zonas de manera general, pero su falta de precisión y extensión la reduce meramente a una selección preliminar. Los diseños actuales de aerogeneradores requieren velocidades mínimas de 4 m/s para comenzar a generar energía eléctrica, alcanzando máximos de producción a velocidades de 15 m/s. A partir de este criterio, es posible comenzar a descartar regiones que no cumplen con los requisitos para ser considerados dentro del conjunto de soluciones factibles.

La Argentina posee un excelente recurso eólico[81], especialmente en la zona de la Patagonia, encontrándose entre los países con mejor recurso eólico del planeta. La velocidad promedio del viento, su dirección y constancia presentan máximos en ésta, resultando en una gran variedad de zonas en donde la construcción de un parque eólico representa una inversión atractiva.

La velocidad promedio y constancia del viento aumenta al dirigirse al Sur, producto de los vientos incidentes del Océano Pacífico, existiendo incluso regiones donde supera el valor recomendado para la generación de energía. Aquellas zonas donde el viento supera los 20-25 m/s no se consideran aptas para la construcción de parques eólicos, debido a los posibles daños al aerogenerador por los grandes esfuerzos generados por la fuerza de drag o arrastre.

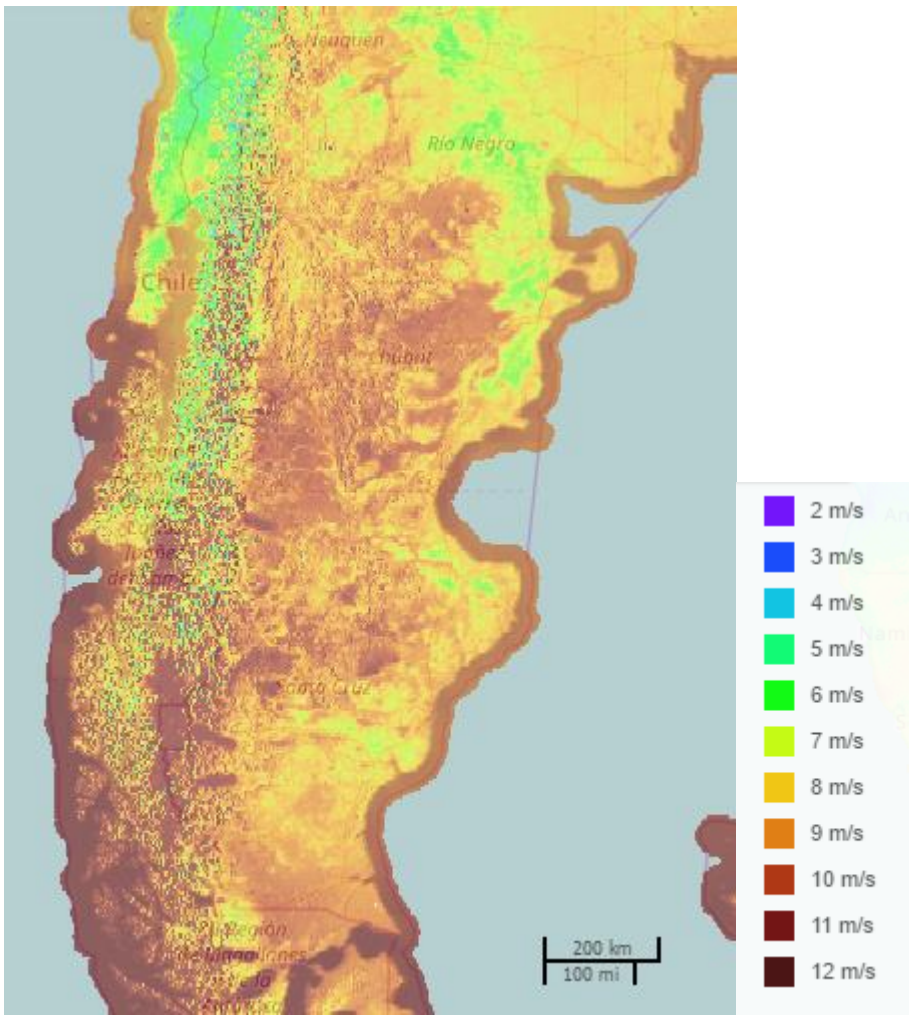
En el siguiente mapa se pueden ver las velocidades promedio del viento en distintos lugares del país, para una altura de 100 metros.

[80] Algunos ejemplos son: NASA, Ministerio de Energía, World Wind Atlas, entre otros.
[81] Se calcula que el potencial eólico de la Argentina se encuentra en los 2000 GW, ampliamente superior a la potencia actualmente instalada.




*Fuente: International Renewable Energy Agency (IRENA), Global Atlas for Renewable Energy*

Se observa que la región de la Patagonia Argentina presenta vientos medios entre 7 m/s y 12 m/s, dependiendo de la zona. Esto se puede observar en una ampliación del mapa anterior:




*Fuente: International Renewable Energy Agency (IRENA), Global Atlas for Renewable Energy*

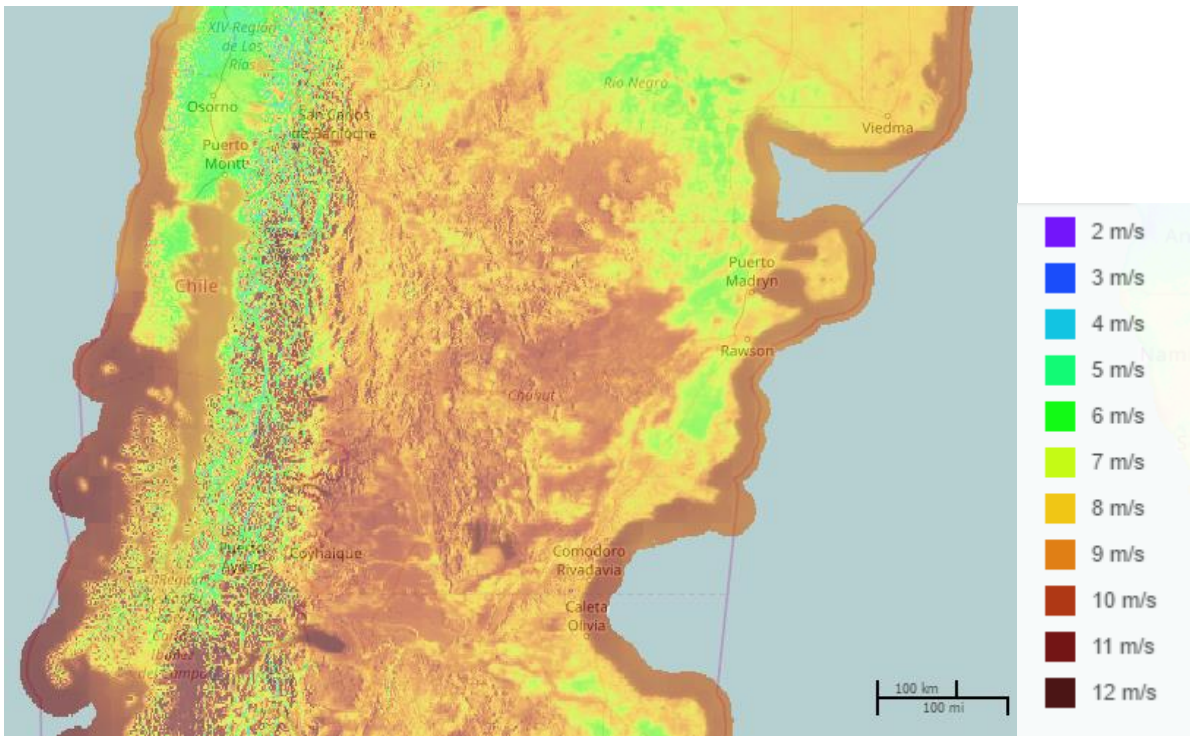
La velocidad del viento mostrada es un promedio anual, para una determinada altura[82]. En la práctica, el viento presenta una distribución Weibull de velocidades con un determinado desvío respecto a dicho promedio. Por lo tanto, existe la posibilidad de que la velocidad del viento tome valores superiores o inferiores al promedio exhibido, muchas veces alcanzando valores límites para los cuales la instalación de un parque eólico no resulta conveniente. A mayor velocidad promedio del viento, mayores probabilidades existen de alcanzar límites superiores (20 m/s aproximadamente) en la práctica, generando que se deba frenar el aerogenerador a fin de protegerlo de daños, reduciendo su producción. Caso contrario, a menor velocidad promedio del viento, mayores probabilidades existen de alcanzar límites inferiores (4 m/s, aproximadamente) en la práctica, generando que la velocidad no sea lo suficientemente alta como para generar energía eléctrica.

La distribución de velocidades real solo puede ser obtenida a partir de mediciones en el sitio. Es menester recordar que la presente etapa de estimación del recurso eólico promedio es meramente orientativa y general.

[82] Los mapas de viento son obtenidos a partir de simulaciones con mediciones existentes, lo cual se explicará más adelante.

Se puede observar que en la región de La Patagonia existe una extensa variedad de zonas con velocidades de viento medias aptas para la construcción de un parque eólico de alta potencia. Siguiendo el criterio del presente inciso (calidad del recurso eólico), es posible reducir la ubicación del emplazamiento a la provincia de Chubut, focalizando el análisis en las regiones cercanas a Puerto Madryn o Comodoro Rivadavia[83]. Esta elección se basa en que Chubut es la provincia que mejor recurso eólico promedio presenta. La elección de estas últimas localidades se verá justificada en los sucesivos incisos, pero se incluye una descripción del recurso eólico estimado de las mismas.

En el siguiente mapa se observa más detalladamente las velocidades medias de los vientos para las zonas cercanas a Puerto Madryn y Comodoro Rivadavia:




*Fuente: International Renewable Energy Agency (IRENA), Global Atlas for Renewable Energy*

Es posible observar que la región cercana a Puerto Madryn presenta vientos con velocidades promedio inferiores a Comodoro Rivadavia. Si bien en primera instancia es posible interpretar esto como una menor calidad de recurso eólico, en la práctica los vientos alcanzados en la región de Comodoro Rivadavia tienen velocidades demasiado altas, generando continuas paradas en la producción de energía.

### ii. Estimación del Recurso Eólico

En la etapa anterior se trabajó con valores promedio del recurso eólico, las cuales resultaban convenientes para la discriminación de zonas a nivel regional o provincial. Las mismas son obtenidas de fuentes gratuitas de acceso público y no constituyen información lo suficientemente detallada como para realizar análisis comparativo entre zonas. En la presente

[83] La razón principal de esta discriminación es la cercanía al puerto, punto que se analizará más adelante.

etapa, se busca ampliar el análisis a partir de métodos más elaborados, ya que es necesario contar con datos más precisos que permitan evaluar la calidad del recurso eólico en profundidad y realizar comparaciones entre las distintas zonas consideradas. Estos datos incluyen:

- Distribución estadística de velocidades del viento, por altura
- Rosa de los vientos

Dicha información siguen siendo estimaciones, si bien más precisas y detalladas, pues el comportamiento real del viento no puede saberse con completa certeza y exactitud hasta realizar las mediciones en el terreno con torres de medición. Sin embargo, permite tomar decisiones más informadas al momento de discriminar entre zonas en función de la calidad del recurso eólico.

Existen diversos métodos para obtener este tipo de información. A continuación se explican los más frecuentes y accesibles:

- Modelos Mesoescalares
- Software de Modelado de Flujo de Vientos
- Inferencia por Mediciones Cercanas Existentes

### *i. Modelos Mesoescalares*

Los modelos mesoescalares son modelos de predicción cuantitativa del clima, con suficiente resolución (horizontal y vertical) para predecir fenómenos meteorológicos a mesoescala[84]. Estos modelos son capaces de proporcionar información relevante sobre los movimientos de los vientos en regiones relativamente acotadas, permitiendo simular el comportamiento de los mismos[85]. La información típica que se puede obtener a partir de modelos mesoescalares comprende, entre otros:

- Temperatura
- Presión atmosférica
- Humedad
- Velocidad del viento
- Dirección del viento
- Precipitaciones

La utilización de este tipo de modelos permite acceder a información más precisa sobre el recurso eólico, aunque su uso suele ser complementario a otros métodos más exactos, o utilizado como input para software de predicción más avanzados, los cuales se describirán a continuación.

### *ii. Software de Modelado de Flujo de Vientos*

Los software de modelado de flujo de vientos son programas informáticos que permiten predecir las características del recurso eólico en ubicaciones donde no existen mediciones, a partir de las características topográficas del terreno. Dichos programas cuentan con bases de datos de flujos de vientos en regiones con distintas topografías y modelos mesoescalares, los

[84] La mesoescala es el estudio de sistemas meteorológicos de extensión horizontal entre 1 y 100 Km o altura entre 1 y 10 Km. Ejemplo de estos fenómenos son las tormentas convectivas, tornados, brisa de mar, etc.

[85] Los modelos mesoescalares son de uso común en aeropuertos, por ejemplo.

cuales utilizan para predecir potenciales flujos de vientos en los sitios de análisis. Existen softwares especializados en distintos tipos de terrenos, y su uso para la evaluación del recurso eólico es solo una de sus tantas aplicaciones en la industria eólica. Son softwares de acceso pago, con licencias cuyo costo anual supera los 1.000 euros. Algunos de los softwares más comunes para este tipo de análisis son:

- WAsP
- WindSim
- Vortex
- Fluidyn PANEOLE

El software de mayor uso en la industria es WAsP, de origen Dinamarqués, fue pionero en la industria al desarrollar el método para la predicción de las características del recurso eólico en función de mediciones existentes y/o modelos mesoescalares[86].

### *iii. Inferencia por Mediciones Cercanas Existentes*

Una alternativa para la obtención de estimaciones precisas sobre el recurso eólico en una determinada ubicación constituye la existencia de mediciones cercanas que se hayan realizado con anterioridad. Si bien suele ser poco común, proporciona información confiable teniendo en cuenta que los fenómenos meteorológicos y el recurso eólico presentan poca variación en sus características al desplazarse distancias cortas (entre 10 y 30 kilómetros). Este es el caso de campos vecinos donde se hayan realizado mediciones, o terrenos relativamente cercanos a aeropuertos. Si bien estas mediciones suelen ser privadas y confidenciales, siempre es posible acceder a ellas mediante su compra, formando parte entonces de la inversión inicial del proyecto.

La evaluación del recurso eólico a partir de estos métodos no reemplaza la medición exacta del recurso eólico realizada en el terreno por una torre de medición, pero es suficiente para asistir a la decisión final en un estudio de microlocalización.

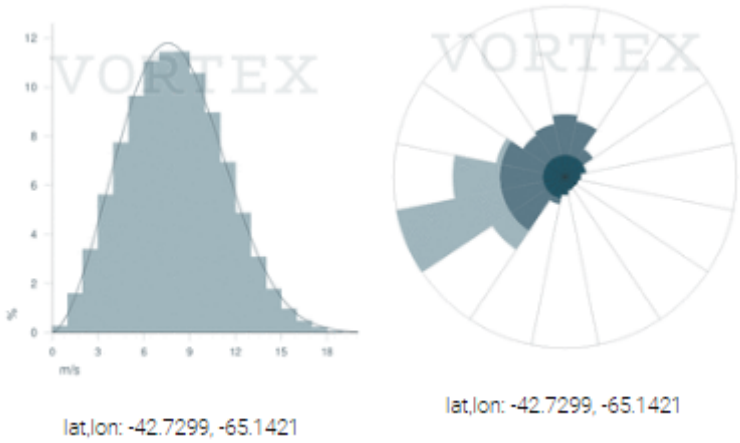
Se realizó la evaluación del recurso eólico en las regiones hasta ahora consideradas, utilizando una licencia gratuita del software Vortex. Se presentan los resultados y conclusiones a continuación.

Para la región de Puerto Madryn, a 90 metros de altura:

| Sector | Freq. | Sector | Freq. | Sector | Freq. | Sector | Freq. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| NORTH | 7.7 % | EAST | 1.7 % | SOUTH | 2.1 % | WEST | 13.7 % |
| NNE | 7.3 % | ESE | 1.6 % | SSW | 3.4 % | WNW | 8.4 % |
| NE | 4.1 % | SE | 1.5 % | SW | 10.6 % | NW | 6.1 % |
| ENE | 2.5 % | SSE | 1.6 % | WSW | 21 % | NNW | 6.5 % |



[86] Anexo: Método WAsP




*Fuente: Vortex*

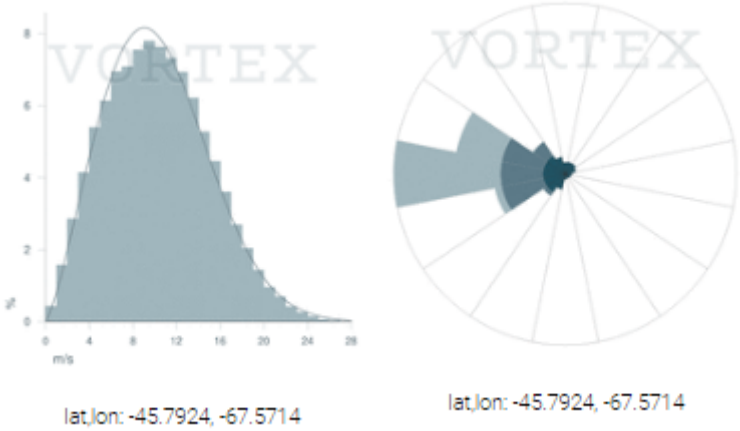
Se puede observar que la velocidad media del viento es de aproximadamente 8 m/s, un valor que supera el mínimo requerido para la generación de energía, y acorde a la distribución de Weibull, no se alcanzan los límites superiores para los cuales se debe frenar el aerogenerador. Asimismo, la dirección del viento preponderante es considerablemente constante al sudoeste. En conjunto, se puede concluir que el recurso eólico en la región de Puerto Madryn es de alta calidad.

Para la región de Comodoro Rivadavia, a 90 metros de altura:

| Sector | Freq. | Sector | Freq. | Sector | Freq. | Sector | Freq. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| NORTH | 2.7 % | EAST | 1.1 % | SOUTH | 1.2 % | WEST | 31.6 % |
| NNE | 2.5 % | ESE | 0.8 % | SSW | 3 % | WNW | 20.6 % |
| NE | 2.1 % | SE | 0.9 % | SW | 5.4 % | NW | 7.8 % |
| ENE | 1.7 % | SSE | 0.7 % | WSW | 13.9 % | NNW | 3.8 % |

**Latitude:** -45.75
**Longitude:** -67.55

**Mean speed:** 10.04 m/s
**A:** 11.34 m/s
**k:** 2.36 m/s




*Fuente: Vortex*

Se puede observar que la velocidad media del viento es de aproximadamente 10 m/s, un valor que supera el mínimo requerido para la generación de energía y cercano al máximo de generación (aproximadamente 15 m/s en aerogeneradores de alta potencia). Sin embargo, la distribución de Weibull indica que se supera, con cierta probabilidad, los límites máximos para los cuales se debe frenar el aerogenerador para evitar daños. Asimismo, la dirección del viento preponderante es fuertemente constante al oeste. En conclusión, el recurso eólico en Comodoro Rivadavia es de alta calidad, pero se pueden alcanzar velocidades demasiado altas para su aprovechamiento con los aerogeneradores comercialmente disponibles.

En conclusión, ambas regiones presentan buenos recursos eólicos, de alto potencial para su aprovechamiento y explotación con aerogeneradores. Sin embargo, los vientos de Comodoro Rivadavia podrían presentar más dificultades que los vientos de Puerto Madryn debido a las altas velocidades que pueden alcanzar.

Aun reduciendo la macrolocalización a nivel provincial o regional, es necesario restringir el conjunto de soluciones factibles a partir de criterios adicionales. Debido a que un parque eólico constituye una compleja obra de ingeniería y conlleva altos costos asociados, es necesario que dichos criterios analicen la optimización de todas las variables intervinientes, a fin de acotar el conjunto de soluciones factibles a aquella que solucione el problema de la ubicación de manera integral.

### ii. Disponibilidad de Nodos para Transporte Eléctrico

El acceso a la red es un factor determinante para la ubicación de un parque eólico. Sin acceso a la red, la energía producida está limitada a ser consumida por instalaciones conectadas directamente al parque, sin posibilidad de ser transportada para otras aplicaciones. La construcción de un parque eólico carece de sentido de no disponer de un gran usuario dispuesto a comprar y consumir la producción eléctrica de forma directa, o de un punto de acceso a la red nacional para atender la creciente demanda analizada en la Entrega de Mercado.

Se define como **nodo** a una subestación perteneciente a una red de transporte de energía eléctrica. Si bien técnicamente existen distintos tipos de subestaciones, todas funcionan con el fin de integrar el sistema de producción y distribución de energía eléctrica. Por lo tanto, todo parque eólico cuyo fin sea inyectar su producción a la red, requiere de cierta cercanía a alguno de sus nodos.

La elección del nodo adecuado, a su vez, está condicionada por el siguiente factor: capacidad del nodo.

**Capacidad de Nodo**

Cada subestación cuenta con un límite máximo de potencia que se puede conectar a ella. El nivel de actividad de cada nodo define si el mismo se encuentra saturado o si cuenta con capacidad ociosa. A fin de determinar si la conexión a un determinado nodo es viable o no, es necesario considerar no sólo la potencia ya conectada, sino también los futuros proyectos previstos en las cercanías. En este trabajo se considerarán nodos con capacidad ociosa sin trabajar con supuestos de posibles proyectos paralelos, a fin de concentrarse en la metodología del proceso de selección de la macrolocalización de un parque eólico. El estudio de conectividad

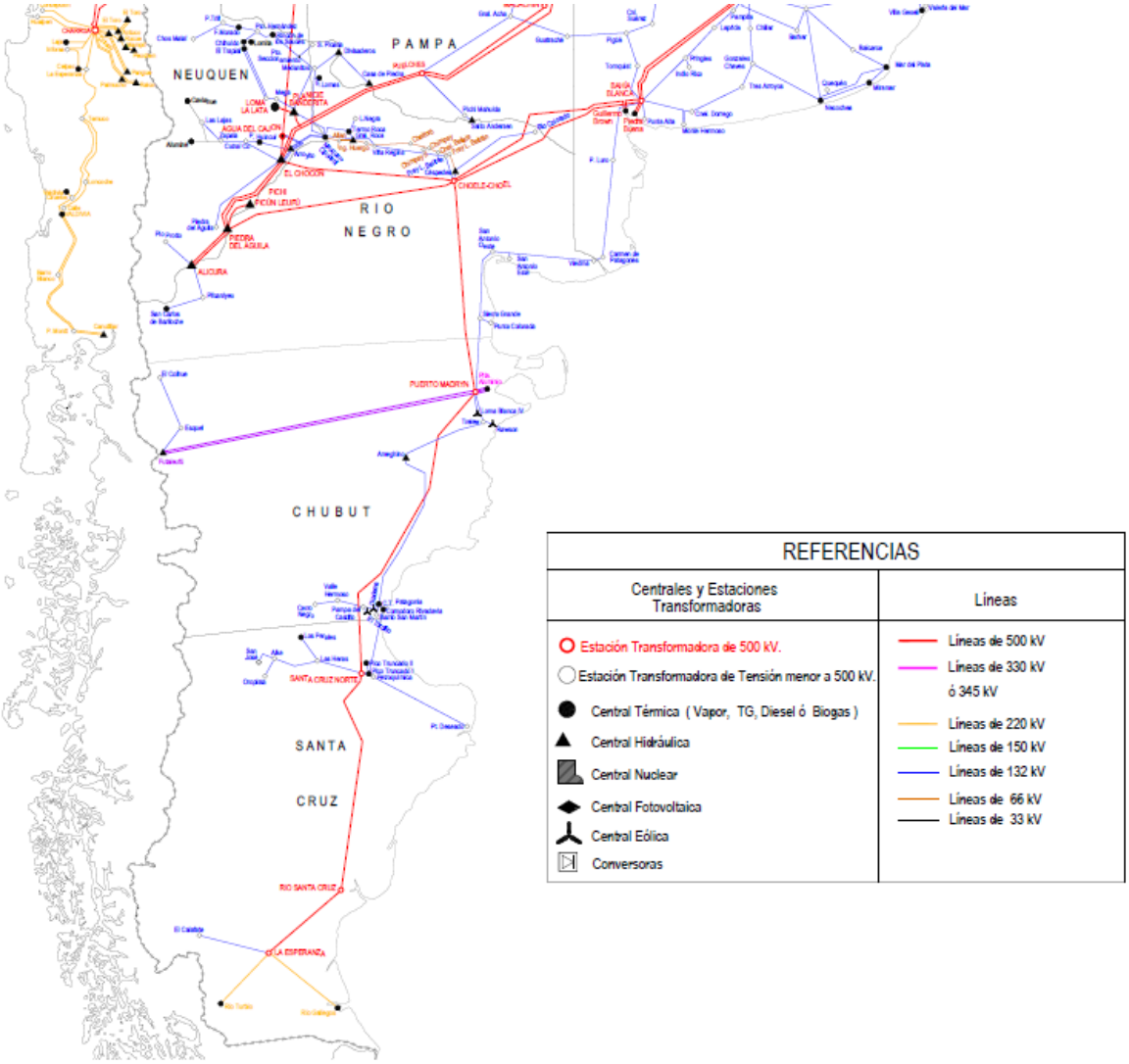
a la red eléctrica analizando todos los posibles factores que condicionan y limitan la misma se denomina Estudio de Etapa 1, y se analizará posteriormente en la sección de Marco Legal.

Si un nodo en cuestión se encuentra saturado, por ley[87], cualquier trabajo de expansión de su capacidad corre por cuenta privada, sin recibir ningún tipo de asistencia económica del Estado. La creación de una nueva subestación, o expansión de alguna existente, alcanza costos lo suficientemente altos como para inviabilizar cualquier tipo de proyecto de generación de energía. Teniendo esto en cuenta, el presente trabajo considera como única opción la conexión de centrales generadoras de energía a nodos ya existentes.

Como ejemplo, se presenta el caso de la zona de Bahía Blanca, donde el recurso eólico parece ser de buena calidad pero las subestaciones están saturadas, lo cual fuerza a la ampliación o construcción de otra y encarece el considerablemente los proyectos. Un caso similar es el de Comodoro Rivadavia, donde la creciente demanda energética ha dejado en evidencia la necesidad de ampliar la capacidad de la subestación que alimenta el parque industrial allí ubicado.

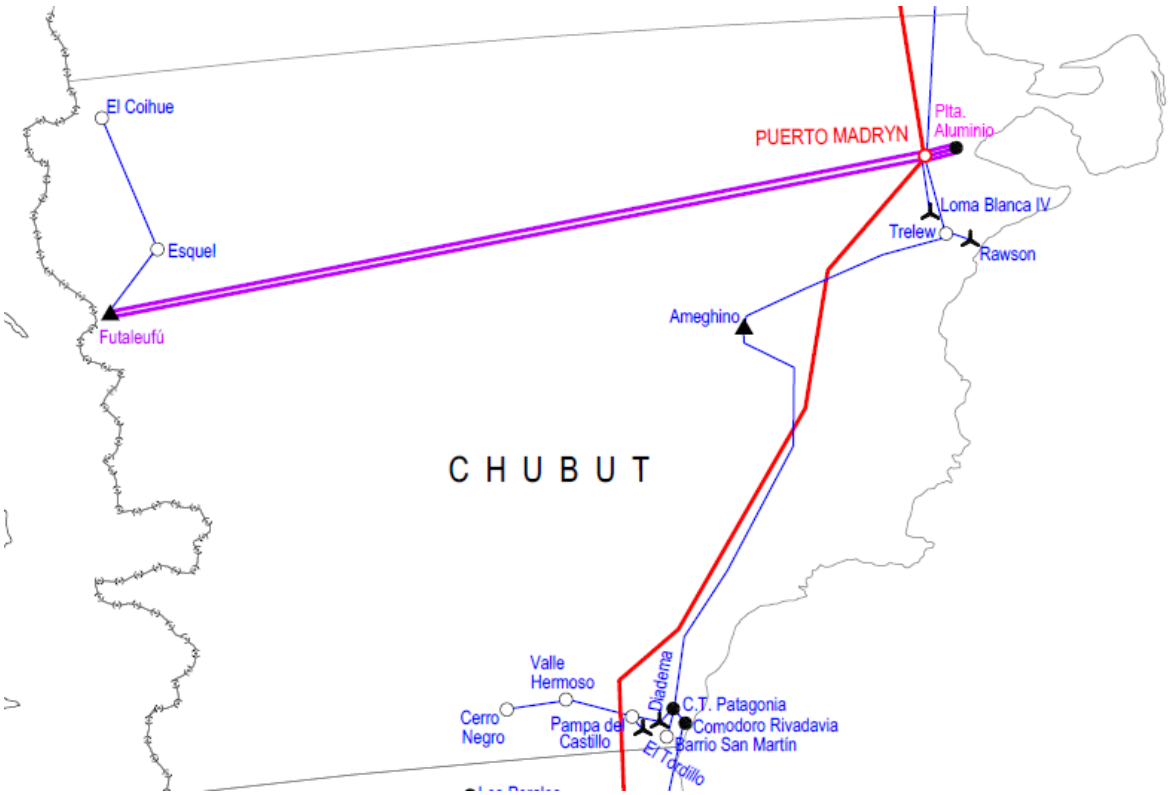
A continuación se pueden observar los nodos existentes en la red de transmisión eléctrica de la zona patagónica de la República Argentina:

[87] Anexo: Procedimiento Técnico N1 de CAMMESA. Anexo 16: Reglamentaciones del Sistema de Transporte




*Fuente: CAMMESA*

Teniendo en cuenta las conclusiones del inciso anterior respecto a la calidad del recurso eólico, se tomarán en cuenta los nodos ubicados en la región sur de la Patagonia, específicamente Chubut. Los mismos se pueden observar en una ampliación del mapa anterior:

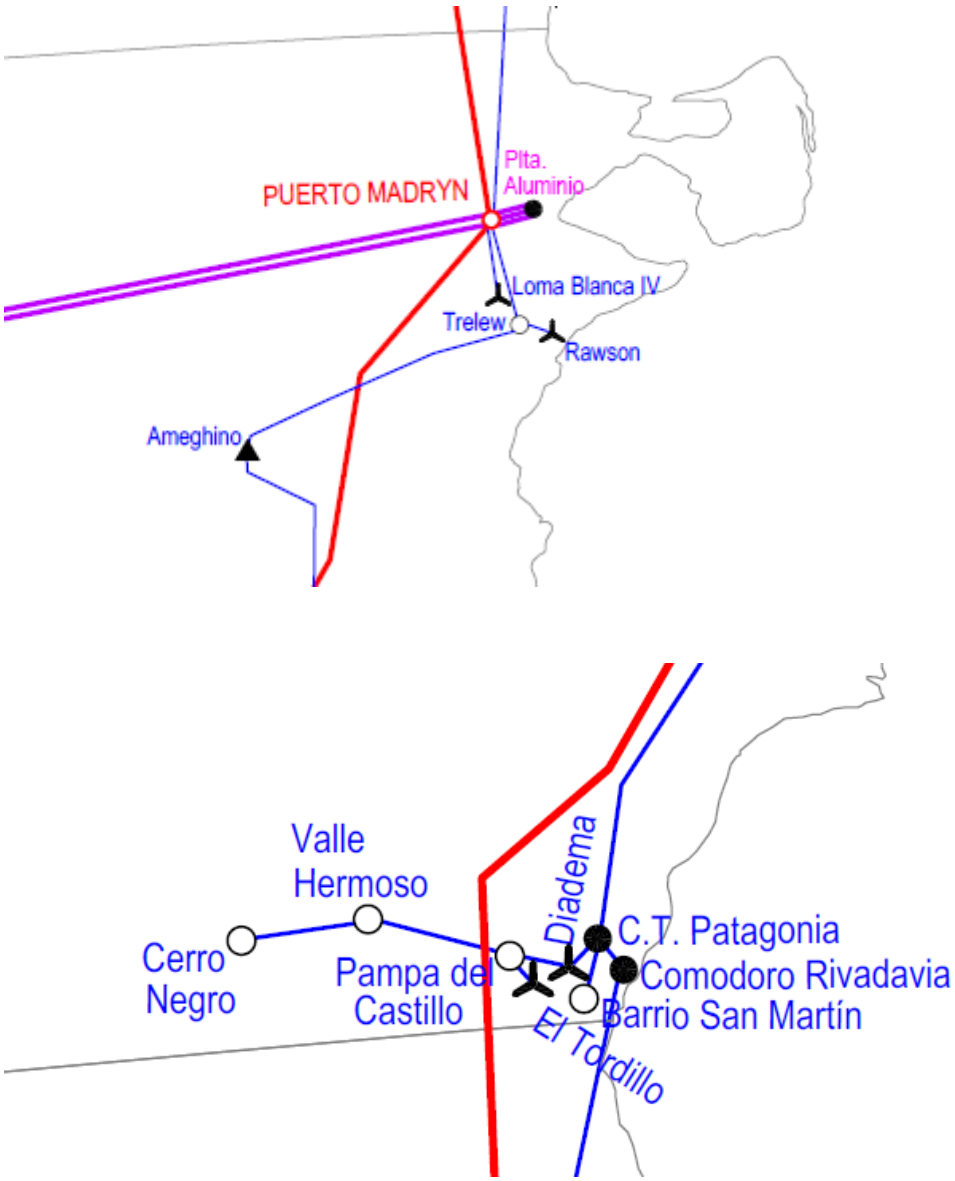


*Fuente: CAMMESA*

En el caso de Puerto Madryn, en las últimas décadas se realizaron obras de ampliación de capacidad de la subestacion de transmision de Puerto Madryn 330/132 KV[88] . Esto habilita la posibilidad a un nuevo proyectos (de menos de 50 KW) a conectarse a por este nodo. Por otra parte, al norte de Puerto Madryn se encuentra la fábrica de Aluar Saic, una empresa dedicada a la fabricación de aluminio que consume energía eléctrica en grandes cantidades como insumo principal. Esta es una producción continua que no puede ser interrumpida, y teniendo en cuenta las necesidades de energía eléctrica que tiene este proceso, cualquier oferta de contrato de abastecimiento es tenido en cuenta. A pesar de no ser el objetivo del presente trabajo la venta de energía a un gran usuario, se considera un dato de importancia en relación al atractivo de la zona en lo que respecta a la generación y consumo de energía eléctrica.

[88] Fuente: CODELER S.A.

Se presenta a continuación una ampliación del mapa anterior para las zonas de Puerto Madryn y Comodoro Rivadavia:




*Fuente: CAMMESA*

En conclusión, el nodo de Puerto Madryn presenta una capacidad ociosa debido a las obras recientemente realizadas de ampliación, mientras que el nodo de Comodoro Rivadavia se encuentra cerca de la saturación. En lo que respecta al criterio de este inciso, las cercanías al nodo de Puerto Madryn se presenta como la mejor alternativa para localizar un parque eólico.

### iii. Costo y Medios de Transporte de Insumos: Cercanía a Puertos y Rutas

El costo de transporte de insumos es uno de los más importantes a tener en cuenta en la instalación de un parque eólico. Debido a la ausencia de materia prima como insumos, se considera que estos son los distintos componentes del aerogenerador a instalar y los materiales necesarios para su obra civil y eléctrica. Los requisitos de transporte varían en función del emplazamiento del parque eólico: se puede utilizar el transporte marítimo, terrestre o por ferrocarril. Actualmente, la red ferroviaria argentina no articula la región patagónica con el

puerto de Buenos Aires por lo que se descarta esa opción, quedando a consideración las rutas nacionales y un transporte marítimo directo al puerto de la zona del emplazamiento del parque.

### i. Rutas

El transporte terrestre de cargas extra-pesadas o sobredimensionadas se hace mediante viajes de convoy de camiones sobredimensionados, no sólo en su largo, sino también en su ancho. Por otro lado, previo al transporte y montaje del aerogenerador, desarrollar estrategias para sortear puentes u otros obstáculos y conseguir los permisos necesarios. Más que por el peso de las piezas, uno de los principales problemas que surge al desarrollar la logística del traslado, es generado por su longitud, que a veces alcanza unos 100 metros, como por ejemplo cuando se trata de las palas. Con respecto a los camiones, está claro que deberán contar con las últimas tecnologías y soportar dimensiones especiales ya que además de las dificultades que supone el acceso al emplazamiento, se añade que en los últimos años, el tamaño y el peso de los aerogeneradores se ha incrementado notablemente.

La columna de camiones debe desplazarse a baja velocidad, entre 30 o 45 km/h con un máximo de 60, y generalmente ocupa la correspondiente calzada en su totalidad o se hace necesario circular en contramano en varios tramos del camino. Todo esto hace que haya que planearlo con antelación para poder cortar el paso de los demás vehículos o controlar el tránsito para resguardar la operación y al resto de los automovilistas. A veces, incluso, es necesario desmontar postes de luz o señales para permitir el paso de los camiones. En otros casos es necesario recurrir a la construcción de nuevos caminos ya que de todas formas estos van a ser utilizados más cotidianamente para las obras de mantenimiento una vez que el parque ya se encuentre en funcionamiento.

Por lo anteriormente dicho, es necesaria una infraestructura de caminos apta para el transporte de los componentes del aerogenerador, siendo las palas el principal limitante en esta etapa. En las siguientes imágenes se puede observar un transporte típico de una pala de un aerogenerador de alta potencia:

El transporte de las palas de los aerogeneradores requiere de rutas del tipo: primarias, secundarias, autopistas o terciarias sin obstáculos y asfaltadas. Este tipo de rutas pueden ser de uno o dos carriles, dependiendo su ancho, siempre que no sean de ancho menor al ancho de la pala del aerogenerador. Cualquier tipo de ruta de tierra es inviable para el transporte de cualquier componente de un aerogenerador. En función de esto, se analizará la existencia del tipo de rutas necesarias en las localidades consideradas. En los mapas siguientes se puede observar la existencia de rutas en las regiones cercanas a Comodoro Rivadavia y Puerto Madryn:[89]

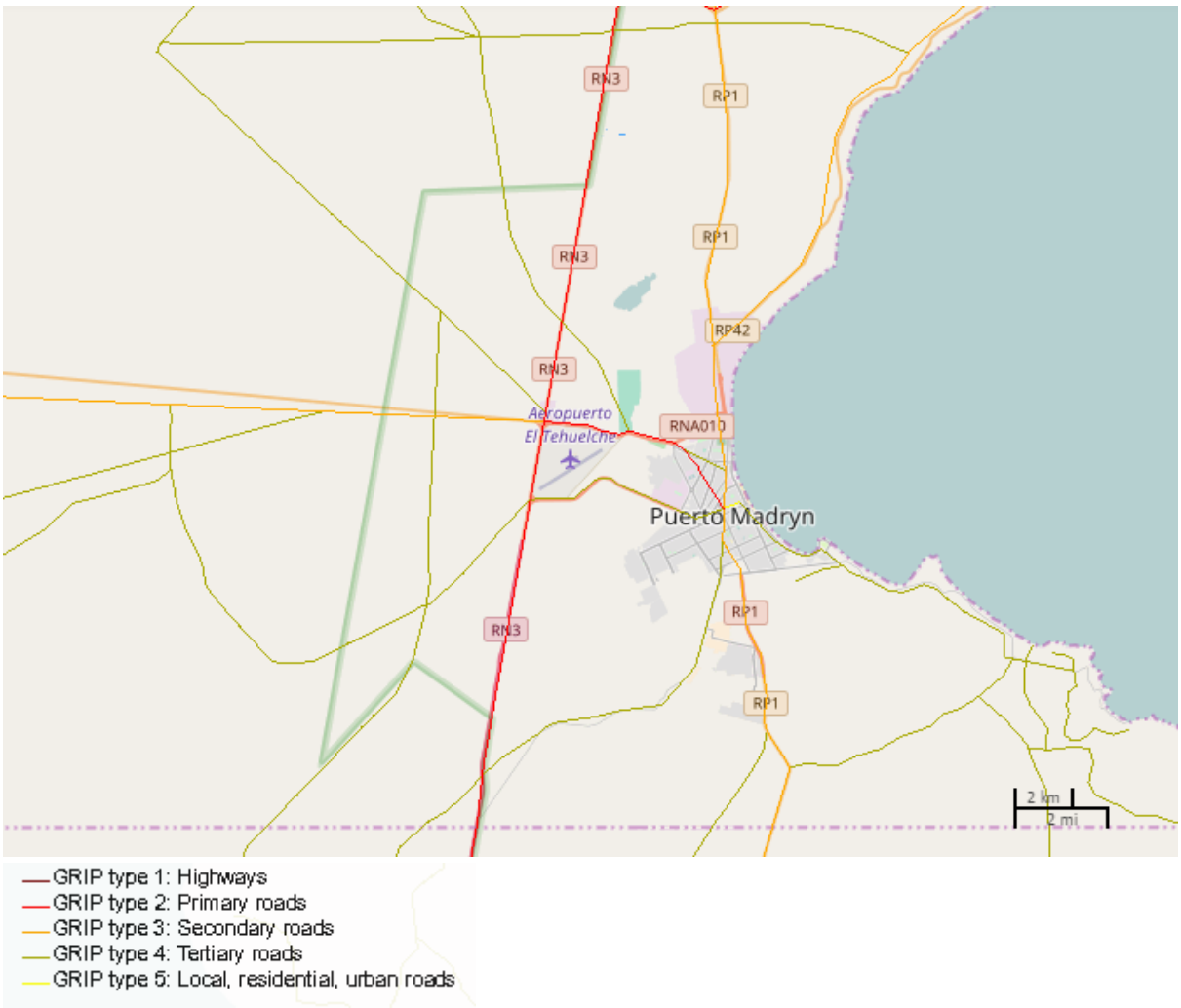
*Rutas en Comodoro Rivadavia*:

[89] Fuente: International Renewable Energy Agency (IRENA)

*Fuente: International Renewable Energy Agency (IRENA), Global Atlas for Renewable Energy*

La ciudad de Comodoro Rivadavia posee una extensa red de rutas primarias, secundarias y terciarias, facilitando el acceso a predios cercanos. Su estructura ramificada permite el transporte de insumos sin limitaciones a predios de gran extensión.

*Rutas en Puerto Madryn*:




*Fuente: International Renewable Energy Agency (IRENA), Global Atlas for Renewable Energy*

La ciudad de Puerto Madryn posee una red de carreteras primarias, secundarias y terciarias de menor extensión y ramificación, pero sin impedir el acceso a terrenos cercanos. A pesar de tener menos alcance que la red de rutas de Comodoro Rivadavia, permite el transporte de insumos a predios cercanos.

### ii. Puertos

Con todas las complicaciones que el transporte terrestre implica se vuelve más costoso que el transporte marítimo por lo que es importante considerar la presencia de un puerto en las zonas a analizar. Tanto Comodoro Rivadavia como Puerto Madryn cuentan con esta ventaja. El análisis de las rutas a tomar una vez descargados los materiales del buque, entonces se convierte en un factor crítico a la hora de comparar costos. Esto último, sin embargo queda por analizarse en la sección de microlocalización, una vez definida la parcela en donde se instalará el parque eólico.

En cuanto a las características técnicas de los puertos, ambos ofrecen servicios de punta:

*Puerto de Comodoro Rivadavia*: Cuenta con los servicios básicos de un puerto como son energía eléctrica, agua potable, combustible, iluminación, balizamiento, sistemas contra

incendio. Tiene acceso directo a los muelles desde el mar y un calado natural que ofrece protección de los vientos y arremetidas del mar para los buques de ultramar que allí se encuentren. Existen además obras de ampliación previstas para terminarse en mayo que permitirán el acceso al muelle de ultramar de dos embarcaciones mercantes a la vez y que se pueda trabajar con seis barcos en simultáneo en el muelle pesquero.

*Puerto de Puerto Madryn*: Cuenta con los servicios básicos de un puerto como son energía eléctrica y con un grupo electrógeno transportable para emergencias, agua potable, iluminación, balizamiento, servicios de emergencias médicas, sistemas contra incendio. Posee también servicios de terceros como suministro de combustible, servicios de estibajes y cargas, talleres navales y recolección de residuos sólidos.

### iv. Disponibilidad y Costo de Mano de Obra Idónea

#### i. Estudio poblacional de la provincia de Chubut

La siguiente tabla muestra la población total y variación intercensal absoluta y relativa por Departamentos de la provincia de Chubut. Se puede observar el fuerte crecimiento de la población del Departamento Biedma (4,6 % anual entre 2001 y 2010), en su amplia mayoría residente en Puerto Madryn.

| Departamento | Población | | Variación absoluta | Variación relativa (%) |
|---|---|---|---|---|
| | 2001 | 2010 | | |
| Total | 413.237 | 509.108 | 95.871 | 23,2 |
| Biedma | 58.677 | 82.883 | 24.206 | 41,3 |
| Cushamen | 17.134 | 20.919 | 3.785 | 22,1 |
| Escalante | 143.689 | 186.583 | 42.894 | 29,9 |
| Florentino Ameghino | 1.484 | 1.627 | 143 | 9,6 |
| Futaleufú | 37.540 | 43.076 | 5.536 | 14,7 |
| Gaiman | 9.612 | 11.141 | 1.529 | 15,9 |
| Gastre | 1.508 | 1.427 | -81 | -5,4 |
| Languiñeo | 3.017 | 3.085 | 68 | 2,3 |
| Mártires | 977 | 778 | -199 | -20,4 |
| Paso de Indios | 1.905 | 1.867 | -38 | -2,0 |
| Rawson | 115.829 | 131.313 | 15.484 | 13,4 |
| Río Senguer | 6.194 | 5.979 | -215 | -3,5 |
| Sarmiento | 8.724 | 11.396 | 2.672 | 30,6 |
| Tehuelches | 5.159 | 5.390 | 231 | 4,5 |
| Telsen | 1.788 | 1.644 | -144 | -8,1 |

Nota: la población total incluye a las personas viviendo en situación de calle.
FUENTE: Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2001 y 2010. INDEC - DGEyC.

*Fuente: Anuario Estadístico 2014 de la Provincia del Chubut. Año 2001-2010.*

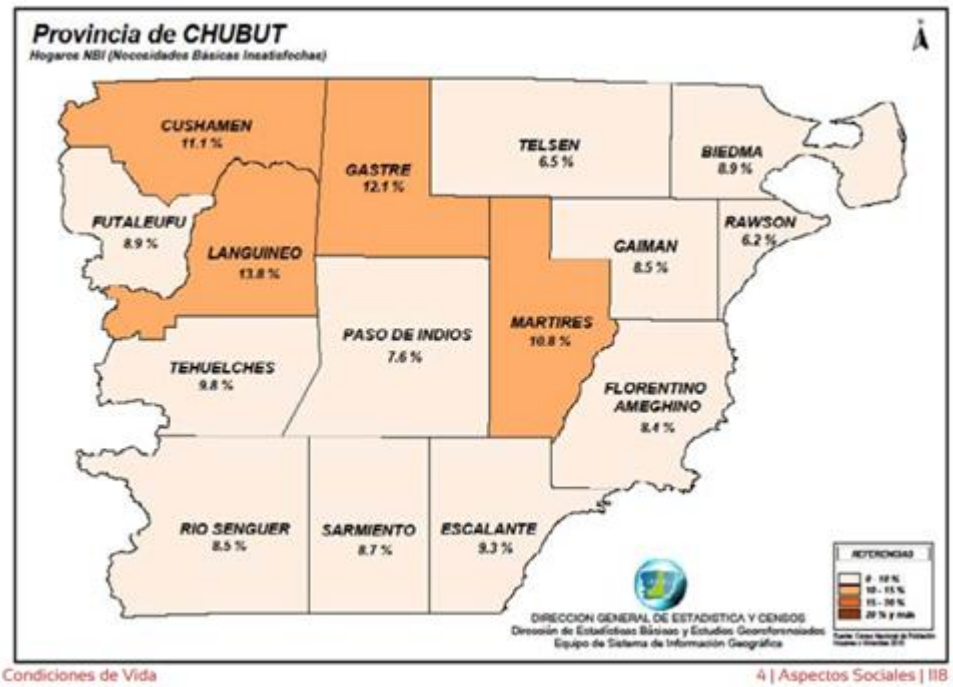
La siguiente tabla muestra la evolución de hechos vitales por área programática de residencia. Chubut. Conforme a estimaciones, la población del Departamento Biedma se ubica entre los 95.000 y 100.000 habitantes. El Departamento Biedma integra el Área Programática Norte

junto a los Departamentos de Telsen y de Gastre, ambos de muy baja densidad poblacional. La población de ambos Departamentos (Gastre y Telsen) ronda los 3000 habitantes y pierden el 1 % de los habitantes cada año.

| Area Programatica | | 2010 [c] | 2011 [c] | 2012 [c] | 2013 [b] | 2014 | 2015 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Población Proyectada al 30 de Junio y Poblacion Censal | Provincia | 509.108 | 509.108 | 509.108 | 545.656 | 556.319 | 566.922 |
| | Norte[1] | 85.954 | 85.954 | 85.954 | 92.124 | 98.739 | 101.984 |
| | Trelew[2] | 146.726 | 146.726 | 146.726 | 157.259 | 154.744 | 156.146 |
| | Esquel | 72.470 | 72.470 | 72.470 | 77.673 | 77.195 | 78.112 |
| | C.Rivadavia | 203.958 | 203.958 | 203.958 | 218.600 | 225.641 | 230.680 |
| Tasa Natalidad (por 1000 habitantes) | Provincia | 19,37 | 18,95 | 18,63 | 18,15 | 17,38 | 16,97 |
| | Norte[1] | 19,45 | 19,75 | 19,30 | 18,99 | 16,85 | 16,55 |
| | Trelew[2] | 18,16 | 17,24 | 17,05 | 16,38 | 16,77 | 16,06 |
| | Esquel | 16,57 | 16,19 | 16,46 | 16,17 | 15,29 | 14,13 |
| | C.Rivadavia | 21,19 | 20,82 | 20,26 | 19,78 | 18,74 | 18,74 |
| Tasa Mortalidad General (por 1000 habitantes) | Provincia | 5,54 | 5,29 | 5,59 | 5,32 | 5,34 | 5,34 |
| | Norte[1] | 4,34 | 4,22 | 4,10 | 4,29 | 4,14 | 3,89 |
| | Trelew[2] | 5,92 | 5,66 | 6,22 | 5,76 | 6,10 | 6,17 |
| | Esquel | 5,66 | 5,24 | 5,99 | 5,38 | 5,30 | 5,59 |
| | C.Rivadavia | 5,71 | 5,48 | 5,63 | 5,43 | 5,34 | 5,32 |

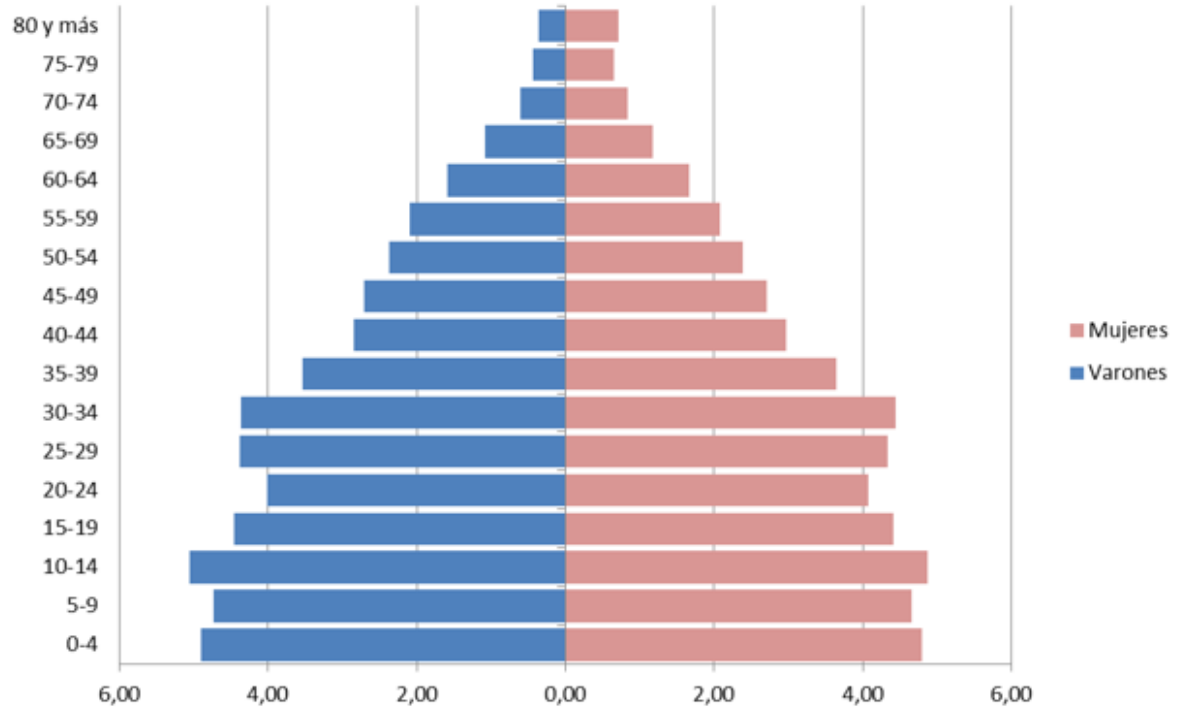
*Fuente: Ministerio de Salud de Chubut. Año 2000-2015.*

En el siguiente mapa, se muestran los porcentajes de población con Necesidades Básicas Insatisfechas por Departamento de la Provincia.




*Censo 2010 que se consignan en el Anuario Estadístico de Chubut correspondiente al año 2014*

En el siguiente gráfico se puede observar la población total por sexos, según grupos quinquenales de edad[90]:




*Fuente: Censo Puerto Madryn. Año 2010*

A la luz de este análisis, es necesario considerar la disponibilidad de mano de obra de las distintas zonas donde se está evaluando la ubicación. Tanto Comodoro Rivadavia como Puerto Madryn (ambas ciudades de más de 100.000 habitantes) cuentan con mano de obra calificada y experimentada en construcciones.

En Comodoro Rivadavia ya se ha construido el parque eólico Antonio Morán, en 1994. Por otra parte, entre las ciudades de Puerto Madryn y Trelew se construyó en 2013 el parque eólico Loma Blanca y en su construcción se utilizó mano de obra de ambas ciudades. Con lo cual, tanto Comodoro como Puerto Madryn y Trelew cuentan con mano de obra con experiencia en construcción de parques.

Por otro lado, al ser Comodoro una ciudad dedicada en su gran mayoría a la actividad petrolera, la ciudad cuenta con una distorsión de los precios propia de las ciudades petroleras como también ocurre en la ciudad de Neuquén. Esto genera que los alquileres, los sueldos y la canasta básica sean algo o bastante más cara que en el resto del país. Esto se traduce también a los sueldos de la mano de obra.

### v. Costo y Disponibilidad de Terrenos

El emplazamiento de un parque eólico requiere de extensiones de tierra libres de edificaciones u obstáculos, de superficie proporcional a la cantidad de aerogeneradores a instalar, preferentemente alejados de centros urbanos. Es necesario analizar la existencia de terrenos disponibles como el costo promedio de los mismos, pues ambos factores pueden actuar como

[90] Anexo: Población Total por Sexo, Puerto Madryn.

limitantes al tamaño del parque. El uso actual de dichos terrenos para actividades ganaderas o agrícolas no constituye una limitación, pudiendo construir el parque sobre terrenos que hayan tenido otros usos, o donde se hayan desarrollado otro tipo de actividades económicas que no hayan modificado su morfología.

En primer lugar, se analizará la disponibilidad de terrenos en las dos regiones hasta ahora consideradas: Puerto Madryn y Comodoro Rivadavia. En segundo lugar, se analizará el costo de los terrenos siguiendo dos posibles criterios:

- Venta directa
- Usufructo

### i. Disponibilidad de Terrenos

En las cercanías de Puerto Madryn existe una gran variedad de terrenos sin edificar. La ciudad constituye el principal centro urbano, rodeado de vastas extensiones de tierra llanas sin usos edilicios. Dichas tierras constituyen posibles alternativas a la ubicación del parque, en primera instancia[91].

En el siguiente mapa, es posible observar la gran variedad de terrenos existentes en la región de Puerto Madryn:

*Fuente: Google Earth*

Se pone especial énfasis en la existencia de terrenos cercanos a las principales rutas primarias y secundarias:

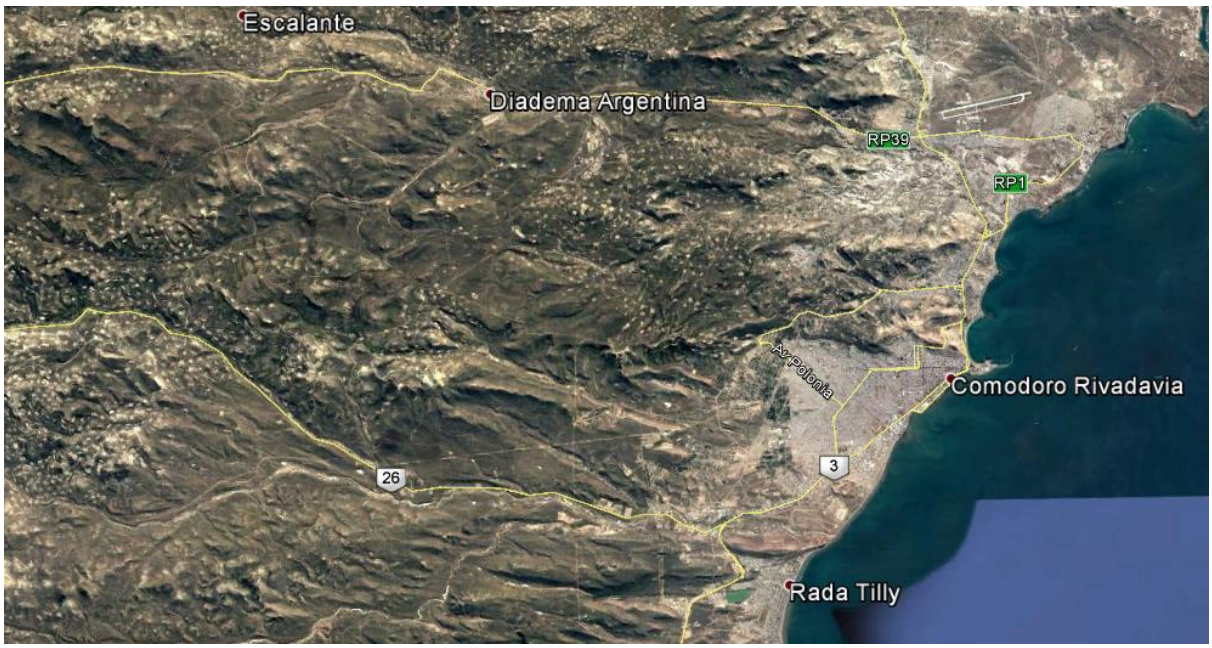
[91] No todos los terrenos serán soluciones factibles. La decisión final debe ponderar factores que se analizaran en sucesivos incisos, y en el estudio de Microlocalización.

*Fuente: Google Earth*

La situación de Comodoro Rivadavia es similar: la ciudad constituye el único principal centro urbano, con una vasta extensión de tierra sin edificaciones en los alrededores. Sin embargo, la topografía de la zona no es la ideal, lo cual limita la cantidad de terrenos disponibles[92]. Además, en la región existe un alto nivel de actividad de la industria petrolera, lo cual genera una competencia por el uso del terreno debido a la perforación de pozos de exploración y/o explotación.

Es posible observar la existencia de terrenos sin edificar en el siguiente mapa:

[92] Este punto será explicado y justificado en el siguiente inciso: Estudios Topográficos Generales del Terreno.




*Fuente: Google Earth*

La existencia de pozos de perforación se evidencia al realizar una ampliación al mapa anterior:

*Fuente: Google Earth*

En primer lugar, la disponibilidad de terrenos en la zona de Comodoro Rivadavia se encuentra limitada debido a la competencia por los mismos con la industria petrolera. La alta rentabilidad de los proyectos de explotación de crudo en comparación con los de explotación eólica, genera que se priorice a los primeros en el uso del terreno. Adicionalmente, existen zonas de exclusivo

uso para la explotación petrolera[93], reduciendo las alternativas disponibles para el emplazamiento de proyectos eólicos.

En segundo lugar, los terrenos donde se han realizado perforaciones quedan inutilizables, excepto que se tapen los pozos existentes y se respeten las distancias de seguridad pertinentes. Sin embargo, esto resulta en mayores costos y menor aprovechamiento del terreno, limitando la rentabilidad de un potencial proyecto eólico en el sitio.

### ii. Costo del Terreno

Para la adquisición del terreno se pueden optar por dos contratos, o de compra o de usufructo. Ambos contratos serán evaluados en detalle en la siguiente Entrega Económica Financiera y se optara por el tipo de contrato que deje un mejor flujo de caja, con el menor riesgo de inversión.

Dado que el terreno seleccionado para este Parque Eólico se ubica a las afueras de la ciudad de Puerto Madryn, y esta zona no está preparada para la explotación ganadera y agrícola, el valor de la hectárea no es elevado. De este modo se estima que el costo de las 6.000 hectáreas del predio "El Laudonio" es de 1.400.000 dólares.

Por otra parte, existe la posibilidad de optar por un contrato de usufructo, en donde se paga una cuota variable durante 30 años. La cuota inicial tiene un valor de 200.000 dólares el año, y al correr de los años va ir incrementándose en base a la inflación anual del país y a la producción obtenida en dicho año.

### vi. Estudios Topográficos Generales del Terreno

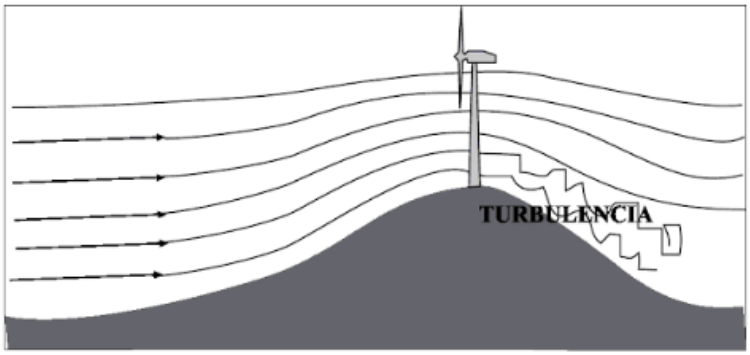
El relieve y la rugosidad del terreno son dos factores que influyen en la velocidad del viento, ya que dependiendo de su estilo tectónico puede ocasionar un aumento o disminución del mismo. Adicionalmente, otro aspecto a tener en cuenta es el nivel de turbulencias que se ocasionan en la zona, dado que se requiere de un bajo nivel de las mismas para optimizar el rendimiento del aerogenerador, reducir esfuerzos mecánicos de fatiga sobre la máquina y así prolongar su vida útil.

Las colinas suaves, mesetas o cimas redondeadas, con pendiente despojada de vegetación u obstáculos son zonas potencialmente aptas para la instalación de un Parque Eólico, ya que aprovechan el efecto acelerador del relieve. Mientras que las fuertes pendientes, como por ejemplo acantilados, grandes montañas, son los peores lugares para la construcción del Parque, debido a la formación de turbulencia en la zona.

En cuanto a los efectos aceleradores, los accidentes del terreno suave, influyen positivamente en la aceleración local del viento, dado que el viento a lo largo de la pendiente se acelera dándose la máxima velocidad en la cima de la colina, que es el lugar donde se encuentra el aerogenerador. A diferencia que un accidente abrupto disipa la energía del viento debido a las turbulencias que se ocasionan.

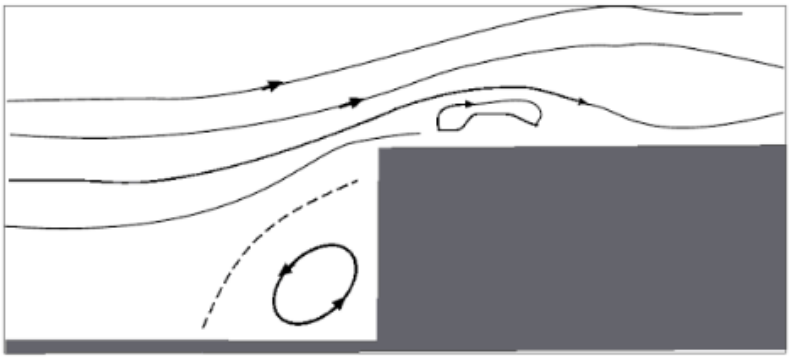
Las siguientes imágenes evidencian los efectos aceleradores en ambas zonas.

[93] Por ejemplo, la zona de Cerro Dragón.




*Fuente: Genneia*

En la imagen de arriba se puede observar el efecto de aceleración de vientos que se producen sobre colinas suaves.



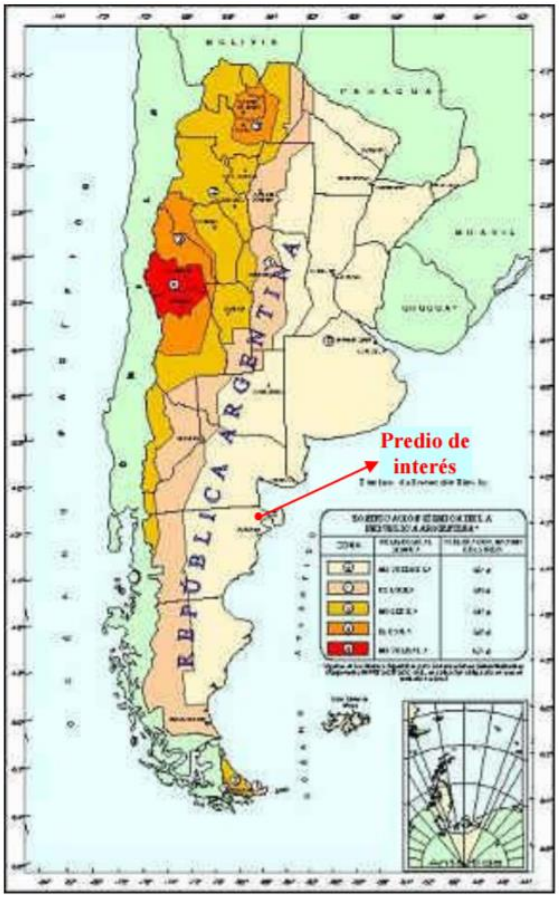
*Fuente:Genneia*

En la imagen de arriba se puede observar turbulencias en la parte de arriba y abajo de acantilados y pendientes angulosas.

Tanto Comodoro Rivadavia como Puerto Madryn se caracterizan por poseer un paisaje de mesetas. Conforma un relieve plano a levemente ondulado, con una suave pendiente hacia el este a nordeste y un aumento en sus cotas de norte a sur, lo cual favorece el efecto de aceleración del viento como se describió anteriormente.

Por otra parte, el país se zonifica según un "Coeficiente Sísmico Zonal", cuya escala es 0,013 Muy bajo, 0,025 Bajo, 0,050 Mediano, 0,10 Alto y 0,12 Muy alto. De acuerdo a esta escala la región de la Patagonia Oriental, donde se encuentra el predio, le corresponde el valor 0,013 Muy bajo, lo cual es sumamente positivo.

En la siguiente imagen se puede observar el Mapa de Zonificación Sísmica, según la peligrosidad sísmica.




*Fuente: INPRES*

## vii. Climatología

Desde el punto de vista climatológico, la nieve y las heladas son fenómenos atmosféricos que pueden provocar problemas en las instalaciones del parque, ya que ocasionan alteraciones del empuje aerodinámico de las palas y dificultan el mantenimiento.

El hielo se puede formar o depositar tanto en las superficies rotantes como en las no rotantes. Los efectos más adversos ocurren en el rotor:

- Interferencia en el funcionamiento de dispositivos de limitación de velocidad como las aletas de la punta.
- Aumento en la carga estática del rotor
- Alteraciones en el equilibrio dinámico del rotor, acelerando los efectos de la fatiga.
- Reducción de la captura de energía mediante alteraciones en el perfil aerodinámico del rotor.
- Los fragmentos de hielo pueden ser propulsados y representar un peligro para la seguridad de la población y de las propiedades cercanas. Trozos de mayor tamaño también pueden golpear y dañar al rotor.

El hielo también se puede acumular en las partes fijas del aerogenerador como la nacelle, la torre o la escalera dificultando el acceso a las componentes y complicando el mantenimiento periódico. Puede interferir en el funcionamiento normal de los mecanismos de control de velocidad y orientación y su presencia en los elementos estructurales aumenta la carga del viento ya que aumenta la superficie de impacto.

La nieve por su parte, puede ser transportada fácilmente por el viento y existe el riesgo de que entre con este en aperturas de las partes del aerogenerador que en general poseen aperturas para los sistemas de enfriamiento por aire. Al depositarse, la nieve puede deteriorar los sistemas eléctricos u obstruir dichas aperturas interfiriendo con la circulación normal del aire.[94]

Mientras las lluvias ligeras pueden llegar a degradar el desempeño de las turbinas hasta en un 20%, las lluvias fuertes han demostrado que pueden degradarlo hasta en un 30%. Por otro lado, el efecto de las nevadas mezcladas con lloviznas puede degradar el desempeño hasta en un 36%. Estos efectos, sin embargo, están muy relacionados con la frecuencia de las lluvias y posteriores estudios arrojaron que en condiciones climáticas de bajas frecuencias de lluvias (hasta 8 mm/h), el efecto en el desempeño se vuelve positivo llegando hasta un 3% de mejora en el desempeño originado por una reducción en la aspereza de las paletas o efectos de la lluvia en los anemómetros, aunque estos últimos se vuelven despreciables.[95]

Puerto Madryn, se caracteriza por poseer una temperatura promedio anual de 14 grados centígrados, con una máxima en verano de 35 grados y una mínima en invierno inferior a los 5 grados centígrados. Si bien en invierno las temperaturas suelen ser bajas, raramente se producen nevadas, lo cual favorece la instalación del parque en dicha zona.

En Comodoro Rivadavia, se aprecian inviernos frescos y más lluviosos y un verano seco y cálido. La temperatura media máxima de los meses de enero, febrero y marzo es de 24,2 grados centígrados y la media mínima es de 12,4 grados; durante los meses de junio, julio y agosto la temperatura media máxima es de 11,3 grados y la mínima de 3,4 grados. Se enmarca en el árido patagónico, con precipitaciones anuales normales escasas, el viento predominante es el cuadrante oeste con una velocidad media de 12 m/s con ráfagas violentas y persistentes.

### viii. Disponibilidad y confiabilidad de los servicios: agua, energía eléctrica y gas

Principalmente, los servicios serán utilizados durante la obra civil por lo que es importante asegurar un confiable suministro en dicha etapa. Posteriormente, se hará uso de la energía eléctrica para la iluminación y la alimentación de mecanismos eléctricos.

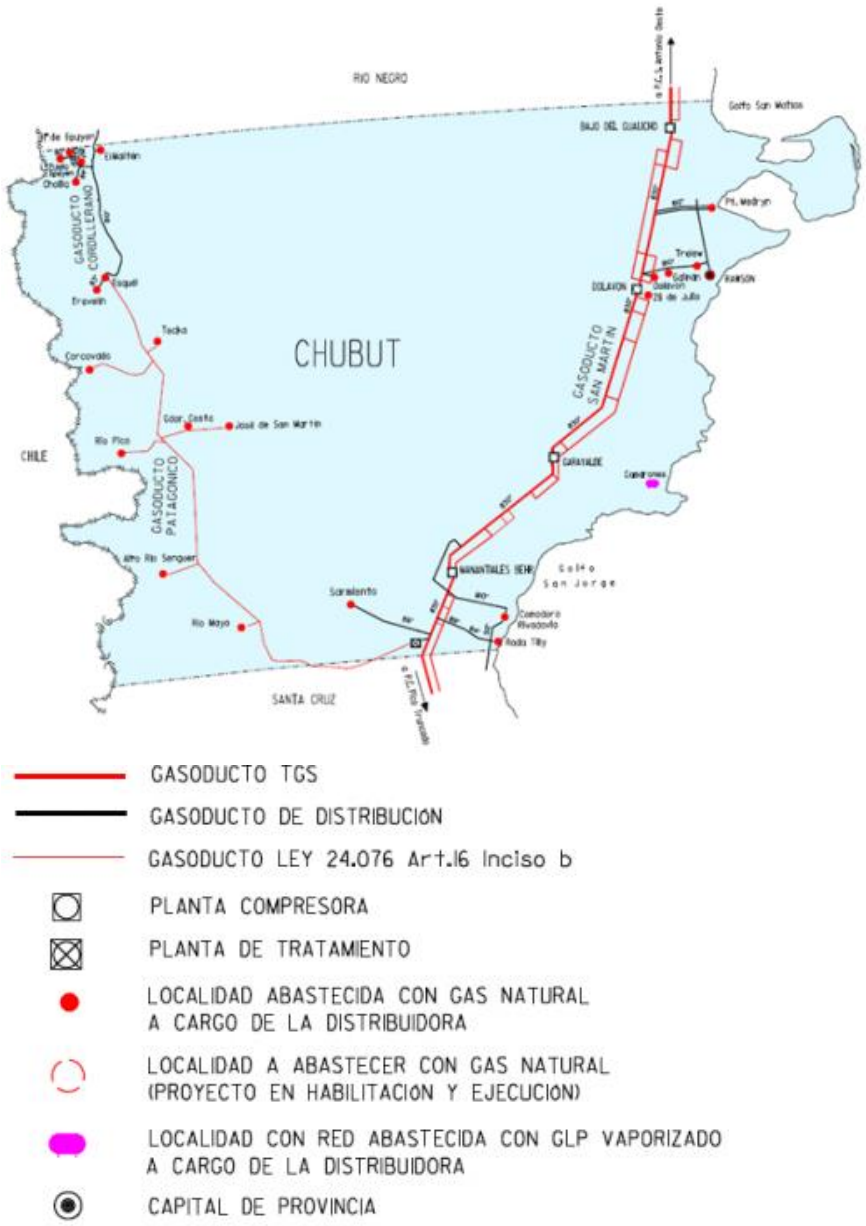
La provincia posee un alto porcentaje de acceso a los principales servicios públicos:

| Infraestructura | Chubut |
|---|---|
| Agua de red 2010 (en % de hogares con acceso) | 96,4% |
| Desagüe a red 2010 (en % de hogares con acceso) | 77,7% |
| Energía eléctrica de red 2010 (en % de hogares con acceso) | 96,8% |
| Red de gas 2010 (en % de hogares con acceso) | 87,9% |
| Internet: conexión a banda ancha dic. 2011 (en %, cada 100 habitantes) | 17,0% |

[94] Fuente: University of Massachusetts at Amherst, “Wind Energy: Cold Weather Issues”
[95] Fuente: Estudio experimental realizado por la universidad de Harvard, “Effects of precipitation on wind turbine performance”.

*Fuente: Dirección General de Censos y Estadística de Chubut*

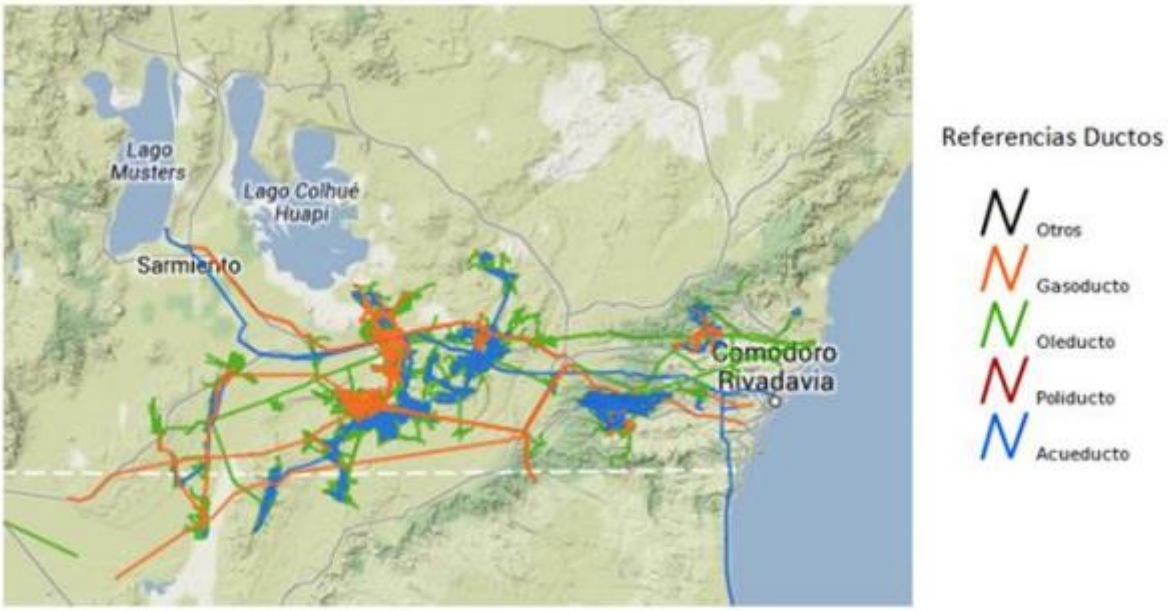
La red de gasoductos se encuentra ubicada principalmente en la zona este y oeste a lo largo de la provincia, siendo la principal transportadora de gas la empresa TGS (Transportadora Gas del Sur). Al día 11 de noviembre de 2013 la inyección recibida de gas en la provincia fue de 6,3 millones de $m^3$.




*Fuente: ENARGAS*

El principal acueducto de la provincia es el Jorge Carstens. Operado por la Sociedad Cooperativa Popular Limitada, abastece a las localidades de Sarmiento, Comodoro Rivadavia y Rada Tilly pertenecientes a la Comarca Senguer-San Jorge y a la ciudad de Caleta Olivia en la Provincia de Santa Cruz. Inaugurado el 4 de diciembre de 1999, posee una extensión de 224 km. y abastece de agua a 350 mil habitantes. Permite dotar a Comodoro Rivadavia y la zona de influencia de 150 mil $m^3$/día de agua. Tiene su origen en el Lago Musters, de donde toma el

agua que, una vez tratada por un proceso de potabilización convencional, es bombeada a los diferentes centros de consumo a través de un sistema de dos acueductos a los que, debido que fueron construidos separados en el tiempo, en general se llama Acueducto Viejo y Acueducto Nuevo.




.

*Fuente: Secretaría de Energía y Minería*

Existen, sin embargo restricciones de suministro, ya que el consumo de la zona aumenta en base al crecimiento de población pero la disponibilidad de bombeo es la misma hace 20 años. Sumado al deterioro que presentan las redes de medio siglo de antigüedad, son la razón de los cada vez más frecuentes cortes de agua en la región. La calidad por otro lado, tanto en Comodoro Rivadavia como en Puerto Madryn no sería un problema ya que no se utiliza para consumo ni para el proceso productivo.

Por otra parte, en el año 2007, se concretó la obra que permitió contar con nuevo acueducto en el tramo Trelew - Puerto Madryn. Consistió del tendido de 53 km. de cañería paralelos a la Ruta Nacional 3 que va desde la ciudad de Trelew hasta Puerto Madryn.

*Fuente: Google Earth*

### ix. Promoción industrial

Para promover el desarrollo de fuentes de energías renovables, por medio de la creación de leyes nacionales, provinciales y decretos, se creó un esquema de incentivos tanto fiscales como legales para los proyectos relacionados con estas fuentes de energía.

Oficialmente este programa de desarrollo promovido por el ministerio de energía y minería se conoce como RenovAr y está sustentado principalmente por las leyes 26.190, 27.191 (actualización de algunos incisos de la ley 26.190) y el decreto 531/2016. Dichos instrumentos legales fueron explicados en la Entrega de Mercado. Si bien el objetivo central está puesto en la generación, la ley también busca fomentar la industria nacional de provisión para el sector de energías renovables, ya que también plantea mayores incentivos para aquellos productores que utilicen tecnología argentina en sus equipos.

En segundo lugar, existe un régimen de promoción industrial a nivel provincial en la provincia de Chubut, región elegida para el emplazamiento del parque.

#### i. Promoción a Nivel Nacional

Los instrumentos más utilizados para la promoción industrial de proyectos eólicos a nivel nacional son:

- Subsidios: Constituyen el pago por parte del estado de parte del precio real de los insumos requeridos o del costo de la inversión necesaria, a fin de estimular la actividad del sector. Se uso es común en las etapas iniciales del desarrollo de la industria. Las

ventajas son la sencillez del sistema y el pago por adelantado de las subvenciones. La desventaja es la incapacidad de distinguir entre buenos y malos proyectos.

- Tarifas Especiales[96]: Constituyen el método más eficiente, hasta el momento, para promover la industria de la energía eólica. Consiste en la fijación del precio de la energía a lo largo de la vida útil de las turbinas, en montos que garanticen la rentabilidad del proyecto. La definición del monto suele realizarse a través de licitaciones, y la garantía de pago se resuelve a través de la creación de fideicomisos.
- Bonos Verdes: Los generadores reciben certificados (bonos) acorde a su producción, los cuales pueden ser intercambiados en un mercado secundario, impactando positivamente en el flujo de fondos del proyecto. Sin embargo, este sistema no ha tenido un éxito marcado en el incentivo de la industria eólica en Argentina.

### ii. Promoción a Nivel Provincial

La provincia de Chubut cuenta con políticas de promoción a la energía eólica (y energías renovables en general) a través de la Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables. Las leyes y decretos provinciales sancionados son los siguientes:

- Ley XVII N°95[97]: La misma establece beneficios fiscales y estabilidad impositiva a los proyectos de energías renovables desarrollados en la provincia.
- Decreto N°1114-2011[98]: El mismo constituye una reglamentación de la ley de energías renovables provincial, declarando los proyectos de energías renovables de interés nacional y priorizando su localización frente a otros proyectos.

A fin de no extender por demás, se citan dichas leyes y sus alcances en sus respectivos anexos.

## x. Matriz de Macrolocalización

En cuanto a los métodos de evaluación que se utilizaron para las opciones de macrolocalización, se tratan de metodologías cualitativas y no cuantitativas ya que tienen mayor validez en la elección de la macrozona y no del lugar específico.

El criterio de antecedentes industriales no servirá para definir entre las dos opciones presentadas ya que ambas poseen antecedentes en la instalación de parque eólicos. En cuanto al criterio del factor dominante, ambas localizaciones satisfacen la cercanía a la fuente del insumo principal que es el viento de buena calidad.

Se utiliza entonces una matriz de decisión para comparar las características de las opciones. Los factores relevantes en la macrolocalización de este tipo de proyectos son:

- Buena calidad de recurso eólico
- Disponibilidad de terrenos
- Cercanía a puerto
- Rutas aptas para el transporte de las partes
- Nodo cercano con capacidad ociosa

[96] RenovAr utiliza un esquema de Tarifas Especiales.
[97] Anexo: Ley XVII N°95.
[98] Anexo: Decreto N°1114-2011.

- Acceso a servicios
- Disponibilidad de mano de obra
- Topografía
- Climatología

| NECESIDADES | | | ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Comodoro Rivadavia | | | Puerto Madryn | | |
| OBLIGATORIAS | Recurso eólico (RE) | | sí | | | sí | | |
| | Nodo cercano | | sí | | | sí | | |
| | Rutas | | sí | | | sí | | |
| | Predio | | sí | | | sí | | |
| | Servicios | | sí | | | sí | | |
| DESEABLES | Calidad de RE | 45 | Bueno | 5 | 225 | Excelente | 9 | 405 |
| | Capacidad ociosa del nodo | 20 | Regular | 3 | 60 | Buena | 5 | 100 |
| | Cercanía a puerto | 5 | Excelente | 10 | 50 | Excelente | 10 | 50 |
| | Mano de obra | 3 | Regular | 4 | 12 | Muy buena | 8 | 24 |
| | Costo de terreno | 2 | Regular | 3 | 6 | Bueno | 5 | 10 |
| | Topografía | 15 | Bueno | 5 | 75 | Excelente | 9 | 135 |
| | Climatología | 5 | Muy bueno | 7 | 35 | Muy bueno | 7 | 35 |
| | Promoción industrial | 5 | Muy bueno | 8 | 40 | Muy bueno | 8 | 40 |
| | | 100 | | | 503 | | | 799 |

Aunque ambas opciones cumplen con las necesidades obligatorias, por lo que no se descarta ninguna de antemano, se observa que la alternativa de Puerto Madryn resulta la más conveniente con un puntaje de 799 en la matriz de decisión. Por consiguiente, se procede a un estudio más específico dentro de esta zona.

## ii. Microlocalización

El estudio de Microlocalización tiene como objetivo definir la ubicación exacta del proyecto, utilizando como base la información y la región elegidas en el estudio de Macrolocalización. Los criterios definidos para evaluar la microlocalización del parque eólico son, algunos distintos a los criterios elegidos en el estudio de macrolocalización, y otros su equivalente a menor escala. Éstos son los siguientes:

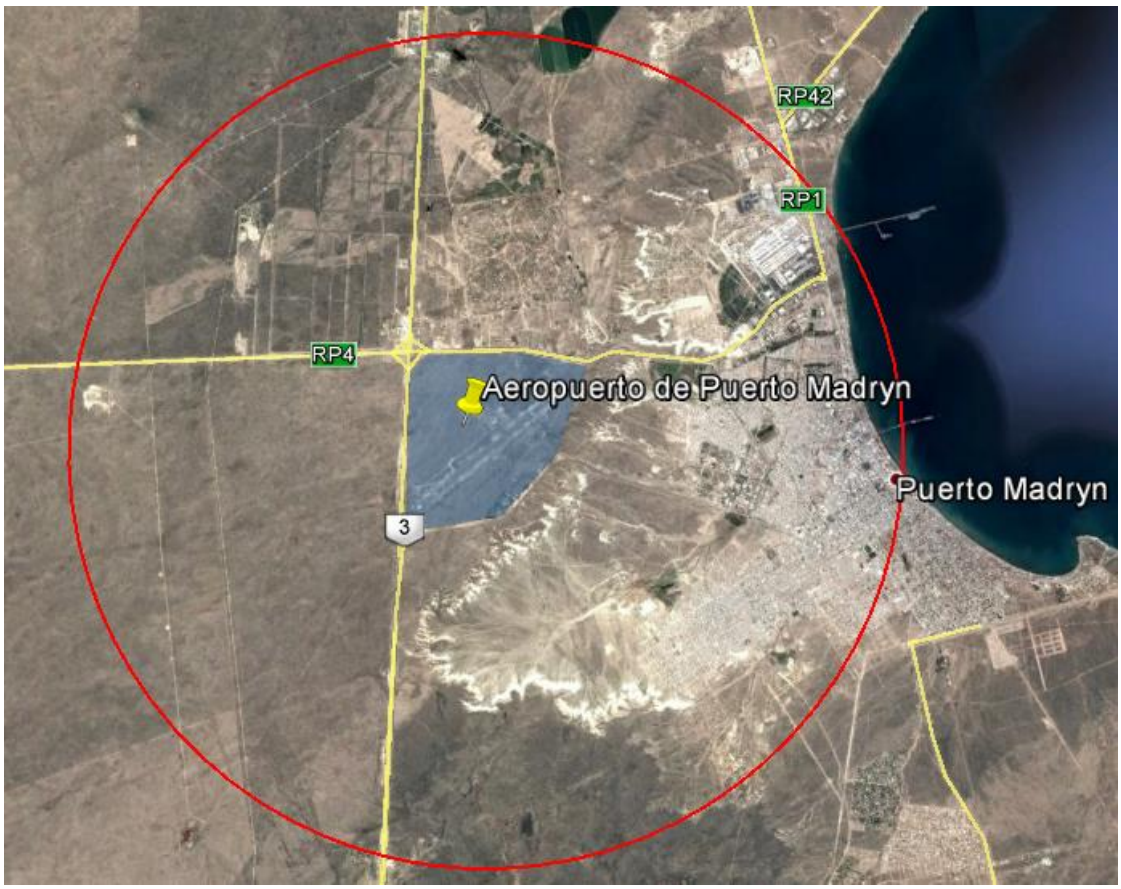
- Evaluación del Recurso Eólico
- Costo de Transporte: Cercanía al Nodo
- Restricciones Legales: Cercanías a Aeropuertos
- Costo y Disponibilidad de Terrenos
- Estudios Hidrológicos
- Factores Ambientales: Estudio de Impacto Ambiental
- Disponibilidad de servicios (energía eléctrica, agua, gas).

### i. Restricciones Legales: Cercanías a Aeropuertos, Bases Militares o Reservas Ecológicas

La existencia de aeropuertos representa una restricción importante al momento de determinar el emplazamiento de un parque eólico. Debido a que los aerogeneradores pueden alcanzar alturas de hasta 120 metros, es posible que exista peligro de colisión con aviones en etapas de despegue o aterrizaje. Por ende, según la Ley 17.285 que dicta el código aeronáutico y la normativa de la ANAC, debe existir una distancia de 6 kilómetros entre cualquier aeropuerto y un parque eólico.

La provincia de Chubut presenta cuatro aeropuertos: tres principales con habilitación internacional en la ciudad de Comodoro Rivadavia, Trelew y Esquel, y uno de cabotaje ubicado en la ciudad de Puerto Madryn.

A continuación se puede observar el aeropuerto de Puerto Madryn, y el área restringida por un círculo de radio de 6 km concéntrico a este:




*Fuente: Google Earth*

Es posible observar que varios terrenos quedan restringidos del conjunto de soluciones debido a su cercanía al aeropuerto. Aun así, la mencionada restricción no limita fuertemente la cantidad de terrenos aptos existentes para la instalación del parque, habiendo todavía vastas extensiones de territorio sin utilizar. Esto se puede observar en una más general del mapa anterior:

*Fuente: Google Earth*

Teniendo en cuenta esta restricción, es posible discriminar aquellas microlocalizaciones que no son aptas para el emplazamiento de un parque eólico de aquellas que sí lo son. Si bien existen una gran cantidad de candidatos, es necesario profundizar la discriminación con criterios adicionales a fin de encontrar la ubicación óptima, es decir, aquella que impacte más favorablemente en el desarrollo económico del proyecto.

### ii. Costo de Transporte de la Energía: Cercanía al Nodo

La existencia de un nodo en la región a analizar es condición necesaria para el acceso a la red, como se explicó en el estudio de macrolocalización. El parque eólico se habrá de conectar al nodo a través de líneas de transmisión que irán desde el parque hasta la subestación en cuestión. Dichas líneas de transmisión tienen un costo asociado que depende de su extensión, y su instalación corre por cuenta de quien desee conectarse al SADI. Por lo tanto, en el estudio de microlocalización se debe considerar la cercanía al nodo como un factor de discriminación entre los terrenos considerados, pues una lejanía considerable impacta negativamente en la viabilidad económica del proyecto.

La estación transformadora de Puerto Madryn se ubica sobre la Ruta N3, a 4,5 kilómetros de la intersección entre la Ruta N3 y la Ruta Provincial 4 (RP4). A continuación se puede observar una imagen satelital de la misma.

*Fuente: Google Earth*

En una imagen más global, es posible observar su ubicación geográfica y la cercanía de los terrenos hasta ahora considerados con respecto a ésta:

*Fuente: Google Earth*

Donde se decida realizar el parque eólico, se deberá extender una línea de tensión hasta la subestación indicada.

### iii. Disponibilidad de servicios (energía eléctrica, agua, gas)

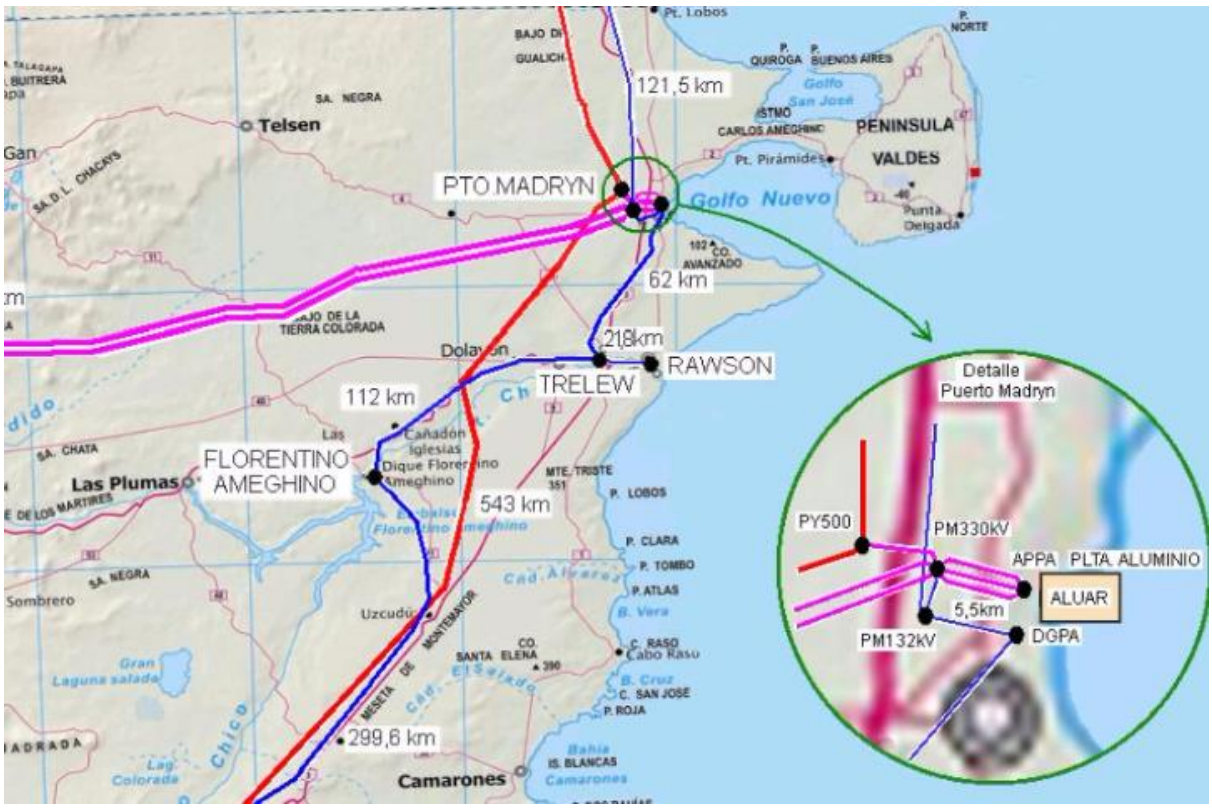
Como se vio en la parte de macrolocalización, la región cuenta con suministro de agua para la ciudad de Puerto Madryn. A la hora de analizar las microlocalizaciones posibles, puede considerarse que la disponibilidad de agua es uniforme ya que la misma llega desde el sur de la ciudad a través del acueducto norte Trelew - Puerto Madryn y distribuido luego por la red de aguas corrientes a la zona urbana.

Ya que se desea mantener una cercanía al puerto, la zona de emplazamiento se encontrará en los alrededores de la ciudad y por esta razón no es un factor determinante a estudiar en cuanto a la microlocalización. Sin embargo, es importante establecer que no todas las posibles opciones para el emplazamiento del proyecto poseen suministro de agua ya que se tratan de zonas rurales. Esto también se cumple para el suministro de energía eléctrica y gas. Por esta razón, una vez que haya sido seleccionado el terreno habrá que planificar cómo satisfacer los requerimientos de servicios.

### iv. Descripción del lugar elegido

El Parque Eólico se va a situar en un predio sobre la costa al noroeste de la provincia de Chubut. Específicamente entre 10 y 30 km. de la ciudad de Puerto Madryn.

En la siguiente imagen se puede observar la localización del Parque Eólico dentro de la Provincia de Chubut, en donde se utilizaron las iniciales P.E. para hacer referencia al mismo.




*Fuente: Aluar*

El predio se lo denomina “Laudonio”, y se encuentra dentro de los límites de un polígono limitado por los siguientes valores:

| | Longitud | Latitud |
|---|---|---|
| Vértice 1 | -65.2084 | -42.6764 |
| Vértice 2 | -65.2052 | -42.7387 |
| Vértice 3 | -65.1444 | -42.7428 |
| Vértice 4 | -65.1297 | -42.6743 |

*Fuente: Google Earth*

### i. Vías de acceso

Una de las ventajas de esta zona es su proximidad al puerto internacional de Puerto Madryn, lo que facilita la importación de equipos. El predio se ubica a unos 3 km al Oeste de la rotonda en la que se cruzan la Ruta Provincial Nº 4, la Ruta Nacional Nº 3 y la Ruta Nacional Nº A010. Esta última Ruta permite el traslado de equipos y mercaderías desde el Puerto "Almirante Storni", y la Ruta Nacional Nº3, que une por el este a las provincias de Buenos Aires, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego, facilita la llegada al parque de los insumos provenientes del Norte de Argentina. La Ruta Nacional Nº A010 también permite el traslado de materiales (básicamente Hormigón Elaborado) y estructuras desde los talleres de las empresas contratistas ubicados sobre el Parque Industrial Pesado de Puerto Madryn, a unos 9 km al Este del parque.

### ii. Conexión a la Red Eléctrica

Por el predio "Laudonio" cruzan las dos líneas de 330 kV que vinculan la represa de Hidroeléctrica Futaleufú con la Estación Transformadora "Ruta 3" de TRANSPA SA, y la línea de 500 kV de TRANSENER que se dirige a Pico Truncado.

### iii. Requerimientos de servicios

#### *i. Energía eléctrica*

Para la etapa de Preparación del Sitio, se instalarán grupos electrógenos ya que el predio donde se montará el parque no cuenta actualmente con suministro de energía eléctrica de la red pública.

Durante la etapa de OyM, se necesitará energía eléctrica para la iluminación de las instalaciones, la calefacción, refrigeración y suministro de energía a los equipos de control. Como una primera estimación se considera que el consumo puede llegar a 1 GWh/año. Mientras los molinos se encuentren en funcionamiento, los mismos proveerán la energía necesaria y en los periodos en los que el parque se encuentre fuera de servicio, la energía se tomará directamente de la red del MEM.

### *ii. Gas*

El combustible que utilizarán los distintos equipos, máquinas y vehículos durante la Preparación del Sitio será GasOil que se suministrará a demanda siendo entregado por un camión de 3000 litros de capacidad equipado con bomba de alimentación y los instrumentos de medición necesarios.

Una vez que el parque se encuentre en operación, no se almacenarán combustibles líquidos en el predio y los vehículos se abastecerán de las Estaciones de Servicio de la ciudad.

### *iii. Agua*

Se analizó los requerimientos de agua en función de las necesidades a lo largo del proceso. Para la etapa de la obra civil y eléctrica, el Hormigón Elaborado se comprará a uno o más proveedores externos que lo prepara en su planta industrial y se transportará al predio, de modo que no se utilizará agua para preparar Hormigón en el lugar. Los servicios sanitarios serán del tipo baño químico modular para obradores, también suministrados por uno o más proveedores externos que ya tengan resuelta la disposición de los efluentes cloacales generados. El agua de bebida para comedores y oficinas será agua mineral envasada que se cree se consumirá a razón de unos 1000 litros/día. Finalmente, para limpieza de oficinas y comedores se utilizará agua potable trasladada por un proveedor externo y almacenada en un par de cisternas fijas ubicadas en los obradores de montaje civil y de montaje eléctrico.

Para el riego de calles y compactación de terrenos se utilizará agua de reuso previamente tratada a suministrar por la Municipalidad de Puerto Madryn en el punto de descarga de la planta de tratamiento de efluentes cloacales. El transporte será en camión cisterna conforme a la demanda, que en los momentos de mayor exigencia se calcula que rondará los 200 $m^3$/día.

Durante la etapa de operación y mantenimiento, solamente será necesario contar con agua para consumo del personal y para sanitarios y limpieza. El personal, al representar una muy baja cantidad, se calcula que consumirá alrededor de 20 litros/día que serán comprados en formato de agua mineral envasada de acuerdo a su requerimiento. Para los otros usos, se traerá agua potable desde Puerto Madryn y se almacenará en cisterna.

## iii. Análisis de proveedores y tecnologías

Las tecnologías del proyecto que obligatoriamente requieren de un proceso de análisis detallado para su elección son los aerogeneradores.

Dada la naturaleza del proyecto, donde el grupo inversor que construirá el parque no es la empresa con más conocimientos y experiencia en dichas tecnologías, normalmente sale en búsqueda de empresas proveedoras especializadas, que realizarán una oferta, para luego tomar una decisión entre todas las opciones. Esto se realiza mediante un pliego con las

especificaciones del proyecto y los requisitos necesarios con los cuales serán evaluados los proveedores.

Una vez recibidas las ofertas, se construye una matriz de evaluación donde se califica a cada proveedor y se le pone un peso relativo a cada criterio con el fin de empoderar a los más importantes.

### i. Requisitos técnicos

#### i. Especificaciones mínimas del oferente

El Oferente debe poseer experiencia contrastada en el suministro, instalación, puesta en marcha de aerogeneradores de escala multi MW. Debe indicar en su Oferta su actual estructura organizacional en Argentina y en la región, y deberá describir el plan de operación y mantenimiento propuesta para el proyecto.

- Antecedentes de suministro, instalación, puesta en marcha de aerogeneradores de escala multi MW en Argentina, Cono Sur, Latam y el mundo
- Organigrama actual del Contratista en Argentina o Cono Sur /Latam
- Estructura prevista para la etapa de construcción del proyecto, organigrama de obra
- Estructura prevista para la etapa de operación del proyecto, perfiles de puestos locales y perfiles de puestos de soporte internacional

#### ii. Especificaciones mínimas del suministro

Los Aerogeneradores deberán ser nuevos, sin uso industrial previo. Deben ser de eje horizontal, con rotor de tres palas orientado a barlovento. El control de potencia deberá ser pitch. La potencia unitaria del Aerogenerador debe ser por lo menos 2.000 kW.

El Modelo de Aerogenerador ofertado deberá poseer un Certificado de Tipo con validez hasta la fecha de recepción provisoria programada. En el caso de que el Modelo de Aerogenerador ofertado no posee el Certificado de Tipo pero se encuentra en el proceso de obtención del Certificado de Tipo, el Oferente deberá informar de los plazos para la obtención del Certificado de Tipo. En ningún caso, un Modelo de Aerogenerador sin Certificado de Diseño válido podrá ser presentado.

En la etapa de ejecución del proyecto, el Contratista deberá aportar un Certificado de Diseño Específico de Sitio.

El Oferente deberá presentar mediciones de curva de potencia del Modelo de Aerogenerador ofertado, realizadas por un laboratorio de ensayo acreditado según ISO 17025 miembro de MEASNET, junto con sus informes de ensayo.

El Oferente debe demostrar que el Modelo de Aerogenerador ofertado ha acumulado una experiencia operativa de por lo menos 850.000 horas x turbinas con una disponibilidad mínima de 95%. El Oferente deberá presentar los antecedentes diferenciando la cantidad de unidades operativas y la disponibilidad de flota para el Modelo de Aerogenerador ofertado de versiones anteriores a este modelo. Deberá identificar claramente los cambios tecnológicos y cambios de componentes entre las versiones.

El Oferente podrá optar por proponer un modelo con una experiencia operativa menor a 850.000 horas x turbinas; en este caso deberá probar los antecedentes de modelos de la misma familia

de diseño que el Modelo de Aerogenerador, justificando que las variantes tengan el mismo diseño base. En todo caso, la primera unidad instalada del Modelo de Aerogenerador debe haber acumulado una experiencia de 10.000 de horas de operación.

### iii. Requisitos específicos de los Aerogeneradores

Los Aerogeneradores deben poseer las siguientes características:

- Anillo de fundación o sistema similar para integrar en la fundación, incluyendo el suministro a obra y supervisión de nivelado.
- Torre tubular con facilidades de acceso, iluminación, plataformas y escaleras de servicio.
- Rotor equipado con sistema pitch fail-safe.
- Generador eléctrico y tren de potencia acorde.
- Sistema de detección y protección contra descargas eléctricas atmosféricas, de acuerdo a IEC 61400-24 Level I.
- Sistema de puesta a tierra para todos los equipos y auxiliares provistos.
- Sistema de monitoreo de condiciones, con medición de vibraciones y temperatura.
- Sistema de conversión de frecuencia para potencia completa o parcial.
- Sistema eléctrico con transformador de baja a media tensión y tablero de media tensión de salida.

### iv. Requisitos específicos del SCADA

El Oferente debe incluir en su suministro un Sistema de control SCADA (software y hardware) para instalar en la sala de control del Comitente, con una estación de operación, y conectado a su sistema de monitoreo remoto 24/365.

Los protocolos de comunicación del SCADA deberán cumplir los requisitos de los estándares IEC 61400-25 y IEC 61850, y deberán integrar las señales de la subestación y del mástil meteorológico. El data logger deberá formar parte del suministro ofertado, mientras el mástil de medición será provisto por el Comitente. El sistema de monitoreo de condiciones deberá estar integrado en el SCADA.

El Oferente deberá informar, si el Modelo de Aerogenerador dispone de un ensayo de conformidad (*conformance testing*) del sistema de control de acuerdo a los requisitos de IEC 61400-25-5.

El SCADA deberá facilitar la operación automática del aerogenerador, incluyendo las funciones operativas y funciones de gestión de acuerdo a las definiciones en el capítulo 5.3.3 de la norma IEC 61400-25-1. Debe facilitar a su vez la gestión de conexión y desconexión de red eléctrica, incluyendo el registro y el ajuste de potencia activa y reactiva según las condiciones de red y las consignas del operador de red.

Deberá facilitar la generación de informes diarios, mensuales y anuales.

### v. Garantías de performance

El Oferente deberá presentar sus condiciones de garantía de curva de potencia y de garantía de disponibilidad. Las condiciones deben cumplir los siguientes criterios:

### vi. Garantía de curva de potencia

- El cumplimiento con la curva de potencia se validará mediante ensayos de curva de potencia en el 5% de las posiciones de aerogeneradores, llevados a cabo por un laboratorio independiente de ensayo, acreditado por MEASNET.
- El ensayo se realizará de acuerdo a la norma IEC 61400-12-1.
- La validación se realizará contra una curva de potencia garantizada para las Condiciones del Sitio.
- La curva de potencia presentada deberá garantizarse en un 100%. Las incertidumbres de la medición serán a favor del Contratista.

### vii. Garantía de Disponibilidad

- El Oferente deberá garantizar la disponibilidad de los Aerogeneradores durante el período de garantía bajo las condiciones del contrato de suministro y luego de la recepción definitiva bajo las condiciones del contrato de mantenimiento.
- La definición de disponibilidad se realizará de acuerdo a la norma IEC 61400-26-2, garantizando la disponibilidad basada en la energía generada.
- La medición de la disponibilidad se realizará de acuerdo al sistema de control de cada Aerogenerador, y será sujeto a la aprobación del Comitente.
- En el caso de que el Oferente requiera al Comitente la adquisición de un juego de piezas de repuestos o herramientas para garantizar la disponibilidad, deberá informar el precio para este suministro y detallar el alcance.
- La disponibilidad garantizada debe ser mayor a 95%, incluyendo horas de mantenimiento preventivo.

## iv. Procedimiento para la evaluación de idoneidad técnica

El Oferente deberá analizar las Condiciones del Sitio y tenerlas en consideración en la selección del Modelo de Aerogenerador apropiado para las Condiciones del Sitio y en la definición de la Configuración Parque. El Contratista deberá familiarizarse con las condiciones locales en una visita al sitio.

El Comitente pone a disposición del Oferente los datos meteorológicos del Sitio obtenidos a partir de una modelación meso escalar, y los actualizará frecuentemente a partir de los resultados de la campaña de medición.

El Oferente deberá proponer una Configuración Parque para el o los Modelo(s) de Aerogenerador que ha seleccionado de acuerdo a su análisis de las Condiciones de Sitio, y deberá analizar la estela de las turbinas sobre otras turbinas en dirección sotavento. Las turbulencias que resultan de la estela deberán ser consideradas en el análisis de cargas.

### ii. Evaluación de las Condiciones de Sitio

El Oferente deberá evaluar la idoneidad del Modelo de Aerogenerador para las Condiciones de Sitio y la integridad estructural de acuerdo a los requisitos del capítulo 11 de la norma IEC 61400-1 Ed. 3:

- Evaluación de la complejidad del Sitio
- Evaluación de la velocidad de referencia para viento extremo

- Evaluación de la función de densidad de probabilidad de la velocidad de viento (distribución Weibull)
- Evaluación de la turbulencia ambiental y efectiva en todo el rango de la velocidad de viento, incluyendo la turbulencia ocasionada por la estela de los Aerogeneradores
- Evaluación de perfil vertical por cada sector direccional
- Evaluación de inclinación de flujo (componente vertical del vector de velocidad de viento)
- Evaluación de densidad de aire
- Evaluación de la temperatura ambiental

### iii. Evaluación de las implicaciones estructurales

El Oferente deberá analizar las implicaciones estructurales de estas magnitudes, y comparar las cargas calculadas para las Condiciones del Sitio con las cargas calculadas en el diseño del Modelo de Aerogenerador. Las cargas de fatiga podrán ser consideradas como "cargas equivalente al daño" (DEL damage equivalent loads). El análisis de la "distribución de duración de cargas" (LDD load duration distribution) de la torsión en el eje lento es obligatorio en el caso de un Modelo de Aerogenerador con multiplicadora. Las cargas extremas deberán ser investigadas según el criterio del Contratista.

En el caso de que las cargas calculadas para las Condiciones del Sitio superen las cargas calculadas en el diseño del Modelo de Aerogenerador en algún componente de cargas, el Oferente deberá analizar los resultados e indicar una posible reducción de vida útil en este componente frente la vida útil de cálculo de la IEC 61400-1 (20 años).

Deberá indicar cualquier modificación en el diseño de algún componente o cualquier desvío de los parámetros estándar de operación del Aerogenerador, que resultan de la evaluación de cargas.

El Oferente deberá mantener suficiente espacio entre los Aerogeneradores para evitar la necesidad de disminuir la operación del Aerogenerador en determinadas situaciones de condiciones meteorológicas (*sector management* o *load curtailment*). En el caso de que no es factible evitarlo, el Oferente deberá indicar en el informe de evaluación de cargas los Aerogeneradores afectados. Los parámetros de *sector management*, expresados en sectores de dirección de viento y en velocidades límites, deberán ser informados para cada Aerogenerador afectado.

## v. Operación y Mantenimiento de los equipos

Los aerogeneradores operan en forma automática supervisados por una persona empleada de la empresa proveedora que sigue la evolución de los indicadores de funcionamiento desde un centro de control en forma remota. Además del personal de seguridad que permanece en el parque eólico no se necesita más personal para su funcionamiento. El mantenimiento de los molinos lo realiza la empresa proveedora de los equipos.

Los molinos eólicos tienen una rutina de mantenimiento preventivo trimestral durante el primer año de operación, luego la rutina de preventivos tiene una frecuencia semestral. La pauta de tareas a realizar en cada mantenimiento está indicada por el proveedor de la tecnología. Los insumos de los mantenimientos por molino son: filtros (de aire 2/año; de aceite 9/año; de

refrigeración 1 cada 4 años), cartuchos de grasa lubricante (4/año), aceite (250 litros cada 5 años).

En general, el contrato de mantenimiento no supera los 10 años de duración debido a que las condiciones en que se encuentran los aerogeneradores a esa altura son muy diferentes a las del principio del proyecto. Por esa razón, el precio a pagar aumenta año a año y se suele renegociar el contrato de mantenimiento una vez vencido el plazo de contratación para el periodo restante de la vida útil de los aerogeneradores.

## vi. Lay-out

El objeto de este estudio es detallar las metodologías y procedimientos para la elección y optimización del layout de un parque eólico.

### i. Introducción

El layout de un parque eólico consiste en la definición de la distribución de todos los equipos generadores, equipos de control, de transformación, conexiones y caminos del proyecto. Este impacta fuertemente en la viabilidad económica del proyecto ya que se busca optimizar la producción de energía. Al requerirse un alto conocimiento técnico especializado en esta tarea, normalmente el grupo inversor terceriza esta actividad.

El proceso consiste primero en la elección de diseño tentativo o preliminar del layout, el cual es normalmente propuesto por los distintos posibles Oferentes a partir de un análisis de los datos de vientos del terreno provisto por el contratante. Este debe seguir y respetar ciertas restricciones y lineamientos. En esta etapa, la configuración del layout vela por el buen funcionamiento de los equipos y no por la optimización energética. El mismo se diseña utilizando algún software profesional especializado en dicha tarea. Estas herramientas permiten una optimización más efectiva de los parámetros más importantes, calculados mediante iteración.

Estas propuestas recibidas por parte de los oferentes serán para distintos modelos de aerogeneradores. Se proyectará la cantidad de energía generada con cada uno de estos layouts ya que puede variar dependiendo de los parámetros propuestos (diámetros del rotor, cantidad de aerogeneradores, etc). La siguiente etapa es la que definirá el layout tentativo. Esta consiste en realizar simulaciones del flujo de fondos del proyecto con las proyecciones de energía generada, para poder calcular el costo nivelado de la energía (LCOE) y definir el modelo (y layout tentativo) a elegir.

La última etapa de definición del layout óptimo final consiste en realizar los respectivos análisis de terrenos, hidrografía y conseguir los planos de las líneas eléctricas, acueductos y gasoductos de la zona. En esta etapa se recurre al proveedor elegido, que es el que más tarde se encargará de la operación y mantenimiento de los aerogeneradores, para hacer las modificaciones necesarias al layout preliminar.

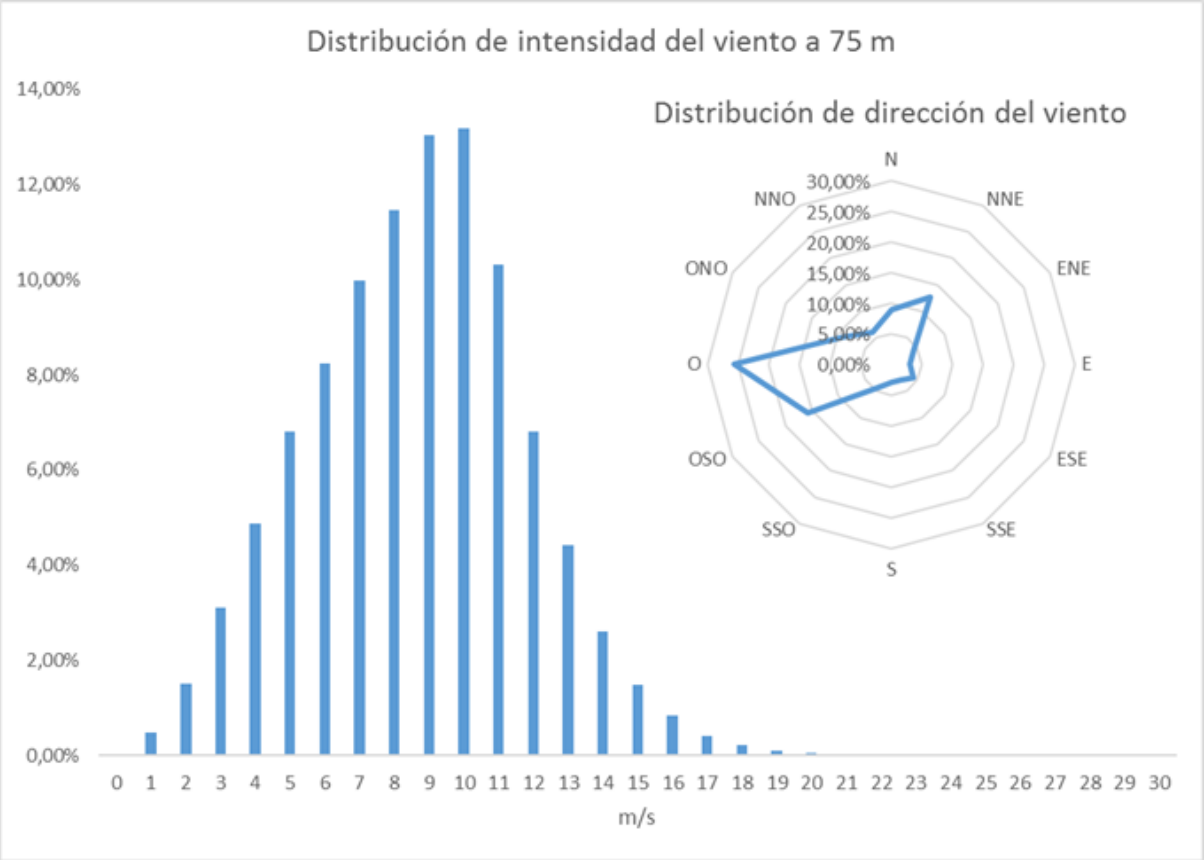
Dada la naturaleza académica del presente proyecto y a modo de demostración, se realizó un diseño tentativo del layout que se mostrará más adelante.

## ii. Medición del Recurso Eólico

El recurso eólico del predio seleccionado es el parámetro más importante para determinar la viabilidad económica del proyecto (un aumento del 1% en la productividad de la energía eléctrica puede significar hasta 100.000 dólares de ganancia extra en un parque de 50 MW), y por ende es necesario obtener datos exactos de dicho recurso para obtener la mayor precisión en las características del viento.

Como se explica en el anexo correspondiente[99], los datos se obtienen a partir de mediciones realizadas con instrumentos especializados (anemómetros, veletas, sensores de presion, sensores de temperatura y sensores de humedad) que se colocan en las torres de medición.

Se realizaron mediciones[100] en "El Laudonio" durante 12 meses con una torre de 6 anemómetros y una veleta ubicada en el centro del predio. A partir de los datos de medición a distintas alturas, se obtuvieron los siguientes gráficos de distribución de velocidad del viento y direcciones preponderantes:



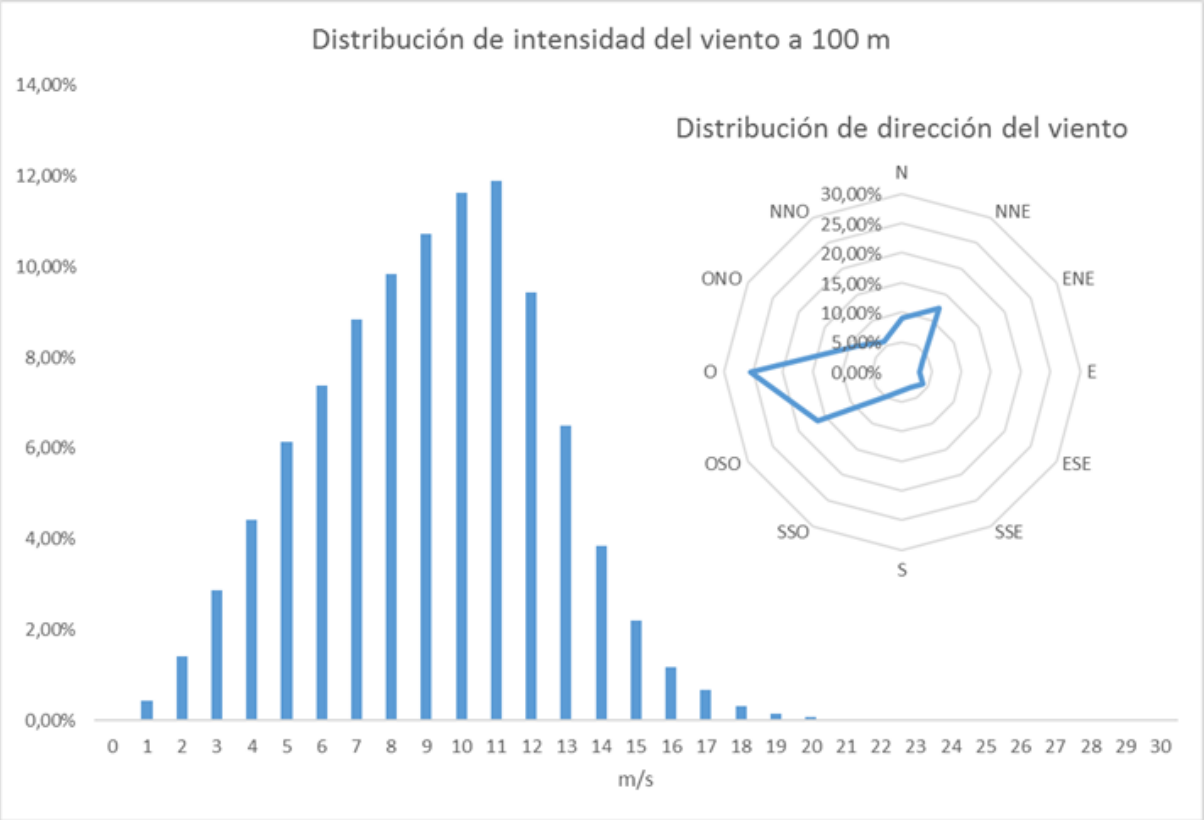

*Fuente: Elaboración propia*

Los parámetros de Weibull[101] son:

k=2,8733

[99] Anexo: Torres de Medición Meteorológicas.
[100] Datos provistos por Aluar.
[101] Anexo: Parámetros de Weibull a 75 metros, Emplazamiento Laudonio.

λ=9,1612



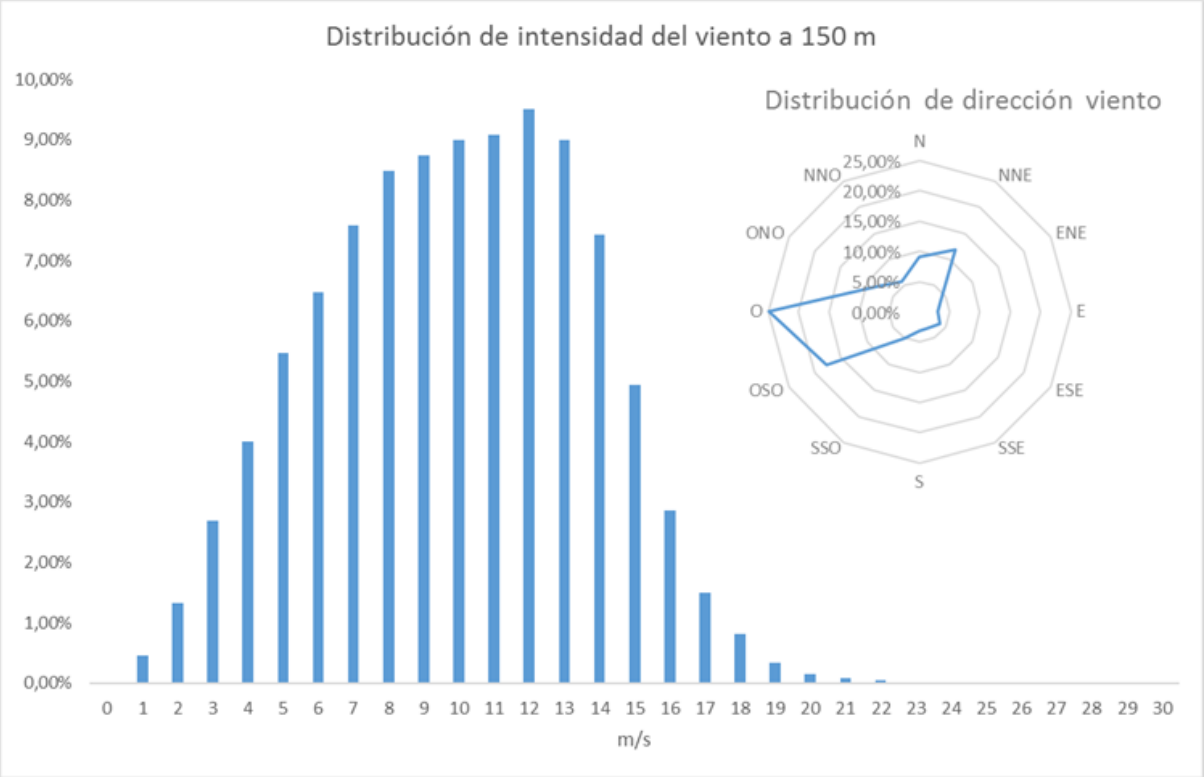

*Fuente: Elaboración propia*

Los parámetros de Weibull[102] son:

k=2,8747

λ=9,7080

[102] Anexo: Parámetros de Weibull a 100 metros, Emplazamiento Laudonio.




*Fuente: Elaboración propia*

Los parámetros de Weibull[103] son:

k=2,7667

λ=10,5751

La velocidad promedio del viento entre las alturas medidas es de 8,744 m/s y la dirección predominante es de 255°, por ende, el área formada por la circunferencia al moverse las palas de los aerogeneradores debe ser normal a dicha dirección[104]. De esta manera se busca optimizar el flujo de aire que atraviesa dicha área, extrayendo la máxima $P_{extraída}$[105] posible. De la misma manera, los aerogeneradores deben formar líneas que sean normales a esa dirección.

### iii. Oferta de proveedores

Se presenta una matriz con datos técnicos de distintos modelos de aerogeneradores que fueron ofertados para un proyecto sobre el predio Laudonio[106]:

| **Aerogenerador** | **AW125** | **E-92** | **E-103** | **FWT 3000** | **G114** | **GE2.5-116** | **GW109** | **3,4M122** | **V126 LTq** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|

[103] Anexo: Parámetros de Weibull a 150 metros, Emplazamiento Laudonio.
[104] De los datos obtenidos se concluye que el viento viene predominantemente de la dirección Oeste Noreste, fluyendo hacia Este Noreste.
[105] Fórmula desarrollada en el capítulo: *Pérdidas Energéticas*.
[106] Información provista por Aluar Saic.

| **Fabricante** | *Accion a* | *Enercon* | *Enercon* | *FWT* | *Gamesa* | *GE* | *Goldwind* | *Senvion* | *Vestas* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Rotor D [m]** | 125 | 92 | 103 | 120 | 114 | 116 | 109 | 122 | 126 |
| **Potencia nominal [kW]** | 3.150 | 2.350 | 2.350 | 3.000 | 2.625 | 2.500 | 2.500 | 3.450 | 3.450 |
| **Altura de eje [m]** | 87,5 | 78,0 | 98,1 | 90,0 | 93,0 | 87,0 | 90,0 | 89,0 | 117,0 |
| **Clase IEC** | II B | II A | N/I | II A | II A | N/I | N/I | N/I | II B (S) |
| **Cut-out** | 25 m/s | 25 m/s | 25 m/s | 25 m/s | 25 m/s | 25 m/s | 25 m/s | 22 m/s | 21 m/s |
| **PAE bruta [MWh/u]** | 16.660 | 10.103 | 11.854 | 15.732 | 14.124 | 13.577 | 12.766 | 16.560 | 17.662 |
| **PAE neta [MWh/u]** | 13.328 | 8.083 | 9.483 | 12.586 | 11.299 | 10.861 | 10.213 | 13.248 | 14.129 |

De acuerdo a los requisitos técnicos explicados anteriormente, se armó la siguiente matriz para evaluar las capacidades técnicas de cada modelo[107]:

| **Aerogenerador** | **AW125** | **E-92** | **E-103** | **FWT 3000** | **G114** | **GE2.5-116** | **GW109** | **3,4M122** | **V126 LTq** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Calificación técnica** | 1,2 | 2,2 | 0,7 | N/C | 1,2 | 0,7 | 1,3 | 0,8 | 0,9 |
| **Antecedentes Oferente** | 3 | 3 | 3 | 0 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| **Estructura organizacional** | 2 | 3 | 3 | N/I | N/I | 1 | 2 | N/I | 1 |
| **Antecedentes del Modelo Ofertado** | 1 | 3 | N/I | N/I | N/I | N/I | 1 | N/I | N/I |
| **Certificado de Tipo** | 1 | 3 | N/I | 1 | 3 | N/I | 1 | N/I | N/I |

[107] El criterio con el cual fueron asignados los puntajes se adjunta en el Anexo.

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Cumplimiento con requisitos mínimos - Aerogenerador** | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Cumplimiento con requisitos mínimos - SCADA** | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Curva de potencia** | 1 | 2 | N/I | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Garantía de disponibilidad** | 1 | 2 | N/I | 2 | 2 | 1 | 2 | 3 | 3 |
| **Estudios de cargas** | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Configuración Parque** | 2 | 2 | 2 | 2 | N/I | N/I | 2 | N/I | N/I |

De acuerdo con el análisis anterior, el de mayor puntaje es el modelo E-92 de Enercon. De todas maneras, la elección del modelo se debe hacer una vez realizado la evaluación económica, considerando también este análisis.

### iv. Layout Preliminar

La configuración del Parque debe tener en consideración los siguientes lineamientos y restricciones:

- Distancia mínima de 200 m a la red vial (rutas nacionales y provinciales) y a las líneas de alta tensión y extra alta tensión existentes en el Predio.
- Distancia mínima de 1,5 veces la altura total del Aerogenerador a los límites del predio.
- Consideración de un posible parque eólico lindante con el perímetro occidental del predio Laudonio.
- Orientación de los aerogeneradores en filas para facilitar la construcción de caminos y circuitos eléctricos.
- Maximización de la producción energética neta del efecto estela.
- La carga de fatiga ocasionada en particular por las estelas de las turbinas sobre otras turbinas no deberá exceder los límites de diseño del Modelo de Aerogenerador.
- Restricciones asociadas a señales de comunicación tales como radares o telecomunicaciones.
- Posibilidad de expansión del parque.

Los Oferentes deberán indicar en la propuesta técnica la distancia mínima de Aerogeneradores dentro de una fila y la distancia mínima entre filas, que resultan de la evaluación de la implicación de cargas. Este es un parámetro que depende fuertemente de la naturaleza del

terreno y de los vientos en el predio. Si las filas de aerogeneradores se encuentran a una distancia menor a la equivalente a 10 veces el diámetro de rotor en una dirección en que los vientos sean frecuentes ("uno detrás de otro"), es muy probable que exista una inaceptable pérdida en el aprovechamiento de los vientos. Lo mismo ocurre con una distancia de menos de 5 diámetros de rotor entre aerogeneradores de la misma fila. En general, los valores tomados son de 10 a 12 y de 5 a 6 diámetros respectivamente. En predios donde exista una dirección muy predominante en que los vientos soplen, mayores distancias entre los aerogeneradores en la dirección del viento, y distancias más reducidas en la dirección perpendicular al viento prueban ser la forma más productiva.

Los Oferentes deberán preparar, junto con su oferta, un análisis de las Condiciones de Sitio, que incluya una estimación de producción anual de energía neta del efecto estela y un análisis de las cargas de fatiga que resultan de la aplicación de las Condiciones del Sitio al modelo aero-elástico del Modelo de Aerogenerador.

### v. Costo Nivelado de la Energía Producida

Tal como fue descripto en el Análisis de Mercado, el Costo Nivelado de la Energía (LCOE por sus siglas en inglés), es una herramienta útil para poder comparar el costo de generación de energía con diferentes tecnologías; el mismo tiene en cuenta:

- Costos de inversión de los aerogeneradores
- Costos de Operación y Mantenimiento.
- Costos de combustibles, si los hubiera.

### vi. Simulación de Flujo de Fondos

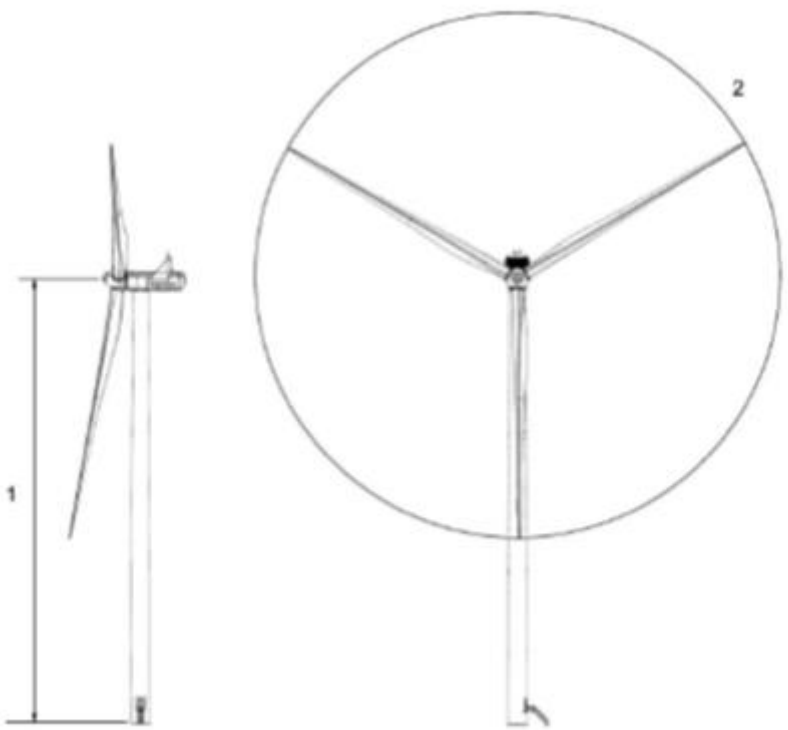
La simulación del flujo de fondos toma una rol fundamental cuando se considera que los distintos modelos pueden tener distintas formas de pago y financiación. Es necesario hacer simulaciones de flujos de fondos futuros para cada propuesta para definir el modelo más conveniente económicamente. De acuerdo a este análisis y a la matriz evaluación técnica realizada bajo el capítulo de *Elección de Tecnología* se definirá la el modelo de aerogenerador a elegir.

Se adjunta en el Anexo: Flujo de fondo del modelo Vestas V126 TLq. Los flujos de fondos para los modelos de aerogenerador restantes no se incluyen por cuestiones de confidencialidad[108]. Solamente se adjunta el flujo de fondos elegido como la mejor alternativa en la comparación.

### vii. Definición de la Tecnología

El modelo que resultó más conveniente para el proyecto, por cumplir con los requisitos técnico y tener la mejor propuesta económica fue el Vestas V126 TLq[109]. La siguiente figura muestra un esquema con las dimensiones del molino eólico a utilizar:

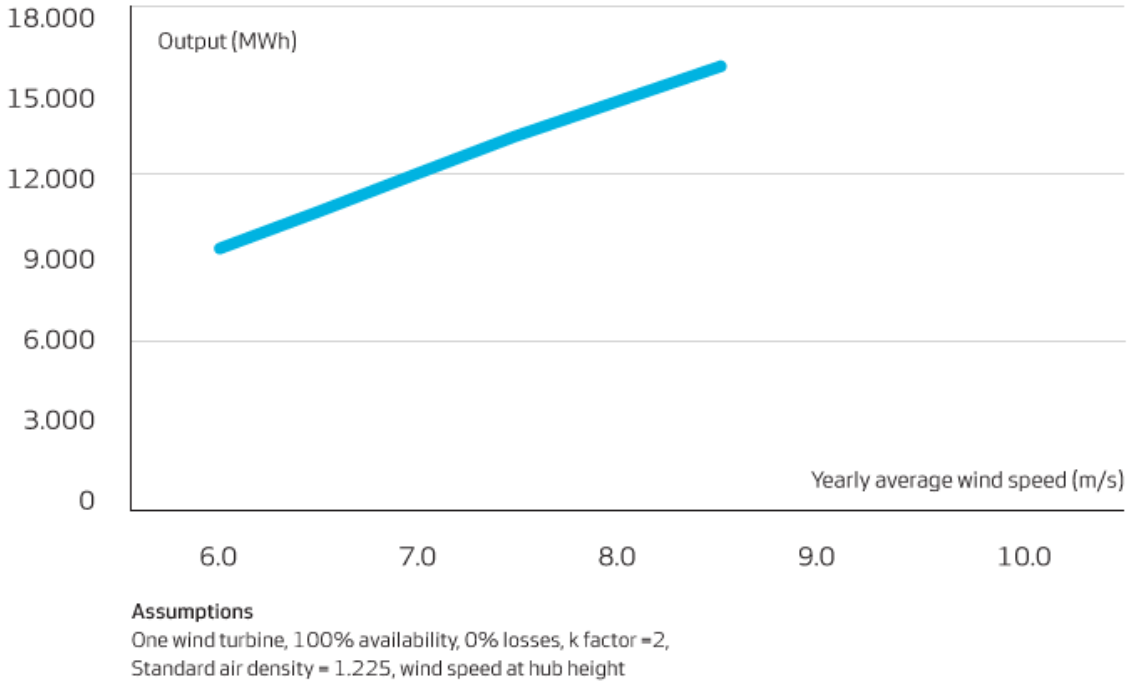
[108] Los datos fueron provistos por la empresa Aluar.
[109] Dato brindado por Aluar Saic. Anexo: Especificaciones técnicas de Vestas V126 LTq.




| | |
|---|---|
| 1 – Altura del buje de la Hélice: 117 m | 2 – Diámetro de la Hélice: 126 m |
| Altura Máxima: 180 m | |

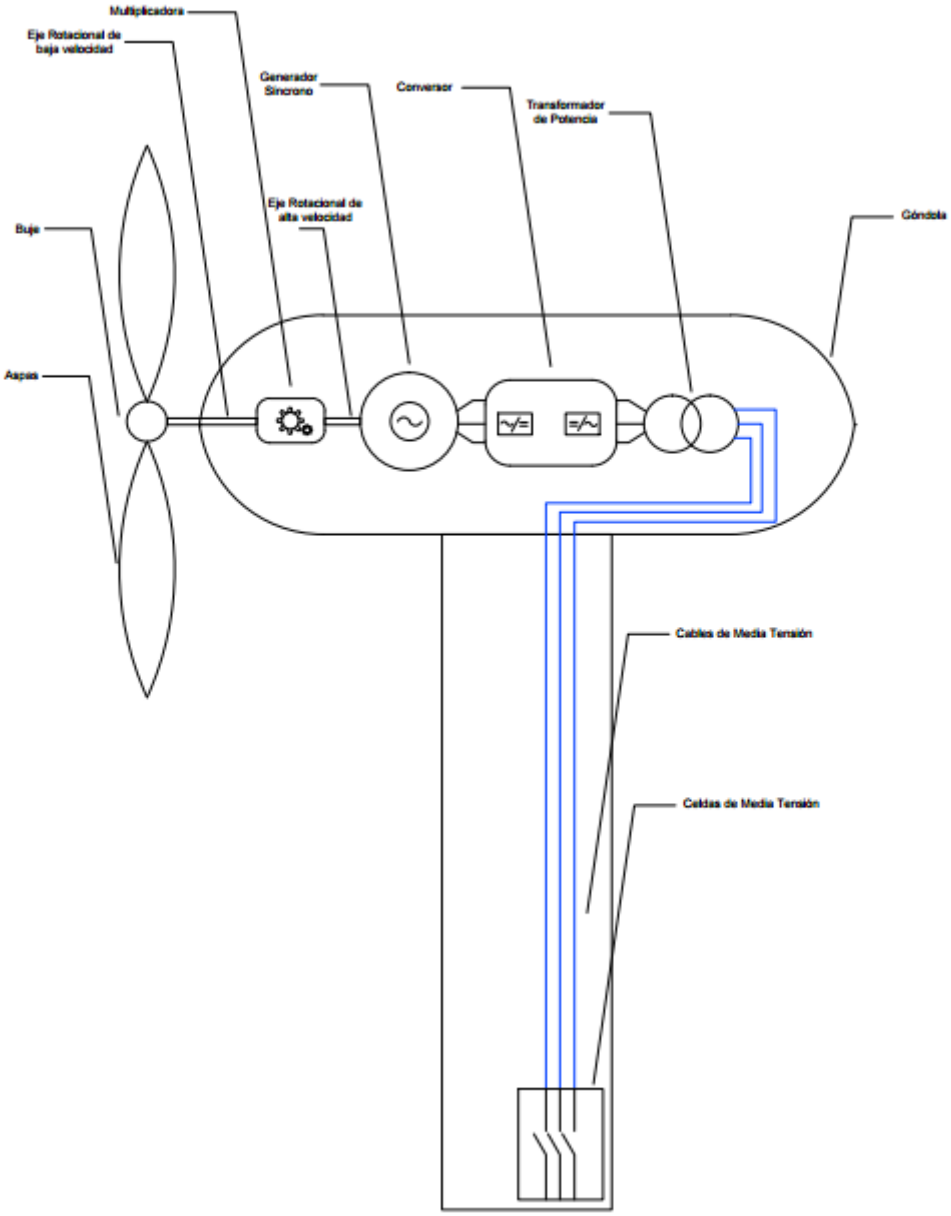
La potencia de cada molino a instalar es de 3,45 MW.

Conforme a la curva de potencia que se observa en el siguiente gráfico para la velocidad anual media del viento en la meseta al Oeste de Puerto Madryn estimada en 8,744 m/seg, la energía a obtener por molino es del orden 15 GWh por año.




*Fuente: Vestas*

En la siguiente figura se muestra cómo están dispuestas las partes y dispositivos que componen al molino seleccionado.




*Fuente: Vestas*

## viii. Propuesta tentativa

Respetando las limitaciones mencionadas anteriormente y considerando el análisis de vientos, se reciben las diferentes propuestas de los Oferentes. A modo de ejemplificación, se muestra a continuación una propuesta de layout tentativa (*realizado por los autores*) respetando las dimensiones del modelo Vestas V126 LTq.

Dado que el aerogenerador posee un rotor de 126 m. la distancia entre filas debe ser por lo menos de 1,26 km, y de 0,63 km entre aerogeneradores de una misma fila. A partir de la medición del recurso eólico realizada se respeta también una orientación de las filas de los aerogeneradores de 165° respecto del Norte.

*Fuente: Elaboración propia*

## ix. Layout Definitivo

Una vez hecha la propuesta tentativa del parque, se busca optimizar el layout del mismo. Este proceso es también conocido como *micrositing*. El objetivo de este proceso es maximizar la producción de energía del parque cumpliendo las restricciones de seguridad y minimizando los costos operativos y de infraestructura. Para la mayoría de los proyectos, la rentabilidad es sustancialmente más sensible a cambios en la producción de energía que a los costos operativos, por lo que resulta prudente usar este parámetro como el predominante al momento de diseñar el layout.

En esta etapa se hace un análisis detallado de los estudios hidrográficos y topográficos del predio para validar la factibilidad de emplazar los aerogeneradores en donde fueron propuestos, dado que es posible que se deban desplazar algunos metros en busca de una mejora de performance o para mitigar algún riesgo.

A este proceso se lo llama ingeniería de detalle y suele ser realizado por empresas especializadas en la construcción y optimización de parque eólicos como Ventus o Genneia o directamente por el proveedor de los aerogeneradores.

Frente a la imposibilidad de realizar estos estudios, y el carácter académico de este proyecto, se considera layout definitivo al layout tentativo propuesto anteriormente para poder continuar con los análisis posteriores.

## vii. Puesta en marcha

La puesta en marcha del parque se realizará progresivamente y el responsable principal es el proveedor. Como se comentó en el título correspondiente, los aerogeneradores se conectarán

modularmente, en paralelo entre sí. La conexión en paralelo habilita a que no sea necesario tener la totalidad de los aerogeneradores instalados para poder comenzar a producir energía.

De esta manera, el parque se pondrá en marcha aerogenerador por aerogenerador a medida que cada uno esté montado, conectado y listo para funcionar. Gracias a esta posibilidad, el parque comenzará a producir energía al poco tiempo de haber instalado el primer aerogenerador contribuyendo a acelerar la recuperación de la inversión.

El procedimiento para la puesta en marcha de los aerogeneradores se realiza con representantes del proveedor presentes, en el cual primero se hace un chequeo de todos los componentes y conexiones, el mismo se realiza con o sin tensión.

Las pruebas de puesta en marcha o "Commissioning Tests" son necesarias para demostrar que cada aerogenerador es seguro y capaz de mantener un funcionamiento automático continuo. Estas se realizan después de los ajustes de instalación finales de cada aerogenerador, y la mayoría de las pruebas vienen en los procedimientos estándar de puesta en marcha del fabricante. Un proceso de puesta en marcha incluye normalmente lo siguiente:

- 6 horas de pruebas con el generador conectado a la red
- Demostración del nivel de vibración por debajo del nivel máximo aceptable
- Prueba de la función de disparo cuando se está generando y se produce pérdida de conexión a la red
- Prueba de exceso de velocidad del viento
- Prueba de accionamientos de guiñada
- Prueba del Sistema de Medición de Potencia
- Verificación de los ajustes de los relés de protección eléctrica

Una vez realizadas las pruebas de puesta en marcha, si los resultados fueron positivos. Se pone en marcha el aerogenerador, el cual no se apagará a menos que ocurra una falla en la red eléctrica o en las instalaciones. Aproximadamente 4 minutos después de encendido en generador, la velocidad del rotor llegó a su movimiento estacionario. Este intervalo puede variar dependiendo de la velocidad del viento.

### viii. Balance de línea

El balance de línea consiste en el análisis de la alimentación requerida por un proceso productivo en cada etapa operativa, a fin de cumplir con el plan de producción del proyecto. La metodología consiste en un estudio en sentido inverso al de la producción: empezando por la última etapa de producción y terminando en la primera, definiendo la alimentación de cada etapa en función de las pérdidas, mermas y desperdicios. En el caso un parque eólico, es imposible aplicar esta metodología ya que no existe un requerimiento de producción a cumplir. Al contrario, el plan de producción (la energía anual producida por el parque) se define como consecuencia de las etapas anteriores. La alimentación al inicio del proceso, lógicamente, es el recurso eólico. Por lo tanto, dada la naturaleza estocástica del mismo, no es posible controlarlo, a lo sumo predecirlo. La alimentación al inicio del proceso es el dato inicial a considerar, y el plan de producción es el dato final a calcular, a partir de las pérdidas de cada etapa.

El estudio del balance de línea para un parque eólico es completamente factible, solamente se invierte el sentido de análisis respecto a una línea de producción tradicional.

En función del estudio de anemometría presentado en incisos anteriores, se obtienen los datos de entrada para el recurso eólico en el emplazamiento Laudonio. Los parámetros de Weibull son k=2,8747 y λ=9,7080, para 100 metros de altura[110], con una velocidad promedio de 8,65 m/s. A partir de dichos parámetros, es posible calcular la potencia disponible por el recurso eólico, al cruzar la distribución de frecuencias con la potencia del viento a distintas velocidades.

Para un aerogenerador:

$$Potencia_{Viento} = \frac{1}{2}\rho A v^3$$

$$Probabilidad\ = \frac{k}{\lambda}(\frac{v}{\lambda})^{k-1} e^{-(\frac{v}{\lambda})^k}$$

$$Probabilidad\ x\ Potencia_{Viento} = \frac{1}{2}\rho A v^3 \frac{k}{\lambda}(\frac{v}{\lambda})^{k-1} e^{-(\frac{v}{\lambda})^k}$$

$$Potencia_{Recurso\ Eólico} = \int_0^{\infty} \quad \frac{1}{2}\rho A v^3 \frac{k}{\lambda}(\frac{v}{\lambda})^{k-1} e^{-(\frac{v}{\lambda})^k} dv$$

Resolviendo:

$Potencia_{Recurso\ Eólico}$=62,387 Gigawatt hora/año

Debido a la Ley de Betz, la potencia disponible por el recurso eólico se ve limitada en un 40,7%:

$Potencia_{Betz}$=$Potencia_{Recurso\ Eólico}$x 0,593

$Potencia_{Betz}$=36,995 Gigawatt hora/año

Dicha potencia es la disponible para ser extraída por el aerogenerador. La potencia desaprovechada por la Ley de Betz es de 25,391 Gigawatt hora/año, la cual es imposible de aprovechar.

[110] La altura de los datos utilizados se condice lo más posible con la altura de buje del modelo de aerogenerador elegido en el inciso "Definición de la Tecnología".

A partir de la curva de potencia[111] (expresada como producción anual) presentada en incisos anteriores para el modelo de aerogenerador elegido (Vestas V126 LTq), es posible calcular la producción anual de energía para una velocidad de viento media anual de 8,65 m/s:

$$Producción_{Aerogenerador} = 15.416\ Megawatt\ hora/Año$$

La potencia desaprovechada por el aerogenerador respecto a la Potencia de Betz es 21,579 Gigawatt hora/Año.

A partir del layout definido en incisos anteriores, es posible calcular la producción anual del parque, considerando 15 molinos:

$$Producción_{Parque} = 15\ x\ Producción_{Aerogenerador}$$

$$Producción_{Parque} = 231.240\ Megawatt\ hora/Año$$

La disponibilidad es del 97%[112]:

$$Producción_{Parque} = 224.302\ Megawatt\ hora/Año$$

Las pérdidas mecánicas, por transmisión eléctrica, turbulencia y drag son del 1%[113]:

$$Producción_{Final} = 222.060\ Megawatt\ hora/Año$$

Debido a la naturaleza estocástica e impredecible del proceso, los valores indicados podrán variar en menor medida, lo cual será considerado y estudiado en el correspondiente Análisis de Riesgo.

[111] La curva presentada utiliza un factor de Weibull k=2. Los cálculos se realizaron a partir de un ajuste de la misma a los parámetros del sitio (k=2,87), aplicando un 6% de reducción en la energía producida para velocidades de 8,5 m/s en promedio. Dicho ajuste es el recomendado por la Asociación de Energía Eólica Danesa.

[112] La disponibilidad considera los siguientes factores: paradas por mantenimiento, condiciones climatológicas extremas (si las hubiere), parada de aerogeneradores por verse superada la velocidad de corte, fallas de funcionamiento. En el inciso "Climatología" se describen las excelentes condiciones climatológicas de la zona, y en las mediciones de viento se puede observar que la frecuencia para velocidades de viento superiores a la velocidad de corte es cercana a cero. El valor de la disponibilidad utilizado fue provisto por la empresa Aluar como información complementaria.

[113] Las pérdidas por transmisión eléctrica consideran pérdidas por las máquinas de las subestaciones transformadoras y debido a la transmisión de electricidad por las redes de tensión. El valor utilizado fue provisto por la empresa Aluar como información complementaria.

# ix. Ingeniería

## i. Características generales del parque

| | |
|---|---|
| Número de aerogeneradores | 15 |
| Modelo de aerogeneradores | V126 LTq (Vestas) - Clase II B |
| Potencia instalada | 51,75 MW |
| Altura del buje | 117 m |
| Diámetro del rotor | 126 m |
| Producción media anual bruta | 212,16 GWh |
| Producción media anual neta | 169,73 GWh |

## ii. Obra civil

Una parte fundamental del proyecto es el conjunto de obras civiles necesarias para la instalación, puesta en marcha y posterior funcionamiento del parque eólico. Los estudios a realizar previos al comienzo de las obras, así como las obras propiamente dichas y las instalaciones eléctricas de media y baja tensión, suponen costos considerables y que deberán ser considerados en el presupuesto total del proyecto.

En una etapa cero, se realizarán los estudios pertinentes para determinar aquellas zonas dentro del terreno donde no se podrá emplazar molinos por motivos de calidad del suelo, zona de escorrentías, etc. Dichos estudios serán explicitados en las páginas siguientes dentro de su respectivo título.

Una vez realizados los estudios y determinadas las zonas de exclusión donde no se podrán instalar los molinos, se diseña un layout definitivo del parque para luego dar comienzo oficialmente a las obras civiles.

La primera etapa de la obra civil estará dedicada a la preparación del terreno. Esta primera etapa se puede individualizar como dos entregables diferentes. Por un lado será necesaria la construcción de una red de caminos que conecte los destinos finales donde se montará cada uno de los aerogeneradores. Por otro lado, en cada uno de los destinos finales, será necesaria una plataforma que sirva como depósito transitorio de los componentes, área de trabajo y posterior zona de montaje final.

En un proyecto de esta envergadura, será necesario transportar la totalidad de los materiales dentro del país, por vía terrestre. Una vez que los materiales, componentes y elementos lleguen hasta el campo donde se instalarán los aerogeneradores, muchos de estos aún deberán recorrer grandes distancias dentro del campo y a través de territorio virgen para llegar hasta su lugar de destino final. Teniendo en cuenta que los componentes a transportar tienen longitudes que

superan ampliamente las medidas de los transportes carreteros comunes y dado que la gran mayoría de estos componentes son frágiles ante los golpes debido a su electrónica avanzada y/o su exactitud dimensional, se vuelve imperioso de contar con una red de caminos de calidad dentro del territorio donde se emplazará el parque.

Desde el momento en que llega el primer aerogenerador hasta que se recibe el último, se estima que transcurrirá menos de un año.

Por otro lado, al momento de la llegada de cada uno de los componentes y equipos, estos deberán ser depositados sobre un área plana (plataforma), situada a continuación de la base principal donde se realizará el montaje del molino. La construcción de esta plataforma de depósito y su respectiva base, implica un alto movimiento de materiales y equipos de construcción. Por este motivo, se necesitará acceso al destino con cierta anticipación a la llegada de los componentes. En conclusión, antes de la construcción de las plataformas y bases, la red vial deberá estar finalizada y por este motivo, el desarrollo y construcción de caminos internos será la primera obra civil del proyecto.

Posteriormente, y valiéndose de la red de acceso a los destinos, se dará comienzo a la construcción de las plataformas de depósito transitorio y montaje en destino final y las cimentaciones o bases finales. Las explicaciones pertinentes serán desarrolladas en el correspondiente ítem de cimentaciones de los aerogeneradores y plataformas de montaje.

Concluida esta primera etapa en sus dos entregables (caminos, plataformas y cimentaciones), se dará comienzo a la segunda etapa. Esta etapa consiste en la apertura de las zanjas para el tendido de la red de conductores subterráneos. El desarrollo de la red de conductores y conexiones corresponde a la obra eléctrica.

La tercera etapa de la obra civil consiste en la construcción del edificio de control y el edificio que albergará la subestación. Esta etapa se considera independiente de la primera y de la segunda etapa y sólo requiere que se encuentre finalizada la etapa cero donde se define el layout definitivo.

### i. Caminos de acceso y viales internos

La construcción de caminos es una actividad de elevada carga de trabajo, sobre todo en lo que respecta a requerimiento de mano de obra, de maquinaria y materiales. Estas características convierten esta necesidad en un factor de costo significativo para cualquier emprendimiento que la requiera.

El desarrollo de la caminería, tanto en rutas nacionales como los caminos rurales, ha ido adoptando la experiencia ajustada respecto a los diseños ideales para las exigencias que las mismas plantean. Podemos decir que la ingeniería ha tomado datos de la experiencia para estandarizar esos diseños teniendo en cuenta diversos factores. Es por esto que según la importancia y utilidad del camino (zona de influencia, calidad del tránsito, frecuencia, reducción de distancia, etc.) se selecciona el diseño adecuado.

Para que un proyecto de caminos tenga éxito, cada uno de los pasos del proceso de gestión de caminos debe llevarse a cabo. Las etapas básicas son las siguientes:

• Planificación

• Ubicación

• Diseño

• Levantamiento Topográfico

• Construcción

• Mantenimiento

En términos generales la planificación, ubicación y diseño se determinan siempre por la estructura de suelos, el tipo de material disponible, el trazado y la forma geométrica del camino.

Normalmente, los laboratorios de suelos determinan la calidad de los suelos comunes a la zona. Por ensayos que se llevan a cabo con técnicas especializadas, sabremos su composición granulométrica, su densidad máxima, humedad ideal para alcanzarla (Humedad óptima), la resistencia al corte, plasticidad, etc. El suelo constituye la base normal donde se realizará la obra final, por eso su conocimiento permite tomar las precauciones necesarias para evitar errores de diseño.

Resulta muy importante desde el principio ubicar a los caminos sobre terreno estable, en taludes moderados, en zonas secas alejadas de drenajes, y apartados de otras zonas problemáticas y difíciles. Al evitar las zonas problemáticas se pueden ahorrar importantes costos de diseño, construcción y mantenimiento, y se pueden minimizar muchos impactos indeseables.

El análisis previo debe incluir la topografía de la zona, en especial para conocer las cuencas de cañadas, arroyos, situaciones que deberán solucionarse mediante la construcción de alcantarillas, calzadas puentes u otras obras en general más complejas. En algunos casos es aconsejable alargar el trazado del camino si se evita con ello la construcción de puentes u otras obras complejas y de elevado valor.

Lógicamente una obra no es de calidad sin una buena ejecución, y para que esto se lleve a cabo no solo debe tener en cuenta los trabajos de laboratorio mencionados sino los elementos adecuados para aproximarse lo mejor posible a lo teórico (Personal idóneo, máquinas y materiales).

La construcción y la tecnología en los países industrializados tienden a ser basados en equipos para actividades especializadas, de alto costo, y muy sofisticados que optimizan el uso de sus recursos más caros, la mano de obra. Las tecnologías alternativas hacen mejor uso del costo bajo de la mano de obra y la flexibilidad de este recurso que está disponible en abundancia en la mayoría de los países en vías de desarrollo.

La calidad de trabajo con uso intensivo de mano de obra puede ser comparable al trabajo con uso intensivo de equipo, siempre que se establezcan sistemas de gestión apropiados. El buen desempeño y los bajos costos requieren el establecimiento de una motivación y sistemas de administración adecuados de la mano de obra. El trabajo puede dividirse en actividades simples que pueden realizarse principalmente por trabajadores inexpertos.

En cuanto al ancho del camino, deberá ser convenido según el tipo de tránsito, pero en ningún caso deberá ser inferior a los 3 m. Respecto al diseño debemos tener en cuenta, según la experiencia indica, que los puntos más débiles del camino que se proyecta son en general: los accesos desde el camino municipal o nacional, las curvas, las áreas bajas y los cruces de agua.

### i. Características técnicas generales

Existen tres tipos de caminos. Estos son los pavimentados, aquellos cuya superficie es de grava y los que poseen una superficie de tierra compactada.

Los caminos pavimentados, son caminos que tienen una superficie de transporte homogénea y compacta, que normalmente consiste de asfalto o concreto. Otras alternativas de pavimento menos usadas, son bloques de concreto, ladrillos de arcilla, o piedras colocadas a mano.

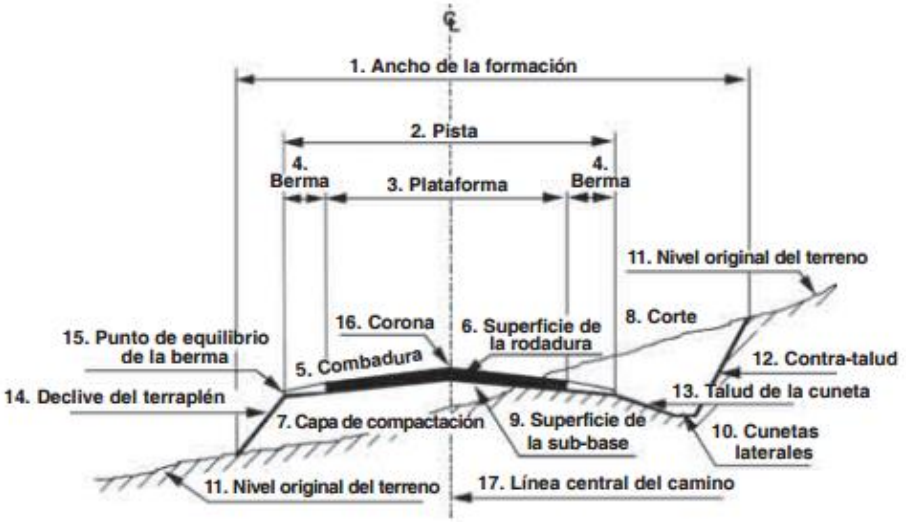
Los caminos revestidos de grava son muy comunes en los paÌses en desarrollo. El hecho de que estos caminos tengan una superficie de grava, significa que son caminos para todos los climas, que pueden ser usados todo el año pero que requieren mayores esfuerzos de mantenimiento y sufren un mayor deterioro respecto de los pavimentados.

Los caminos de tierra son también muy comunes en los países en desarrollo. Son ls más baratos, pero tienen la desventaja que generalmente tienen un estándar técnico bajo y pueden deteriorarse rápidamente en las áreas donde la precipitación de las lluvias es muy fuerte o donde pasa un tráfico muy intenso. Los caminos de tierra son, en la mayorÌa de los casos, caminos de acceso rural, y se consideran muy útiles para la población local.

Para un proyecto de estas características donde se necesitan caminos de muy buena calidad, se entiende que la situación ideal sería la construcción de caminos pavimentados. Este ideal presenta la desventaja de tener costos demasiado elevados. Por otro lado, la utilización de la red de caminos, si bien en las etapas previas al montaje de los molinos y durante el montaje se le dará un uso intensivo, una vez finalizadas estas etapas y durante el funcionamiento del parque, serán casi inutilizados.

Por estos motivos, se concluye que una buena solución para obtener calidad a costo moderado es la construcción de la red de caminos con superficie de grava o piedra.

Cualquiera sea el revestimiento de la superficie, existen ciertos términos comunes utilizados para describir los caminos:




*Fuente: Manual sobre revestimiento y mantenimiento de caminos con uso intensivo de mano de obra - OIT*

**1. Ancho de la formación:** Ancho completo del camino, incluyendo drenajes y pendientes de contención.

**2. Pista:** Ancho del camino, incluyendo las bermas.

**3. Plataforma:** Ancho compactado del camino, disponible para el tráfico.

**4. Berma:** Parte lateral del camino, pavimentada o sin pavimentar, cerca de la orilla de la pista contigua al cauce o pendiente de contención.

**5. Combadura:** Un camino combo tiene una sección transversal convexa como el techo de una casa, para drenar el agua de la lluvia de la pista hacia las cunetas laterales.

**6. Superficie de rodadura:** Una capa de grava compacta que forma la superficie (o pavimento) de una pista de transporte.

**7. Capa de compactación:** Tierra compactada en las partes laterales y debajo del camino.

**8. Corte:** Excavación en el terreno natural sobre el lado de la pendiente del camino, generalmente con declives graduados. El material excavado es usado para llenar el terraplén en el lado del valle del camino.

**9. Superficie de la sub-base:** La capa superior de la tierra (el material natural) que aguanta el camino, incluyendo las pendientes de contención.

**10. Cunetas o drenajes laterales:** Las cunetas laterales corren a lo largo del camino y recogen el agua del camino y tierras adyacentes y la transportan a los puntos de drenaje convenientes.

**11. Nivel original del terreno:** La superficie natural de la sección transversal anterior a la construcción.

**12. Contra-talud:** El declive exterior del drenaje lateral, con un ángulo apropiado para prevenir el deslizamiento del suelo hacia la cuneta.

**13. Talud de la cuneta o drenaje:** Declive interno desde la berma hacia la cuneta.

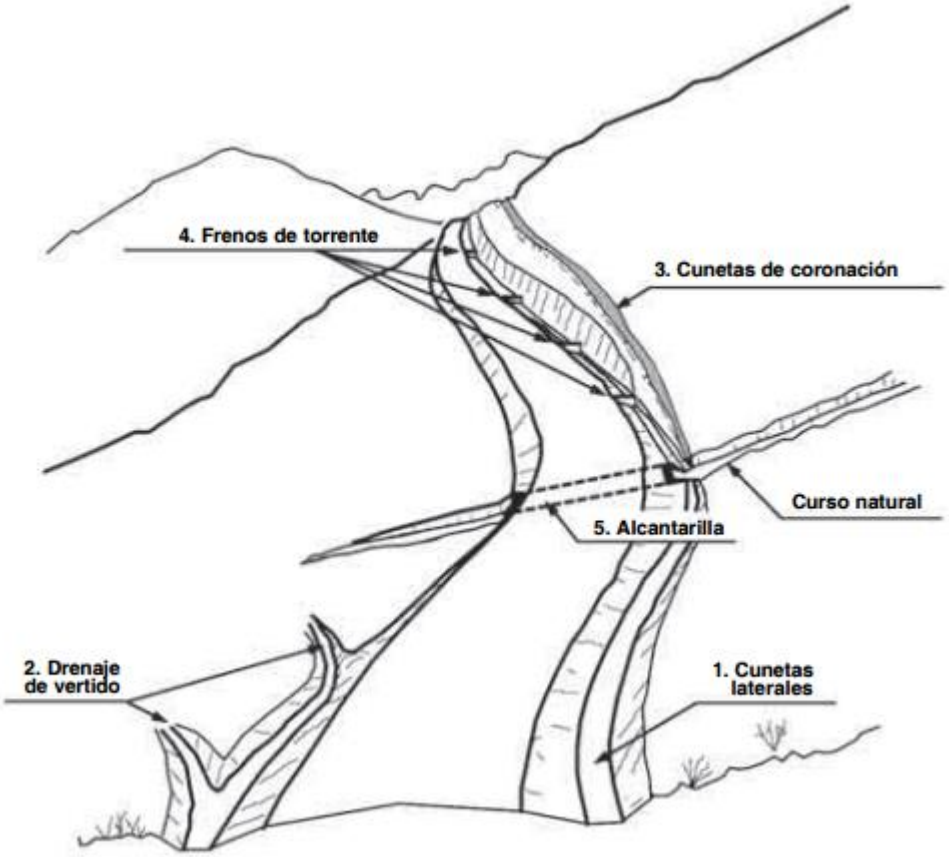
**14. Declive del terraplén:** Declive natural del material en el terraplén.

**15. El punto de equilibrio de la berma:** La unión de la berma de la pista con la pendiente de contención.

**16. Corona:** Cúspide del punto más alto de la combadura.

**17. Línea central del camino:** Línea que corre a lo largo del centro del camino. El encadenamiento es un término frecuentemente usado para describir la medida de las distancias a lo largo de la línea central de un camino.

Tal como se explicó anteriormente, el buen drenaje es vital si se desea que los caminos sobrevivan a las fuertes lluvias. Las siguientes definiciones ayudan a entender las discusiones sobre drenaje mostrando dónde están ubicados los principales elementos del drenaje:




*Fuente: Manual sobre revestimiento y mantenimiento de caminos con uso intensivo de mano de obra - OIT*

**1. Cunetas o drenajes laterales:** Las cunetas laterales corren a lo largo del camino y recogen el agua del camino y terrenos adyacentes y la transportan a un punto conveniente de desecho.

**2. Drenaje de vertido:** Los drenajes de vertido llevan el agua fuera de las cunetas laterales y la dispersan con seguridad en un terreno contiguo. Los drenajes de vertido deben proporcionarse tan a menudo como sea posible, de manera que el volumen de agua acumulada en cada drenaje no sea demasiado fuerte y no cause erosión a los terrenos adyacentes.

**3. Cunetas de coronación o de protección:** En sitios donde el camino está situado en una ladera, una cantidad significativa de agua de lluvia puede fluir hacia abajo de la colina, rumbo al camino. Esto puede causar daño en el corte del talud del camino e incluso puede causar erosiones del terreno. Las cunetas de coronación interceptan el agua de la superficie que fluye hacia el camino desde terrenos adyacentes, y la llevan hacia fuera del camino.

**4. Frenos de torrente:** Los frenos de torrente previenen la erosión en las cunetas laterales existentes en las pendientes empinadas que reducen la velocidad del agua. Los frenos de torrente se construyen normalmente usando el material localmente disponible, como piedras o palos de madera.

**5. Alcantarilla:** La alcantarilla es un drenaje transversal construida bajo el camino y su función es llevar el agua del lado superior de la ladera del camino hacia el más bajo, al lado del valle. En los países tropicales, con las lluvias fuertes, se requieren tres o cuatro alcantarillas por

kilómetro. Los anillos de la alcantarilla son normalmente hechos de concreto o son anillos corrugados prefabricados.

### ii. Levantamiento topográfico y construcción

**Trazado de camino**

Es imprescindible en el trazado inicial eliminar el material vegetal superficial de forma tal que quede completamente libre de materia orgánica. Esta tarea se realiza a través de una motoniveladora que recorriendo los lugares donde a futuro se trazará el camino, elimina la vegetación superficial.

Se realizará previamente un desmonte para eliminar árboles y troncos. Cabe destacar que esta tarea tiene una fuerte carga manual.

Esta etapa finaliza con el trazado del recorrido final del camino y se demarcará el mismo señalizándolo con estacas enterradas en el suelo.

A partir de ese terreno limpio y seco se comienza la construcción del terraplén de tierra que constituye la base del camino a construir.

**Construcción de terraplenes**

El terraplén está conformado por cuatro capas técnicamente diferentes y distinguibles que serán detalladas a continuación:

La primera capa se conoce como terraza y está formada por la superficie limpia y libre de material vegetal, troncos, etc. Esta surge de la etapa anterior de trazado. La terraza no posee material agregado pero debe ser compactada previo al agregado de material para conformar las sucesivas capas.

La segunda capa se conoce como Sub-Base. Esta se conforma por agregado de material sobre la terraza y los agregados son materiales pétreos triturados de 2", mezclados con tierra y compactados al 95% de su peso volumétrico seco máximo.

En tercer lugar aparece la capa base. Consiste en una capa conformada con materiales pétreos producto de trituración de 1 ½ pulgadas a finos, mezclados con tierra y compactados al 97% de su peso volumétrico seco máximo.

La última capa es la que se conoce como capa o superficie de rodadura. Esta es una capa conformada por materiales pétreos puros con tamaño variable de ¾" a finos. Esta capa suele ser de un espesor de 20 cm. y deberá ser compactada al 95% mínimo como mínimo.

Debe tenerse especial cuidado en el ancho de fundación del terraplén. Este está en función de la altura. Por lo general se emplea un talud con una relación de 1:2 lo que significa que cada talud de desplazará horizontalmente dos veces la altura. Si por ejemplo vamos a construir un camino de ancho final de 3m y 0,5 de altura, en sus bordes cada talud se desplazará 1m, debiendo tener la fundación un ancho mínimo de 5 m. dejando un margen adicional para las cunetas.

Cuando se construye el terraplén, se le deberá dar la misma forma y pendiente que va a tener al finalizarse el camino. Resulta conveniente lograr una adecuada compactación que permita el drenaje de cualquier posible filtración hacia las banquinas.

Es aconsejable preparar cada capa y dejarla un tiempo hasta que el suelo se asiente para luego volver a repasarlo ajustando el diseño, puesto que es normal que el suelo se mueva y se pierda la forma. En esta segunda etapa la compactación y el trabajo de nivelación son fundamentales.

En relación al empleo de materiales para el camino conviene para ello utilizar las canteras municipales puesto que se trata de materiales ensayados y probados, pero si se tiene más cerca otra fuente de similares características se ahorraría en la distancia del flete. En algunas ocasiones la combinación de un material de menor calidad para el armado de la base y una cobertura de mejor material resultan en una solución adecuada al tema de los costos.

El balasto que normalmente se emplea es una mezcla de tres tipos de material: piedras, arena y finos (limo y arcilla). Un buen material necesita un porcentaje de piedras, que son las que distribuyen y soportan la carga, una parte de arena y finos que consolidan y permite ligar el material entre sí facilitando la impermeabilidad. La fracción limosa si es calcárea es mucho mejor puesto que tiende a ligar mejor los materiales. La capa de rodadura y que soporta directamente la carga no deberá ser inferior a los 20 cm.

Para la compactación debe tenerse en cuenta la humedad del material y siempre se debe compactar el material en capas no más altas de 20 cm.

Todos los materiales tienen un punto de compactación que dependerá de la energía que se le aplique, pero esto solo se consigue cuando se alcanza una humedad óptima para él. Un método sencillo de comprobación, es tomar un puñado del material y apretarlo en la mano. Si se desgrana le falta humedad; si se amasa y nos ensucia la mano está pasado de humedad y si en cambio queda una masa compacta, es que está apto para trabajar. En el caso de que el material estuviera excedido de humedad deberá extenderse y airearse hasta que se ventile y adquiere al nivel de humedad necesario. Si el material está seco debe humedecerse o esperar una lluvia.

La falta de compactación permite que el agua se filtre más fácilmente desde la superficie o que suba por capilaridad. Se debe controlar en el caso de circulación de vehículos pesados, los puntos de giro o cambio de dirección pues esa área es la que recibe el mayor esfuerzo, lo mismo ocurre en repechos pronunciados por la tracción de la ruedas al trabajar en cambios bajos. Lo ideal es lograr la compactación con rodillo autopropulsado, siendo especialmente recomendados los denominados “pata de cabra”.

Deberá tenderse el material y compactar mediante varias pasadas a lo largo cubriendo todo el ancho del camino. Si hubiera terrones de material grandes se deben desmenuzar previamente al proceso de compactación.

Cuanto más plano el trazado más alto debería ser el terraplén para asegurar una superficie seca debajo de la superficie de rodadura. Cuando existen cruces de agua deberán instalarse caños o calzadas que estén bien dimensionados y permitan el adecuado flujo de agua sin que ocasione daños sobre el material del camino. Hay caminos que a pesar de tener bien las dos banquinas, por las características del terreno cargan agua en exceso sobre una de ellas en tanto la otra prácticamente no trabaja. La instalación de caños cruzando la calzada distribuye mejor el agua y logra un manejo más eficiente del drenaje construido.

**Construcción de taludes y cunetas**

Los caminos se deterioran normalmente por el paso de los vehículos, por efecto del agua o por ambos. Los escurrimientos, son el problema principal a resolver, pues depende de ello la durabilidad estructural del camino. Los escurrimientos deben estar controlados mediante la construcción de cunetas. Éstas deberán estar libres de obstáculos y presentar superficies planas en la zona de escurrimiento. Cuanto mayor la circulación de agua o la pendiente, mayor deberá ser la superficie plana inferior para evitar el efecto erosivo del agua. La profundidad mínima de cuneta recomendada es de 60 cm con relación a la calzada.

A modo de ejemplo, si el terraplén va a ser construido con altura de 20 cm respecto al terreno natural, se deberá excavar una cuneta de 40 cm.

La pendiente longitudinal de las cunetas no deberá ser inferior a 0,5%, para permitir el adecuado escurrimiento. No es recomendable que supera el 1 % en trechos muy largos y un valor superior al 2% es totalmente desaconsejable. Se aceptan desniveles mayores en tramos iniciales de una pendiente donde comienza la captación de agua, pero de ninguna manera al final de la misma donde se recibe un mayor caudal. En esos casos deben desviarse las aguas del tramo superior en varias etapas, alejándola del camino hacia desagües naturales, evitando la erosión y el arrastre de partículas que tienden a acumularse en las partes más suaves.

Debe tenerse especial cuidado que las cunetas no actúen como lugar de captación de las pluviales del terreno circundante, porque normalmente no han sido dimensionadas para ello. En esos casos el empleo de terrazas de desvío hacia otras zonas evita la saturación y el daño del camino.

### iii. Costos estimados

A continuación, se presenta una tabla con costos aproximados de algunas actividades para la región:

| Etapa | US$/km | | (%) | |
|---|---|---|---|---|
| Trazado | 150 | | 0,6 | |
| Desmonte | - | (1) | | |
| Movimiento de tierras | 6500 | (2) | 27,0 | 27,6 |
| Cunetas | 200 | | 0,8 | |
| Alcantarillas (30-40m/km) | 2250 | | 9,3 | |
| Puentes (2m/km) | 1100 | | 4,5 | 14,6 |
| Preparación subrasante | 1200 | | 5,4 | |
| Producción ripio | 5600 | | 23,3 | |
| Transporte ripio | 4000 | | 16,6 | |
| Construcción carpeta | 3000 | | 12,5 | 57,8 |
| Total | 24000 | | 100,0 | 100,0 |

(1) Esta partida se incluye en los costos de cosecha

(2) Incluye destronque 1 US$/tocón de diámetro >40 cm

*Fuente: FAO (Food and Agriculture Organization)*

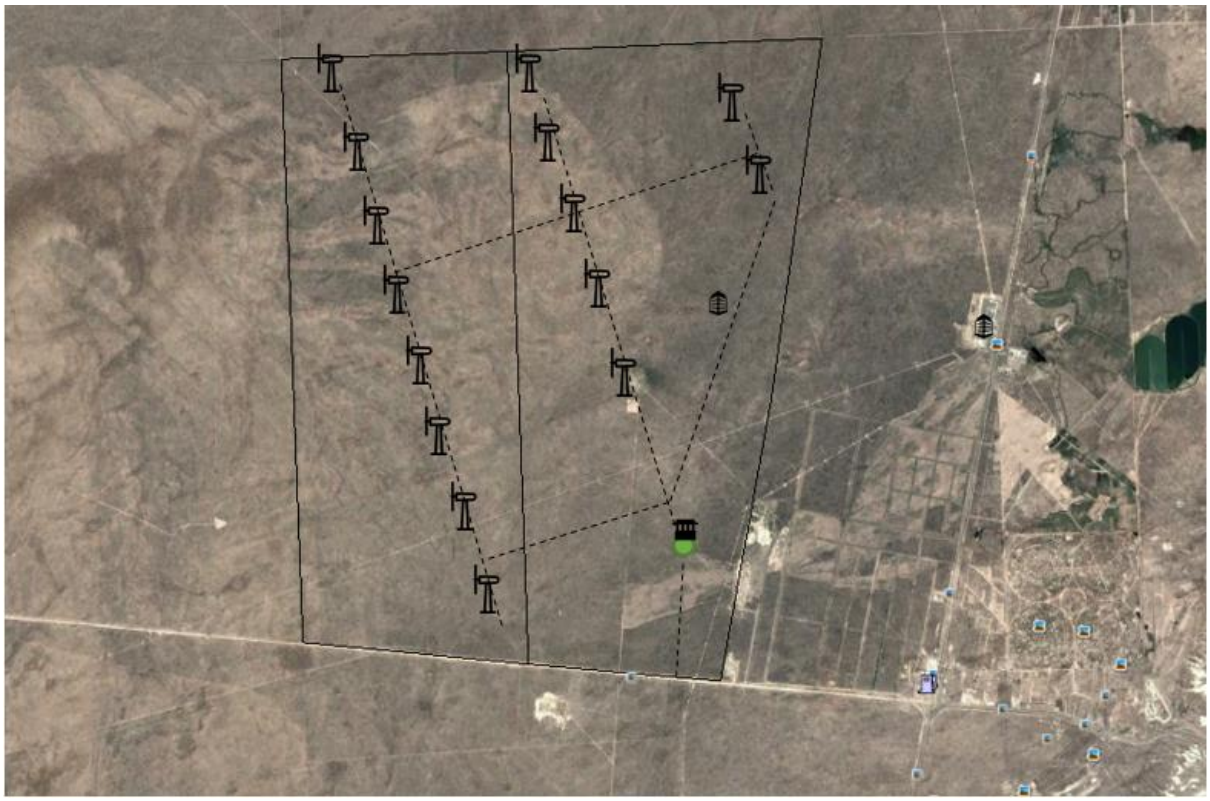
Del análisis de las diferentes licitaciones de construcción de rutas en el país, se arribó a un costo estimado por km. Para la construcción de caminos pavimentados, el costo oscila entre 700.000 y 1.300.000 US$/km.

Se consultó a una constructora dedicada a la construcción de caminos de ripio (Loss Vial S.A.) y nos informaron que dependiendo la zona de construcción, el terreno y la cercanía a los materiales, el costo oscila entre 400.000 y 1.200.000 $/km.

Como se observa, la diferencia es sumamente notoria y esto justifica la elección de un camino de ripio ya que este cumple con los requerimientos técnicos necesarios y a un costo significativamente menor al costo del pavimento.

### iv. Layout final de caminos

En función del layout preliminar se definen los caminos que será necesario construir para el montaje de los aerogeneradores. El siguiente layout muestra las vías de acceso existentes (Ruta N4) y los que habrán de construirse.



*Fuente: Elaboración propia*

#### Magnitudes y datos técnicos propios del proyecto

Teniendo en cuenta la separación de los molinos y las distancias entre estos que se deberán respetar para garantizar las características de funcionamiento óptimas, se realizaron los cálculos y se deberán construir 14,6 km de nuevos caminos.

La pendiente del terreno oscila entre un 12% y 19%, por lo cual los siguientes cálculos serán realizados teniendo en cuenta una pendiente del 15%, valor suficientemente cercano al promedio.[114]

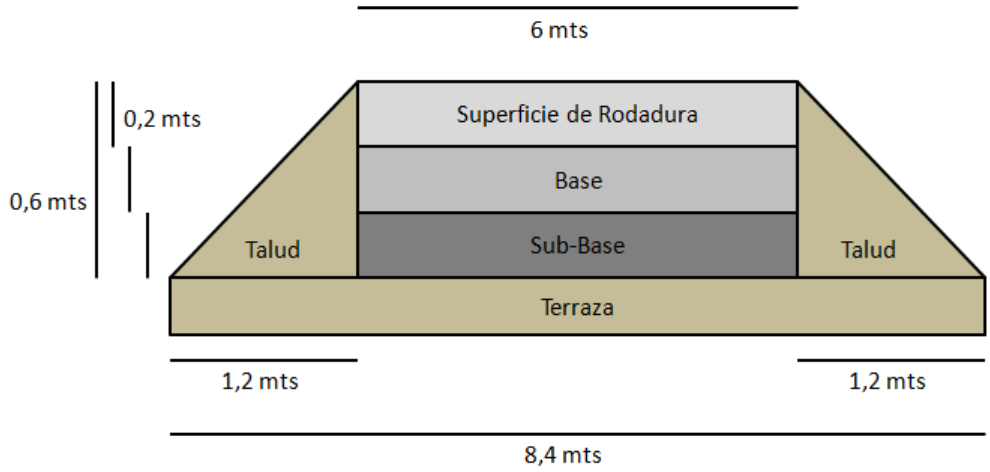
Teniendo en cuenta que el ancho de un camión oscila entre los 2,2 mts y 2,7 mts y para garantizar una doble vía que garantice una mano de ida y otra de vuelta, se estableció un ancho de 6 mts de plataforma.

Considerando que las precipitaciones en la zona son bajas (entre 100 mm y 250 mm anuales), la humedad en suelo será relativamente baja. Por este motivo, la elevación necesaria del terraplén se disminuye considerablemente.

Los nuevos caminos serán construidos con una pendiente transversal del 2%. Estarán compuestos por una capa sub-base compactada de 20 cm de espesor, seguida de una capa base compactada de 20 cm de espesor. Por último, la capa de rodadura tendrá 20 cm de espesor alcanzando el conjunto una elevación total por sobre el terreno de 60 cm.

A partir de las dimensiones mencionadas anteriormente y respetando el ancho de taludes recomendado e igual a dos veces la altura final del camino, el ancho a desbrozar para la fundación del terraplén base será de 8,4 mts[115].

En conclusión, el terraplén quedará compuesto por las tres capas de material más dos taludes, uno de cada lado. En la siguiente imagen se individualizan estas partes:




*Fuente: Elaboración propia*

Para calcular el volumen aproximado de material a movilizar en las capas sub-base, base y superficie de rodadura, tal como se identifica en la imagen, se emplea la fórmula de superficie de un rectángulo. En lo que respecta a los taludes, se utilizará la fórmula de superficie de un triángulo rectángulo.

Los cálculos arrojan los siguientes volúmenes estimados de materiales:

[114] Dato brindado por Aluar Saic.
[115] Este valor se calcula tomando 6 mts de ancho del camino mas un talud de cada lado, de ancho base igual a 1,2mts.

- 17.520 m3 de material pétreo triturado a 2” mezclado con tierra para la sub-base.
- 17.520 m3 de material pétreo triturado a 1,5” mezclado con tierra para la base.
- 17.520 m3 de material pétreo puro triturado y mezclado de entre 0,75” y 0.25” para la superficie de rodadura.
- 10.512 m3 de tierra para la construcción de los taludes.

Las zanjas de cable se tenderán al costado del camino, a una distancia de 1 m del extremo de las cunetas, en las zonas donde las haya, y a una distancia de 1,80 m del extremo del camino en aquellas zonas donde no haya cuneta. Este punto es importante debido a que en caso de rotura en algún cable, o para tareas de mantenimiento de los mismos, se garantiza pleno acceso a estos.

### ii. Maquinaria a emplear en la obra civil

Se realiza en la siguiente tabla una estimación de la maquinaria necesaria para la instalación de los 15 aerogeneradores del parque eólico.

| **Equipo/Descripción** | **Cantidad** |
|---|---|
| Excavadora sobre Orugas | 1 |
| Topadora | 1 |
| Pala Cargadora y Retroexcavadora | 1 |
| Motoniveladora | 1 |
| Rodillo Compactador | 1 |
| Grúa de Pluma Articulada de 700 ton | 1 |
| Grúa de Pluma de 200 ton | 1 |
| Grúa de Pluma de 80 ton | 1 |
| Autoelevador | 2 |
| Camión Batea de 25 $m^3$ | 2 |
| Camion Mixer para transporte de Hormigón Elaborado x 6 $m^3$ | 6 |
| Grupo Electrógeno x 40 kVA | 4 |
| Colectivo para Transporte de Personal x 40 personas | 4 |

| | |
|---|---|
| Camión con Hidrogrúa de 5 ton | 1 |
| Camión para transporte de volquetes | 1 |
| Camionetas | 6 |
| Motocompresor | 2 |
| Camión de suministro de GasOil (Tanque por 3000 litros) | 1 |

*Fuente: Elaboración propia*

### iii. Cimentaciones de los aerogeneradores

La seguridad requerida por los aerogeneradores depende en gran medida de la estabilidad y buen funcionamiento de la cimentación, tanto durante la fase de construcción como durante la fase de operación. El estudio de la cimentación comprende caracterización geotécnica, los requisitos de diseño y el procedimiento de cálculo.

#### i. Características del suelo

La cantidad y nivel de detalle de la investigación geotécnica para el estudio de las condiciones de cimentación dependerá de las características de los aerogeneradores y su emplazamiento. A partir de ensayos "in situ" y de laboratorio, la información geotécnica fundamental puede resumirse como sigue:

- Descripción del perfil del suelo, mediante la identificación de las diferentes capas y/o niveles geotécnicos en profundidad.
- La posición del nivel freático, y/o del nivel medio del mar en caso de posiciones offshore.
- Propiedades de identificación y clasificación de los suelos, mediante análisis granulométrico, índices de Atterberg, humedad natural, pesos específicos, etc.
- Las propiedades resistentes del suelo en condiciones drenadas y no drenadas (ángulo de rozamiento, cohesión).
- Las propiedades de deformación, en términos de sus módulos de deformación en condiciones estáticas y dinámicas.
- Las características sísmicas del emplazamiento, a partir de la (i) caracterización de las acciones sísmicas en cuanto a magnitud y aceleración de cálculo, y (ii) caracterización de la respuesta sísmica de los suelos.
- Evaluación del potencial de licuación

Una vez conocidas las características geotécnicas del suelo y determinada la capacidad portante, se calcula el tipo de cimiento necesario y las características de diseño que deberán cumplir para soportar las cargas a las que estos estarán sometidos durante su vida útil.

Se conoce como capacidad portante a la máxima presión media de contacto entre la cimentación y el terreno tal que no se produzca un fallo por cortante del suelo o un asentamiento diferencial excesivo.

En función del terreno donde se vaya a situar la cimentación, suele resultar conveniente retirar la capa más superficial del mismo con tal de apoyar la zapata en un terreno de mejor calidad.

A continuación se detallan algunos valores de carga admisible según el tipo de terreno y profundidad de cimentación:

| Naturaleza del terreno | Presión admisible en kg/cm², para profundidad de cimentación en m de: | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | 0,5 | 1 | 2 | ≤3 |
| **1. Rocas (2)** | | | | | |
| No estratificadas | 30 | 40 | 50 | 60 | 60 |
| Estratificadas | 10 | 12 | 16 | 20 | 20 |
| **2. Terrenos sin cohesión (2)** | | | | | |
| Graveras | - | 4 | 5 | 6,3 | 8 |
| Arenosos gruesos | - | 2,5 | 3,2 | 4 | 5 |
| Arenoso finos | - | 1,6 | 2 | 2,5 | 3,2 |
| **3. Terrenos coherentes** | | | | | |
| Arcillosos duros | - | - | 4 | 4 | 4 |
| Arcillosos semiduros | - | - | 2 | 2 | 2 |
| Arcillosos blandos | - | - | 1 | 1 | 1 |
| Arcillosos fluidos | - | - | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| **4. Terrenos deficientes** | | | | | |
| Fangos | En general resistencia nula, salvo que se determine experimentalmente el valor admisible. | | | | |
| Terrenos orgánicos | | | | | |
| Rellenos sin consolidar | | | | | |

Observaciones:

1) a) Los valores que se indican corresponden a rocas sanas, pudiendo tener alguna grieta.
b) Para rocas meteorizadas o muy agrietadas las tensiones se reducirán prudencialmente.

(2) a) Los valores indicados se refieren a terrenos consolidados que requieren el uso de pico para removerlos.
Para terrenos de consolidación media en que la pala penetra con dificultad, los valores anteriores se multiplican por 0,8.
Para terrenos sueltos, que se remuevan fácilmente con la pala, los valores indicados se multiplican por 0,5.
b) Los valores indicados corresponden a una anchura de cimiento igual o superior a 1m. En caso de anchuras inferiores, la presión se multiplicará por la anchura del cimiento expresada en metros.
c) Cuando el nivel freático diste de la superficie de apoyo menos de su anchura, los valores de la tabla se multiplicarán por 0,8.

*Fuente: Optimización del diseño de la cimentación para un aerogenerador de gran altura - Universitat Politécnica de Catalunya*

En muchos casos, incluso es conveniente excavar cierta profundidad antes de construir la zapata y, posteriormente, rellenar el hueco. Si éste es el caso, el peso del relleno sobre la cimentación contribuye a reducir la posibilidad de vuelco y, el área necesaria en planta, incluso puede verse reducida, significando un ahorro considerable.

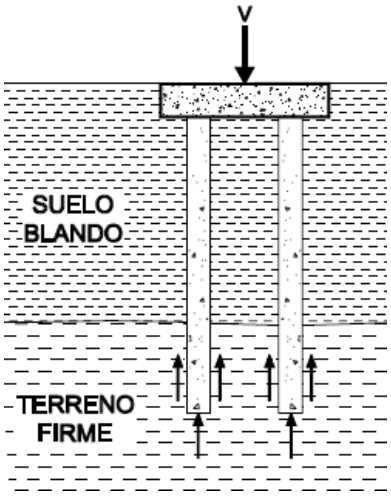
De darse una situación en que el terreno no presente adecuadas características y propiedades como la rigidez, resistencia a cortante, permeabilidad u homogeneidad del suelo, pueden ser ajustadas mediante diversos métodos:

- Precarga, compactación, o vibración: Exponiendo el suelo a procesos de precarga o compactación se puede alcanzar la consolidación del terreno y reducir así futuros asientos. Otros métodos de mejora del terreno consisten en dejar caer al terreno pesos

desde cierta altura, o introducir vibradores que reorganicen las partículas que conforman el suelo.

- Realizar infiltraciones al terreno con lechada de cemento: También se emplean métodos que inyectan nuevos materiales al suelo, habitualmente, lechadas de cemento. Estos métodos son capaces de modificar la permeabilidad del terreno y consecuentemente el flujo de agua, o incrementar su capacidad portante.
- Mediante el jet-grouting: Esta técnica consiste en la introducción en el terreno de un material cementante (generalmente lechada de cemento), a través de uno o varios chorros a gran velocidad. La energía de este chorro provoca la rotura y la reestructuración del terreno, mezclándolo con el material aportado, dando lugar a un terreno mejorado.Tras perforar hasta la profundidad especificada, se extrae el elemento de perforación a una velocidad determinada mientras, al mismo tiempo, se inyecta la mezcla de tierra y cemento rellenando los espacios entre partículas de suelo.

Si las propiedades del suelo no son suficientes para garantizar el buen apoyo de la cimentación, puede ser una buena opción instalar pilotes que conduzcan las cargas hacia un mejor terreno situado a mayor profundidad. A continuación se esquematiza el concepto:




*Fuente:Optimización del diseño de la cimentación para un aerogenerador de gran altura - Universitat Politécnica de Catalunya*

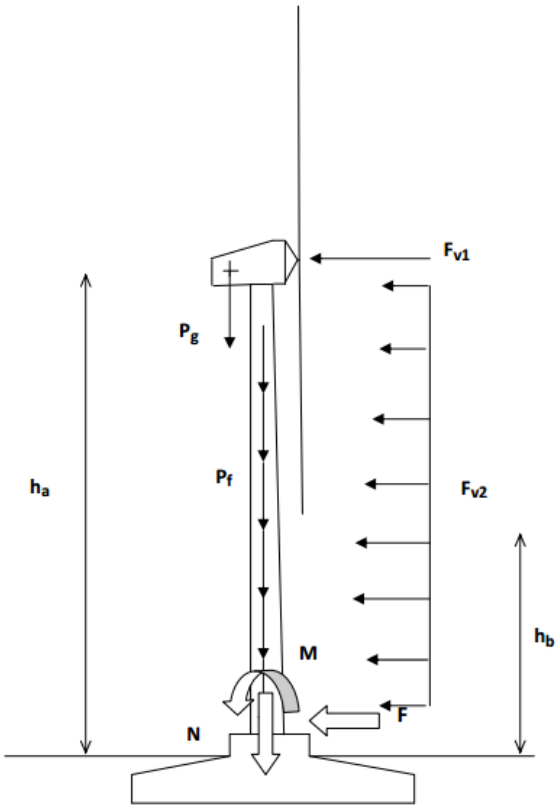
### ii. Los cimientos

La cimentación constituye el elemento intermedio que permite transmitir las cargas que soporta la estructura al suelo subyacente. Ello debe lograrse de modo que no se rebase la capacidad portante del suelo y que las deformaciones producidas en éste, sean admisibles para la estructura. Para realizar una correcta cimentación, deberán tenerse en cuenta las características geotécnicas del suelo previamente determinadas y se deberá dimensionar el propio cimiento de hormigón, de modo que se cumplan los estados límite de servicio y último. Estos estados se encuentran explicados en el siguiente subtítulo.

Prácticamente la totalidad de la carga vertical proviene del peso propio de la torre, la góndola y las palas, pero la carga más significativa a soportar es la que proviene de los esfuerzos causados por el viento. Estas cargas son transmitidas a través de la interfaz de conexión de la torre hacia la base y por medio de la base, derivadas al suelo.

Debido a la gran altura de los aerogeneradores, la fuerza horizontal provoca un considerable momento flector en la cimentación.

A continuación se presenta un gráfico con las fuerzas que inciden sobre la estructura:




$$N = P_g + P_f$$

$$F = F_{v1} + F_{v2}$$

$$M = F_{v1} \cdot h_a + F_{v2} \cdot h_b$$

*Fuente:Optimización del diseño de la cimentación para un aerogenerador de gran altura - Universitat Politécnica de Catalunya*

N: Carga vertical de compresión causada por el peso propio de la estructura y la góndola.

F: Fuerza horizontal causada por el empuje del viento sobre el rotor y sobre la torre. Puede actuar en cualquier dirección.

M: Momento flector causado por el empuje del viento sobre el rotor y sobre la torre.

Fv1: Fuerza que realiza el viento sobre el rotor.

Fv2: Fuerza que realiza el viento sobre la torre.

Pf: Peso de la torre.

Pg: Peso de la góndola.

ha: Altura desde el nivel del suelo hasta el centro de gravedad de la góndola.

hb: Altura desde el suelo al centro de gravedad de la torre.

Habitualmente, las cimentaciones suelen caracterizarse por ser poco profundas y con mucha superficie en contacto con el terreno aunque, si las características del suelo son muy

desfavorables, suele optarse por incorporar pilotes. En función de las condiciones del terreno, se escogerá una u otra tipología de cimentación.

| Tipo de terreno | Tipo de cimentación |
|---|---|
| Roca próxima a la superficie | Superficial de hormigón armado apoyado en la roca y anclado mediante pernos |
| Terreno firme | Superficial de hormigón armado (puede incorporar pilotes) |
| Terreno de baja capacidad portante | Superficial de hormigón armado con pilotes |

*Fuente:Optimización del diseño de la cimentación para un aerogenerador de gran altura - Universitat Politécnica de Catalunya*

La cimentación superficial se caracteriza por una gran extensión en planta, conocida como zapata, con el objeto de transmitir las cargas que recibe y su propio peso al terreno. Su geometría en planta es siempre circular o poligonal y el material utilizado es mayoritariamente hormigón armado.

Todas las cargas anteriormente mencionadas, deben ser conducidas al terreno sin superar la capacidad portante del mismo. Por ese motivo, la superficie de contacto zapata-terreno debe ser lo suficientemente grande puesto que, cuanto mayor sea, menor será la presión que deberá soportar el terreno. En contraparte a esto, mayor será el coste económico del cimiento.

Una vez que la cimentación entre en carga, deberá garantizar una adecuada respuesta a sus solicitaciones. Por un lado, deberá asegurar la estabilidad del aerogenerador evitando su vuelco y deslizamiento a causa de las acciones horizontales. Por otro lado, la reacción del terreno cuando se le transmiten las cargas, generará una distribución de presiones bajo la zapata, que ocasionará esfuerzos de flexión y corte en el hormigón, siendo imprescindible la colocación de barras de acero. Éste es un aspecto fundamental y un hecho remarcable. Como se observa en la figura a continuación, la cantidad varillas de hierro para la construcción de la armadura es muy elevada.

*Fuente: GEOSUPORT - Estudios Geotécnicos*

### iii. Requisitos de diseño para las cimentaciones

El método de los estados límite es un enfoque de seguridad en el cálculo estructural preconizado por diversas normativas técnicas, instrucciones y reglas de cálculo (Eurocódigos, CTE, EHE, entre otras) consistente en enumerar una serie de situaciones arriesgadas cuantificables mediante una magnitud, y asegurar con un margen de seguridad razonable que la respuesta máxima favorable de la estructura en cada una de esas situaciones es superior a la exigencia real sobre la estructura.

Un Estado Límite Último (ELU) es un estado límite, tal que de ser rebasado la estructura completa o una parte de la misma puede colapsar al superar su capacidad resistente. En general, el que un ELU sea sobrepasado es una situación extremadamente grave, que puede provocar cuantiosos daños materiales y desgracias personales. Por esa razón, los coeficientes de seguridad usados en los cálculos relacionados con un ELU son sustancialmente mayores que en otro tipo de estados límite

Un Estado Límite de Servicio (ELS) es un tipo de estado límite que, de ser rebasado, produce una pérdida de funcionalidad o deterioro de la estructura, pero no un riesgo inminente a corto plazo. En general, los ELS se refieren a situaciones solventables, reparables o que admiten medidas paliativas o molestias no-graves a los usuarios. El que un ELS sea rebasado no reviste la misma gravedad que el que un ELU se sobrepasado.

A partir de la información geotécnica y de dimensiones de cimentación preliminares, puede estimarse el desempeño de la cimentación según los siguientes requisitos habituales, teniendo

en cuenta ciertos criterios para la evaluación de los Estados Límite Últimos (ELU) y Estados Límite de Servicio (ELS):

Estados Límite Últimos (ELU):

- Capacidad portante mínima del terreno
- Estabilidad frente al vuelco e inclinación de la torre
- Seguridad mínima frente a riesgo de licuación del terreno de cimentación

Estados Límite de Servicio (ELS):

- Tiempos mínimos de consolidación
- Límite de asientos absolutos totales de la estructura
- Asientos diferenciales o de inclinación
- Rigidez rotacional – Estática, de la cimentación
- Rigidez rotacional – Dinámica, de la cimentación
- Fatiga de los materiales

Los casos o hipótesis de carga asumidos para los cálculos suelen ser especificados por los fabricantes de los equipos aerogeneradores, considerando una vida útil que suele ser de 20 años.

Estas hipótesis de cargas dependen fundamentalmente de la intensidad del viento, y otros factores externos, y las mismas vienen definidas como combinación de las siguientes situaciones:

- Normales, referidas a las condiciones normales de operación
- Accidentales, referidas a paradas de emergencia u otras situaciones extremas poco frecuentes.
- Transporte, montaje e instalación

Debido a la acción dominante del viento en las hipótesis de carga, las situaciones más desfavorables suelen estar relacionadas a fuertes excentricidades y concentración de tensiones en los extremos de la cimentación, como consecuencia del estado de esfuerzos (momento, axil y cortante) en la base de la torre.

### iv. Proceso de diseño

El proceso de diseño suele iniciarse con la adopción de unas dimensiones preliminares de la cimentación, que posteriormente deberán ser corregidas o ratificadas de acuerdo a los cálculos de comprobación indicados en el subtítulo anterior (Requisitos de diseño) en función de los requerimientos del proyecto y los estados de carga facilitados por el fabricante del aerogenerador.

En la imagen siguiente, se muestran algunas de las geometrías más frecuentes adoptadas para la cimentación de aerogeneradores.

*Fuente:Optimización del diseño de la cimentación para un aerogenerador de gran altura - Universitat Politécnica de Catalunya*

Tras la selección de la geometría, sigue el cálculo de tensiones y deformaciones en toda la profundidad de suelo afectada, así como en la cimentación, sin tener en cuenta ningún tratamiento especial en el terreno. De acuerdo a las comprobaciones de los Estados Límite Último y de Servicio (ELU y ELS), se evalúa la necesidad de mejora en el terreno para alcanzar los niveles requeridos de capacidad portante y deformación admisible.

En este proceso es de especial interés la evaluación del nivel de rigidez que necesita el suelo para evitar asientos absolutos y diferenciales no admisibles con el buen funcionamiento del aerogenerador a corto y largo plazo. Considerando la fuerte influencia del viento en la concentración de esfuerzos en la cimentación, será esencial determinar los valores límite de la rigidez rotacional frente a cargas estáticas y dinámicas.

En el corto plazo, la rigidez rotacional deberá garantizar un nivel de distorsión angular admisible frente a las situaciones extremas de los Estados Límite Últimos (ELU), por ejemplo provocadas por paradas de emergencia, tormentas y/o cargas durante la instalación. Asimismo, en el largo plazo deben garantizarse unos Estados Límite de Servicio (ELS) para mantener en niveles admisibles los asientos y distorsiones angulares, los cuales pueden verse considerablemente afectados por el efecto de las cargas cíclicas del viento y el oleaje en los casos de aerogeneradores en el mar.

Se deberá verificar que no se supera ningún estado límite utilizando valores adecuados para:
• Las solicitaciones de la estructura sobre la cimentación.

• Las acciones (cargas y empujes) que se puedan transmitir o generar a través del terreno sobre la cimentación.

• Los parámetros de comportamiento mecánico del terreno.

• Los parámetros de comportamiento mecánico de los materiales utilizados en la construcción de la cimentación.

• Los datos geométricos del terreno y la cimentación.

En resumen, el proceso de diseño para el apoyo de la cimentación generalmente se realiza de forma iterativa a partir de los siguientes pasos:

- Definición de la geometría preliminar de la cimentación
- Cálculo de las tensiones actuantes en el terreno de apoyo y en la base de la cimentación
- Propuesta de tratamiento del terreno
- Análisis de la solución con suelo mejorado
- Determinación de los parámetros básicos del suelo mejorado:
    - Capacidad portante terreno mejorado
    - Asientos (Inclinación o diferenciales, y total)
    - Rigidez Rotacional (Estática y Dinámica)
- Comprobación de los requerimientos del fabricante y la técnica de mejora aplicada, para el ajuste de la solución

### iv. Construcción de la base

Para la construcción se distinguen las siguientes etapas

La primera etapa consiste en la preparación del suelo para cumplir los requisitos técnicos especificados según los análisis antes mencionados. Dependiendo del diseño, puede ocurrir que se haya optado por una base enterrada y en este caso se comenzará realizando el correspondiente pozo. En la gran mayoría de los casos esta es la elección dado que se requiere de una base de menor tamaño y consecuentemente menores costos.

Por último, sea la base enterrada o netamente superficial, se realizará la nivelación necesaria del suelo.

En segundo lugar se realizará una carpeta de cemento sobre el terreno donde se posará la base de hormigón armado.

El tercer paso consiste en el armado de la jaula que servirá de estructura interna del hormigón para poder transportar los esfuerzos hacia el suelo. Esta jaula se realiza formando un entramado con varillas de hierro. En esta etapa también se construye el centro de la base. Este centro, al igual que la jaula, se construye con varillas de hierro que conectadas con la jaula de la base, servirán de conexión con la torre del aerogenerador.

*Fuente: reve (Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico)*

En la imagen anterior se observa que se optó por una base enterrada

Se puede ver claramente el centro de la base que, como ya fue mencionado, servirá de conexión con la torre.

La cuarta etapa consiste en rellenar la base con cemento y dejarla secar hasta adquirir la rigidez necesaria.

A continuación se puede ver la base ya terminada y lista para ser recubierta con tierra.

*Fuente: El molino verde - Blogspot*

Por último, y como se mencionó en la primera etapa, según los criterios de diseño se recubrirá la base con tierra llegando al final de la construcción.

### v. Plataformas de montaje

Al igual que para el transporte de los equipos, en las labores de instalación de los aerogeneradores se requieren infraestructuras auxiliares de ingeniería. Se trata de las plataformas de montaje sobre las que se sustentan las grúas necesarias para el izado de las torres y demás componentes del equipo con gran tamaño. Este emplazamiento destinado a la grúa presenta unos requerimientos de superficie que no suelen ser menores de 24 m x 16 m.

Las acciones de ejecución de la plataforma son idénticas a las que se han expuesto para la construcción de caminos. Aunque el ideal es construir una plataforma de montaje de cemento, técnicamente este se puede sustituir por un terraplén compactado y nivelado. El motivo de la sustitución es, al igual que en la construcción de los caminos, el elevado costo de construcción de la carpeta de cemento y la baja tasa de utilización posteriormente a la etapa de montaje.

Como se mencionó anteriormente, la tasa de utilización es muy baja. El uso de la plataforma se remite solo a la fase de montaje del aerogenerador y una vez finalizada dicha actividad, esta plataforma generalmente quedará inutilizada excepto por la aparición de un imprevisto de carácter grave que requiera desmontaje de elementos en altura. Esta situación es sumamente infrecuente y es por esto que sigue sin justificarse la realización de una plataforma de cemento.

Teniendo en cuenta la elevación de 0,6 mts del camino, se destaca que las plataformas deberán estar al mismo nivel que este. Por este motivo, la construcción de las plataformas implica un movimiento de suelo adicional. De acuerdo a las medidas recomendadas de las plataformas y la elevación correspondiente, para la construcción de las 15 plataformas se reuquerirá un movimiento de 3456 m3 de tierra compactada.

### vi. Zanja de cables

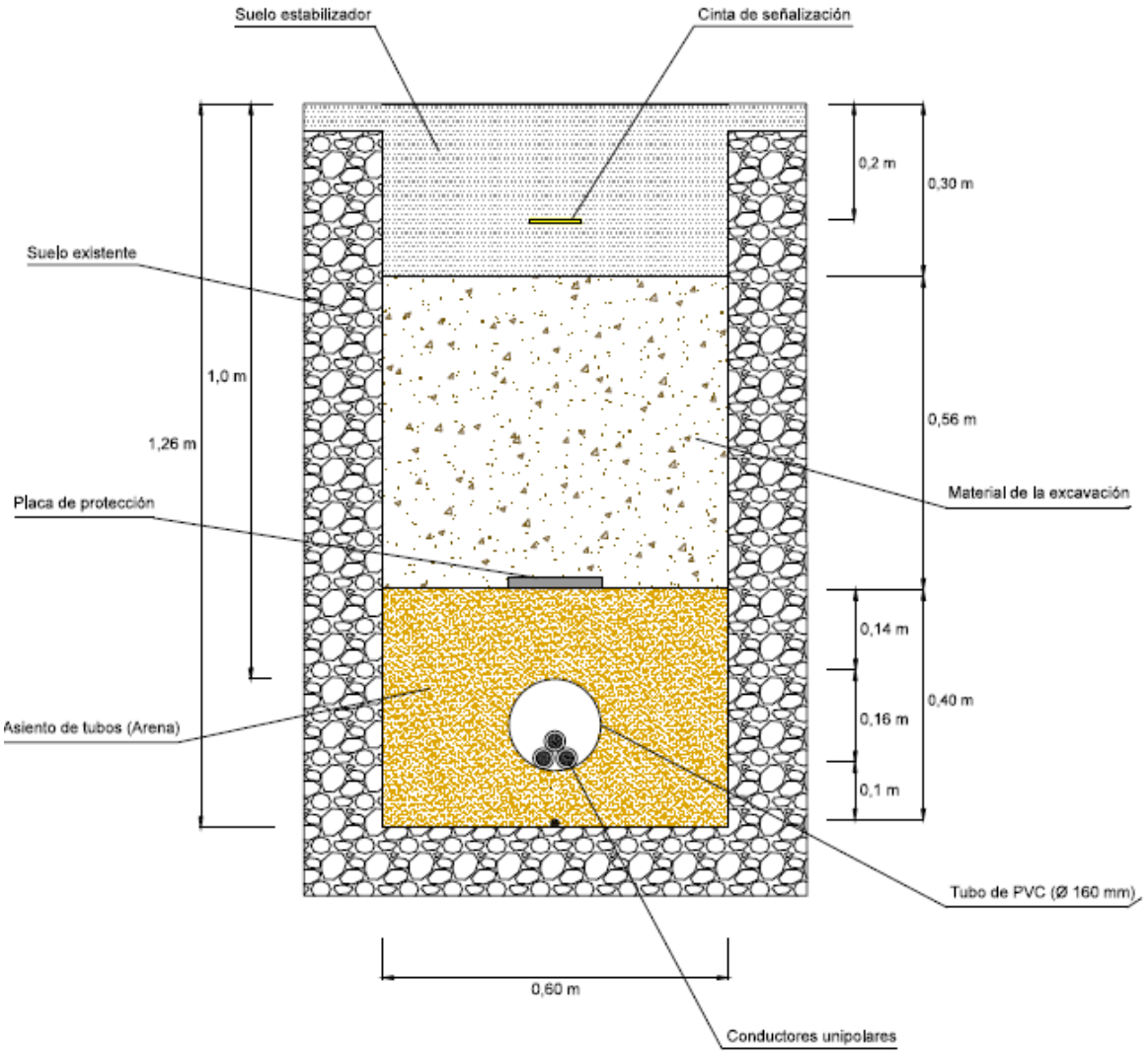
El cableado del interior del Parque Eólico, permite la interconexión eléctrica de los aerogeneradores para la transferencia de potencia, el sistema de tierra, el control y la comunicación, se instalará de forma subterránea.

La obra a realizar consiste en excavar una zanja abierta de 1,3 metros de profundidad. En el fondo de la misma se colocará una cama de arena de aproximadamente 40 cm., limpia de piedras, raíces y otro material que pueda dañar los tubos, sobre la cual se dispondrán los cables de alimentación y un cable de interconexión a tierra.

Una vez ya instalados los cables, los mismos serán recubiertos por 20 cm. de arena. Por arriba de la arena se colocarán los tubos protectores para los cables de fibra óptica y un cable de línea telefónica para posibles comunicaciones internas que se instalarán en el Parque.

Por otro lado, por seguridad, se colocará, a 20 cm. de profundidad, una cinta de advertencia con la inscripción de “Advertencia de Alta Tensión”. Luego se cubre lo restante con arena, hasta la superficie donde se la cierra completamente con material compresible.

A continuación, se observa gráficamente el interior de la zanja a realizar, con su respectivo cableado.




*Fuente:Parque Eólico a Xunqueira*

## vii. Cables de media tensión

El cableado de media tensión constara de tres conductores, uno para cada fase eléctrica, que conectaran en paralelo los circuitos de los aerogeneradores de una misma rama y las ramas entre sí. Considerando que el Parque Eólico constara de 15 aerogeneradores, se prevé que estén distribuidos en 3 circuitos eléctricos. Los mismos serán conectados directamente a la subestación.

Los conductores de potencia en baja tensión serán de cobre recocido clase 2, multipolares, con aislamiento de polietileno reticulado 0,6/1kV y cubierta de PVC, con secciones adecuadas a la intensidad y caídas de tensión máximas previstas.

Por otra parte, se debe contar con interruptores de distribución de media tensión, los cuales sirven de protección ante una posible falla eléctrica de los circuitos de cada componente del sistema eléctrico. Los mismos se ubicaran en la base de la torre de cada aerogenerador.

### viii. Edificio de control

Tiene el objetivo de asegurar el correcto funcionamiento de todas las instalaciones y ofrecer las comodidades necesarias para el personal que se mantendrá en el predio una vez que este se encuentre en operación. Para ello, deberá contar con las siguientes salas:

- Sala de vestuarios y aseos: Deberán ajustarse a lo indicado en la normativa del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social.
- Sala de reuniones: Sus dimensiones y diseño serán tales que permitan desarrollar cómodamente reuniones.
- Comedor: Sus dimensiones deberán permitir que la sala albergue alrededor de 5 empleados simultáneamente.
- Sala de armarios de Control y Protección: Deberá tener las dimensiones necesarias para posibilitar el alojo de los paneles de control y protección de la subestación.
- Sala de control: Será el puesto de trabajo del personal encargado de la operación de la Central Generadora, es decir el personal de la empresa proveedora que comúnmente monitorea la instalación desde su sede central pero ocasionalmente puede necesitar el equipo en la locación. Sus dimensiones serán tales que permitirán alojar un escritorio equipado con PC y un armario de servidores.
- Almacén: Espacio amplio a disposición de los empleados.

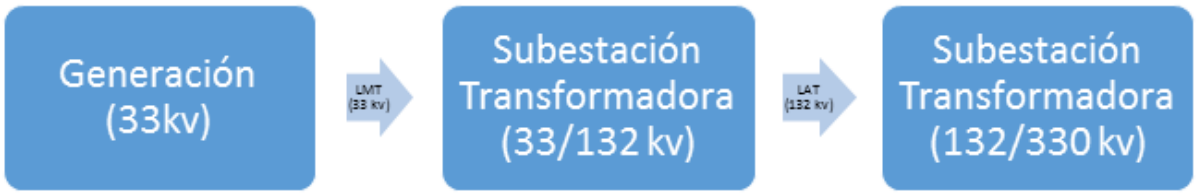
### iii. Obra Eléctrica

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene como objetivo la transferencia de la energía producida por los aerogeneradores hacia la red del SADI o hacia una red privada que abastezca a un gran usuario. Como fue indicado en títulos anteriores, este proyecto estudiará la inyección de la energía generada a la red nacional a través del nodo de transformación Puerto Madryn 132/330 KV. En esta sección se describe el proceso para la construcción de las instalaciones eléctricas necesarias para la transformación y transferencia de la energía producida, desde los aerogeneradores hasta el punto de conexión.

A modo de resumen, el generador del aerogenerador produce energía en baja tensión (690 voltios). Ésta es conducida a través de una red de baja tensión (interna al aerogenerador) hasta un primer transformador, también interno al aerogenerador, que la eleva hasta media tensión (33 KV). Luego, es transportada por una red interna dentro del parque, que conecta la energía producida por el conjunto de aerogeneradores y la transporta a una subestación transformadora, lugar donde se elevará la tensión de media a alta (132 kilovoltios). Luego, la energía es transportada por una red de alta tensión (132 kilovoltios) a una subestación transformadora ubicada en el nodo de transformación Puerto Madryn 132/330 kilovoltios, el cual es una ampliación del nodo Puerto Madryn 330/500 kilovoltios[116].

A continuación se presenta un diagrama de bloques a modo de ilustración del proceso anteriormente descrito:

[116] Dicha ampliación fue comentada en el título “Macrolocalización” y su construcción y capacidad ociosa se consideran como supuestos aclarados en el estudio de Etapa 1.




El presente título considera las siguientes obras eléctricas:

- Construcción de la subestación transformadora 33/132 kilovoltios, interna al parque.
- Construcción de la subestación transformadora 132/330 kilovoltios, externa al parque.
- Obra eléctrica interna del aerogenerador (instalación de máquinas eléctricas).
- Construcción de red interna del parque del 33 kilovoltios.
- Construcción de línea de alta tensión de 132 kilovoltios, externa al parque.

Se explicará cada una de las obras a realizar, sus características, sus responsables, sus duraciones y costos estimados a partir de los parámetros de la industria. En la práctica, sin embargo, dichas obras se suelen tercerizar a empresas especializadas, reduciendo el rol del inversor a la capitalización de dichas obras.

### i. Subestación Transformadora 33/132 kilovoltios

La subestación transformadora 33/132 kV convierte los niveles de media tensión de las líneas de transporte interiores del parque en valores superiores de tensión. De este modo permite ajustar las medidas de energía eléctrica generada en el parque con las necesarias para su vertido a la red de la compañía distribuidora de electricidad de la zona. Es el nodo de conexión con la red nacional el que determina cuál será la tensión de ingreso a dicha red y que, por este motivo, condiciona a la subestación a entregar energía en la tensión requerida. El nodo de conexión elegido en el presente proyecto es un centro de transformación que eleva la tensión desde 132 kV a 330 kV. Por lo tanto, la subestación interna del parque debe tener una salida de tensión acorde.

Para la evacuación de la energía eléctrica generada, se construirá una subestación elevadora de intemperie dentro de una parcela de terreno. Esta subestación será propia y para uso exclusivo del parque.

La subestación está compuesta por: una sala de control y mando (donde se alojan las diferentes celdas de maniobra y protección de los circuitos eléctricos) y dos transformadores. El transformador principal, llamado **transformador de potencia**, se encuentra instalado exteriormente y es el responsable de elevar la tensión recibida desde 33 kV hasta 132 kV. Por otro lado, un transformador secundario interno, llamado **transformador auxiliar**, sirve de proveedor de servicio eléctrico para abastecer las necesidades del parque.

La subestación tiene las siguientes secciones básicas:

- Una sección de 33 kV interior al edificio de control
- Una sección de 33 kV a la intemperie
- Una sección de 132 kV a la intemperie

**Sección 33 kV interior al edificio:**

La sección de 33 kV interior al edificio está compuesta por un sistema de celdas de media tensión en configuración de simple barra. Se instalan en total 6 celdas de media tensión, de las cuales 3 celdas corresponden a la llegada de cables desde el parque eólico (circuitos del sistema colector de energía). Otra celda corresponde a la salida al transformador de potencia de la subestación, otra celda a la salida al transformador de servicios auxiliares y la última celda es destinada a la medida de tensión.

Todas las celdas están equipadas con un interruptor automático con aislación en SF6, transformadores de corriente para medida y protección, un sistema de protección contra sobrecorriente, sobre y subtensión, y falla de interruptor. En las celdas de llegada de cables desde el sistema colector de energía se instalarán, además, todos los elementos necesarios para la medida de tensión, corriente, potencia activa y potencia reactiva.

**Sección 33 kV a la intemperie:**

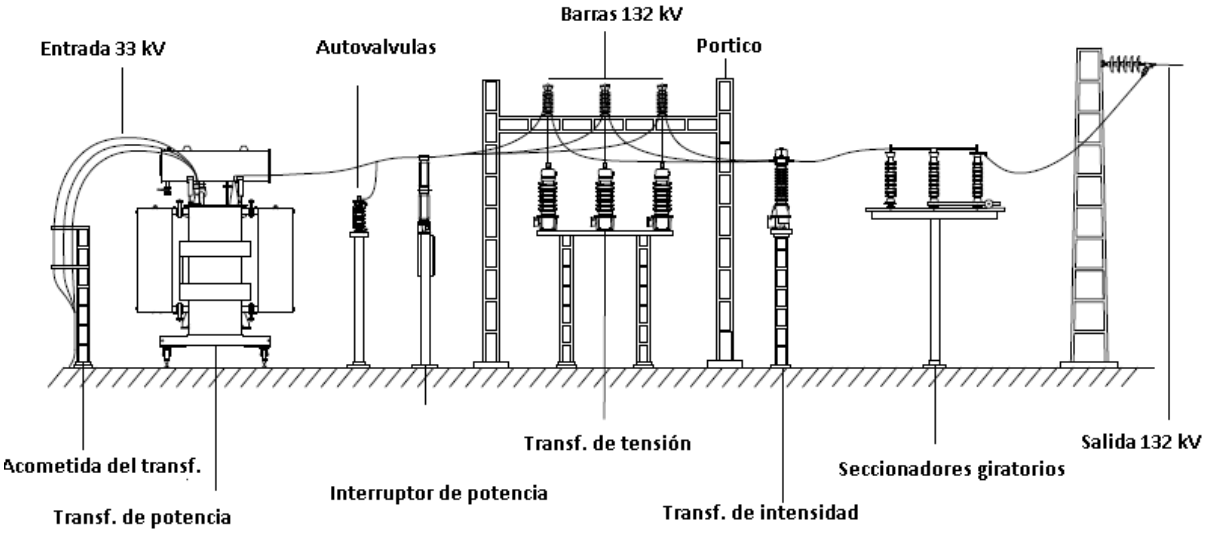
La sección de 33 kV a la intemperie está compuesta de una barra de cobre y un sistema de descargadores de sobretensión que cumplen la función de proteger el transformador de potencia.

**Sección 132 kV a la intemperie:**

La elevación del nivel de tensión se realiza mediante un transformador de 33/132 kV para uso continuo a la intemperie, de 80/100 MVA de tipo ONAN / ONAF (oil natural, air natural/oil natural, air forced) . El sistema de 132 kV cuenta con transformadores de corriente y tensión para medida y protección, un descargador de sobretensión (que se instala junto a los bornes de alta tensión), un interruptor automático aislado en SF6 y un seccionador de puesta a tierra (que cumplela función de aislar la central generadora de la red y efectuar un corte visible).

A continuación se presenta un plano de esta sección[117]:

[117] La extensión de los componentes mostrados en la ilustración excede el alcance del presente proyecto. Los costos y la duración de su construcción se encuentra incluida en los montos y plazos presentados.




*Fuente:Trabajo de Fin de Grado - Proyecto de instalación eléctrica de un parque eólico de 23 MW*

### i. Plazos y Costos de Construcción

La construcción de una subestación transformadora de 33/132 kV interna al parque eólico demora entre 9 y 12 meses[118], dependiendo de factores como disponibilidad de mano de obra o preparación previa del terreno. La misma no requiere de actividades u obras previas, más allá de la última mencionada, pudiéndose comenzar paralelamente con la obra civil de los aerogeneradores. Sin embargo, su finalización requiere de la finalización de la línea de media tensión.

El costo de construcción de una subestación transformadora de 33/132 kV interna al parque eólico es de aproximadamente 12 millones de dólares[119]. Dicho monto considera el valor de los equipos, la obra civil de la estructura y la mano de obra requerida para su construcción[120].

### ii. Subestación Transformadora 132/330 kilovoltios

La subestación transformadora de 132/330 kV externa al parque eólico es una ampliación de la estación transformadora 330/500 kV Puerto Madryn. La misma es una obra en desarrollo y cuya responsabilidad y financiamiento no corren por cuenta de quienes construyan el parque eólico. Sus características son análogas a las de una subestación transformadora de 33/132 kV, pero con los transformadores y máquinas correspondientes al voltaje a transformar. Los detalles de su construcción no se detallan pues es una obra eléctrica que no forma parte del proyecto en cuestión. Se la menciona por ser una obra necesaria para la viabilidad del proyecto, pero su existencia ya fue tomada como supuesto y la responsabilidad de su concreción depende de los organismos estatales involucrados.

[118] Fuente: consulta a empresa Ventus, especializada en ingeniería de proyectos eólicos.
[119] Fuente: consulta a empresa Ventus, especializada en ingeniería de proyectos eólicos.
[120] Como se aclaró anteriormente, estas obras son tercerizadas en casi la totalidad de los casos. Dichos montos corresponden al valor de la subestación en modalidad "llave en mano", por lo cual todos los costos involucrados se encuentran incluidos.

Si bien la obra eléctrica no forma parte del proyecto, la conexión a la misma si forma parte del mismo. Para ello, se deben hacer adecuaciones de conexión a los nodos correspondientes.

### i. Plazos y Costos de Construcción

El costo de conexión y adecuación de la corriente a la subestación transformadora 132/330 kV externa al parque es de aproximadamente 5 millones de dólares (pudiendo alcanzar los 7 millones de dólares)[121]. Su duración es de aproximadamente 12 meses[122]. La adecuación a la subestación transformadora no requiere de actividades u obras previas, pudiéndose comenzar paralelamente con la obra civil de los aerogeneradores o la construcción de la subestación transformadora interna al parque. Sin embargo, su finalización requiere de la finalización de la línea de alta tensión.

Si bien la construcción de la subestación transformadora se da por supuesto y es ajena al proyecto, su costo varía entre 12 y 20 millones de dólares[123], principalmente debido al alto costo del transformador principal de 132/330 kV. Su duración es de 12 meses[124]. Debido al alto costo de la construcción de esta subestación de transformación, su requerimiento puede tener un impacto tan alto en la viabilidad económica del proyecto que lo torne inviable.

### iii. Obra Eléctrica Interna del Aerogenerador

Una vez realizada la base del aerogenerador, se procede al montaje de los tramos de la torre, como fue explicado en el título "Obra Civil". Sin embargo, antes de comenzar con el montaje del primer tramo, comienza paralelamente la obra eléctrica interna del aerogenerador. Dicha obra constituye la instalación del transformador interno del aerogenerador, la computadora de control[125], las celdas de tensión y la conexión de la red de baja tensión del mismo.

### i. Instalación de Máquinas Eléctricas

La instalación del transformador interno (690 V a 33 kV), las celdas de tensión y la computadora de control requieren de la construcción de la base del aerogenerador para su realización, encontrando su tiempo de inicio condicionado por los tiempos de la obra civil. Su instalación consiste en la colocación de las máquinas sobre la base y la posterior colocación del primer tramo de la torre. Luego de instaladas las máquinas, se procede a continuar con la obra civil.

Existen variantes a esta etapa, dependiendo del modelo de aerogenerador. El modelo elegido (Vestas V126), por ejemplo, posee el transformador integrado en la góndola, reduciendo esta etapa a la instalación únicamente de la computadora de control y las celdas de tensión. Los transformadores instalados en las góndolas de los aerogeneradores se conectan mediante tres conductores unipolares a las celdas de media tensión ubicadas del lado interno de la base de la torre. Cada aerogenerador es provisto de celdas compuestas por un módulo de protección de transformador, uno de entrada de línea y uno de salida de línea. Las celdas deberán usar

[121] Fuente: consulta a empresa Ventus, especializada en ingeniería de proyectos eólicos.
[122] Fuente: consulta a empresa Ventus, especializada en ingeniería de proyectos eólicos.
[123] Fuente: consulta a empresa Ventus, especializada en ingeniería de proyectos eólicos.
[124] Fuente: consulta a empresa Ventus, especializada en ingeniería de proyectos eólicos.
[125] Ambos equipos son brindados por el proveedor del aerogenerador.

hexafluoruro como medio aislante y de corte, y deberá estar provista de un interruptor-seccionador con fusibles de protección contra cortocircuitos y relé de sobreintensidad.

A continuación se muestra una celda de este tipo:

*Fuente: Industrias Ectricol S.A.S.*

A continuación se puede observar la instalación de dichas máquinas en un aerogenerador de alta potencia:

*Fuente: Xcel Energy - Energy Classroom*

### iv. Red de Baja Tensión

Los aerogeneradores trabajan generando energía en baja tensión. En este caso, la tensión de salida del generador será de 690 V, siendo el punto de comienzo de la red de baja tensión. La energía generada a 690 V será transportada por el interior de la torre a través de rectificadores

de onda hasta el primer transformador. El mismo eleva la tensión hasta los 33.000 V. En el modelo de aerogenerador elegido, este transformador es de una potencia nominal de 3000 kVA y de tipo seco, ya que está localizado dentro de la góndola del aerogenerador. Cabe aclarar que la red de baja tensión es provista por el fabricante de los aerogeneradores y, como es de esperar, se repite una vez por cada uno de estos.

Un aumento de tensión significa una disminución de la intensidad que circula por la línea para transportar la misma potencia. Dado que las pérdidas de energía por calentamiento de los conductores y por efectos electromagnéticos son proporcionales al cuadrado de la intensidad, al elevar la tensión estamos disminuyendo las pérdidas. Por otro lado, a mayor intensidad, mayor es el requerimiento de sección de cables y consecuentemente mayor el costo de la instalación y dificultad en el manejo. Es por estos motivos que se emplea un transformador de baja a media tensión para mejorar la eficiencia del transporte de la energía hasta la subestación transformadora. Luego de la instalación de la totalidad de los aerogeneradores, tendremos una salida de energía a 33 kV por cada uno de los mismos. Es aquí donde finaliza la red de baja tensión y comienza la red de media tensión.

La conexión de la red de baja tensión interna del aerogenerador con el transformador y la computadora de control se realiza una vez terminada la obra civil del aerogenerador, y se extiende luego de terminada esta. La obra eléctrica de un aerogenerador se realiza paralelamente con las etapas iniciales de la obra civil del aerogenerador siguiente en el cronograma del proyecto. Para 15 aerogeneradores, la obra eléctrica completa tiene un plazo aproximado de 8 semanas[126], realizándose paralelamente con la obra civil de los aerogeneradores acorde a lo anteriormente explicado. Esto mismo será esquematizado gráficamente en un Gant de obra presentado al final del título "Obra Eléctrica".

### v. Red de Media Tensión

La energía generada saldrá de cada grupo aerogenerador-transformador en media tensión (33 kV). Esta energía se dirige hacia la subestación por vía subterránea a través de una red de conectores en canales[127].

El trazado de la red subterránea de media tensión se basa en la disposición de los aerogeneradores, y es aconsejable que la zanja del cableado transcurra paralela a los caminos de acceso a dichos molinos. La profundidad de los cables, que habitualmente se instalan directamente enterrados en las zanjas, suele ser apenas superior a 1m. Dicha medida es resultado de un equilibrio entre dos factores condicionantes: desde un punto de vista técnico, la cercanía a la superficie favorece la disipación de calor a la atmósfera, mientras que en contraparte, la humedad suele aumentar con la profundidad, por lo cual no se debe alcanzar grandes profundidades. La anchura media de las zanjas se mantiene en 0,60 m.

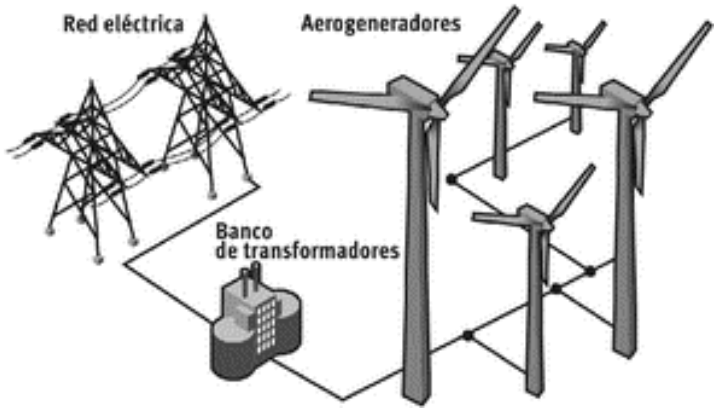
[126] Fuente: consulta a empresa Ventus, especializada en ingeniería de proyectos eólicos.
[127] Existen la posibilidad de realizar la transmisión de media tensión por líneas aéreas. Sin embargo, debido a vandalismo, en Argentina los parques eólicos entierran las redes de media tensión, a pesar de su mayor costo.

### i. Conexión de Molinos a Subestación Transformadora

La red de media tensión subterránea conecta cada una de las celdas de los aerogeneradores y éstas con la subestación de transformación y el edificio de control[128].

Al tratarse de una potencia elevada, los aerogeneradores se conectan entre sí en grupos de a 5. Para este caso, debido a que se instalarán 15 aerogeneradores, serán 3 ramas de 5 aerogeneradores por cada una. Si se quisiera conectar todos los aerogeneradores en serie en una sola rama, el requerimiento físico de los conductores iría en aumento[129] y se requeriría elementos de mayor complejidad y costo. Es por esto que se suele subdividir a los aerogeneradores en grupos.

Una vez interconectados los aerogeneradores, los 3 circuitos de media tensión son conducidos hasta la subestación transformadora del parque eólico con el objetivo de elevar la tensión desde media hasta alta. Es aquí donde finaliza la red de media tensión.

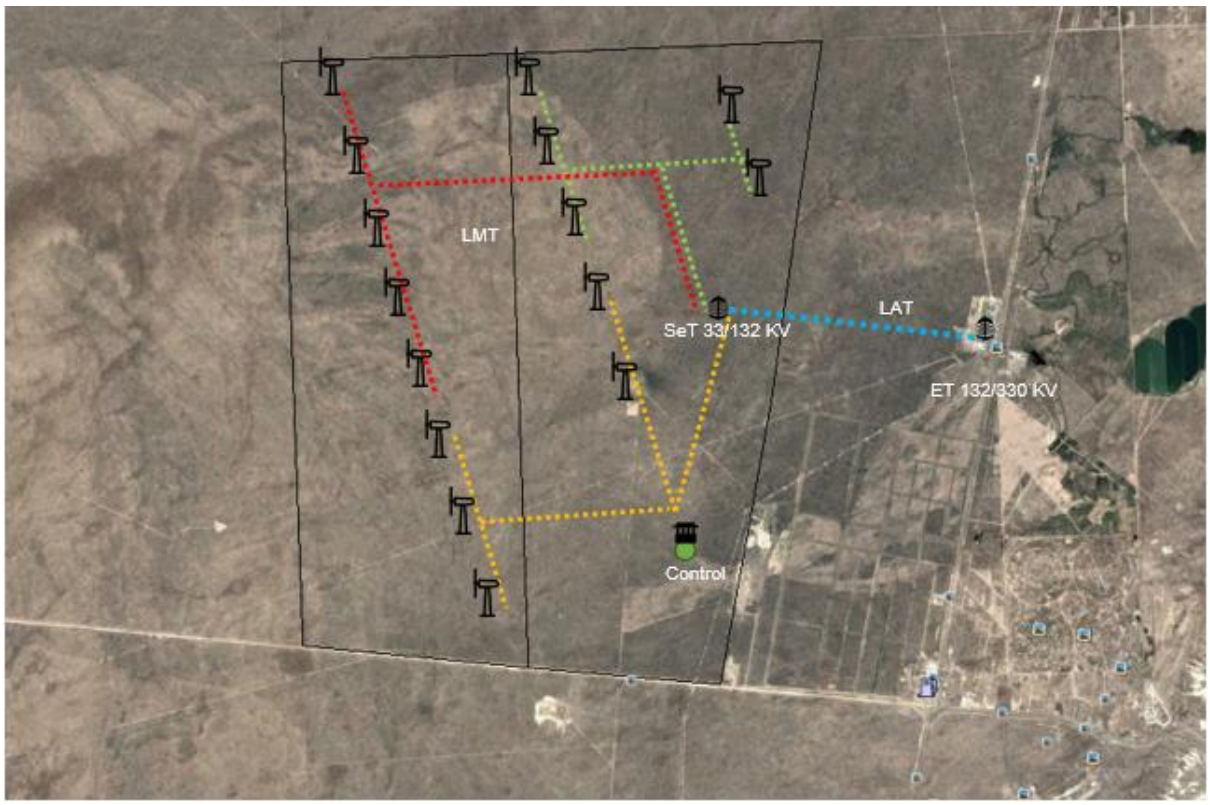



*Fuente: Cubasolar*

En la imagen anterior es posible observar un esquema básico de la conexión anteriormente mencionada. Allí se puede ver una de las tres líneas que interconectan un grupo de molinos con la subestación[130].

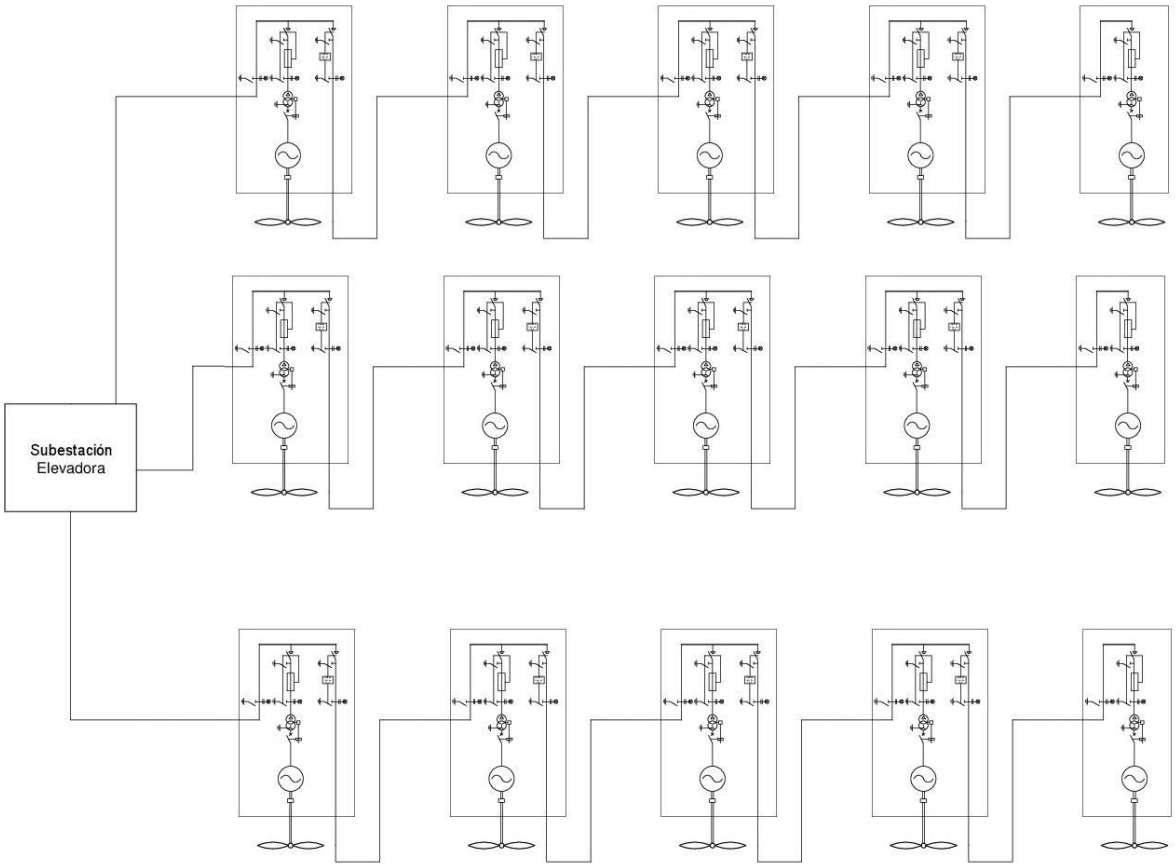
En función de la disposición de los aerogeneradores, se diseñó el layout de las líneas de tensión que conectan las tres ramas de 5 aerogeneradores cada una, en paralelo, a la Subestación Transformadora 33/132 KV propia y luego a la Estación Transformadora 132/330 KV, en busca de minimizar los kilómetros de línea tendida.

[128] Explicado en el inciso “Obra Civil”,, es parte de las instalaciones del parque eólico para el personal existente.
[129] Una conexión en serie generaría que se sumen las tensiones de los aerogeneradores.
[130] Identificado como “Banco de transformadores”.




*Fuente: Elaboración propia*

En función del layout preliminar definido, y las consideraciones de la obra eléctrica definidas en su respectiva sección, el esquema unifilar de la instalación quedaría como en el siguiente plano:




*Fuente: Elaboración propia*

### ii. Conductores de potencia

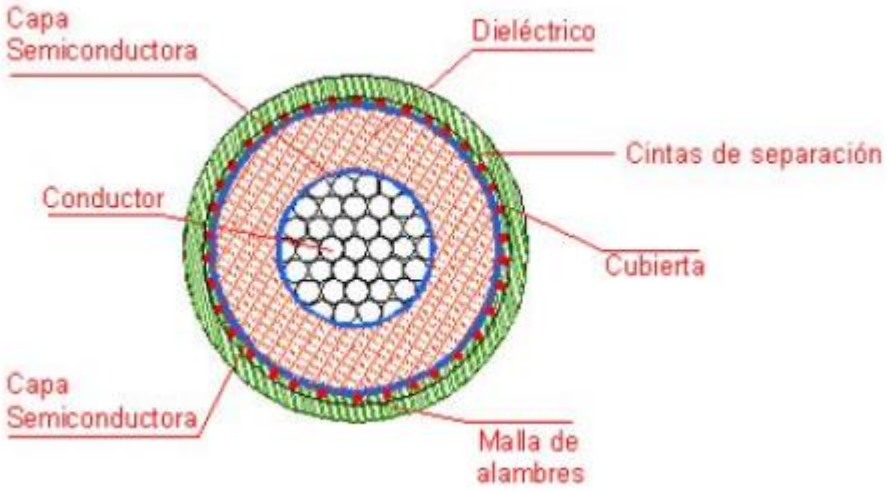
Todos los conductores estarán diseñados de acuerdo a lo estipulado en la norma IEC 60502-2. En caso de encontrarse características contradictorias regirá la más exigente en todos los casos. Para el sistema de transporte de energía de media tensión se utilizarán conductores de Aluminio de 630 $mm^2$. Las características eléctricas de este tipo de conductores se presentan a continuación[131]:

| Sección ($mm^2$) | kg/m | Intensidad admisible enterrado (A) | X (Ω/km) | C (μ F/km) |
|---|---|---|---|---|
| 630 | 3625 | 580 | 0,100 | 0,313 |

Los conductores del sistema de transporte serán de Clase 36 kV, con conductor de aluminio y con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). Los mismos están compuestos por un conductor de aluminio, una capa semiconductora interior, una capa aislante o dieléctrico, una

[131] Datos de referencia tomados del cable RHZ1-OL 18/30 kV H16 Al

capa semiconductora exterior, malla de alambres, una cinta de separación y una cubierta exterior. Se muestra un esquema a continuación:




El diseño de la aislación de los cables estará regido por la norma IEC 60502-2, apto para una temperatura de servicio permanente máxima de 90°C y de 250°C para cortocircuitos de duración máxima 5 segundos. El espesor nominal del aislamiento será de 8,0 mm. Las pantallas semiconductoras del conductor y el aislamiento deberán ser aptas para soportar las temperaturas admisibles del conductor, estarán constituidas por una capa de mezcla semiconductora, adherente al aislamiento. La pantalla metálica del cable estará constituida por una corona de alambres continuos de cobre, de diámetro entre 0,5 y 1 mm, dispuesto en hélice. La cubierta exterior estar´a formada por una mezcla termoplástica basada en PVC, de color rojo. Los cables contarán con bloqueo de agua en el alma del cable (conductor) y exteriormente en la pantalla metálica. El bloqueo deberá cumplir lo establecido en el ensayo de penetración de agua que se describe en la norma IEC 60502-2. Los conductores de potencia deberán cumplir con todos los demás ensayos de Tipo, Producción y Recepción que se describen en la norma IEC 60502-2.

### iii. Plazos y Costos de Construcción

El costo total de la línea de media tensión depende de la longitud de la misma, con montos aproximados de 80 dólares por metro[132]. Acorde a los cálculos realizados en función de la distancia entre molinos para el layout de la línea de media tensión, la distancia de la misma es de 12,6 kilómetros, con un costo total aproximado de 1.008.000 dólares[133]. El plazo de construcción para líneas de media tensión es de 6 meses para 10 kilómetros de línea, aproximadamente, basado en obras realizadas anteriormente[134]. Por lo tanto, asumiendo que los tiempos de tendido son linealmente proporcionales a la longitud de la línea, se estima un plazo de 7 a 8 meses.

[132] Fuente: consulta a empresa Ventus, especializada en ingeniería de proyectos eólicos.
[133] Como se aclaró anteriormente, la realización de este tipo de obras se terceriza en casi la totalidad de los casos, siendo este monto el correspondiente para una modalidad "llave en mano".
[134] Fuente: consulta a empresa Ventus, especializada en ingeniería de proyectos eólicos.

La construcción de la línea de media tensión es independiente de otras actividades, pudiéndose construir paralelamente con la obra civil y la subestación transformadora 33/132 kV. Sin embargo, a fin de acelerar la puesta en marcha de la producción, la línea de media tensión debe estar terminada antes de la finalización de la subestación transformadora.

### vi. Línea de Alta Tensión y conexión a red nacional

La forma más eficiente de evacuar la energía producida por el parque eólico es la alta tensión, de modo que se disminuyan las pérdidas a causa de caídas de tensión por resistencia y reactancia. Las condiciones técnicas de conexión de un parque eólico a la red pública de distribución de electricidad tendrán en consideración la tensión nominal y máxima de servicio, potencia máxima de cortocircuito admisible, capacidad de transporte de la línea, tipo de red aérea o subterránea, sistema de puesta a tierra, etc. Excepcionalmente, y dependiendo de la distancia de la subestación de distribución hasta el punto de entronque con la red general, la conexión mediante línea de AT corresponderá al parque eólico, pudiendo ser de tipología soterrada o aérea. Para este proyecto, se optó por una línea aérea[135].

Para el cableado aéreo se precisarán apoyos y crucetas para el anclaje de la línea. Los apoyos podrán construirse de hormigón armado, o bien de chapa metálica. Las crucetas, para apoyos de alineación, ángulo y anclaje (fijación de los conductores) serán metálicas. El número de crucetas y apoyos dependerá de un equilibrio establecido según distancias máximas (por rentabilidad) y mínimas (por seguridad) entre conductores. Además, se requerirán cortafuegos bajo la línea, con achura dependiente de la tensión soportada por la misma.

### i. Plazos y Costos de Construcción

El costo total de la línea de alta tensión depende de la longitud de la misma, con montos aproximados de 150 mil dólares por kilómetro[136]. La distancia de la misma es de 2 kilómetros, basándose en la distancia entre subestaciones transformadores, con un costo total aproximado de 300.000 dólares[137]. El plazo de construcción para líneas de alta tensión es de 6 meses para 10 kilómetros de línea, aproximadamente, basado en obras realizadas anteriormente[138]. Por lo tanto, asumiendo que los tiempos de tendido son linealmente proporcionales a la longitud de la línea, se estima un plazo de 1 a 2 meses.

La construcción de la línea de alta tensión es independiente de otras actividades, pudiéndose construir paralelamente con la obra civil, la línea de media tensión y la subestación transformadora 33/132 kV. Sin embargo, a fin de acelerar la puesta en marcha de la producción, la línea de alta tensión debe estar terminada antes de la finalización de la subestación transformadora.

---

[135] El soterramiento de la línea de alta tensión alcanza costos más elevados que su equivalente aérea.

[136] Fuente: consulta a empresa Ventus, especializada en ingeniería de proyectos eólicos.

[137] Como se aclaró anteriormente, la realización de este tipo de obras se terceriza en casi la totalidad de los casos, siendo este monto el correspondiente para una modalidad "llave en mano".

[138] Fuente: consulta a empresa Ventus, especializada en ingeniería de proyectos eólicos.

### vii. Red de comunicación

La red de comunicación del Parque se tenderá en las mismas canalizaciones que la red de potencia, utilizando cable de fibra óptica. Estos servirán para interconectar el sistema SCADA de los aerogeneradores. El mismo se conectará a un gabinete de comunicación que también se encuentra en la base de la torre y a otro gabinete de comunicación ubicado en la Edificio de Control.

### viii. Conductores de tierra

Para el sistema de Puesta a Tierra se tenderá una única red de tierras, con conductor de cobre desnudo de 70 $mm^2$ de sección. Esta red de tierras será tendida por las mismas zanjas que el cableado de MT. Las conexiones se realizarán con terminales de compresión y soldaduras tipo Cadweld en empalmes y derivaciones.

### ix. Puesta a tierra de aerogeneradores

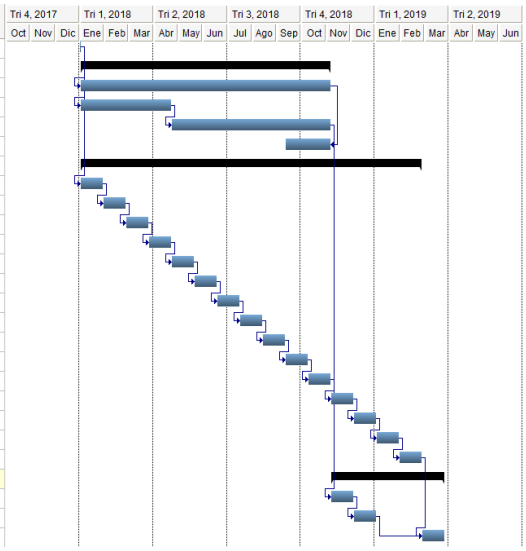
El sistema de puesta a tierra de los aerogeneradores estará compuesto por tres anillos constituidos de cable de cobre. El anillo interior se situará en el perímetro interno de la torre. Mientras que el segundo anillo, concéntrico al primero, se colocará en el exterior de la torre, a un metro de ella, sobre la cimentación. Por último se colocará un anillo exterior a la cimentación.

Estos tres anillos serán unidos mediante un cable de cobre y soldaduras aluminotérmicas de alto punto de fusión, a fin de asegurar la equipotencialidad de la puesta a tierra. En caso de no obtenerse los valores de resistencia de puesta a tierra o tensiones de paso y contacto admisibles, se instalarán dos electrodos verticales en extremos diametralmente opuestos del anillo inferior, de la profundidad necesaria hasta alcanzar los valores especificados.

## iv. Cronograma de Obras

En función de los plazos citados anteriormente, se presenta un cronograma de obras:

| | Nombre | Duración | Inicio | Fin | Predecesoras | Recursos |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Incorporación al MEM y EIA | 1d | 01/01/2018 | 01/01/2018 | | |
| 2 | **Obra eléctrica** | **220d** | **02/01/2018** | **05/11/2018** | | |
| 3 | Subestación Transformadora 33/132 | 11m | 02/01/2018 | 05/11/2018 | 1 | |
| 4 | Caminos | 4m | 02/01/2018 | 23/04/2018 | 1 | |
| 5 | Línea de Media Tensión | 7m | 24/04/2018 | 05/11/2018 | 4 | |
| 6 | Línea de Alta Tensión | 2m | 11/09/2018 | 05/11/2018 | 3FF | |
| 7 | **Obra Civil** | **300d** | **02/01/2018** | **25/02/2019** | | |
| 8 | Montaje Aerogenerador 1 | 1m | 02/01/2018 | 29/01/2018 | 1 | |
| 9 | Montaje Aerogenerador 2 | 1m | 30/01/2018 | 26/02/2018 | 8 | |
| 10 | Montaje Aerogenerador 3 | 1m | 27/02/2018 | 26/03/2018 | 9 | |
| 11 | Montaje Aerogenerador 4 | 1m | 27/03/2018 | 23/04/2018 | 10 | |
| 12 | Montaje Aerogenerador 5 | 1m | 24/04/2018 | 21/05/2018 | 11 | |
| 13 | Montaje Aerogenerador 6 | 1m | 22/05/2018 | 18/06/2018 | 12 | |
| 14 | Montaje Aerogenerador 7 | 1m | 19/06/2018 | 16/07/2018 | 13 | |
| 15 | Montaje Aerogenerador 8 | 1m | 17/07/2018 | 13/08/2018 | 14 | |
| 16 | Montaje Aerogenerador 9 | 1m | 14/08/2018 | 10/09/2018 | 15 | |
| 17 | Montaje Aerogenerador 10 | 1m | 11/09/2018 | 08/10/2018 | 16 | |
| 18 | Montaje Aerogenerador 11 | 1m | 09/10/2018 | 05/11/2018 | 17 | |
| 19 | Montaje Aerogenerador 12 | 1m | 06/11/2018 | 03/12/2018 | 18 | |
| 20 | Montaje Aerogenerador 13 | 1m | 04/12/2018 | 31/12/2018 | 19 | |
| 21 | Montaje Aerogenerador 14 | 1m | 01/01/2019 | 28/01/2019 | 20 | |
| 22 | Montaje Aerogenerador 15 | 1m | 29/01/2019 | 25/02/2019 | 21 | |
| 23 | **Puesta en Marcha** | **100d** | **06/11/2018** | **25/03/2019** | | |
| 24 | Puesta en Marcha Fase 1 | 1m | 06/11/2018 | 03/12/2018 | 5 | |
| 25 | Puesta en Marcha Fase 2 | 1m | 04/12/2018 | 31/12/2018 | 24 | |
| 26 | Puesta en Marcha Fase 3 | 1m | 26/02/2019 | 25/03/2019 | 22,25 | |




## v. Obras o Servicios de Apoyo

Existen otros tipos de obras y servicios de apoyo que es necesario considerar para las distintas etapas del proyecto. Antes de comenzar con la obra civil es necesario una preparación del sitio

y contratar servicios para poder llevar a cabo las distintas tareas que esta implica. Durante esta primera etapa se consideran las siguientes obras o servicios de apoyo:

- **Camino de Acceso**: El predio "Laudonio" limita al Sur con la Ruta Provincial Nº 4 de forma que el camino de acceso básicamente consistiría en construir un alcantarillado sobre el margen Norte de la ruta con capacidad de soportar el tránsito de cargas pesadas, para luego rellenar la calzada con suelo seleccionado hasta la conexión con la red interna de caminos del predio.
- **Obradores**: Para cada Etapa del proyecto se montarán cuatro tipos obradores:

i) un conjunto de módulos de oficinas, laboratorio de probetas de hormigón, pañoles, comedores y sanitarios de unos 150 $m^2$ cubiertos destinados a la supervisión de la obras civiles ubicados sobre una superficie de 2 ha, que también facilitará el estacionamiento de vehículos y equipos utilizados en la obra;

ii) en la construcción de fundaciones, se ubicarán obradores volantes que avanzan con el frente de trabajo integrados por 50 $m^2$ cubiertos en 3 módulos dedicados a comedor, sanitarios y pañol;

iii) para el montaje de los molinos también se utilizarán obradores volantes compuestos por 5 módulos que suman 80 $m^2$ destinados a la supervisión de las tareas, comedores, sanitarios y pañol;

iv) en las proximidades de las ET de cada predio se levantará el obrador de la montaje eléctrico sobre una superficie de 1 ha con 100 $m^2$ cubiertos en módulos de oficinas, pañoles, comedores y sanitarios.

- **Playas de acopio de áridos**: En la medida que resulten necesarias, se puede desmontar y acondicionar 2 ha de terreno a fin destinarlas exclusivamente a playas de almacenamiento de materiales áridos, tanto del suelo natural que se extraiga de las excavaciones en las locaciones y trazados de caminos internos, como del suelo seleccionado que se traiga de canteras externas para relleno y compactación de locaciones y caminos.
- **Cisternas de Acopio de Agua Potable**: Se instalarán dos cisternas de 2 $m^3$ cada uno en los obradores de montaje eléctrico y de obra civil.

Posteriormente, se comienza con el desarrollo del proyecto en sí y se establecen los siguientes requerimientos:

| Etapa | Obras y Servicios Requeridos |
|---|---|
| Construcción y Montaje | - Módulos para oficinas, comedores, vestuarios y pañoles;<br>- Módulos equipados con baños químicos;<br>- Servicios de transporte de personal;<br>- Servicio de vigilancia del predio y protección patrimonial;<br>- Servicio de gastronomía;<br>- Servicios de salud ocupacional y seguridad industrial;<br>- Servicio de respuesta a la emergencia por accidentes; |

| | |
|---|---|
| | - Suministro de energía eléctrica;<br>- Provisión de agua potable;<br>- Provisión de combustibles y lubricantes;<br>- Servicio de transporte de Hormigón Elaborado;<br>- Servicio de transporte de mercancías e insumos;<br>- Servicio de transporte de elementos voluminosos y de gran porte (aspas de los molinos, torres);<br>- Servicio de grúas para el montaje de los aerogeneradores;<br>- Servicios de retiro y disposición de residuos y efluentes comunes y peligrosos (típicamente de las corrientes Y8, aceites usados, e Y48 con Y8);<br>- Servicio de ejecución del Plan de Gestión Ambiental.<br>- Servicio de comunicaciones y conexión a internet. |
| Operación y Mantenimiento | - Edificio de control centralizado de la operación del parque eólico;<br>- Servicio de vigilancia del predio y protección patrimonial;<br>- Servicio de salud ocupacional y seguridad industrial;<br>- Servicio de gestión ambiental asociado al plan de monitoreo ambiental;<br>- Suministro de Energía Eléctrica;<br>- Provisión de Agua Potable;<br>- Servicio de transporte de personal;<br>- Servicio de mantenimiento de los aerogeneradores;<br>- Servicios de retiro y disposición de residuos y efluentes comunes y peligrosos;<br>- Servicio de comunicaciones y conexión a internet. |

## vi. Dimensionamiento MOD

La cantidad de puestos de trabajo requeridos por el proyecto variará a lo largo de las distintas etapas que éste atraviese. Como se mencionó anteriormente, se pueden identificar ciertas etapas importantes en el proyecto: la obra civil (construcción de caminos y bases de los molinos), el montaje de los aerogeneradores, la obra eléctrica (interconexión entre los molinos y a la subestación de transformación de baja a media tensión, y de este último a la ET 132/330 KV), el mantenimiento y la operación diaria. Al ir avanzando entre estas etapas, el requerimiento de personal irá disminuyendo notablemente hasta llegar únicamente al personal de seguridad, portería dentro del parque y gerente del mismo. A su vez, para todas las etapas se requerirá un gerente de proyecto.

El mayor requerimiento de mano de obra surge en la etapa de obra civil. Si bien aquí no se requerirá de personal altamente capacitado, los movimientos de suelos, construcción de

caminos aptos para transporte pesado y las bases y cimientos requieren del manejo cotidiano de maquinaria pesada y movimiento de grandes volúmenes de materiales que hacen que el factor experiencia en el rubro sea altamente valorado.

La etapa de montaje es una etapa totalmente ajena al proyecto. Debido a que gran parte del know how de la empresa proveedora de aerogeneradores se encuentra en el diseño de los componentes de estos, el montaje se realiza íntegramente bajo la única presencia de personal de la empresa proveedora y por personal de la misma. Esto se convierte en una ventaja importante respecto a la mano de obra necesaria ya que aquí el requerimiento de capacitación y experiencia es sumamente elevado y posiblemente en el país sería extremadamente difícil contar con personal capacitado para esto.

El montaje de los aerogeneradores no incluye la interconexión entre estos ni tampoco la conexión con el centro de transformación. Por este motivo, en esta etapa surge un requerimiento de mano de obra especializada en tendidos eléctricos, instalaciones eléctricas y sobre todo con experiencia en media y alta tensión.

Las tareas de mantenimiento, por los mismos motivos que el montaje y dado que suelen ser tareas de una complejidad moderada-alta, vuelven a estar totalmente a cargo del proveedor de los aerogeneradores. Existen cuadrillas pertenecientes a la empresa proveedora y residentes en la región que ante un aviso de falla o una necesidad de tareas de mantenimiento, acudirán inmediatamente ante la necesidad. Como es de imaginar, estas tareas de mantenimiento ejecutadas a través de un programa de mantenimiento preventivo y correctivo, están íntimamente ligadas con la operación diaria. Por tal motivo, la operación diaria del parque (monitoreo de las condiciones de funcionamiento de cada uno de los aerogeneradores y toma de decisiones respecto de la aparición de fallas) también es llevada a cabo remotamente por personal de la empresa proveedora de los equipos y, generalmente, desde el país de origen de estos equipos. Nuevamente, el requerimiento de personal altamente capacitado, que difícilmente podría ser ejecutado con mano de obra local, se reduce a cero.

Una vez concluido el proyecto, sólo personal de seguridad y porterías será necesario dentro del parque.

En conclusión, si bien las etapas cruciales del proyecto donde se requiere de una mano de obra altamente especializada no emplearán mano de obra local, estas son las etapas de menor requerimiento en cuanto a cantidad de personal. En contraparte a esto, las obras civil y eléctrica son fuertemente dependientes de mano de obra y durante la construcción del parque emplearán una gran cantidad de personas.

Está planificado construir y montar los 15 molinos del parque durante el curso del año 2017. Para esta etapa, la demanda de mano de obra distribuida por actividad es la siguiente:

| Actividad | Demanda promedio de Mano de Obra (personas) | Pico de demanda de Mano de Obra (personas) |
|---|---|---|
| Contratistas de Obra Civil | 180 | 250 |

| | | |
|---|---|---|
| Contratistas de Montaje de Aerogeneradores | 50 | 90 |
| Empresa comitente | 10 | 20 |
| Gerenciamiento de Proyecto | 1 | 1 |
| Gerente de Parque | 1 | 1 |

Una vez iniciada la etapa de Operación y Mantenimiento, el predio puede funcionar con una estructura compuesta en general por una cantidad que ronda las 5 personas que cubren el control operativo y vigilancia del predio las 24 hs del día, independientemente de la capacidad instalada del parque. El mantenimiento de los molinos que realiza la empresa proveedora de los equipos implica una estructura comúnmente de 3 personas por cada 50 MW de potencia instalada.

## x. Marco legal

En Argentina existe un Procedimiento para la Obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento de las Energías Renovables. Es necesario que la generadora de energía presente una solicitud ante la Secretaría de Energía para incorporarse al Mercado Eléctrico Mayorista. Se trata de un trámite administrativo que exige documentos como información legal de las personas jurídicas solicitantes y el Estudio de Impacto Ambiental, entre otros, y tarda en aprobarse aproximadamente 3 meses en ser aprobado. En el caso de tratarse de un Proyecto de Inversión, como es el caso, deberá presentarse un Cronograma de Ejecución de Obras.

Considerando que solamente el EIA tarda aproximadamente 4 meses en ser realizado, comúnmente se realiza una solicitud sin contar con el mismo para agilizar los trámites y finalmente, una vez que se cuente con los resultados, se otorga el permiso solicitado.

El siguiente paso es el de la solicitud de acceso al sistema de transporte que se realiza siguiendo el Procedimiento Técnico N1 de CAMMESA. El objetivo del procedimiento es verificar que al conectarse el generador al Sistema Argentino de Interconexión, no se generen perturbaciones y no se produzcan efectos adversos en el sistema. En el caso de tratarse de un generador esto significa que se analiza:

- "si reduce la capacidad de transporte del sistema
- si produce sobretensiones, sobrecorrientes, corrientes de cortocircuito u otros efectos que puedan afectar la vida útil de los equipamientos existentes. - si reduce la calidad de servicio del sistema existente
- si incrementa los costos de operación del sistema, es decir, si introduce restricciones que ocasionan mayores costos de operación y mantenimiento incluyendo la energía no suministrada, que los ahorros que produce su ingreso."

El procedimiento consta de tres etapas con requerimientos de estudios en cada una. Estos se detallan a continuación.

- **ETAPA 1: Acceso a la capacidad de transporte y ampliaciones**.
- Estudios de flujos de cargas.

- Cortocircuito.
- Estabilidad Transitoria, con modelos estándar para los equipos a instalar y detallado para los actuales y definición de la necesidad o no de equipamientos adicionales de control.
- Requerimientos del Transporte

- **ETAPA 2: Diseño técnico de detalle.**

- Estudios requeridos por el Transportista en Alta Tensión, Distribución Troncal y por los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte para la definición y el ajuste de los equipamientos de maniobra y protección.
- Los estudios necesarios para definir los requerimientos del equipamiento de control y recursos estabilizantes, necesidad de instalaciones de arranque en negro y para formación de islas y limitación de perturbaciones a la tensión: Estudios de Pequeñas Perturbaciones, Estudios de Transitorios Electromagnéticos, Estudios detallados de Estabilidad Transitoria.

- **ETAPA 3: Diseño y optimización de los sistemas de control.**

- Estudios de pequeñas perturbaciones (evaluación del amortiguamiento).
- Estudios para el ajuste de los equipos limitadores de perturbaciones introducidas en la tensión (Flicker, armónicos, variaciones bruscas de carga, etc.)
- Estudios detallados de estabilidad transitoria.
- Estudios para el ajuste de los reguladores de tensión y velocidad.
- Estudios para el ajuste de instalaciones para el arranque en negro y la formación de islas.

Todas las etapas son coordinadas por CAMMESA y definirán si habrá que hacer modificaciones para que la instalación del parque sea viable. En general, este procedimiento suele durar entre 6 y 9 meses.

Por último, solamente en el caso en que el proyecto incluya la creación de la línea de AT, será necesario presentar ante el ENRE el certificado de conveniencia y necesidad pública. De lo contrario no se garantiza la servidumbre de la población de la zona y se deberá ir recorriendo cada predio a intervenir solicitando permisos a sus respectivos dueños.

## xi. Factores ambientales

### i. Residuos Sólidos

Se generarán cuatro tipos de residuos sólidos:

- **Residuos de Comedores**: Se trata de restos de comidas, envases de bebidas y de alimentos elaborados, vajilla descartable y servilletas de papel. Para la etapa de la instalación del parque se estima que se alcanzarán unos 2 $m^3$/día. Debido a la baja cantidad de personal que permanecerá en la instalación una vez que se encuentre en funcionamiento, se estiman unos 0,050 $m^3$/día. La disposición final de estos residuos se realizará en la Planta de Acopio y Selectividad de Puerto Madryn del sistema GIRSU que funciona en la zona NorEste del Chubut.

- **Residuos de Oficinas**: Se trata de elementos como papelería, plásticos, restos de vajilla, pilas comunes, tóner de fotocopiadora, restos de envases de bebidas y de elementos para cafetería. Se estima un volumen de 1 $m^3$/mes para la obra y 2 $m^3$/mes para la etapa de operación. La disposición final de estos residuos se realizará en la Planta de Acopio y Selectividad de Puerto Madryn.
- **Residuos Voluminosos**: Se trata de embalajes de cartón, plástico y madera de los equipos a montar, zunchos de metal y plástico, restos de elementos de protección personal (guantes, anteojos, etc.), escombros de materiales de construcción, restos de cables, etc. El volumen de generación estimado en promedio ronda los 5 $m^3$/mes al principio, y una vez puesto en marcha el parque, 1 $m^3$/mes. Estos residuos se dispondrán en el vertedero de clasificación y disposición final denominado "Predio para Voluminosos" (PREVO) que administra la Municipalidad de Puerto Madryn ubicado en un terreno contiguo al límite Este del predio "Laudonio".
- **Residuos Peligrosos**: Principalmente envases, filtros y materiales (trapos, guantes, papeles, absorbentes, etc.) contaminados con aceites, grasas, pinturas adhesivos. Corresponden a la corriente Y48 contaminada con una o más de las siguientes corrientes Y8, Y9, Y12 e Y13[139]. Se estima una generación de unos 500 kg/mes durante la obra y de 300 kg/mes durante la etapa de operación. Los residuos se almacenarán bajo techo con piso impermeabilizado y se dispondrán con un Operador habilitado para recibir este tipo de residuos, utilizando el Transportista que corresponda. INFA SA está inscripto en el Registro de Generadores y Operadores de Sustancias Peligrosas de la Provincia del Chubut en las categorías GENERADOR y TRANSPORTISTA.

### ii. Efluentes Líquidos

Los efluentes líquidos generados en sanitarios y comedores serán retirados del predio por el prestador del servicio de baños químicos.

Los aceites minerales descartados (corriente Y8 de Residuos Peligrosos) se colectarán en obra con tambores sobre pallets antiderrame para luego acopiarlos en la Base de INFA SA (Generador y Transportista Inscripto, ver detalles en ítem anterior), antes de enviarlos a un Operador habilitado para su disposición final. Esta corriente de efluentes se generará en los vehículos, maquinarias y equipos que por razones de servicio se mantengan en el predio del proyecto.

Se estima una generación promedio de 2 $m^3$/mes durante la etapa de las obras civil y eléctrica. Una vez que el parque se encuentre en operación, esta corriente de efluentes se generará en los cambios de aceite de las cajas reductoras de los molinos en servicio. Se estima una generación promedio de 0,1 $m^3$/mes cuando estén operando 15 molinos.

### iii. Emisiones a la atmósfera

Las emisiones a la atmósfera que podrían producirse, sólo corresponden a las que se generarán por los gases de combustión de los vehículos de traslado de personas, herramientas e insumos para la operación y mantenimiento del parque. Esto implica que se producirán emisiones a la

[139] Anexo: Anexo I de la Ley 24051 de Residuos Peligrosos

atmósfera compuestas por CO2, CO, NOx, Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos y Material Particulado (MP), generadas por el funcionamiento de los motores a GasOil.

Se ha estimado que un vehículo de 4 neumáticos que transita a 40 km/h por una calle de ripio consolidado pone en suspensión unos 600 gramos de MP por km que recorre. La emisión depende de la velocidad de tránsito y de la humedad del suelo. Por ende, limitar la velocidad de circulación dentro del predio a 20 km/h y regar las pistas de tránsito más frecuente,son prácticas orientadas a reducir las emisiones de MP, en particular durante las Etapas de Construcción y Montaje en las que se dará la mayor circulación de vehículos.

### iv. Interacciones con Avifauna

Los datos resultantes de observaciones de campo de tasas de mortalidad de aves por colisiones con molinos eólicos son muy variables, van desde 1 a 60 individuo/molino.año. Mientras que los registros de mortalidad de aves atribuible a las Líneas de Transmisión de Electricidad rondan valores de 1 individuo/km.año.

Terrenos planos como "Laudonio" reducen la mortalidad de aves frente a relieves montañosos que la favorecen. Las nieblas frecuentes y los vientos intensos (> 1,5 m/seg) favorecen las colisiones.

El Relevamiento de Fauna[140], señala en sus conclusiones que no hay especies de aves con estado de conservación grave. Adicionalmente el Informe consigna que la probabilidad de presencia de aves marinas, acuáticas y migratorias en el espacio aéreo del predio es muy poco significativa; salvo para la Gaviota Cocinera cuyos ejemplares sobrevuelan el vértice SurEste del predio, debido a la presencia de los cuencos con residuos de la industria de la pesca ubicados en la parcela lindera al límite Este de dicho predio.

El grupo de aves rapaces presenta diversidad y abundancia baja de forma que se esperan tasas de mortalidad también bajas para el grupo.

En este contexto es posible conjeturar que la mortalidad más alta se dará para la Gaviota Cocinera, especie con poblaciones en franco crecimiento.

Los resultados del Plan de Monitoreo de Mortalidad de Aves permitirán evaluar en forma más precisa los efecto de la interacción entre la comunidad de aves y los molinos del predio. No obstante, en función de los antecedentes y monitoreos realizados en otros sitios cercanos se espera entre 1 y 2 fatalidades/molino.año.

### v. Estudio de Impacto ambiental

En esta etapa se identifican y desarrollan los posibles impactos y efectos ambientales que se podrían llegar a ocasionar con la instalación del Parque Eólico en dos de sus respectivas etapas. Para el análisis del mismo se utilizó la metodología de la Matriz de Importancia de Impacto. En donde los impactos se valoran con la siguiente fórmula aplicable:

Impacto = SI*[(M*P*A*SN) + (E*MO)]*R*MC

[140] Fuente: Empresa del rubro de consultoría ambiental.

La clasificación del mismo se representa en la siguiente tabla:

| Negativo | Rango | Positivo |
|---|---|---|
| Compatible | +/- (1-25) | Reducido |
| Moderado | +/- (26-50) | Moderado |
| Severo | +/- (51-75) | Notable |
| Critico | +/- (76-100) | Alto |

Las variables a utilizar en la fórmula se caracterizan y ponderan de la siguiente forma:

- Signo: hace referencia al carácter beneficioso (+) o perjudicial (-) del mismo.
- Magnitud: grado de incidencia de la acción sobre el factor, que podrá ser total si se destruye totalmente el factor en el área en el que se produce el efecto o parcial.
- Extensión: área de influencia teórica del impacto. Si la acción produce un efecto muy localizado, el impacto tiene carácter puntual, en caso contrario es extensivo.
- Momento: tiempo que transcurre entre la aparición de la acción y el comienzo del efecto. Un impacto es inmediato si el tiempo transcurrido es nulo, a corto plazo si es inferior a un año, a medio plazo si va de 1 a 5 años y a largo plazo si es mayor de 5 años.
- Persistencia: tiempo que permanece el efecto desde a su aparición y a partir del cual el factor afectado retornaría a las condiciones iniciales previas a la acción por medios naturales o por la introducción de medidas correctoras. El impacto es fugaz si este tiempo es menor de un año, temporal de 1 a 10 años y permanente si es superior a 10 años.
- Reversibilidad: posibilidad de reconstrucción del factor afectado por el proyecto por medios naturales una vez que la acción deja de incidir sobre el medio. Según esto un impacto puede ser reversible o irreversible.
- Recuperabilidad: posibilidad de recuperación del factor afectado mediante la aplicación de medidas correctoras. Así, un impacto puede ser recuperable o irrecuperable
- Sinergia: reforzamiento de dos o más efectos simples. Un impacto es sinérgico si dos efectos simultáneos producen un impacto superior a la suma de ambos.
- Acumulación: da una idea del incremento progresivo de la manifestación del efecto cuando persiste de forma continuada la acción que lo genera. Según esto un impacto puede ser simple o acumulativo.

| Variable | Valor |
|---|---|
| Signo (SI) | |

| | |
|---|---|
| ● Beneficia<br>● Perjudicial | +1<br>-1 |
| Magnitud (M)<br>● Baja<br>● Media<br>● Alta | <br>1<br>3<br>5 |
| Acumulación (A)<br>● Simple<br>● Acumulativo | <br>1<br>2 |
| Sinergia (SN)<br>● No sinérgico<br>● Sinérgico | <br>1<br>2 |
| Reversibilidad (R)<br>● Reversible<br>● Irreversible | <br>1<br>2 |
| Extensión (E)<br>● Puntual<br>● Intermedio<br>● Extenso | <br>1<br>3<br>5 |
| Momento (MO)<br>● Largo plazo<br>● Medio plazo<br>● Inmediato | <br>0,5<br>1<br>2 |
| Recuperabilidad (MC)<br>● No precisa media de corrección<br>● MC intensiva<br>● MC intensiva<br>● No recuperable | <br>0,25<br>0,5<br>0,75<br>1 |
| Persistencia (P)<br>● Ocasional | |

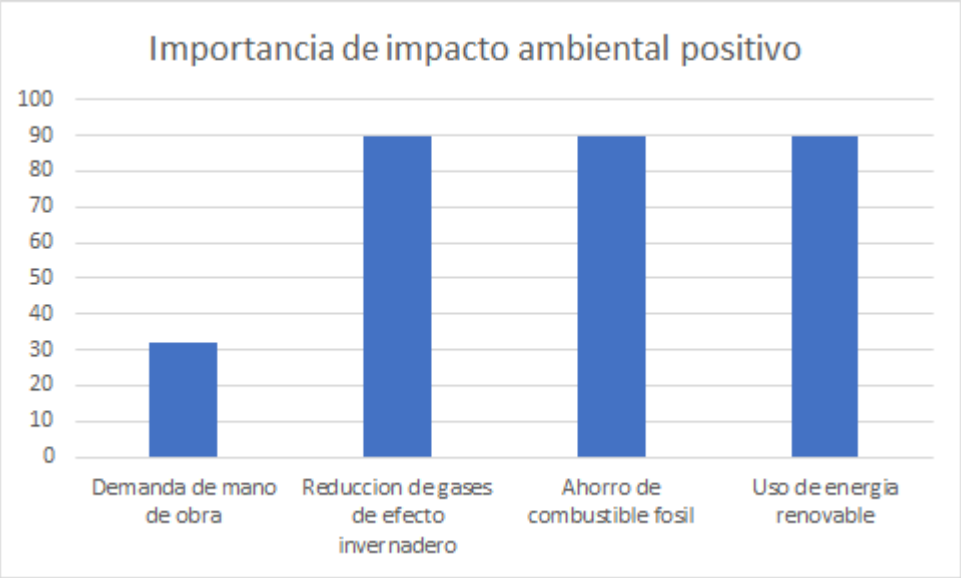
| | |
|---|---|
| • Temporal<br>• Permanente | 0,5<br>1<br>2 |

A continuación, se presenta la Matriz de Importancia de Impactos en donde se evidencian los posibles impactos ambientales, con su respectivo valor asociado, deducido de la fórmula aplicable.

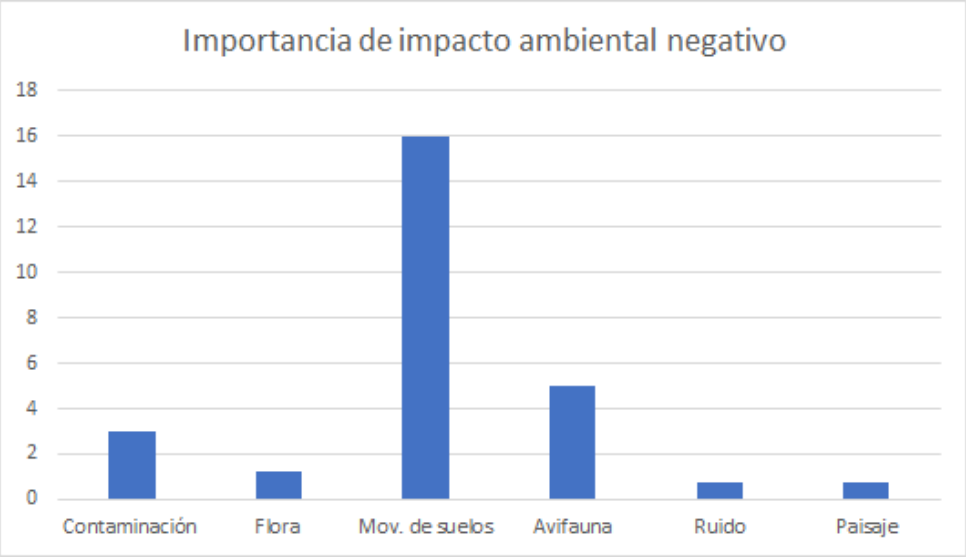
| Etapa | Impacto ambiental | Fórmula aplicable | Impacto |
|---|---|---|---|
| Construcción | Incremento localizado y puntual de partículas en suspensión | I= -[(1*1*1*1)+(1*2)]*1*1 | -3 |
| | Desmonte de la cobertura vegetal autóctona | I= -[(1*0,5*1*1)+(1*2)]*2*0,25 | -1,25 |
| | Demanda de mano obra | I= +[(5*1*2*1)+(3*2)]*2*1 | 32 |
| | Emisiones de los gases de escape de la maquinaria utilizada | I= -[(1*1*1*1)+(1*2)]*1*1 | -3 |
| | Modificación geomorfológica en el emplazamiento por los movimientos de suelo | I=- [(3*1*1*1)+(1*1)]*2*2 | -16 |
| | Contaminación de suelo y agua como consecuencia de vertido accidentales | I= -[(1*0,5*1*1)+(1*2)]*1*0.75 | -1,875 |
| Operación | Fatalidades en la avifauna local | I= -[(1*0,5*1*1)+(1*2)]*2*1 | -5 |
| | Contaminación del suelo y subsuelo por posible fuga de residuos | I= -[(1*0,5*1*1)+(1*2)]*1*0.75 | -1,875 |
| | Reducción de la emisión de los gases de efecto invernadero | I= +[(5*2*2*2)+(5*1)]*2*1 | 90 |
| | Incremento del nivel de ruido aerodinámico | I= -[(1*1*1*1)+(1*2)]*1*0,25 | -0,75 |
| | Ahorro de combustible fósiles | I= +[(5*2*2*2)+(5*1)]*2*1 | 90 |
| | Intrusión visual debido a la presencia de aerogeneradores | I= -[(1*1*1*1)+(1*2)]*1*0.25 | -0,75 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | Uso de una energía renovable | I= +[(5*2*2*2)+(5*1)]*2*1 | 90 |

Los siguientes gráficos muestran la importancia de los impactos positivos y negativos analizados en la matriz.




*Fuente: Elaboración propia*




*Fuente: Elaboración propia*

El aspecto negativo más importante que se encontró fue en la etapa de construcción, el cual se debe al movimiento de suelos. Con respecto a ello, siempre que sea posible, durante las excavaciones es recomendable separar la tierra vegetal para su futura reutilización en la recuperación de las zonas afectadas. En la fase de construcción y explotación se pueden generar residuos del tipo: sobrantes de los movimientos de tierras, de los materiales de construcción y aceites utilizados en los engranajes. Estos residuos deberán ser eliminados o gestionados

adecuadamente para evitar la contaminación del suelo o subsuelo. Estos últimos son poco frecuentes, según antecedentes de parques ya construidos.

Otros aspectos negativos observados son la afectación a la avifauna, generación de ruido y el impacto visual, aunque estos se ven disminuidos dado que el proyecto no se tiene lugar en un asentamiento urbano. Asimismo se destaca como positivo que en la etapa de abandono los impactos negativos son considerados reversibles en el corto plazo logrando el restablecimiento de las condiciones ambientales previas al proyecto.

En cuanto a los aspectos positivos mencionados se los clasifica según su rango en positivo alto y positivo moderado, lo cual favorece e incentiva la necesidad de instalación del Parque Eólico. Cabe destacar que el uso del recurso del viento para la generación de energía produce un alto y positivo impacto ambiental a nivel global ya que se reduce el uso de combustible fósil, y de este modo la emisión de gases de efecto invernadero.

Como conclusión de la evaluación de Impacto Ambiental realizada, se afirma que la construcción y operación del Parque Eólico no generan impactos negativos significativos, ya que los mismos tienen un rango menor a 25. A este tipo de impacto negativo se lo denomina compatible y se caracteriza por ser un impacto cuya posibilidad de recuperación es inmediata tras el cese de la actividad y no precisa medidas protectoras o correctoras. Conforme a lo expuesto, se considera que hay evidencia suficiente para concluir que el proyecto es sostenible y ambientalmente factible.

# iii. Análisis Económico Financiero

## i. Introducción

Para el dimensionamiento económico y financiero, se utilizan como punto de partida las conclusiones y los dimensionamientos obtenidos en los estudios de mercado y de ingeniería. Las proyecciones de venta (tanto en precio como en cantidad) y el dimensionamiento de la maquinaria y mano de obra necesarias para alcanzarlas sientan las bases para las inversiones requeridas. En función de esto, es posible inferir el costo de la producción y calcular la utilidad esperada. A su vez, el cronograma propio del proyecto determinará un cronograma de inversiones a seguir, y se deberá determinar la estructura financiera óptima del proyecto a fin de cumplir con los requerimientos al menor costo.

## ii. Gastos de producción

Los gastos de producción en los que incurre el proyecto son exclusivamente del tipo Gastos de Producción Fijos ya que una variación en los niveles de producción de energía no implica la modificación de los mismos. A su vez, al no contar el proyecto con mano de obra directa y con necesidades de comprar materias primas, estos quedan reducidos a Gastos Generales de Fabricación y de operación. Se detallan a continuación:

- Amortizaciones: El proyecto cuenta con dos tipos de amortización del activo, los cuales son: Bienes de uso y Cargos Diferidos
- Personal indirecto: Este incluye al Gerente General, el Gerente de Administración y Cobranza, el Personal de Cobranza y Pago a Proveedores, el Gerente Manufacturero, el Personal de Mantenimiento, el Personal de Seguridad y el Gerente de Logística. En la solapa Egresos figuran los respectivos sueldos y se consideran aumentos, antigüedad, bonificaciones (en el caso de gerentes) y cargas sociales. Además, se toman 13 sueldos por año teniendo en cuenta un sueldo adicional al año por aguinaldos.
- Servicios: Para la energía adquirida se considera lo estipulado en la sección de Ingeniería del parque eólico para la etapa de operación. Además de eso, en la pestaña de Egresos se incluyen en los servicios el agua y gas necesario para el suministro de las instalaciones.
- Combustibles: A partir de lo definido en la sección de Ingeniería, no será necesario el almacenamiento de combustibles ya que los vehículos para circular dentro del parque se abastecerán en las Estaciones de Servicio de la ciudad.
- Mantenimiento y operación: Los gastos de Operación y Mantenimiento, como mencionado anteriormente, están incluidos en el contrato realizado con el proveedor de los aerogeneradores. El mantenimiento es principalmente de carácter preventivo y se realiza con una frecuencia trimestral. Los montos asociados se encuentran detallados para cada periodo en la solapa Egresos y son ajustados anualmente por la inflación.
- Seguros: En lo que se refiere a seguros, los mismos están relacionados con la preservación de la maquinaria durante el transporte, instalación y operación, y otras cuestiones como bloqueos al acceso realizados por los habitantes de la zona. Sin embargo, ambos, y particularmente los últimos, rara vez ocurren. Otra razón para contratar seguros son los retrasos durante la construcción por condiciones naturales no previstas y por retraso en la entrega de los equipos.

### iii. Impuestos

Los impuestos nacionales y los de la provincia de Chubut se analizarán con detalle ya que afectan la viabilidad del proyecto.

#### i. Impuestos nacionales

Los impuestos nacionales que afectan al proyecto son el Impuesto a las Ganancias y el Impuesto al Valor Agregado.

##### x. Impuesto a las Ganancias

El IG grava todas las ganancias obtenidas a partir del resultado antes de impuestos. La base imponible depende del tipo de contribuyente. En este caso, por ser una Sociedad Anónima la alícuota del tributo es de 35%.

##### xi. Impuesto al Valor Agregado

La alícuota del impuesto al valor agregado está estipulada en un 21%. Existe una excepción para esta alícuota y se da en el caso de venta de gas, energía eléctrica y agua regulada por medidor cuando el comprador o usuario sea un sujeto categorizado en el IVA como responsable inscripto o sean Monotributistas. En este caso, la alícuota toma un valor de 27%. Una segunda excepción establece que para las importaciones de bienes de capital la alícuota es del 10,5%.

Este impuesto provocará a lo largo del período de vigencia del proyecto de inversión, créditos y pagos a la Dirección General Impositiva (DGI). Por ello, esta variable y su posición a lo largo de la vida útil del proyecto serán desarrolladas más adelante en un apartado.

#### ii. Impuestos provinciales

Los impuestos provinciales que afectan al proyecto son el impuesto a los ingresos brutos y el impuesto de sellos

##### xii. Impuesto a Ingresos Brutos

El impuesto a Ingresos Brutos de la provincia de Chubut tiene una alícuota del 3% del total de los ingresos brutos de una actividad económica, salvo casos particulares (boliches, cabarets, etc.).

Sin embargo, gracias a la Ley XVII N°95 que tiene como objetivo promover el desarrollo de las Energías Renovables, los proyectos de generación de energía mediante recursos renovables quedan exentos en el 100% de este impuesto durante los primeros 5 años de actividad, contados desde el inicio de la operación comercial. También quedan exentos en el 50% a partir del sexto año y hasta el décimo año inclusive.

### iv. Inflación

Dadas las condiciones inflacionarias actuales de Argentina, el proyecto debe tener en cuenta cómo evolucionará esta variable durante el periodo de análisis económico y financiero del mismo. El tratamiento de la inflación implica el ajuste anual de los valores que corresponda en los distintos estados contables.

El ingreso calculado en pesos argentinos dependerá de la inflación ya que la energía se paga en dólares estadounidenses. Las amortizaciones por su parte, también deberán ser ajustadas por la inflación así como el valor año a año de los bienes de uso con que se cuente.

Las proyecciones que se tomaron para el ítem de inflación de Argentina, fueron las mismas mencionadas en la correspondiente Entrega de Mercado de manera de no alterar ni generar discrepancias entre ambas etapas de la tesis.

### i. Inversiones en Activo Fijo

Las inversiones en activo fijo se componen de todas las erogaciones destinadas a la formación de los activos necesarios, directa o indirectamente, para iniciar la producción de energía eléctrica en el parque eólico. Dichos activos constituyen un conjunto considerablemente más abarcativo que simplemente la maquinaria y los bienes de uso requeridos, pues para iniciar las actividades intervienen conceptos adicionales cuyas erogaciones han de ser tenidas en cuenta como inversiones. Se consideran los siguientes rubros:

- Bienes de Uso
- Rubros Asimilables (Cargos Diferidos)
- IVA sobre Inversiones

El estudio de las inversiones en activo fijo permite definir la estructura de costos del proyecto, al igual que un cronograma inicial de inversiones.

Se realizaron tablas anuales que presentan las inversiones a realizar, año por año, en cada uno de los rubros considerados, hasta el fin de la vida del proyecto. Dichos montos se encuentran en valores contado, normales, discriminando IVA y cualquier tipo de interés por financiamiento. Más aún, el valor de cada monto se muestra respecto a una determinada fecha de referencia.

Las tablas anuales de inversiones diferencian aquellos gastos internos de gastos externos (activados como inversiones). Los gastos internos corresponden a las inversiones realizadas en pesos y adquiridas nacionalmente, mientras que los gastos externos corresponden a las inversiones realizadas en dólares y adquiridas en el extranjero[141]. El gasto total corresponde al total de la inversión (para dado concepto) llevado a pesos argentinos según el tipo de cambio de la fecha de referencia.

A continuación se presenta una tabla anual de inversiones utilizada a modo de descripción:

[141] Aquellas inversiones realizadas en dólares nacionalmente, se toman como gastos internos al tipo de cambio de la fecha de referencia.

| Fecha | 1/01/2018 | | |
|---|---|---|---|
| **Rubro** | Gasto Interno | Gasto Externo | Gasto Total |
| **Bienes de Uso** | | | |
| Concepto A | 0 | 0 | 0 |
| Concepto B | 0 | 0 | 0 |
| Concepto C | 0 | 0 | 0 |
| Concepto D | 0 | 0 | 0 |
| Concepto E | 0 | 0 | 0 |
| Concepto F | 0 | 0 | 0 |
| Concepto G | 0 | 0 | 0 |
| Concepto H | 0 | 0 | 0 |
| Concepto I | 0 | 0 | 0 |
| Concepto J | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL BIENES DE USO | 0 | 0 | 0 |
| **Cargos Diferidos** | | | |
| Concepto A | 0 | 0 | 0 |
| Concepto B | 0 | 0 | 0 |
| Concepto C | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL CARGOS DIFERIDOS | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL DE ACTIVO FIJO | 0 | 0 | 0 |

### i. Bienes de Uso

Se consideran como bienes de uso a todos aquellos tangibles requeridos para la producción de energía eléctrica en el parque eólico. Al ser bienes tangibles, están sujetos a depreciación a lo largo de su vida útil[142].

Los proyectos de parques eólicos se caracterizan por requerir importantes inversiones en bienes de uso en su etapa inicial[143], no requiriendo erogaciones significativas luego de dicha etapa. Por lo tanto, los mayores esfuerzos económicos se encuentran concentrados en los primeros años. Debido a los grandes montos involucrados, el estudio de las inversiones a realizar en bienes de uso es de gran importancia en el análisis económico -financiero del proyecto, siendo cualquier ahorro u optimización de gran impacto en la viabilidad del mismo.

Es razonable concluir que la rentabilidad del proyecto depende fuertemente de las inversiones requeridas en bienes de uso[144], entre otros factores.

Los rubros considerados son los siguientes:

- Terrenos
- Obra civil (aerogeneradores)

[142] La amortización de los bienes de uso será tratada en incisos posteriores.
[143] Se considera como etapa inicial al primer año, donde se realizan las mediciones y estudios necesarios, los análisis de prefactibilidad y factibilidad, y las obras de construcción y adecuación a la red eléctrica.
[144] Como fue explicado en el análisis de ingeniería, la construcción de una subestación transformadora adicional (ante la falta de nodos de transporte) constituye un claro ejemplo de una inversión en bienes de uso (obra eléctrica) que afecta la rentabilidad del proyecto debido a su alto monto, convirtiéndolo en inviable.

- Obra civil (edificio de control)[145]
- Obra eléctrica
- Instalaciones Industriales
- Maquinarias y equipos
- Gastos de Nacionalización
- Transporte y Montaje
- Vehículos y equipos auxiliares
- Imprevistos

### i. Terrenos

Se consideró la compra de un predio de 4050 hectáreas, denominado *Laudonio*. Su valor normal de mercado es de **$4.000.000 (dólares americanos)**[146]. No se debieron realizar modificaciones sobre el terreno a fin de que se encuentre apto para su utilización en el presente proyecto[147]. Dicho monto incluye los gastos de escrituración del terreno.

Se debe considerar la existencia de otras formas de adquisición de terrenos, siendo el usufructo la más común en este tipo de proyectos. En el caso del presente trabajo, se optó por la compra directa del terreno y su posterior venta finalizado el tiempo de vida del proyecto. La razón para la adquisición del terreno en lugar del usufructo fue la presunta valorización del mismo con el paso del tiempo, teniendo en cuenta la creciente expansión de la industria eólica y la calidad y constancia del recurso eólico en la zona. Por ende, finalizado el proyecto, se podría obtener una utilidad por venta del terreno.

### ii. Obra Civil (Aerogeneradores)

Se consideraron todas las obras civiles a realizar (relativas a aerogeneradores) para la construcción del parque eólico. Se presentan a continuación, con sus respectivos montos[148]:

**Movimiento de Suelos[149]**

Consiste en un conjunto de trabajos iniciales a fin de lograr la explanación del terreno para la correcta construcción de los caminos a utilizar y de las bases de los aerogeneradores. Se consideran los siguientes:

- Realización de caminos y accesos: **$3.390.329 (pesos argentinos)**
- Excavación de bases: **$11.704.320 (pesos argentinos)**
- Playa de maniobras: **$19.507.200 (pesos argentinos)**

El total por el movimiento de suelos es **$34.601.849 (pesos argentinos)**

[145] Se realiza una discriminación entre obras civiles (aerogeneradores y edificio de control) debido a beneficios existentes en lo que respecta a amortizaciones para las infraestructuras y edificios construidos en proyectos de energías renovables. Dicho punto será tratado en el inciso de amortizaciones.
[146] Fuente: Consulta a empresa Aluar.
[147] No fue necesario un desmalezado ni una nivelación del mismo.
[148] Fuente: Consulta a empresa Aluar.
[149] El trabajo de movimiento de suelos suele requerir la utilización de excavadoras y aplanadoras. Si se trabaja sobre un suelo rocoso, es posible que se requiera el uso de explosivos (no en este caso).

**Bases de Molinos**

Consiste en el conjunto de tareas y conceptos necesarios para la construcción de la base de los aerogeneradores. Los costos son para un total de 15 aerogeneradores. Se consideran los siguientes conceptos:

- Hormigón de limpieza: **$1.793.079 (pesos argentinos)**
- Hormigón estructural: **$23.693.394 (pesos argentinos)**
- Armaduras: **$29.857.070 (pesos argentinos)**
- Mano de obra (construcción): **$103.164.691 (pesos argentinos)**
- Alquiler de equipos: **$3.048.000 (pesos argentinos)**

El total por las bases de los molinos es de **$161.556.235 (pesos argentinos)**.

El total por la obra civil (aerogeneradores) es de **$196.158.083 (pesos argentinos)**.

### iii. Obra Civil (Edificio de Control)

Se consideraron todas las obras civiles a realizar para la construcción del edificio de control. Se presenta a continuación, su respectivo monto[150]:

- Edificio de control: **$100.000 (pesos argentinos)**

### iv. Obra Eléctrica

Se consideraron todas las obras eléctricas a realizar para el correcto funcionamiento del parque eólico. Se presentan a continuación, con sus respectivos montos[151]:

- Obra eléctrica: **$113.827.245 (pesos argentinos)**

**Infraestructura**

Consiste en el conjunto de tareas y conceptos necesarios para la construcción de todas las conexiones eléctricas de baja tensión del parque. Los costos son para un total de 15 aerogeneradores. Se consideran los siguientes:

- Canalizaciones: **$47.202.349 (pesos argentinos)**
- Puesta a tierra (PAT) de las torres de los aerogeneradores: **$4.267.218 (pesos argentinos)**
- Comunicación de fibra óptica: **$8.917.857 (pesos argentinos)**
- Ingeniería: **$702.259 (pesos argentinos)**
- Materiales y herramientas: **$3.879.937 (pesos argentinos)**
- Equipos para obra eléctrica interna[152]: **$9.911.409 (pesos argentinos)**

[150] Fuente: Consulta a empresa Aluar.
[151] Fuente: Consulta a empresa Aluar.
[152] Hace referencia a los equipos eléctricos internos del aerogenerador.

**Obras de Estaciones Transformadoras**

Consiste en el conjunto de tareas y conceptos necesarios para la construcción de todas las instalaciones eléctricas de media tensión del parque. Los costos son para un total de 15 aerogeneradores. Se consideran los siguientes:

- Obra civil de la estación transformadora: **$87.811.467 (pesos argentinos)**
- Provisión y montaje electromecánico: **$56.398.753 (pesos argentinos)**
- Sistema de protección, control y comunicaciones: **$19.556.570 (pesos argentinos)**
- Lote de repuestos: **$3.821.671 (pesos argentinos)**
- Proyecto de detalle, ensayos, PES y documentación CAO: **$4.428.381 (pesos argentinos)**

**Interconexión de Líneas de Alta Tensión (132 Kv)**

Consiste en el conjunto de tareas y conceptos necesarios para la construcción de todas las instalaciones eléctricas de alta tensión del parque. Los costos son para un total de 15 aerogeneradores. Se consideran los siguientes:

- 5 km de doble terna: **$15.225.000 (pesos argentinos)**
- 6 km de triple terna: **$15.660.000 (pesos argentinos)**

El total por la obra eléctrica es de **$277.782.875 (pesos argentinos).**

### v. Instalaciones Industriales

Se consideran todas las erogaciones relativas a inversiones en computación, comunicación, internet, traslados de personal, depósitos, servicios médicos, combustibles, catering y agua de consumo durante la obra. A continuación se presentan los costos totales de dichos servicios de construcción:

- Servicios de construcción: **$1.000.000 (pesos argentinos)**

### vi. Maquinaria y Equipos

Se consideran en el presente rubro el costo de los 15 aerogeneradores a instalar, importados desde el exterior. Dicho costo no incluye los servicios de supervisión y cuadrillas de mantenimiento, los cuales son considerados por separado. Si se incluyen los repuestos a utilizar, su equipamiento interno, su transporte al país, su transporte interno y los gastos de nacionalización[153]. A continuación se presenta el costo por 15 aerogeneradores[154]:

- Aerogeneradores (15): **US$45.000.000 (dólares americanos)**

[153] En la práctica, la venta de aerogeneradores viene acompañada de contratos de mantenimiento. Se optó por la alternativa de proveer el mismo de forma propia a fin de mostrar su impacto en los estados contables.
[154] Fuente: Consulta a empresa Aluar.

### vii. Montaje

La obra mecánica consiste del montaje de los componentes de cada aerogenerador y el montaje de su torre. Los costos son para un total de 15 aerogeneradores. Se presentan a continuación los respectivos montos[155]:

- Construcción de Torre Completa: **$22.500.000 (pesos argentinos)**
- Montaje de la torre: **$9.000.000 (pesos argentinos)**

### viii. Vehículos y Equipos Auxiliares

Se consideran todos los vehículos y equipos auxiliares necesarios durante la obra (pala cargadora, minicargadora y motoniveladora). Todos fueron alquilados.

### ix. Personal Directo de Obra

Se considera en este rubro a todas las erogaciones requeridas para la contratación de personal especializado para la realización de las distintas obras del parque eólico. Si bien las obras a realizar se discriminan por su naturaleza, la supervisión y ejecución de las mismas son realizadas por el mismo personal de supervisión. Por ende, corresponde realizar una diferenciación a fin de poder hacer el análisis más sencillo.

### x. Imprevistos

Además de estos, se agrega una "inversión" adicional, llamada *imprevistos*, adjudicando un 3% de las inversiones totales en Bienes de Uso. Tal como su nombre lo indica, representa las inversiones que no puede ser previstas de antemano, pero que en todo proyecto existen. El valor elegido se basa en los valores típicos tomados para proyectos de este tipo en general, teniendo en cuenta la contratación de empresas con previa experiencia en el sector y la disponibilidad de la materia prima y equipos necesarios.

## ii. Rubros Asimilables (Cargos Diferidos)

Los rubros asimilables o cargos diferidos son inversiones en activos intangibles, como estudios y patentes, necesarios para un proyecto. En el caso de un proyecto eólico, son de vital importancia dada la información valiosa que proporcionan.

Estas razones llevan a que estos estudios sean considerados activos y, como tales, deberán ser amortizados[156]. Se consideraron los siguientes rubros:

- Estudio de impacto ambiental; **$1.920.000 (pesos argentinos)**
- Estudio de vientos; **$1.080.000 (pesos argentinos)**
- Estudio de suelos o topográficos; **$1.380.000 (pesos argentinos)**
- Gastos de Puesta en Marcha

### i. Gastos de puesta en marcha

Como fue descripto en la sección de Análisis de Ingeniería, la puesta en marcha consiste en la puesta en producción aerogenerador por aerogenerador a medida que cada uno esté montado, conectado y listo para funcionar. Para hacer esto es necesario realizar una serie de pruebas o

[155] Fuente: Consulta a empresa Aluar.
[156] Su amortización será tratada en incisos posteriores.

"Commissioning Tests" que demuestran que cada aerogenerador es seguro y capaz de mantener un funcionamiento automático continúo. Estas pruebas no tienen un costo directo asociado, por lo que como costo de puesta en marcha se considera el lucro cesante de no producir y vender energía a la red mientras se pone en marcha cada aerogenerador.

El Commissioning Test dura aproximadamente 48 horas por cada aerogenerador, resultando en un total de 720 horas de lucro cesante. Esto se traduce a un equivalente de **64.300 dólares americanos** de gastos de puesta en marcha, que se consideran como un "extra" en la inversión de aerogeneradores.

### iii. Inversiones Totales en Activo Fijo

Dado que todas las inversiones en Activo Fijo se hacen en el momento inicial del proyecto, el cronograma de inversiones, que se muestra a continuación, queda resumido al mismo.

| **Fecha** | 1/01/2017 | | |
|---|---|---|---|
| **Rubro** | Gasto Interno | Gasto Externo | Gasto Total |
| **Bienes de Uso** | | | |
| LAUDONIO | 71.680.000 | 0 | 71.680.000 |
| EDIFICIO | 350.000 | 0 | 350.000 |
| AEROGENERADORES | 0 | 45.000.000 | 806.400.000 |
| OBRA CIVIL | 196.158.083 | 0 | 196.158.083 |
| OBRA ELÉCTRICA | 277.782.875 | 0 | 277.782.875 |
| OBRA MECÁNICA | 31.500.000 | 0 | 31.500.000 |
| SERVICIOS DE CONSTRUCCION | 43.748.296 | 0 | 43.748.296 |
| VEHÍCULOS Y EQUIPOS | 2.606.203 | 0 | 2.606.203 |
| PERSONAL DIRECTO DE OBRA | 26.228.040 | 0 | 26.228.040 |
| IMPREVISTOS (3%) | 19.501.605 | 1.350.000 | 43.693.605 |
| TOTAL BIENES DE USO | 669.555.101 | 46.350.000 | 1.500.147.101 |
| **Cargos Diferidos** | | | |
| Estudio de Impacto ambiental | 1.920.000 | 0 | 1.920.000 |
| Estudios de suelo | 1.380.000 | 0 | 1.380.000 |
| Estudio de vientos | 1.080.000 | 0 | 1.080.000 |
| TOTAL CARGOS DIFERIDOS | 4.380.000 | 0 | 4.380.000 |
| TOTAL DE ACTIVO FIJO | 673.935.101 | 46.350.000 | 1.504.527.101 |

### ii. Inversiones en Activo de Trabajo

Para la operación del proyecto es importante considerar también los activos no fijos que componen el Activo de Trabajo. En este tipo de proyectos, el Activo de Trabajo se calcula de la siguiente manera:

- Disponibilidad Mínima en Caja y Bancos: La caja mínima del proyecto se ha establecido como un 1% de los ingresos de cada año.
- Créditos por Ventas: Consultando fuentes de Aluar, se obtuvo información sobre el plazo promedio de pago por parte de CAMMESA a los generadores que en general ronda los 30 días. Por la apertura de la planilla de cálculo donde se hicieron análisis (anual), esto no se consideró ya que se tomó como supuesto que no afectaba significativamente en el resultado.

Cabe aclarar que el proyecto no incurre en mantenimiento de inventarios ya que el producto de venta es la energía eléctrica por lo que no se analizan para el cálculo de Activo de Trabajo.

A continuación se muestran las inversiones necesarias en Activo Fijo para los primeros 5 años:

| ACTIVO DE TRABAJO | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---|---|---|---|---|
| Disponbilidad (Caja mínima) | 1.671.494 | 3.792.412 | 4.242.829 | 4.619.569 | 4.950.874 |
| Delta Activo de Trabajo | 0 | 2.120.918 | 450.417 | 376.740 | 331.305 |

### iii. Calendario de inversiones

A partir de lo anterior, se puede calcular el monto total a invertir en cada año del proyecto y obtener el calendario de inversiones, cuyos diez primeros años se muestran a continuación.

La inversión en IVA se calcula aplicando el impuesto solamente al Activo Fijo ya que el Activo de Trabajo no incluye bienes de cambio y por ende, no es afectado por el mismo. Las tasas aplicadas a cada inversión son las especificadas en la sección de Impuestos. A continuación se muestra el calendario de inversiones para los primeros 5 años.

| | | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversion en activo fijo | Bien de uso | 1.555.701.393 | - | - | - | - | - |
| | Cargos diferidos | 5.603.034 | - | - | - | - | - |
| Inversion en activo de trabajo | | - | 2.120.918 | 450.417 | 376.740 | 331.305 | 73.569 |
| Total de inversion sin IVA | | 1.561.304.427 | 2.120.918 | 450.417 | 376.740 | 331.305 | 73.569 |
| Total de inversion con IVA | | 1.799.305.365 | 2.120.918 | 450.417 | 376.740 | 331.305 | 73.569 |

### v. Amortizaciones

Los activos que surgen de las inversiones se deprecian con el paso del tiempo. Dadas las características contables del proyecto, todos los activos se deprecian anualmente. A continuación se presenta un resumen del valor residual y la vida útil típicos de cada rubro de activos considerados[157]:

| **Rubro** | **Vida útil [años]** | **Valor residual [%]** |
|---|---|---|
| Terrenos | No se deprecian | 150% |
| Obra Civil (Aerogeneradores) | 20 años | 0% |
| Obra Civil (Edificio de Control) | 30 años | 10% |
| Obra Eléctrica | 20 años | 20% |
| Instalaciones Industriales | 10 años | 15% |
| Maquinaria y Equipos | 20 años | 20% |

[157] Valores de vida útil contables típicos.

| | | |
|---|---|---|
| (Aerogeneradores) | | |
| Montaje | 20 años | 0% |
| Vehículos y Equipo Auxiliares | 5 años | 20% |
| Imprevistos | 5 años | 0% |
| Cargos diferidos | 5 años | 0% |

Cabe aclarar que, como mencionado anteriormente, en función de los beneficios fiscales que establece la Ley 27.191, la amortización de los aerogeneradores importados antes del 31 de diciembre de 2017, se puede realizar en un periodo de 3 años. Por su parte, la amortización de las obras de infraestructura se puede realizar en un periodo calculado como el 60% de su vida útil estimada.

Los periodos de amortización entonces utilizados para el análisis económico-financiero del proyecto serían los siguientes:

| **Rubro** | **Vida útil [años]** | **Valor residual [%]** |
|---|---|---|
| Terrenos | No se deprecian | 150% |
| Obra Civil (Aerogeneradores) | 12 años | 0% |
| Obra Civil (Edificio de Control) | 18 años | 10% |
| Obra Eléctrica | 12 años | 20% |
| Instalaciones Industriales | 10 años | 15% |
| Maquinaria y Equipos (Aerogeneradores) | 3 años | 20% |
| Montaje | 12 años | 0% |
| Vehículos y Equipos Auxiliares | 5 años | 20% |

| | | |
|---|---|---|
| Personal de Obra Directo | 5 años | 0% |
| Imprevistos | 5 años | 0% |
| Estudio de Suelos | 5 años | 0% |
| Estudio de Vientos | 5 años | 0% |
| Estudios Topográficos | 5 años | 0% |
| Puesta en Marcha | 5 años | 0% |

## vi. Análisis del Punto de Equilibrio

El punto de equilibrio, el nivel de producción en donde los costos totales intersectan con las ventas, determina para cada periodo el nivel de ventas necesario para no perder ni ganar dinero. La diferencia entre las rectas que constituyen los costos y las ventas significa la ganancia que se obtendrá año a año. Además, es necesario verificar que dicho nivel de actividad no se encuentra demasiado cerca del punto de equilibrio, lo que supondría altos riesgos de que el proyecto no sea rentable frente a una variación en la producción.

La recta de ingreso es determinado por el precio de la energía que fue proyectado en la sección de mercado y el nivel de generación del parque. En este caso, los costos estarán determinados solamente por los gastos fijos ya que no se cuenta con gastos variables de producción.

A continuación se muestra el punto de equilibrio para el primer año del proyecto:

El punto de equilibrio para dicho año toma un valor de 5.901 MWh. El α, por otro lado, solamente dependerá del aumento del precio en cada periodo ya que la pendiente de la recta de

costos es nula y se mantiene constante dado que se trata únicamente de gastos fijos. Para el primer año, el ángulo que forman ambas rectas, toma un valor de 1,57.

Siguiendo la misma línea de análisis se realizaron los cálculos para los 20 años de vida útil del proyecto. Los puntos de equilibrio y los valores de alfa para los primeros cinco años se muestran a continuación:

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Gastos Operativos | | 9.645.618 | 9.666.458 | 10.128.594 | 10.633.273 | 11.208.754 |
| Punto de equilibrio [MWh] | | 5.091 | 4.969 | 4.634 | 4.410 | 4.273 |
| α | | 1,570268477 | 1,570282248 | 1,570338765 | 1,570381577 | 1,57041513 |

Se puede observar que el punto de equilibrio crece a lo largo del proyecto. Esto se debe a los efectos inflacionarios considerados para los cálculos ya que el precio de la energía se encuentra en dólares estadounidenses y aunque la inflación también afecta a los gastos fijos, no repercute tan considerablemente.

## vii. Estructura de financiación

Para el tipo de proyecto que se está evaluando, se tomó un esquema de financiación del tipo 60-40 (60% con capital propio y 40% con deuda bancaria) ya que son valores típicos. Con esta estructura, la inversión inicial en pesos, se compondrá de la siguiente manera:

| | Inversion Inicial | Monto inicial |
|---|---|---|
| Inversion con Capital Propio | 60,00% | 1.117.435.065 |
| Inversion con Prestamo Bancario | 40,00% | 744.956.710 |

## viii. Estructura de la deuda

Para la toma de deuda se acudirá al Banco La Nación que, como apoyo a las políticas del gobierno nacional de fomentar el desarrollo y ampliación de fuentes de energías renovables, lanzó un programa para otorgar créditos de hasta US$100 millones a este tipo de proyectos. Los plazos que se ofrecen son de hasta siete años, la tasa es del 8% anual y el periodo de gracia es de 1 año.

A continuación se muestra la evolución de la amortización de la deuda hasta el año en que es cancelada.

| | |
|---|---|
| Monto del Préstamo | 744.956.710 |
| Sistema | Francés |
| Plazo (años) | 7 |
| Tasa | 20% |
| Período de Gracia | 1 año |
| Cuota | 206.668.815 |

## ix. Cuadro de Resultados antes del IVA

### i. Cuadro de Resultados

A continuación se muestra el Cuadro de Resultados para los primeros cinco años:

| Año | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ingresos bruto | 167.149.384 | 379.241.196 | 424.282.864 | 461.956.887 | 495.087.358 | 502.444.211 |
| Impuesto al ingreso bruto | - | - | - | - | - | - |
| Ingresos neto | 167.149.384 | 379.241.196 | 424.282.864 | 461.956.887 | 495.087.358 | 502.444.211 |
| CV | - | - | - | - | - | - |
| Utilidad Bruta | 167.149.384 | 379.241.196 | 424.282.864 | 461.956.887 | 495.087.358 | 502.444.211 |
| | | | | | | |
| Gastos Generales y Administrativos | 7.052.500 | 17.018.418 | 17.254.706 | 18.425.725 | 19.581.723 | 20.808.040 |
| OPEX servicios | - | 100.000 | 222.019 | 238.921 | 253.382 | 267.122 |
| OPEX seguros | - | 30.000 | 66.606 | 71.676 | 76.015 | 80.137 |
| OPEX mantenimiento y operación | - | 416.554 | 924.828 | 995.236 | 1.055.474 | 1.112.708 |
| EBITDA | 160.096.884 | 361.676.224 | 405.814.705 | 442.225.328 | 474.120.764 | 480.176.204 |
| | | | | | | |
| Otros gastos | - | - | - | - | - | - |
| Utilidad por venta de Activo Fijo | - | - | - | - | - | - |
| Amortización | | 285.320.882 | 285.320.882 | 285.320.882 | 57.072.016 | 57.072.016 |
| EBIT | 160.096.884 | 76.355.342 | 120.493.823 | 156.904.445 | 417.048.749 | 423.104.188 |
| | | | | | | |
| Gasto de Intereses | | 148.991.342 | 137.455.847 | 123.613.254 | 107.002.141 | 87.068.806 |
| Ingreso de interés | | | | | | |
| EBT | 160.096.884 - | 72.636.000 - | 16.962.025 | 33.291.191 | 310.046.607 | 336.035.381 |
| | | | | | | |
| Impuesto a las Ganancias | 56.033.909 - | 25.422.600 - | 5.936.709 | 11.651.917 | 108.516.313 | 117.612.383 |
| | | | | | | |
| Utilidad neta | 104.062.975 - | 47.213.400 - | 11.025.316 | 21.639.274 | 201.530.295 | 218.422.998 |

## x. Cuadro de Fuentes y Usos

El Cuadro de Fuentes y Usos permite ver los estados financieros a lo largo de los ciclos contables permitiendo proyectar y calcular los "baches" que ocurrirán a lo largo de la vida útil del proyecto.

La Caja Mínima fue establecida como un 1% de los ingresos por ventas del proyecto, como es común en este tipo de proyectos, y se determinó que la manera de financiar los periodos que presenten dichos baches sería con aportes de capital. Sin embargo, como se puede observar a continuación, en el periodo de análisis del presente proyecto no se prevén baches debido a los altos montos que presentan los ingresos por ventas.

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Fuentes | | | | | | |
| Saldo del ejercicio anterior | - | 405.150.322 | 585.580.331 | 790.662.929 | 1.013.485.561 | 1.162.344.683 |
| Aporte de capital | 1.117.435.065 | - | - | - | - | - |
| Aporte de capital para saldar caja minima | | - | - | - | - | - |
| Ventas | 167.149.384 | 379.241.196 | 424.282.864 | 461.956.887 | 495.087.358 | 502.444.211 |
| Creditos no renovables | 744.956.710 | - | - | - | - | - |
| Creditos renovables | - | - | - | - | - | - |
| Recupero del Credito Fiscal IVA | 238.000.938 | - | - | - | - | - |
| Venta de Activo Fijo | | | | | | |
| **Total de Fuentes si no hay aporte para completar caja minima** | 2.267.542.097 | 784.391.519 | 1.009.863.195 | 1.252.619.816 | 1.508.572.919 | 1.664.788.894 |
| **Total de Fuentes si hay aporte para completar caja minima** | 2.267.542.097 | 784.391.519 | 1.009.863.195 | 1.252.619.816 | 1.508.572.919 | 1.664.788.894 |
| Usos | | | | | | |
| Inversion de activo fijo | 1.561.304.427 | - | - | - | - | - |
| Intereses | - | 148.991.342 | 137.455.847 | 123.613.254 | 107.002.141 | 87.068.806 |
| IVA inversion | 238.000.938 | - | - | - | - | - |
| Costo Total de lo vendido | 7.052.500 | 17.564.973 | 18.468.159 | 19.731.559 | 20.966.594 | 22.268.008 |
| Impuesto por ingresos brutos | - | - | - | - | - | - |
| IG | 56.033.909 | - 25.422.600 | - 5.936.709 | 11.651.917 | 108.516.313 | 117.612.383 |
| Cancelacion de la deuda | - | 57.677.473 | 69.212.968 | 83.055.562 | 99.666.674 | 119.600.009 |
| Dividendos en efectivo | - | - | - | 1.081.964 | 10.076.515 | 10.921.150 |
| Pago de indemnizaciones | | | | | | |
| Total de Usos | 1.862.391.775 | 198.811.188 | 219.200.266 | 239.134.255 | 346.228.237 | 357.470.356 |
| **Fuentes - Usos si hay aporte para completar caja minima** | 405.150.322 | 585.580.331 | 790.662.929 | 1.013.485.561 | 1.162.344.683 | 1.307.318.537 |
| **Fuentes - Usos si no hay aporte para completar caja minima** | 405.150.322 | 585.580.331 | 790.662.929 | 1.013.485.561 | 1.162.344.683 | 1.307.318.537 |

Se detallan los rubros presentes en el Cuadro de Fuentes y Usos:

- **Aportes de capital**: Se refiere a las inversiones previstas en el calendario de inversiones realizadas a partir de financiación con aportes de capital. En el caso de este proyecto, en función de lo explicado en la sección de inversiones, las mismas se concentran en el año 2017 antes de que empiece la generación de energía.
- **Aportes de capital para saldar caja mínima**: Por otra parte, las inversiones realizadas para salvar los baches si los hubiera y alcanzar una caja del 1% del valor de los ingresos por ventas se detallan en este inciso.

- **Ventas**: La suma de las ventas se obtiene a partir de los ingresos calculados por la venta de energía eléctrica año a año.
- **Créditos no renovables**: De la misma forma que el inciso de aporte de capital, estos créditos se refieren a la financiación en que se incurre, respetando la estructura de la deuda establecida, para las inversiones previstas en el calendario de inversiones.
- **Recupero del crédito fiscal IVA**: Es el monto de IVA que en cada periodo se deja de pagar a la DGI por la generación de IVA en el ejercicio anterior por lo que representa una fuente en el Cuadro de Fuentes y Usos. En este caso, gracias a los beneficios impositivos especificados en la sección de Impuestos, el régimen promocional del plan RenovAr permite la recuperación total del crédito fiscal IVA a los seis meses del inicio del proyecto por lo que el efecto de este inciso solamente en el año 2017.
- **Inversión en Activo Fijo**: Muestra la inversión total necesaria en Activo Fijo teniendo en cuenta tanto los Bienes de Uso como los Cargos Diferidos en función de lo establecido en el calendario de inversiones.
- **Delta Activo de Trabajo**: Surge de la variación de Activo Fijo respecto de un año al año siguiente. En el caso en que esta sea una disminución, aparecerá con un signo negativo en Usos.
- **Costo Total de lo vendido**: Se refiere a los costos en que se incurre para producir lo que fue vendido en cada periodo. En el caso de este proyecto, se trata solamente de los gastos de operación, mantenimiento y los seguros. Este inciso proviene de lo calculado en el Cuadro de Resultados.
- **Impuestos**: Consisten en los Impuestos Brutos que provienen de los ingresos y en el Impuesto a las Ganancias que proviene de la Utilidad Neta de cada periodo ambos calculados en el Cuadro de Resultados.
- **Cancelación de la deuda**: Proviene de las amortizaciones de la deuda calculadas en Estructura de la Deuda disminuyendo el monto inicial en caja.
- **Dividendos en efectivo**: La política que se tomó fue del 60%. Dicha política de dividendos se corresponde con el supuesto de que la sociedad formada por inversores es capaz de asignar la política de dividendos libremente a fin de poder recibir los beneficios de sus inversiones año a año.

### xi. Balance

Este estado contable muestra la situación patrimonial de la sociedad[158] en cada año de vida del proyecto. Se muestran las distintas cuentas de Activo, Pasivo y Patrimonio Neto.

#### i. Activo

Se consideran las siguientes cuentas de activo:

- Caja
- Inversiones Financieras
- Inventarios
- Crédito Fiscal IVA
- Bienes de Uso

[158] Creada especialmente para fines de la realización del proyecto.

- Cargos Diferidos

Debido a la naturaleza del proyecto, las cuentas de Inversiones Financieras e Inventarios se mantienen en cero a lo largo del proyecto. A su vez, debido al beneficio de devolución anticipada del IVA, no hay crédito fiscal a lo largo del proyecto. Por lo tanto, el total de activo estará compuesto por Caja, Bienes de Uso y Cargos Diferidos, a lo largo de la vida del proyecto.

Las inversiones se realizan a comienzos del 2017, y las devoluciones del IVA se realizan a los 6 meses de realizadas las inversiones. Por lo tanto, existirá una caja en el año 2017 correspondiente a la devolución del IVA.

### ii. Pasivo

Se consideran las siguientes cuentas de Pasivo:

- Deudas Bancarias de Corto Plazo
- Deudas Comerciales de Corto Plazo
- Deudas Bancarias de Largo Plazo
- Deudas Comerciales de Largo Plazo

Debido a la naturaleza del proyecto, el endeudamiento es exclusivamente de largo plazo, por lo que las cuentas de Deudas Bancarias de Corto Plazo y Deudas Comerciales de Corto Plazo se mantienen en cero a lo largo de la vida del proyecto. La cuenta de Deudas Comerciales de Largo Plazo también se mantiene en cero a lo largo de la vida del proyecto debido a inexistencia de bienes de cambio en el mismo. La totalidad del Pasivo estará compuesto, entonces, por Deudas Bancarias de Largo Plazo.

### iii. Patrimonio Neto

Se consideran las siguientes cuentas de Patrimonio Neto:

- Capital
- Utilidades del Ejercicio
- Utilidades de Ejercicios Anteriores

## xii. Valor residual del proyecto

Se trata del valor que tiene el proyecto al final del periodo de análisis. Existen distintas posturas para considerar el valor residual.

Una opción es la de perpetuidad en donde se considera que el proyecto continuará indefinidamente produciendo ingresos. Esto podría aplicar para el caso en análisis pero esta opción también supone que ese crecimiento sostenido ocurre sin reinversión lo que resulta poco factible dado que la vida útil de los aerogeneradores es limitada, además de que sería necesario renegociar los contratos de operación y mantenimiento con el proveedor para un correcto funcionamiento.

La otra opción resulta de tomar una postura más conservadora al suponer que se le da fin al proyecto al final de su vida útil vendiendo el total de sus activos, pagando las deudas y cobrando los créditos otorgados. En esta postura además, sería necesario el pago de las indemnizaciones de los empleados considerando los montos de sus sueldos y su antigüedad.

Para la venta de los Activos Fijos se consideró el valor residual establecido en los incisos anteriores. Los valores de venta para cada activo quedan de la siguiente manera:

| Bienes Realizables | Valor residual en el año de venta |
|---|---|
| Terreno (Laudonio) | 114.124.433 |
| Obra Civil (Edificio de Control) | 35.000 |
| Maquinarias y Equipos (Aerogeneradores) | 171.186.650 |
| Obra Civil (Aerogeneradores) | - |
| Obra Eléctrica | 55.556.575 |
| Montaje | - |
| Instalaciones Industriales | 6.562.244 |
| Vehículos y Equipos Auxiliares | 521.241 |
| Valor Residual Total de los Activos | 347.986.143 |

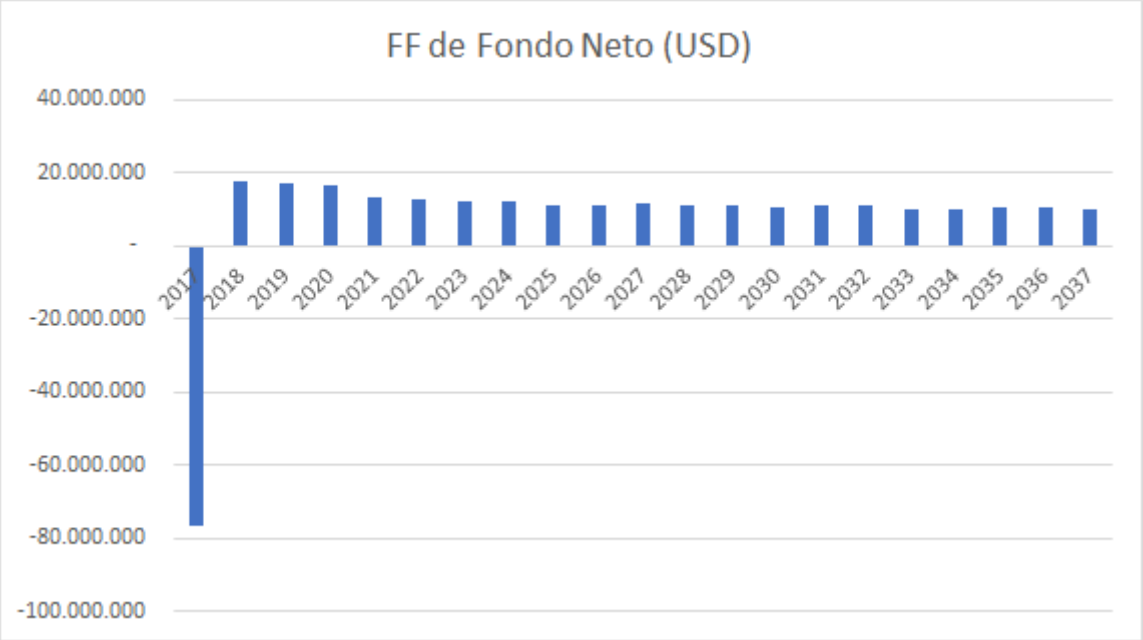
Para la indemnización del personal al final del proyecto se realizaron los cálculos a través del sitio de consulta y asesoramiento de Presidencia de la Nación[159]. Los montos resultaron como los que se exponen a continuación:

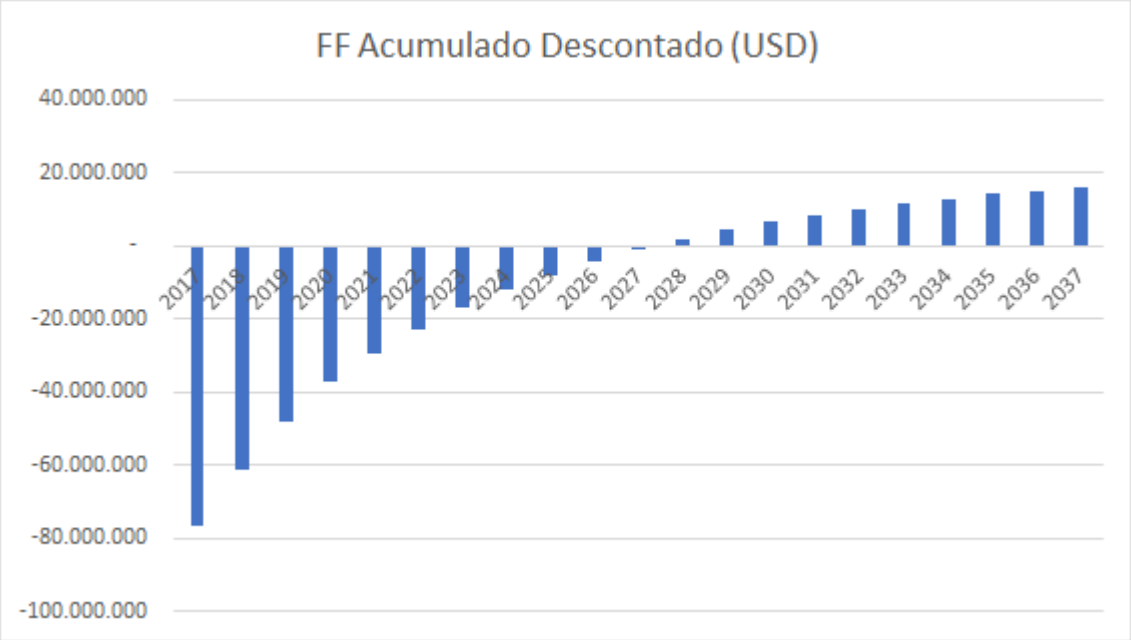
| Categoria Empleados | Indemnizacion | Total |
|---|---|---|
| Gerente General | 5.242.900 | 5.242.900 |
| Gerente de Adminitración y Cobranza | 3.024.750 | 3.024.750 |
| Personal de Cobranza y Pago de Provedores | 1.008.250 | 1.008.250 |
| Personal de venta y compras | 1.008.250 | 1.008.250 |
| Gerente de Central | 3.024.750 | 3.024.750 |
| Personal de Mantemiento | 1.008.250 | 2.016.500 |
| Personal de Seguridad | 1.008.250 | 3.024.750 |
| Total Indemnizaciones | | 18.350.150 |

## xiii. Flujo de Fondos del proyecto

Se presenta a continuación el gráfico del Flujo de Fondos neto y el Flujo de Fondos Acumulado del proyecto:

[159] Fuente: www.liquidacionfinal.com




## xiv. Tasa de descuento

De la misma dependerá la rentabilidad del proyecto y representa la rentabilidad que se le exigirá al proyecto por estar renunciando a un uso alternativo de los recursos en proyectos de rentabilidad similar. Por ello, debe compensar el costo de oportunidad de accionistas y de prestamistas.

El método que se utilizó para calcular la tasa es el de Weighted Average Cost of Capital (WACC):

$$\boldsymbol{WACC} = \boldsymbol{Kd} \times \frac{\boldsymbol{D}}{(\boldsymbol{D} + \boldsymbol{P})} + \boldsymbol{Ke} \times \frac{\boldsymbol{P}}{(\boldsymbol{D} + \boldsymbol{'P})}$$

Siendo:

- Kd, el costo de la deuda antes de impuestos (prestamistas)

- Ke, el costo del capital propio
- D, el monto de la deuda de la empresa
- P, el monto del patrimonio

### i. Cálculo de Ke

El costo de capital propio es la tasa asociada con la mejor oportunidad de riesgo similar que se abandonará por destinar esos recursos al proyecto.

Para el cálculo de su valor se recurre a la siguiente fórmula basada en la teoría de Capital Asset Pricing Model (CAPM).

$$Ke = Rf + \beta \times (Rm - Rf) + Rc$$

Siendo:

- Rf, la tasa libre de riesgo: 2,23% en base al rendimiento de los bonos del Tesoro de los EEUU[160].
- Rm, la rentabilidad del mercado: 11%[161].
- Rc, el riesgo país: 4,24%[162].
- $\beta$, la medida del riesgo sistemático

Para el cálculo de $\beta$ apalancado se utilizó la fórmula que se muestra a continuación. El mismo muestra la volatilidad del rendimiento de las acciones de las distintas empresas en comparación al movimiento del mercado.

$$\beta_{apalancado} = \beta_{no\ apalancado} \times (1 + (1 - \alpha) \times \frac{D}{P})$$

El valor de $\beta$ sin apalancar se obtuvo de los datos provistos por la cátedra y toma un valor de un 69%.

Finalmente, los valores de $\beta$ apalancado para los primeros diez períodos quedan como se muestra a continuación, estancándose en un 69% para el año 2024.

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Beta unlevered | 69% | | | | | | | | | | |
| Beta levered | 96,4% | 95,2% | 92,8% | 89,3% | 83,2% | 77,9% | 73,2% | 69,0% | 69,0% | 69,0% | 69,0% |

### ii. Cálculo de Kd

Se basa en los costos en los que incurre una empresa o proyecto al financiarse mediante préstamos ya que se devuelve un monto mayor al obtenido originalmente.

La diferencia entre ambos constituye el costo de la deuda antes de impuestos.

Para la obtención del costo de la deuda se calculó la TIR del Flujo de Fondos de la deuda y se obtuvo un valor de 20%

[160] Fuente: Datosmacro.com

[161]

[162] Fuente: Ambito.com

### iii. Cálculo del WACC

En función de lo anterior se prosiguió a calcular el WACC para cada periodo del proyecto a partir de lo que se puede pasar a calcular los distintos indicadores para evaluar la rentabilidad del proyecto. Se presenta la tabla con los resultados de los primero 5 años.

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Beta unlevered | 69% | | | | | |
| Beta levered | 96,4% | 95,2% | 92,8% | 89,3% | 83,2% | 77,9% |
| Rf % | 2,2% | 2,2% | 2,2% | 2,2% | 2,2% | 2,2% |
| Rm | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% | 11,0% |
| Rc % | 4,24% | 4,24% | 4,24% | 4,24% | 4,24% | 4,24% |
| Ke | 14,9% | 14,8% | 14,6% | 14,3% | 13,8% | 13,3% |
| Kd | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% | 20% |
| % Deuda | 37,9% | 36,9% | 34,7% | 31,1% | 24,0% | 16,6% |
| % PN | 62,1% | 63,1% | 65,3% | 68,9% | 76,0% | 83,4% |
| WACC | 14,2% | 14,2% | 14,1% | 13,9% | 13,6% | 13,3% |

### xv. Valor Actual Neto

Con el flujo de fondos, se calculó el Valor Actual Neto del proyecto. El mismo tiene un valor de 16.034.359 dólares estadounidenses.

### xvi. Periodo de repago

El período de repago es de 11 años.

Dicho valor se condice con los parámetros medios de la industria para la potencia instalada. Es importante aclarar que el período de repago se ve fuertemente afectado por la cantidad de aerogeneradores instalados, debido a los mayores ingresos frente a los costos fijos (por ejemplo, la subestación transformadora y las líneas de alta tensión).

### xvii. Otros indicadores

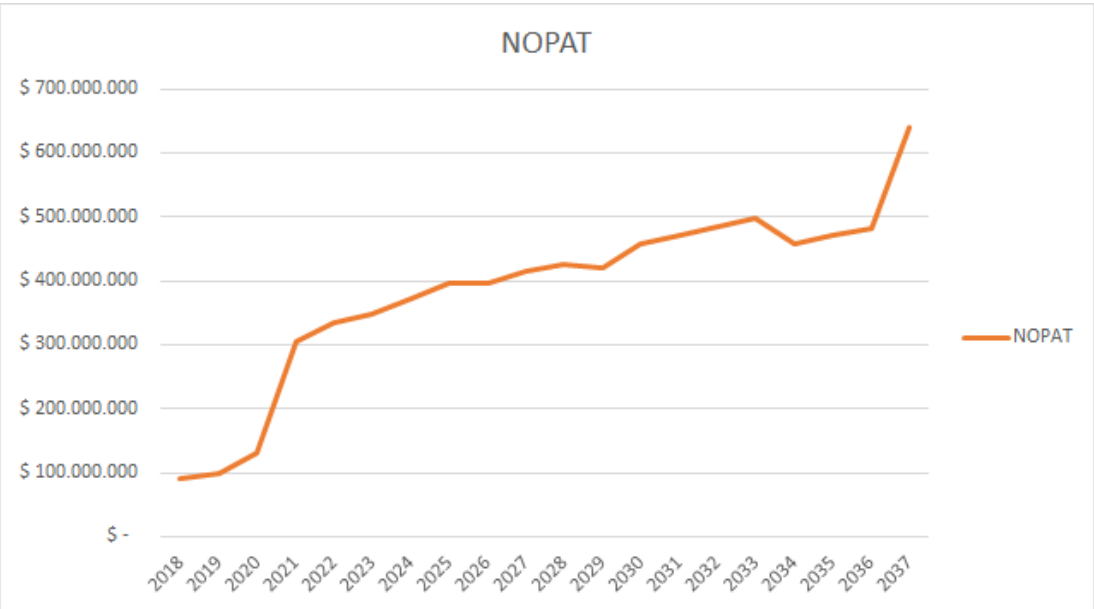
Se presentan a continuación los índices financieros calculados, año a año:

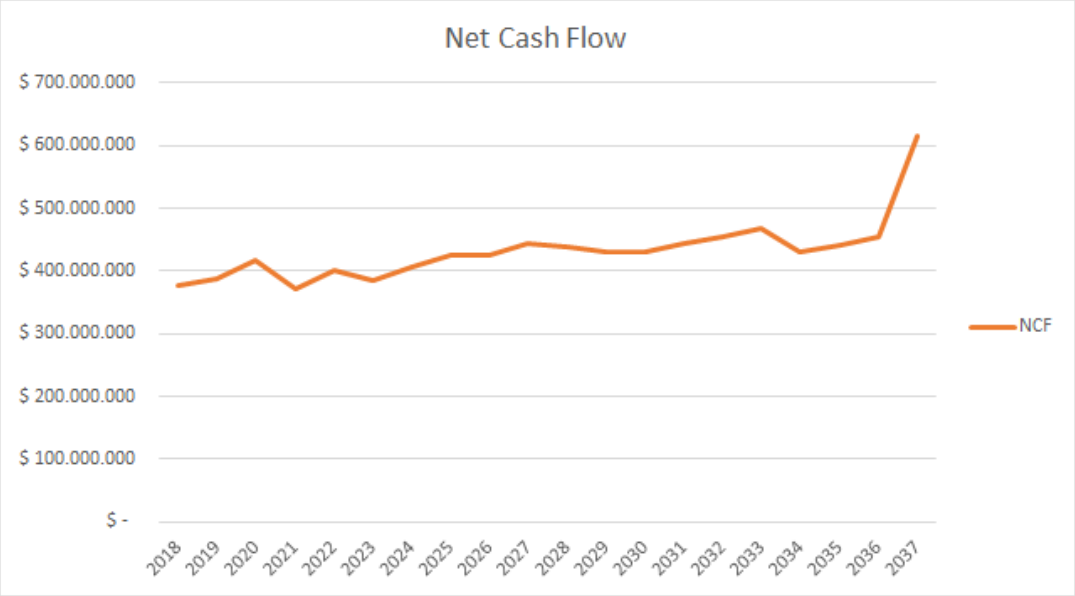
- NOPAT (Net Operating Profits After Taxes): Es la utilidad antes de intereses e impuestos ajustada por el impacto de impuestos. Se puede apreciar una tendencia creciente a lo largo del proyecto.
- NCF (Net Cash Flow): Muestra la diferencia entre los ingresos y egresos del proyecto. Se puede observar una leve tendencia creciente a lo largo del proyecto, con caídas en el flujo para determinados años.
- Índice de Endeudamiento: El mismo muestra la relación entre el Pasivo Total y el Activo Total, es decir, en qué medida los activos del proyecto se encuentran financiados por deuda. Se puede observar una caída abrupta de este índice, debido al rápido pago de las obligaciones bancarias.
- Índice de Cobertura de Intereses: Muestra la cantidad de veces que es posible pagar los intereses con los ingresos del proyecto
- Margen de Utilidad Neta: Muestra la relación entre la utilidad neta y los ingresos del proyecto. Es decir, que parte de los ingresos es realmente utilidad, luego de costos,

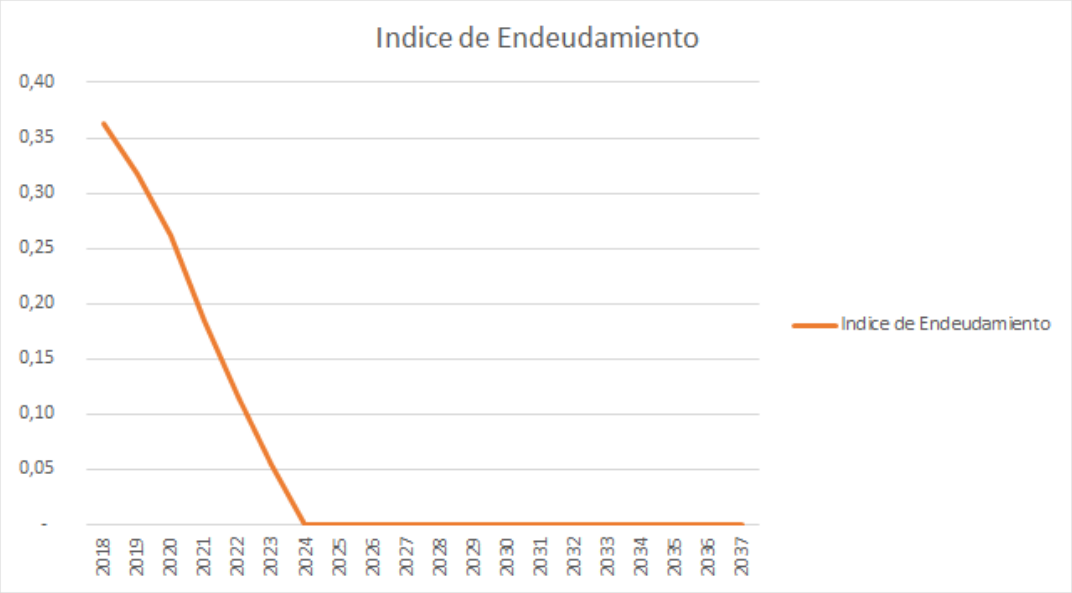
gastos, impuestos e intereses. Se puede observar un rápido incremento en los primeros años debido a la existencia de intereses y deudas, y una posterior estabilización para luego presentar un crecimiento en los últimos años.

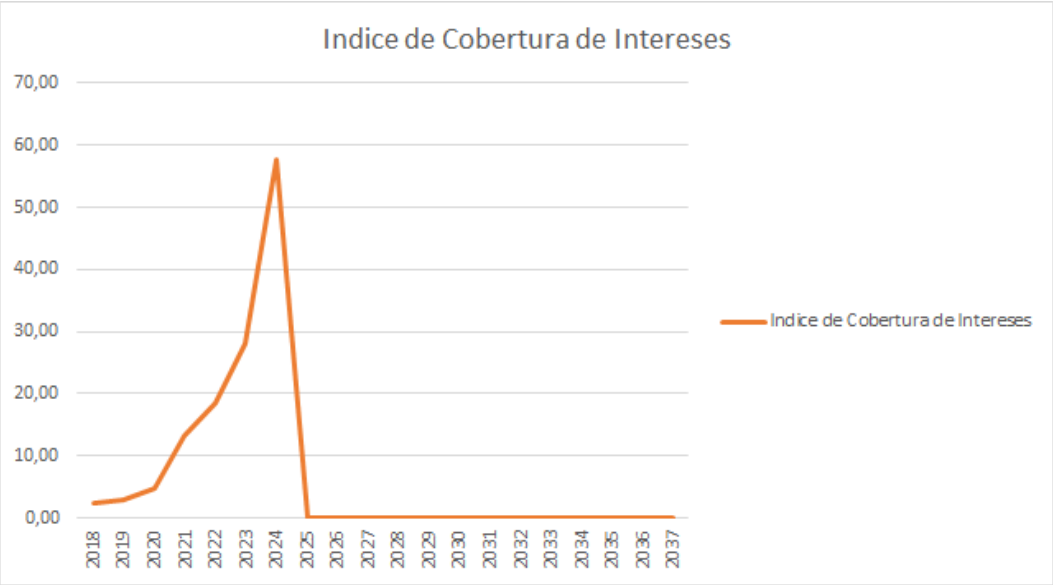
- Rentabilidad Operativa: Muestra la utilidad antes de impuestos e intereses. Se puede observar un rápido incremento de este índice hasta el año 2012, para luego presentar una tendencia decreciente hasta el final de la vida del proyecto.
- Return Over Assets (ROA): Muestra la relación entre la rentabilidad (antes de gastos financieros y fiscales) y los activos del proyecto. Es decir, la medida en que los activos del proyecto generan rentabilidad. Se puede observar un rápido incremento de este índice hasta el año 2012, para luego presentar una tendencia decreciente hasta el final de la vida del proyecto.
- Return Over Equity (ROE): Muestra la relación entre la rentabilidad y el Patrimonio Neto del proyecto. Se puede observar una tendencia creciente a lo largo del proyecto y una estabilización al final de la vida del mismo.
- Economic Value Added (EVA): Muestra la capacidad de una empresa de generar valor. Se puede observar una tendencia creciente a lo largo del proyecto y una estabilización al final de la vida del mismo.
- Net Operating Working Capital (NOWC): presenta una tendencia lineal creciente a lo largo de la vida del proyecto.
- Total Operating Capital (TOC): Presenta una tendencia lineal creciente a lo largo de la vida del proyecto, con menor crecimiento en los primeros años.
- Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC): Muestra el costo del capital, teniendo en cuenta los métodos de financiamiento (deuda, o capital propio) ponderados.
- Efecto Palanca: Muestra en qué medida el proyecto aumenta su rentabilidad a partir del endeudamiento. El coeficiente de apalancamiento tiene un valor de 4,61.

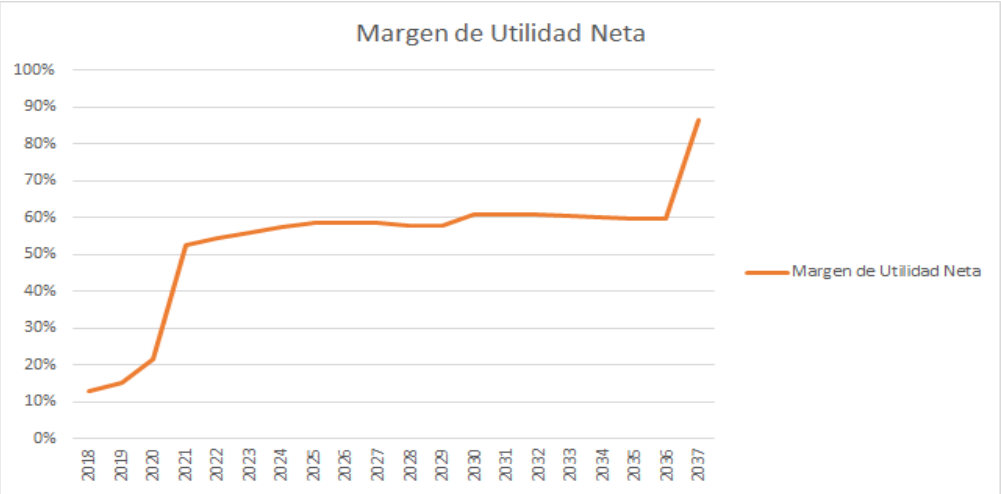
A continuación se presentan los gráficos para los índices descriptos:

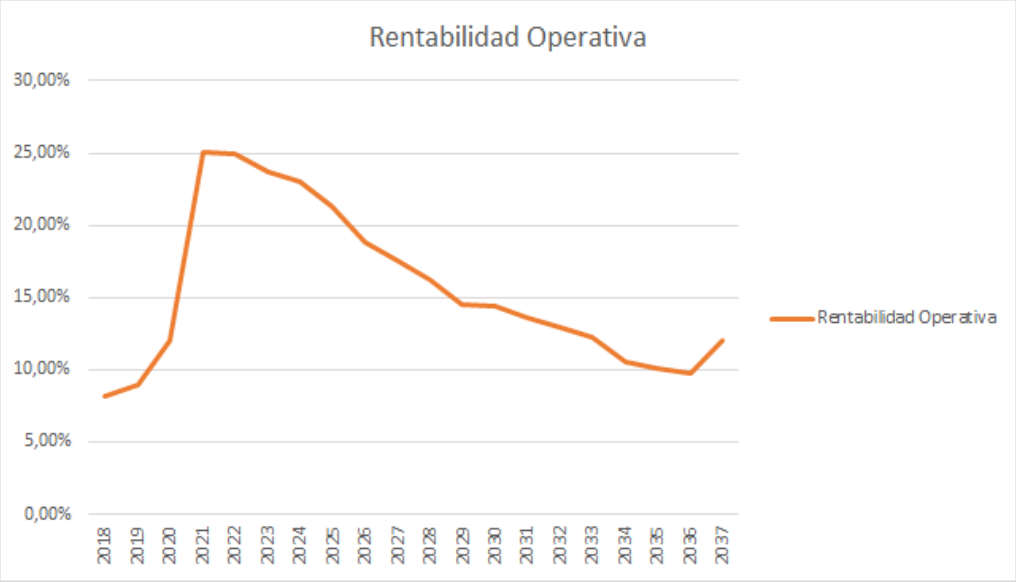


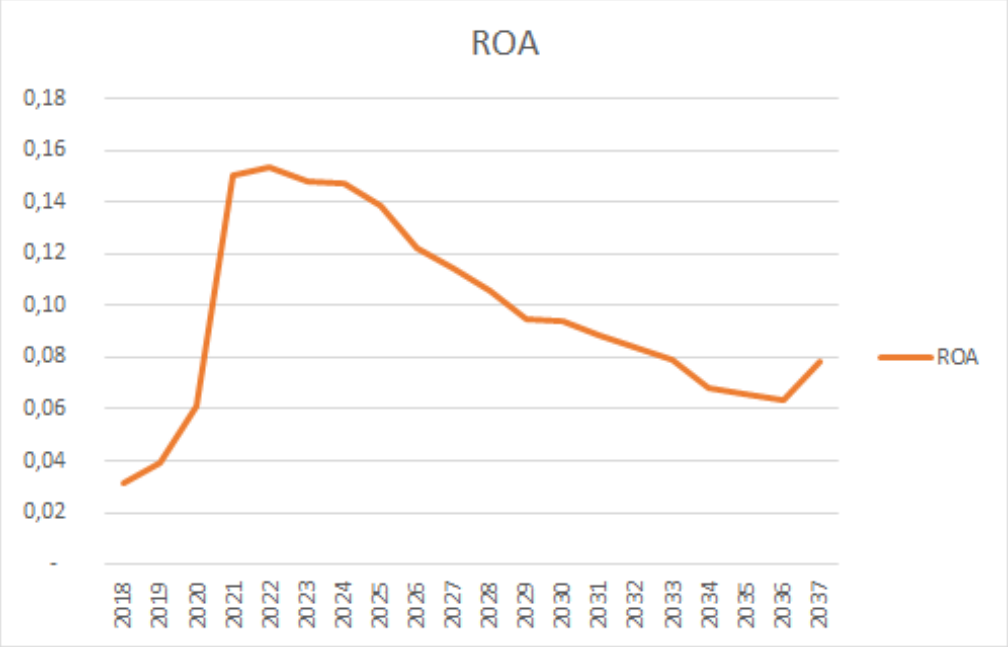

Net Cash Flow
$ 700.000.000
$ 600.000.000
$ 500.000.000
$ 400.000.000
$ 300.000.000
$ 200.000.000
$ 100.000.000
$ -
2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037
NCF

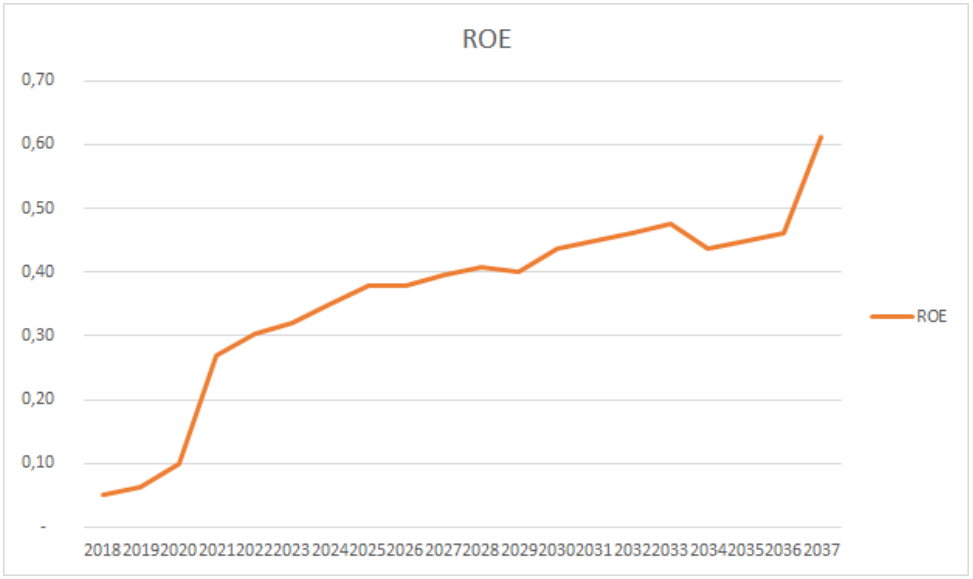

Indice de Endeudamiento
0,40
0,35
0,30
0,25
0,20
0,15
0,10
0,05
-
2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037
Indice de Endeudamiento

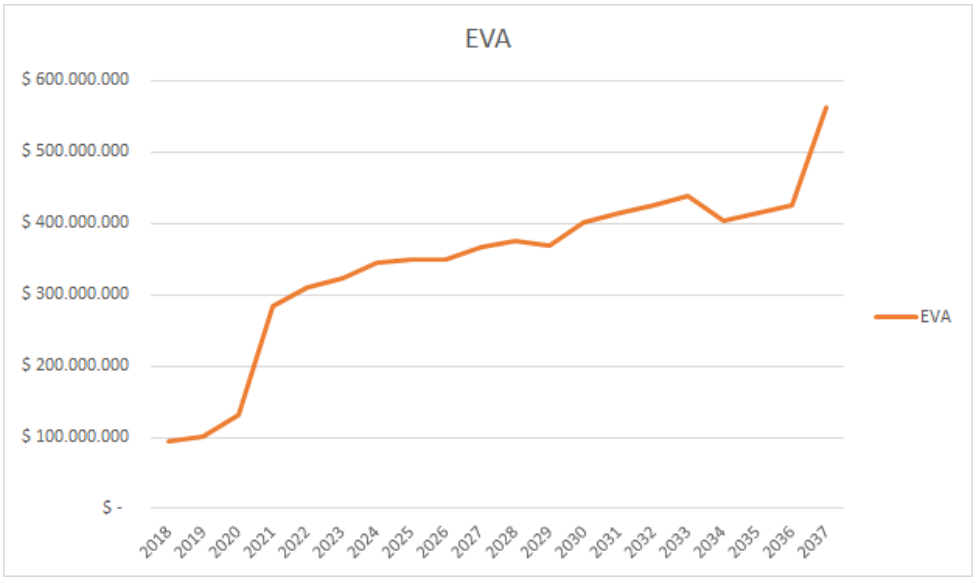

Indice de Cobertura de Intereses
70,00
60,00
50,00
40,00
30,00
20,00
10,00
0,00
2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037
Indice de Cobertura de Intereses

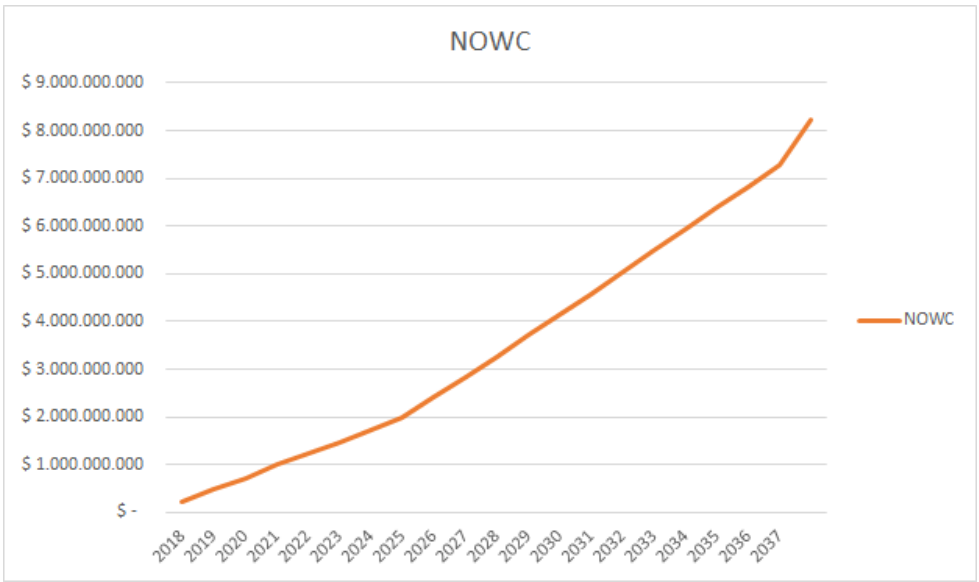

Margen de Utilidad Neta
100%
90%
80%
70%
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037
Margen de Utilidad Neta

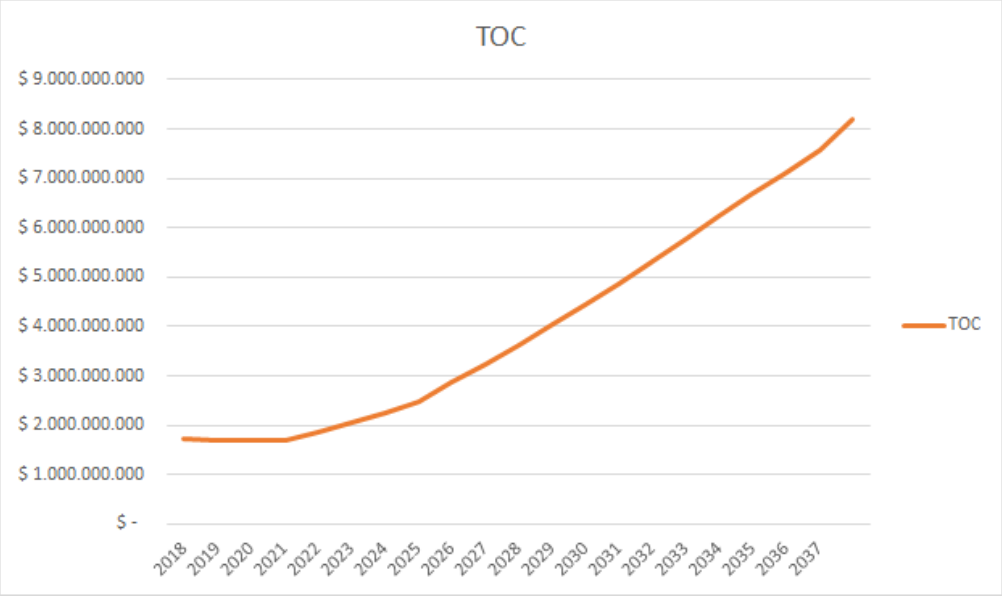

Rentabilidad Operativa
30,00%
25,00%
20,00%
15,00%
10,00%
5,00%
0,00%
2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037
Rentabilidad Operativa

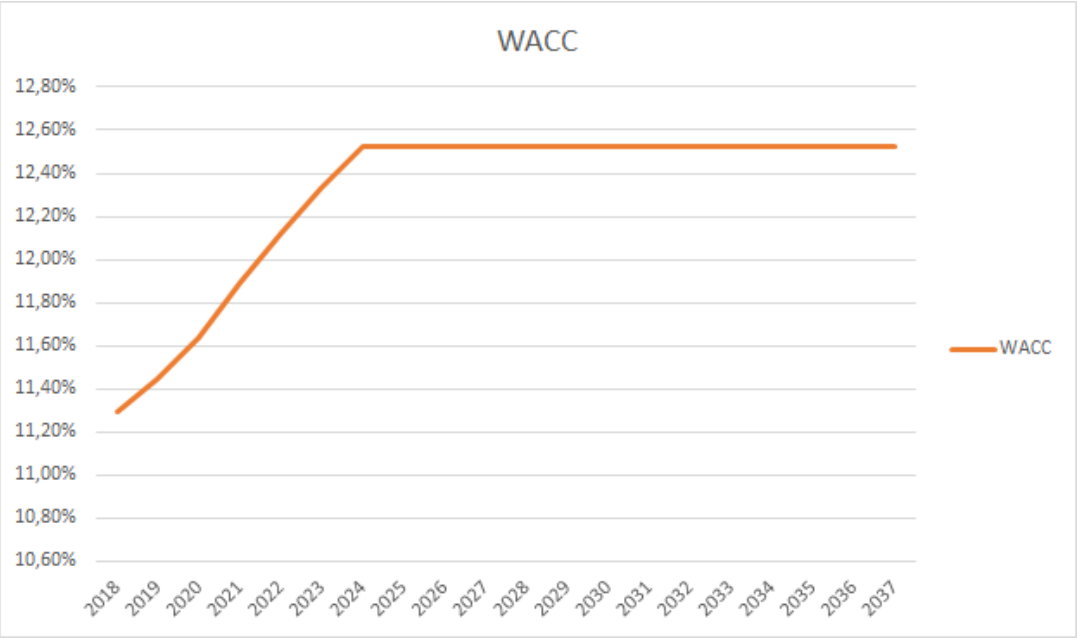

ROA
0,18
0,16
0,14
0,12
0,10
0,08
0,06
0,04
0,02
-
2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037
ROA


ROE
0,70
0,60
0,50
0,40
0,30
0,20
0,10
-
2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037
ROE


EVA
$ 600.000.000
$ 500.000.000
$ 400.000.000
$ 300.000.000
$ 200.000.000
$ 100.000.000
$ -
2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037
EVA


NOWC
$ 9.000.000.000
$ 8.000.000.000
$ 7.000.000.000
$ 6.000.000.000
$ 5.000.000.000
$ 4.000.000.000
$ 3.000.000.000
$ 2.000.000.000
$ 1.000.000.000
$ -
2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037
NOWC




## xviii. Conclusión del análisis Económico Financiero

El análisis económico-financiero tiene como objetivo primordial saber si resulta factible realizar la inversión. Es importante tener en cuenta que para tomar la decisión, no se debe analizar sólo el VAN, ya que también hay que tener en cuenta otros indicadores para poder tener datos concretos a la hora de tomar la decisión. Los indicadores calculados en esta oportunidad son los siguientes.

| | |
|---|---|
| VAN | 16.034.359 |
| TIR | 17,35% |
| Periodo de Repago | 11 |

Analizando los valores presentados se puede concluir que el proyecto es realizable, ya que los índices arrojan valores favorables para la ejecución del mismo. Se observa que el valor del

VAN es positivo (considerablemente mayor que cero) lo cual se corresponde con que el rendimiento del proyecto-TIR sea mayor que el costo de capital.

Finalmente, se recomienda la realización del proyecto, ya que el rendimiento obtenido es mayor que el WACC. De todas maneras, es muy importante no desestimar el estudio de riesgos del proyecto ya que existe una gran variabilidad en la industria, tales como políticas gubernamentales, restricciones en precios, entre otras.

# iv. Análisis de Riesgos

## i. Introducción

Durante el estudio de pre factibilidad del presente proyecto de inversión, si bien se hizo una investigación profunda y un correspondiente análisis, se tomaron supuestos sobre el valor representativo de muchos datos que constituyen las variables de entrada del proyecto. Esto se hizo con la intención de poder calcular, aunque sea de manera estimativa, indicadores claves que informan sobre la rentabilidad y características del proyecto, como el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno o el Periodo de Repago.

Muchas de las variables que fueron definidas siguiendo suposiciones lógicas se encuentran fuera del área de control de los desarrolladores del proyecto: tasas financieras, tipo de cambio, inflación, generación anual de energía. Estas tienen una variabilidad y desvío asociado respecto al valor considerado en el análisis que constituyen un riesgo para el proyecto. Tanto es así que, bajo ciertas combinaciones de dichas variables, la viabilidad del proyecto se pone en duda.

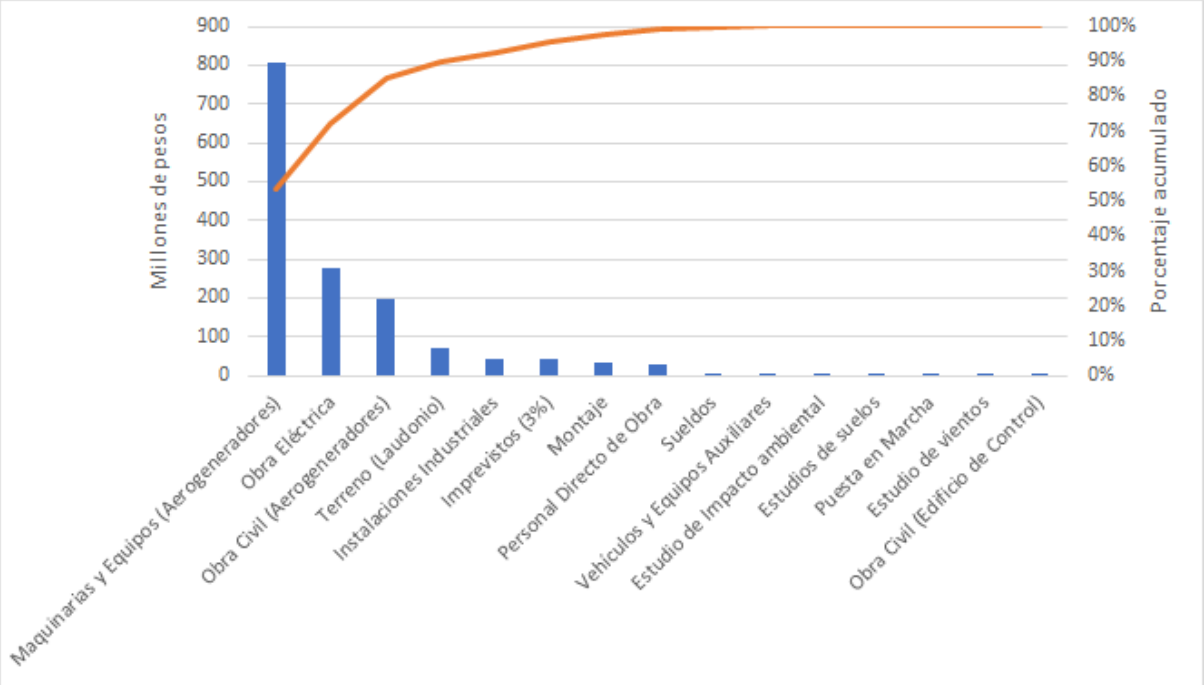
El análisis económico-financiero del presente proyecto arrojó un Valor Actual Neto positivo, de U$S 17.506.745, descontando con un costo promedio de capital (WACC) de 12,2%, y soportando una tasa interna de retorno (TIR) de 15,59%, valores con lo que se llega a la conclusión de que el proyecto es rentable. Sin embargo, no es correcto quedarse únicamente con estos números, sino que se debe someter al proyecto a algún tipo de simulación para analizar cómo se comportan los valores mencionados frente a la volatilidad de las variables de entrada.

Para ello, inicialmente se realizó un análisis para estimar cuáles son las potenciales variables que más influyen en el proyecto, mirando el peso que tiene cada variable en la inversión inicial, los costos, el efecto de la evolución de la inflación y tipo de cambio, los ingresos y el efecto de la tasa financiera de la deuda. Del resultado de este análisis salieron las variables en donde se hizo foco para estimar la posible distribución de probabilidad que represente el valor de cada una. Esto sirve de *"input"* para correr una simulación de Montecarlo, un método estocástico que permite asignar una distribución de probabilidad a una variable de salida, en este caso el VAN. Esta simulación se realizó en Oracle Crystal Ball, una herramienta complementaria de Excel.

Además, con esta herramienta es posible identificar cuáles son las variables que representan más riesgo a la rentabilidad del proyecto, mediante un Tornado Chart y, a partir de estos resultados, hacer foco en desarrollar acciones mitigantes que reduzcan lo más posible el impacto de la volatilidad de dichas variables.

## ii. Fuentes de riesgo

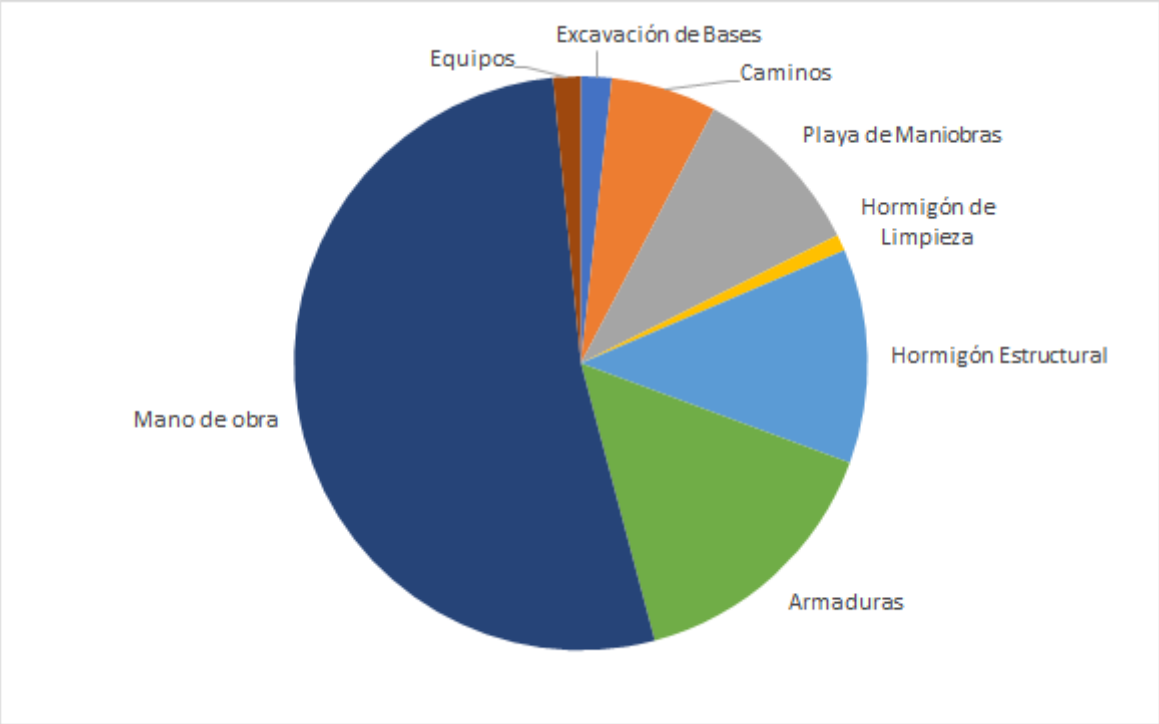
Para poder entender cuáles son los gastos del proyecto que tienen mayor impacto sobre la conveniencia y los resultados del proyecto se estudiaron los mismos mediante un gráfico de Pareto. Los gastos analizados son los relacionados con la inversión inicial y la construcción del parque.




Se observa que los gastos presentan una combinación típica de Pareto en donde el 20% de los mismos representan un 80% del total de los gastos. Los principales son la inversión en aerogeneradores, la obra eléctrica y la obra civil que implica la instalación de los aerogeneradores.

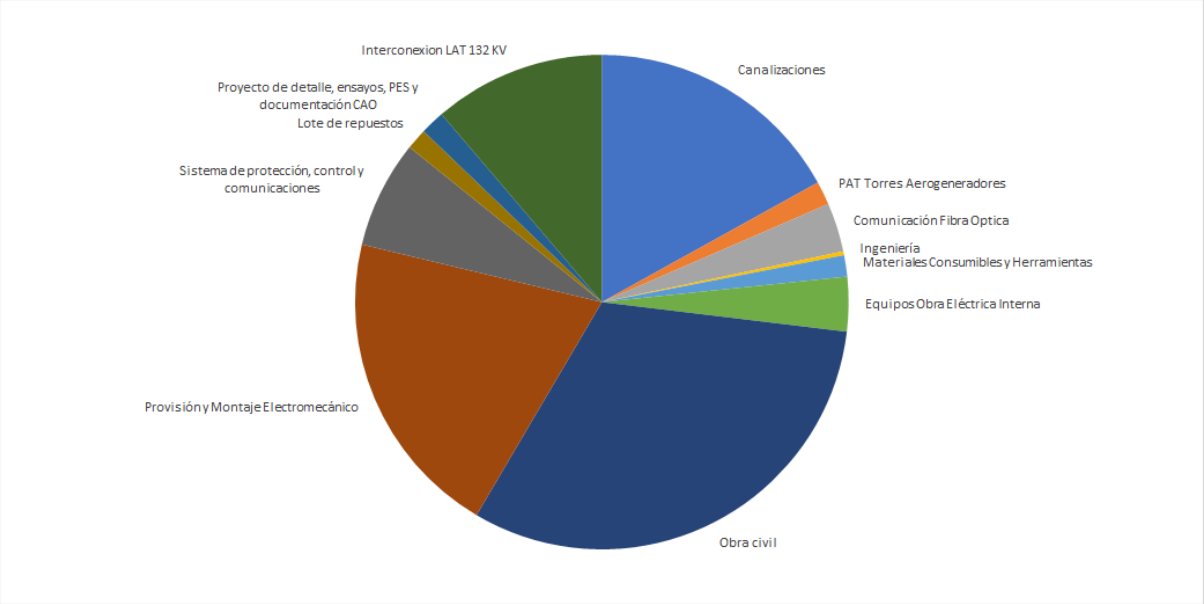
El **precio de los aerogeneradores** de por sí representa más de un 50% de la inversión y el gasto para la construcción del parque por lo que se estudiará su variabilidad e impacto en el proyecto.

Al estudiar los gastos que implica la obra civil se obtiene el siguiente gráfico de torta.



Se entiende que los sueldos constituyen el gasto más predominante, pero se considera para este estudio que el costo de mano de obra no es un factor que presenta la suficiente variabilidad en un proyecto de estas características como para incluirlo en el análisis. Sin embargo, una vez terminado el periodo de construcción del parque, los sueldos son el único gasto de los años sucesivos y se considera que al ser la **inflación** un factor muy importante en el país y esta puede aumentar los sueldos, es importante considerarla como una de las variables para el análisis de riesgo.

Un análisis análogo se realizó con la obra eléctrica.




Además de la obra civil propiamente dicha, se observa que la provisión y montaje electromecánico así como las canalizaciones se llevan la mayor parte de los gastos de la obra eléctrica. Los insumos electromecánicos en general provienen del exterior del país así que es una razón entre otras para considerar el tipo de cambio como variable de la simulación.

Otra variable que se decidió tomar en cuenta es el **precio del terreno** ya que presenta valores del orden de los tenidos en cuenta anteriormente, la mano de obra de la obra civil y la provisión y montaje electromecánico de la obra eléctrica.

Además de las ya mencionadas, es importante tener en cuenta la disponibilidad del recurso eólico a lo largo del proyecto ya que de ello resulta la generación de energía y los ingresos del mismo. El hecho de que el pago de la energía se realice en dólares también obliga a tener en cuenta el **tipo de cambio**.

Una vez analizados todos los gastos y erogaciones del proyecto, se deben analizar los ingresos del mismo. Dadas las características del proyecto, esto fue una tarea sencilla ya que el proyecto tiene un solo tipo de ingreso, la **generación de energía.** Que el proyecto dependa de una sola fuente de ingreso puede ser considerado como no deseable, pero dado que esta depende puramente de un factor climatológico como es el viento y no de mercados, industrias ni tampoco alguna acción humana, puede ser favorable para el proyecto y hasta tal vez lo haga poco

riesgoso, dependiendo de la variabilidad del viento y de la respectiva curva de potencia del aerogenerador elegido.

Por lo analizado, las variables consideradas para realizar el estudio y la simulación son las siguientes:

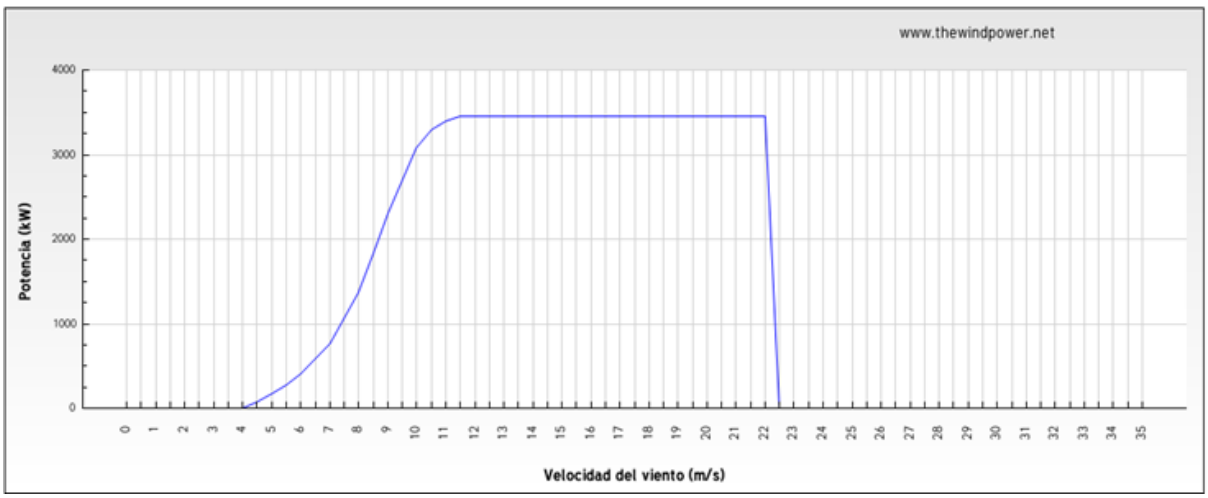
- Precio de los aerogeneradores
- Precio del terreno
- Tipo de cambio
- Inflación
- Tasa financiera
- Generación de energía

De estas posibles fuentes de riesgos se analizará su distribución en función de datos históricos, como también la relación que podría existir entre ellas. Para esto se utilizó la herramienta Batch Fit de Crystal Ball que define la distribución de probabilidad que mejor se ajusta a una masa de datos. A continuación, se desarrolla el análisis que se hizo para cada una de ellas.

### i. Variabilidad de la generación de energía

La generación promedio anual de energía del parque eólico es la variable que más influye en la viabilidad del proyecto ya que al ser la única fuente de ingreso, la rentabilidad tiene una dependencia absoluta. A su vez, la generación de energía de cualquier parque eólico depende de los vientos que circulan por el predio donde este se ubica, por ende son estos las fuentes reales de variabilidad. Se considera que si los vientos fueran perfectamente constantes, la variabilidad en la generación de energía sería despreciable.

Además, dado que el aerogenerador posee una curva de potencia generada que no es lineal, una vez encontrada la distribución de probabilidad de velocidad del viento promedio hizo falta hacer una *simulación adicional*[163] para encontrar la distribución de probabilidad de la generación promedio anual de energía. A continuación, se presenta la curva de potencia del modelo elegido:




*Fuente: www.thewindpower.net*

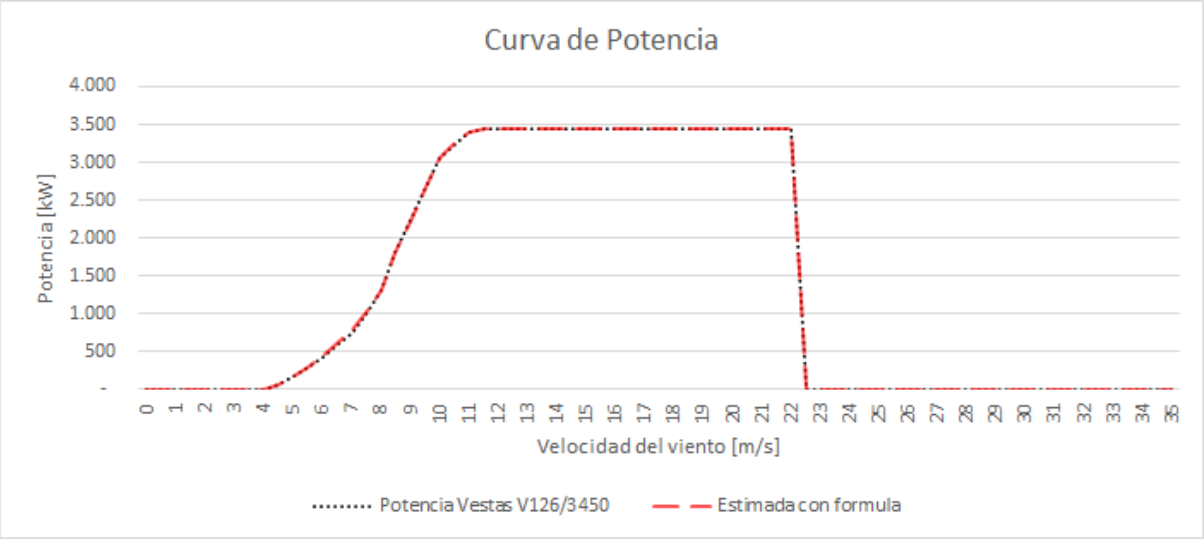
[163] Esta simulación no es la principal del estudio si no que fue necesaria en un paso intermedio.

Esta curva de potencia se estimó mediante una función por partes, presentada a continuación:

| ***Potencia [KWh]*** | ***Dominio*** |
|---|---|
| $0$ | $X <= 4$ |
| $42{,}497\ X^2 - 195{,}86\ X + 86{,}151$ | $4 < X <= 8$ |
| $1000\ X - 6700$ | $8 < X <= 8{,}5$ |
| $820\ X - 5155$ | $8{,}5 < X <= 10$ |
| $-150\ X^2 + 3495\ X - 16902$ | $10 < X <= 11{,}5$ |
| $3450$ | $11{,}5 < X <= 22$ |
| $0$ | $22 < X$ |

*Fuente: elaboración propia*

A continuación, se presenta un gráfico de la superposición de la curva de potencia del Vestas V126/3450 y la función por partes, donde se puede observar claramente que ambas son muy similares:




*Fuente: elaboración propia*

Esta estimación se hizo debido a que se consiguieron los datos discretos de la curva de potencia del aerogenerador y no la función de la curva. Dicha función era indispensable a la hora de

realizar la *simulación adicional* ya que en esta, el viento no tomaría valores discretos si no valores reales, y con dicho valor se debía entrar a este gráfico para hallar la potencia generada

Como ya se mencionó durante el capítulo de Ingeniería, los vientos que soplan en el predio Laudonio se pueden ajustar por una distribución de Weibull. Sin embargo, esta distribución representa el promedio horario de los vientos y no el promedio anual.

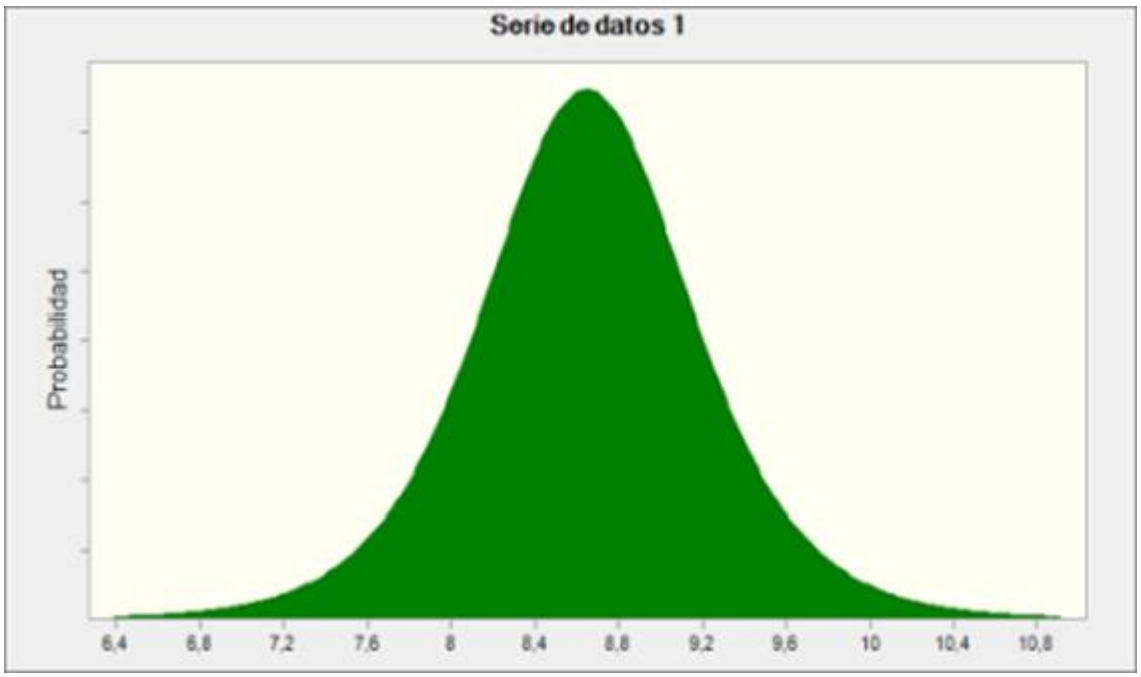
Dado que solamente se contó con registros horarios de un estudio realizado durante 10 años (2006 - 2015), encontrar una distribución de viento promedio anual resultó imposible, debido a la poca cantidad de datos. Lo mismo ocurre si se intenta hacer una distribución con parámetros representativos de cada uno de los distintos meses o de los cuatro trimestres[164]. Se llegó a una solución de compromiso entre cantidad de datos para analizar la distribución de probabilidad y simplicidad de la *simulación adicional*, obteniendo una **distribución de probabilidad del promedio mensual de los vientos.** Para obtener esto, se calculó el promedio de cada uno de los días de los que se tenía registro, para luego calcular el promedio de cada uno de los trimestres, obteniendo un total de **120 registros** (cuatro trimestres de los años 2006 a 2015). La distribución obtenida fue una también una Logística con un ***p-value*** **de 0,985** y con los siguientes parámetros:

| Distribución Weibull con parámetros | |
|---|---|
| Media | 8,65 |
| Escala | 0,33 |

*Fuente: elaboración propia*

A continuación, se presenta un gráfico de la distribución encontrada:

[164] Si se quiere obtener una distribución de la velocidad promedio del viento para cada trimestre, sólo se dispone de 10 “primeros trimestres” para analizar, así como 10 “segundos”, “terceros” y “cuartos”.




*Fuente: elaboración propia*

Con esta distribución de viento promedio trimestral se realizó la *simulación adicional*, la cual calcula[165] la energía generada en cada uno de los cuatro trimestres (independientes entre sí) y sumar dicha generación para hallar la generación anual. Hacer esto una sola vez significa una corrida, y con esto no alcanza para estimar la distribución de probabilidad de la generación promedio anual. Por lo tanto, se hicieron 10.000 corridas y en cada una de estas corridas se generó un dato por trimestre que sigue la distribución antes mencionada. Esto también fue hecho con la herramienta Oracle Crystal Ball.

El resultado de esta simulación fueron 10.000 datos de generación anual de energía, agrupado en un histograma a la cual se la pudo ajustar a una función de distribución, también utilizando Crystal Ball.

La función de distribución de probabilidad que mejor ajustó a los datos de generación obtenidos mediante la *simulación adicional* y que se usó como distribución de la variable de entrada en la simulación principal es una Beta con los siguientes parámetros y estadísticos:

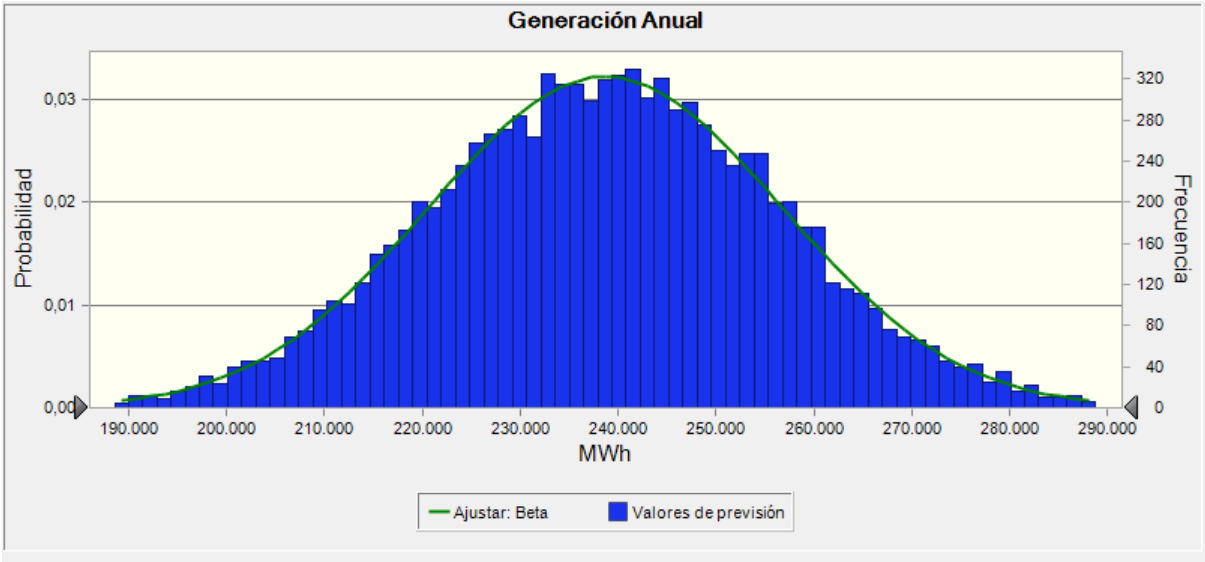
| ***Parámetros y estadísticos de distribución Beta*** | |
|---|---|
| *Mínimo* | *15.198* |
| *Máximo* | *492.562* |

[165] Se calcula la energía aplicando la función por partes estimada de la Curva de Potencia al dato del viento promedio, multiplicando eso por la cantidad de horas en un trimestre.

| | |
|---|---|
| *Alfa* | *100* |
| *Beta* | *100* |
| *Anderson - Darling* | *0,21* |
| *p-value* | *0,84* |

*Fuente: elaboración propia*

A continuación, se presenta un gráfico de los resultados obtenidos de la *simulación adicional* y a ajuste con la distribución Beta:




*Fuente: elaboración propia*

Esta distribución se definió para cada uno de los años de estudio, haciendo la generación de un año completamente independiente de la anterior. Esto se diseñó de esta forma porque se consideró una representación más fiable de la realidad. Sin embargo, para realizar el análisis de Gráfico de Tornado o Tornado Chart (explicado más adelante) se definió esta distribución para que un valor que tomarían todos los años de estudio del proyecto para simplificar el análisis esquemático y para que quede condensada la variabilidad del viento en un solo valor, en vez de en 20 variables distintas (generación en cada año).

### ii. Variabilidad del precio de los aerogeneradores

Aunque ya se definió el modelo de aerogenerador que se utilizará para este proyecto en la sección de Ingeniería, se considera que es importante estudiar los precios del mercado de maquinaria con características similares para poder medir cómo una variación de esta variable afectaría la rentabilidad del proyecto.

Ya que los modelos de aerogeneradores de las mismas características son muy escasos no es posible llegar a una distribución de probabilidad con los mismos por lo que en función de estos datos se propone una distribución triangular tomando como valor más probable el establecido en la sección de Ingeniería y escenarios máximos y mínimos con cotas de un ± 10% respecto a este valor.

| ***Distribución triangular para el precio del aerogenerador*** | |
|---|---|
| *Valor más probable* | *3.000.000 USD* |
| *Cota máxima* | *3.300.000 USD* |
| *Cota mínima* | *2.700.000 USD* |

### iii. Variabilidad del precio del terreno

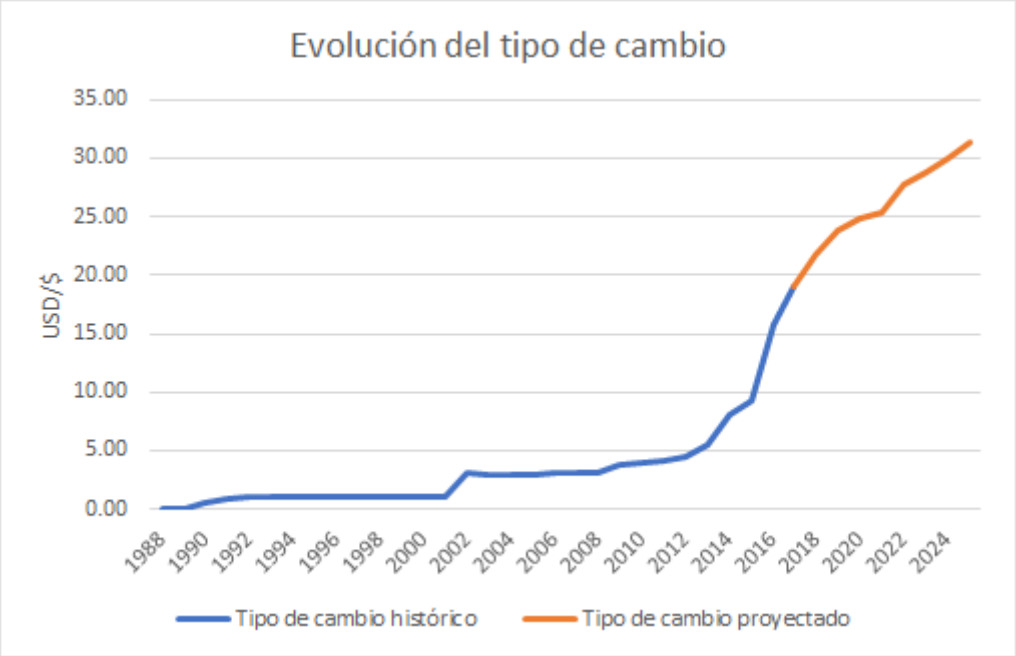
Los precios de los terrenos en la provincia de Chubut, considerando que no son de buena calidad agrícola ganadera, suelen ser baratos. Sin embargo, dado que el propósito de la compra del terreno es llevar a cabo un proyecto multimillonario, este precio se suele incrementar sustancialmente, variando mucho entre las distintas ofertas.

El valor del terreno utilizado en el apartado Económico - Financiero fue brindado por la Aluar SAIC y dada la imposibilidad de contar con ofertas de muchos terrenos diferentes para estimar una distribución de probabilidad del precio del terreno, se propuso una **distribución triangular** con valor más probable en el número brindado por Aluar SAIC (4.000.000) y una cota máxima y mínima de ± 30% respecto a este valor.

| ***Distribución triangular para el precio del terreno*** | |
|---|---|
| *Valor más probable* | *4.000.000* |
| *Cota máxima* | *5.200.000* |
| *Cota mínima* | *2.800.000* |

### iv. Variabilidad del tipo de cambio

Para estudiar esta variable se tuvieron en cuenta la evolución histórica y las proyecciones existentes para los siguientes años. Los datos obtenidos se muestran en el siguiente gráfico.




*Fuente: Banco Mundial*

Se puede observar una clara tendencia a lo largo de los años por lo que se considera que no es correcto obtener una distribución probabilística a partir de la masa de datos de los periodos ya que los escenarios futuros obtenidos con dicha distribución no representarían la realidad y el contexto económico del país.

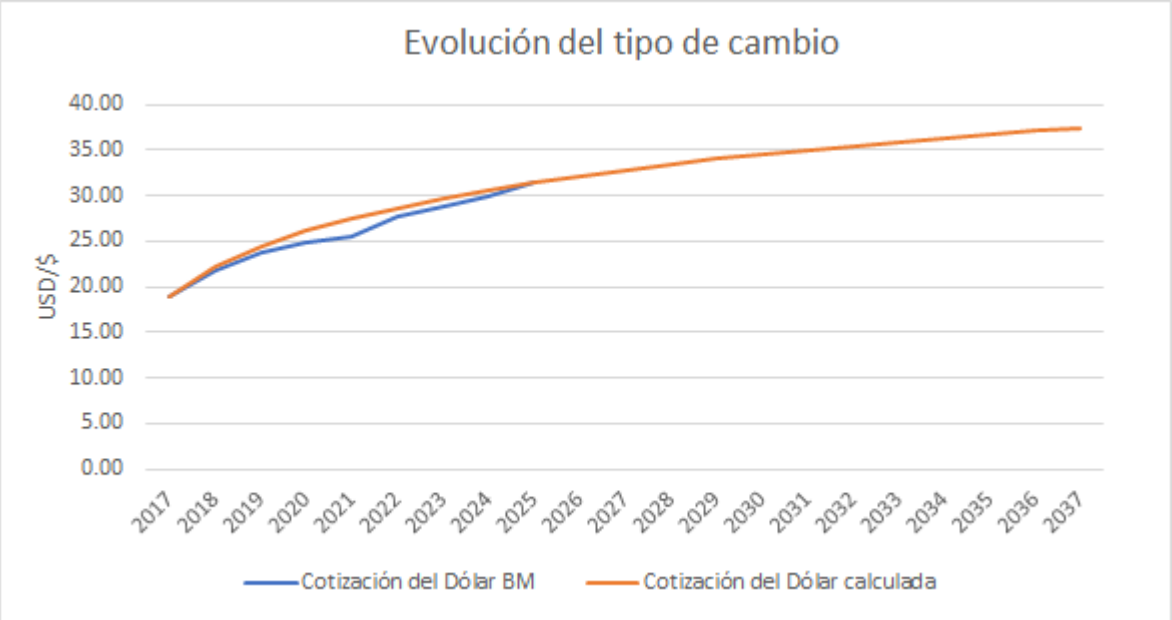
Además, se puede tomar la proyección presentada como el escenario más probable y variaciones positivas o negativas de la misma para así tener un mejor entendimiento de la variabilidad del tipo de cambio y los posibles escenarios. Siguiendo esta dirección, se procedió a obtener una fórmula que represente la curva de la proyección del tipo de cambio y posteriormente obtener distribuciones lógicas de los parámetros que la conformasen, pudiendo así reflejar los posibles escenarios futuros.

En función de la tendencia registrada durante la última década y de lo analizado previamente en la sección de análisis de Mercado, se definió una curva logarítmica de la forma:

$$Y = \alpha \times ln[\beta \times (X - \gamma)]$$

Donde $Y$ es el tipo de cambio de cada periodo, $X$ el periodo en cuestión, $\alpha$ y $\beta$ son parámetros de la función logarítmica y $\gamma$ representa el año a partir del cual se observa dicha evolución para el cual, en función de lo observado en la evolución histórica, se toma el año 2015.

El valor del parámetro $\alpha$ se obtuvo a partir de la proyección quedando el valor de $\beta$ en función de este. De esta forma, posteriormente solamente será necesario determinar una distribución para el parámetro $\alpha$, que determina el valor al que llega el tipo de cambio para el año 2025, que afectará la evolución del tipo de cambio en el periodo del proyecto. El escenario más probable queda constituido de la siguiente manera para los años que van desde el 2017 hasta el 2037.

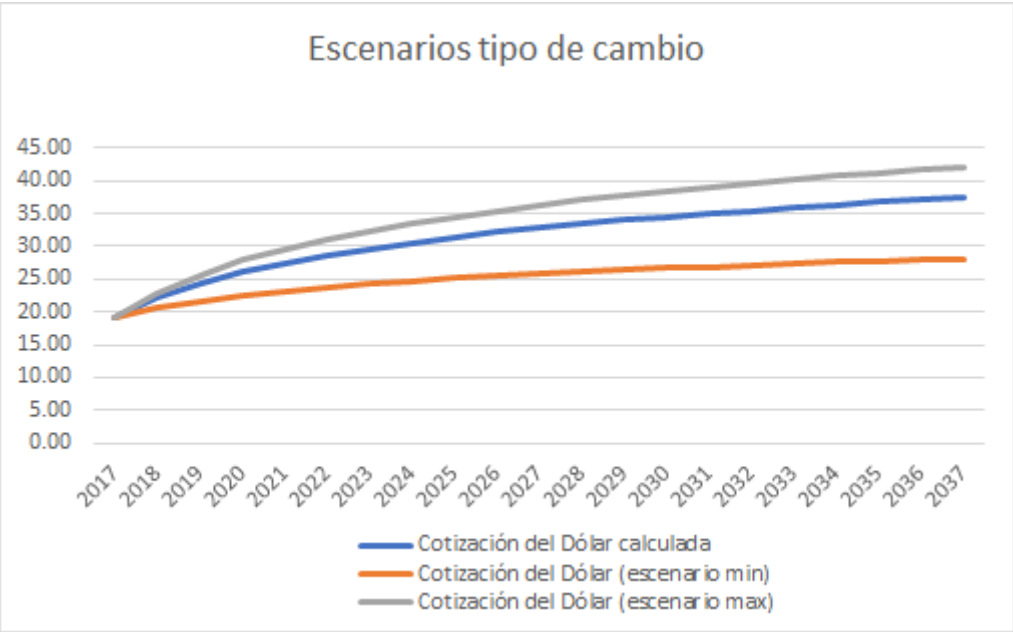



*Fuente: elaboración propia*

Finalmente, la curva logarítmica que representa dicha proyección es la siguiente:

$$Y = 7.69 \times ln[5.92 \times (X - 2015)]$$

Para el estudio de los posibles escenarios futuros se consideró un escenario en donde la proyección del tipo de cambio resulta un 10% más de lo pronosticado por el Banco Mundial como el máximo y otro en donde el tipo de cambio evoluciona más lentamente resultando en valores un 20% menores como el mínimo.

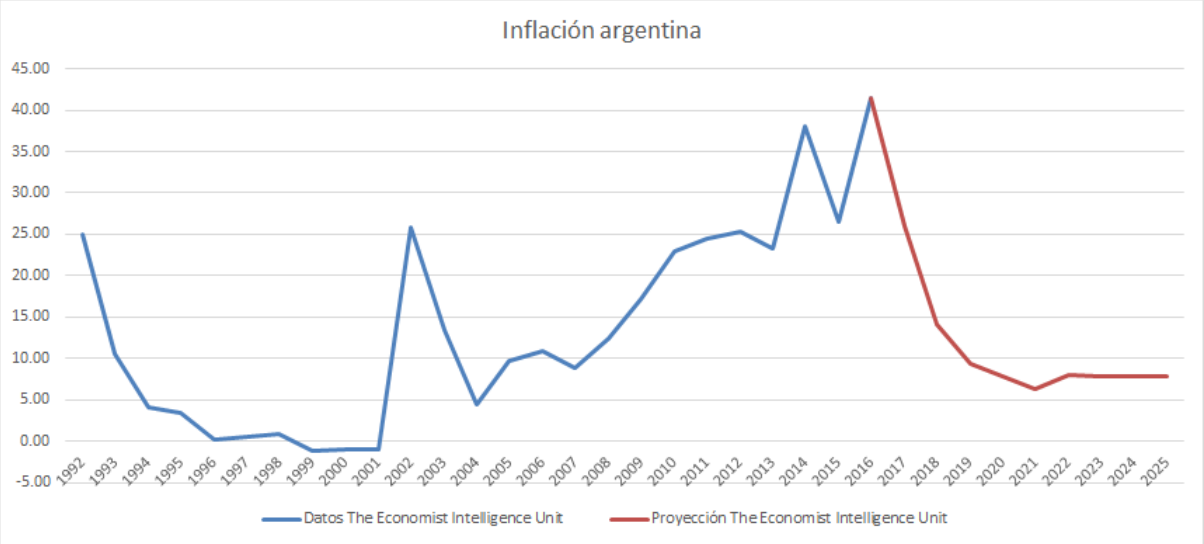



*Fuente: Elaboración propia*

A partir de estos tres escenarios es posible, además del valor más probable del parámetro $\alpha$ resultante de las proyecciones del Banco Mundial, calcular un valor máximo y un valor mínimo determinando así una distribución probabilística del tipo triangular.

### v. Variabilidad de la inflación

Para estudiar el efecto que las variaciones de esta variable pueden tener en la rentabilidad del proyecto, se tomaron proyecciones existentes para los próximos años pudiendo luego generar una extrapolación para el periodo de evaluación del mismo.




*Fuente: The Economist Intelligence Unit*

Con el mismo criterio aplicado en el análisis del tipo de cambio, se considera que es preciso desarrollar una curva que se ajuste a la proyección con la que se cuenta para realizar un pronóstico de la evolución de la inflación a lo largo del periodo de análisis.

Para ello, observando la evolución de la curva de la proyección, se definió una función del tipo exponencial negativa con la siguiente forma:

$$Y = \lambda e^{-\beta X} + C$$

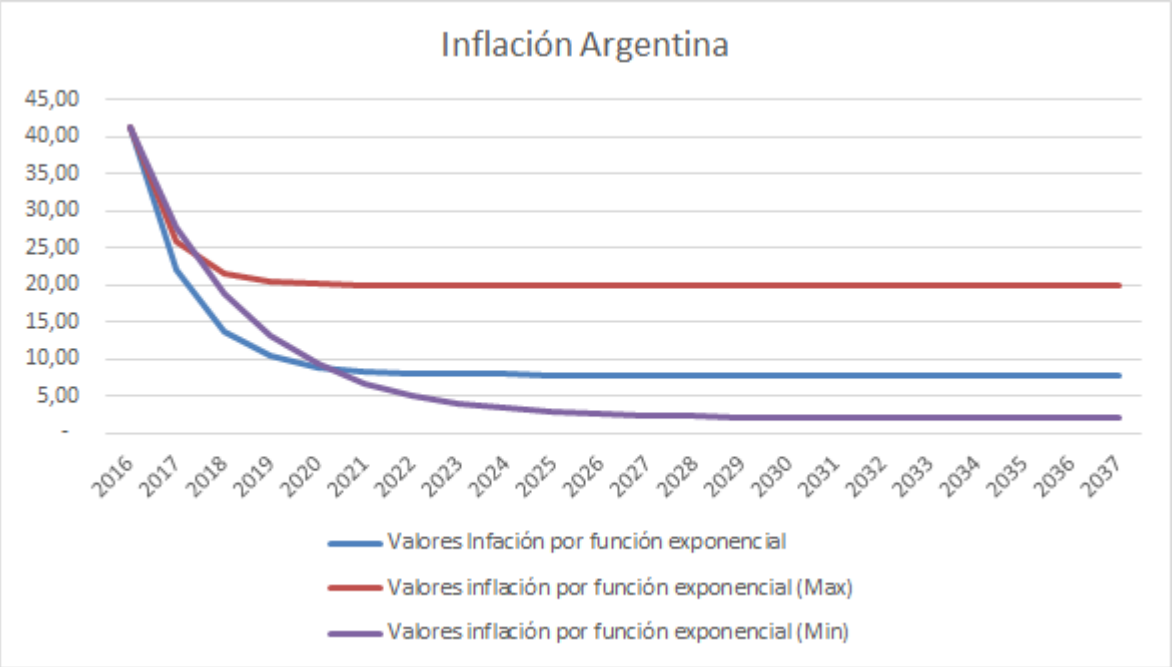
Donde $Y$ es la inflación de cada periodo, $X$ el periodo en cuestión, $\lambda$ y $\beta$ son parámetros de la función exponencial y $C$ representa el valor en el cual se estabiliza dicha variable hacia el final del periodo de análisis. Posteriormente, a partir de modificaciones a este valor se podrán analizar los posibles escenarios y obtener los máximos y mínimos de la distribución probabilística de la inflación.

El valor de $\lambda$ es fijado a partir de la inflación del año 2016 y se mantendrá constante con el correr de los años. Según The Economist Intelligence Unit la inflación para este año se estableció en 41,39%. A partir de aquí, la inflación proyectada comienza a decaer.

El valor de $\beta$ que determina la curvatura de línea queda determinado en función de $C$. El escenario más probable que ajusta a la proyección con la que se cuenta para los períodos que van desde el año 2017 al año 2037 queda de la siguiente forma:

$$Y = 33{,}49\, e^{-0{,}864\, X} + 7{,}9$$

Para el estudio de los posibles escenarios futuros se consideró un escenario en donde la proyección de la inflación para resulta un 12% más de lo pronosticado por The Economist Intelligence Unit como el máximo y otro en donde el tipo de cambio evoluciona más lentamente resultando en valores un 8% menores como el mínimo.




*Fuente: elaboración propia*

A partir de estos tres escenarios es posible, además del valor más probable del parámetro $\alpha$ resultante de las proyecciones del Banco Mundial, calcular un valor máximo y un valor mínimo determinando así una distribución probabilística del tipo triangular.

### vi. Variabilidad de la tasa financiera

De la misma forma que con otras variables, se considera que la distribución probabilística de la tasa financiera no puede determinarse mediante la herramienta Batch Fit de Crystal Ball ya que es importante el factor tiempo en la evolución de la misma. Tampoco se cuenta con la información suficiente como para hacer una proyección hacia el futuro con datos históricos ya

que las características del presente proyecto y las circunstancias en que se realiza no ocurrieron en el mercado de generación de energía eléctrico argentino con anterioridad.

Por estas razones se analizaron las tasas ofrecidas para los préstamos de los proyectos similares y se optó por asignarle a tasa financiera una distribución triangular tomando como valor más probable el establecido en la estructura de la deuda propuesta en la sección Económica Financiera y escenarios máximos y mínimos con cotas de un ± 5% respecto a este valor.

| ***Distribución triangular para la tasa financiera*** | |
|---|---|
| *Valor más probable* | *20%* |
| *Cota máxima* | *25%* |
| *Cota mínima* | *15%* |

### vii. Correlación entre variables

Además del comportamiento de cada variable por separado, es importante estudiar si existe alguna correlación entre ellas para que cada uno de los posibles escenarios que se planteen durante el proceso de simulación tenga sentido. Entonces, dada una correlación entre dos variables, la variación positiva de una definirá una variación positiva o negativa de la otra, dependiendo de si el signo del factor de correlación es positivo o negativo respectivamente.

Siguiendo esta línea de análisis, se utilizó la herramienta Batch Fit de Crystal Ball para analizar las series históricas del tipo de cambio y de la inflación. De las consideradas en la simulación, estas dos variables deberían presentar correlación ya que a mayor inflación acumulada, la relación entre la moneda argentina y otra moneda dada será desfavorable por la pérdida de valor del peso. El resultado arrojado por la herramienta condice este razonamiento:

| Correlations: | Inflación | Tipo de cambio |
|---|---|---|
| Inflación | 1 | |
| Tipo de cambio | 0.719696484 | 1 |

Este resultado, de un factor de correlación de 0.72 entre la inflación y el tipo de cambio, es considerable y debería afectar los posibles escenarios por lo que fue incluido en el proceso de simulación.

## iii. Mitigación de las fuentes de riesgo

Una vez identificadas las fuentes de riesgo y estimadas sus respectivas distribuciones de probabilidad, corresponde analizar las posibilidades de mitigación de cada una. Sin embargo, debido a que alguna de estas son variables que representan riesgos no sistemáticos y otras riesgos sistemáticos, algunas tendrán la posibilidad de ser mitigadas y otras no.

### i. Riesgos sistemáticos

Estos riesgos sistemáticos son riesgos del mercado, variables macroeconómicas, variables meteorológicas y climatológicas, por ende son ajenos al proyecto y no pueden ser controladas ni mitigadas. Dentro de esta clasificación entran las siguientes variables:

- Tipo de cambio
- inflación
- Generación de energía

### ii. Riesgos no sistemáticos

Los riesgos no sistemáticos son aquellos propios del proyecto, los cuales pueden ser reducidos mediante diversificación. Dentro de esta clasificación entran las siguientes variables:

- Precio de los aerogeneradores
- Precio del terreno
- Tasa financiera

El precio de los aerogeneradores se da en un mercado competitivo con escasa pero existente diversidad de opciones (no suficiente, de todas formas, para obtener una distribución del mismo). Es posible reducir el precio de los aerogeneradores a partir de la negociación con el proveedor, la cantidad de proveedores disponibles (a mayor cantidad de proveedores a los cuales se les pide presupuesto, menor es el margen que los mismos pretenden, bajando los precios de forma generalizada) y la antigüedad de la empresa en este tipo de proyectos (a mayor experiencia, menor riesgo en el manejo y montaje de los aerogeneradores). De todas formas, el precio del aerogenerador está limitado inferiormente por la estructura de costos del mismo, siendo las modificaciones en su precio producto de menores márgenes en la rentabilidad de los proveedores o estructuras de costos sustancialmente distintas entre sí. En el mercado europeo (donde se encuentran los proveedores de aerogeneradores con las tecnologías más avanzadas), no se encuentran diferencias considerables en las formas de producción de los componentes utilizados, no generándose variaciones sustanciales en las respectivas estructuras de costos[166].

El precio del terreno, como toda operación inmobiliaria, se ve afectado por oferta y demanda. La expectativa por los proyectos de energía eólica en la Patagonia generaron una suba generalizada en el precio de los terrenos de la zona aptos para este tipo de emprendimientos. Dependiendo del tipo de contrato que se firme, es posible reducir el precio del terreno a partir de pagos anticipados o periódicos del monto arreglado. La certidumbre en los pagos anticipados por los primeros años de usufructo del terreno, o la compra del mismo al principio del proyecto, genera que el precio se estabilice a la baja, en contraposición con el precio que se maneja ante propuestas especulativas o pagos realizados una vez comenzada la generación.

La tasa financiera se relaciona casi exclusivamente con la situación financiera de la empresa, la experiencia de la misma en este tipo de proyectos, y la posesión de información validada de las condiciones meteorológicas. Los bancos determinarán la tasa del préstamo en función de la certidumbre y el riesgo que presente la empresa. Una vasta experiencia previa en el sector y una buena situación financiera reduce el riesgo que adquiere el banco al realizar los préstamos. Un menor riesgo se transmite en una tasa más baja de los mismos. En segundo lugar, datos confiables de velocidades de viento y condiciones meteorológicas[167] generan mayor certidumbre en la generación esperada, lo cual otorga menor riesgo a los flujos de fondo

[166] Existen calidades distintas, lógicamente, pero no existe una empresa que posea tecnología innovadora o distintiva para la producción de los componentes.
[167] Los mismos se obtienen a partir de mediciones con instrumentos calibrados con certificación (por ejemplo MEASNET)

esperados. Dicha reducción en la variabilidad del flujo de fondos se transmite en un menor riesgo para el banco en lo que respecta a la capacidad de la empresa de generar ingresos y por ende pagar las cuotas del préstamo. Como consecuencia, las tasas son menores.

La utilización de instrumentos calibrados para obtener datos meteorológicos certeros constituye el punto más importante al momento de negociar tasas de interés con los bancos, muchas veces llegando al punto de no obtener la autorización de préstamos por carecer de mediciones confiables.

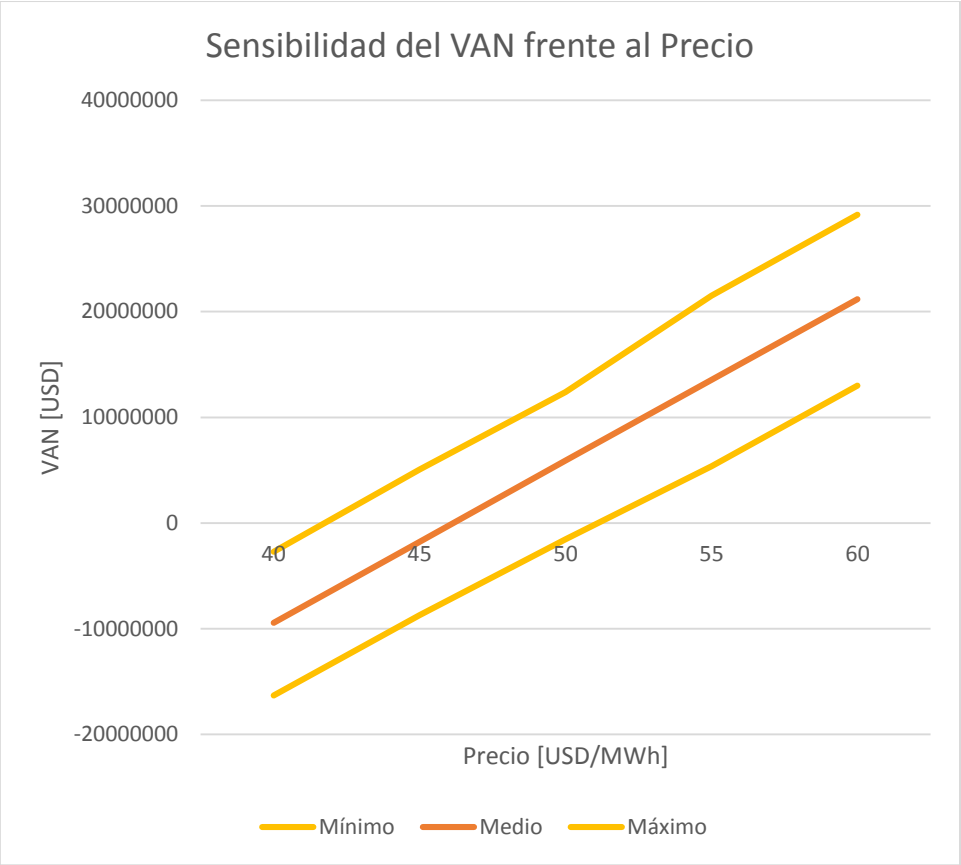
### iv. Simulación

Luego de determinar las variables que componen las fuentes de riesgo y analizarlas individualmente, se realizó una simulación en Crystal Ball para conocer las distribuciones del VAN del Proyecto y VAN del Inversor. A través del análisis de estos, se tratará de entender cómo se comportará el proyecto ante los posibles diferentes escenarios.

#### i. Definición del precio de la energía

Previo a la simulación en sí, fue necesario definir el precio final a ofertar en la ronda de Renovar. En la sección de estudio de mercado, el mismo había sido estimado en función de los precios ofertados por los proyectos que se presentaron en rondas anteriores. A partir del flujo de fondos del proyecto y con los posibles escenarios que se consideran durante el proceso de simulación, se pueden obtener los parámetros de la distribución de probabilidad del VAN a partir de un precio dado, es decir un valor mínimo, una media y un valor máximo.

La distribución de probabilidad que sigue el VAN resulta una Beta. Sus parámetros fueron registrados para ver la sensibilidad que presenta el VAN del proyecto frente a la variación del precio de la energía y, como era de esperarse, responde a una función lineal que se muestra en el siguiente gráfico:

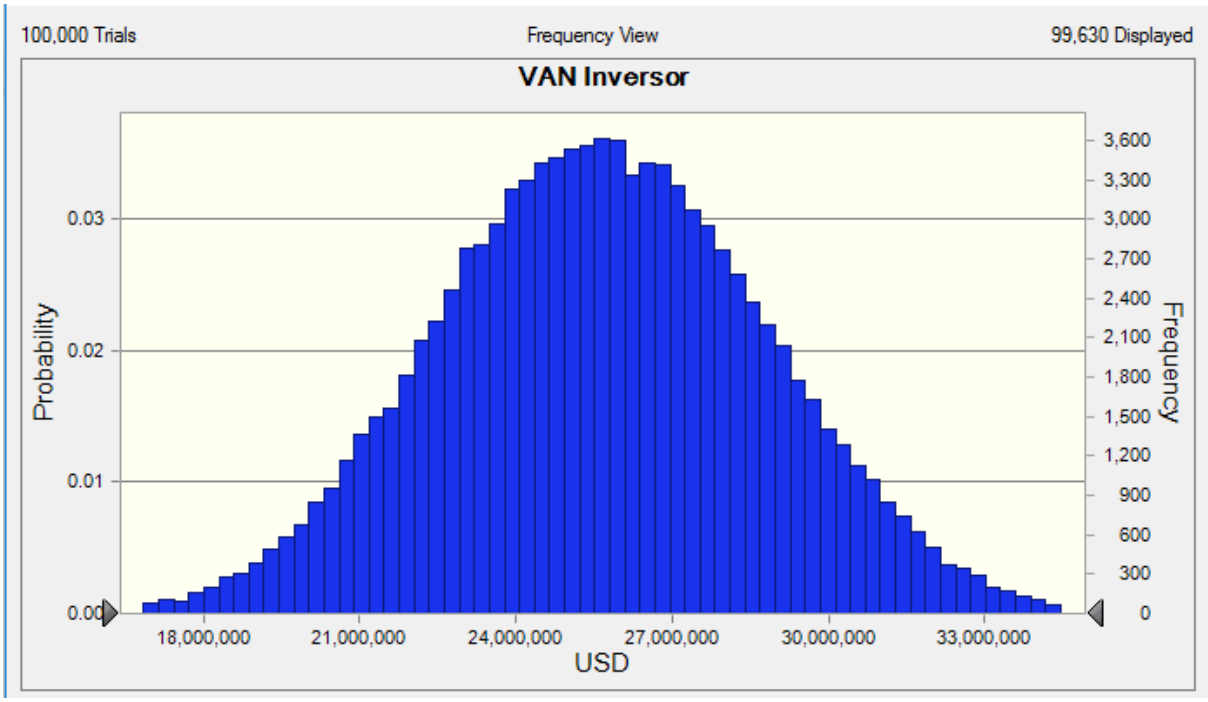



*Fuente: elaboración propia*

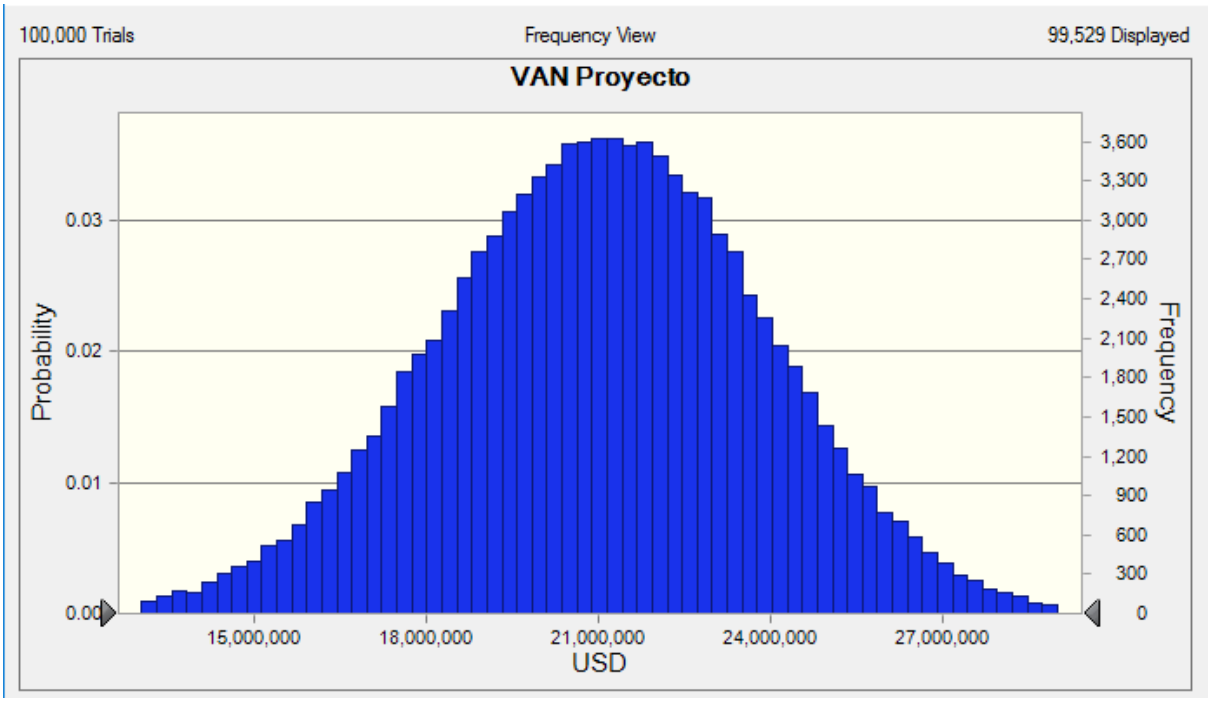
Se observa que la media del VAN resulta positiva, es decir el proyecto resulta rentable, una vez superados los 45 USD/MWh y se elimina la probabilidad de que el VAN resulte negativo una vez superados los 50 USD/MWh. Sin embargo, considerando el resto de los precios que se ofertaron en las rondas anteriores que varían desde los 50 a los 80 USD/MWh, se definió un precio de 60 USD/MWh que genere un poco más de holgura en la rentabilidad del proyecto y al mismo tiempo lo vuelva más atractivo para los inversores.

## ii. Resultados

A continuación, se muestran los gráficos arrojados de las 100.000 corridas en Crystal Ball:




Como indica el gráfico correspondiente al VAN del Inversor, este valor se mantuvo por encima de los 13.394.590 US$, siendo este el valor mínimo. El valor medio fue de 25.689.029 US$, mientras que el máximo alcanzó los 37.137.516 US$.




Para el VAN del Inversor, nuevamente vemos que el mismo en todas las corridas arrojó valores positivos aunque levemente inferiores a los del proyecto. De esta manera, obtuvimos un valor máximo de 30.909.510 US$, una media de 21.046.919 US$ y un mínimo de 10.081.331 US$.

En conclusión, la simulación arrojó resultados que le otorgan una gran robustez al proyecto y lo presentan como prometedor en cuanto a los resultados numéricos. Como se comentó anteriormente, a lo largo de las 10.000 corridas el VAN se mantuvo en todo momento muy superior a cero.

### iii. Análisis de sensibilidad

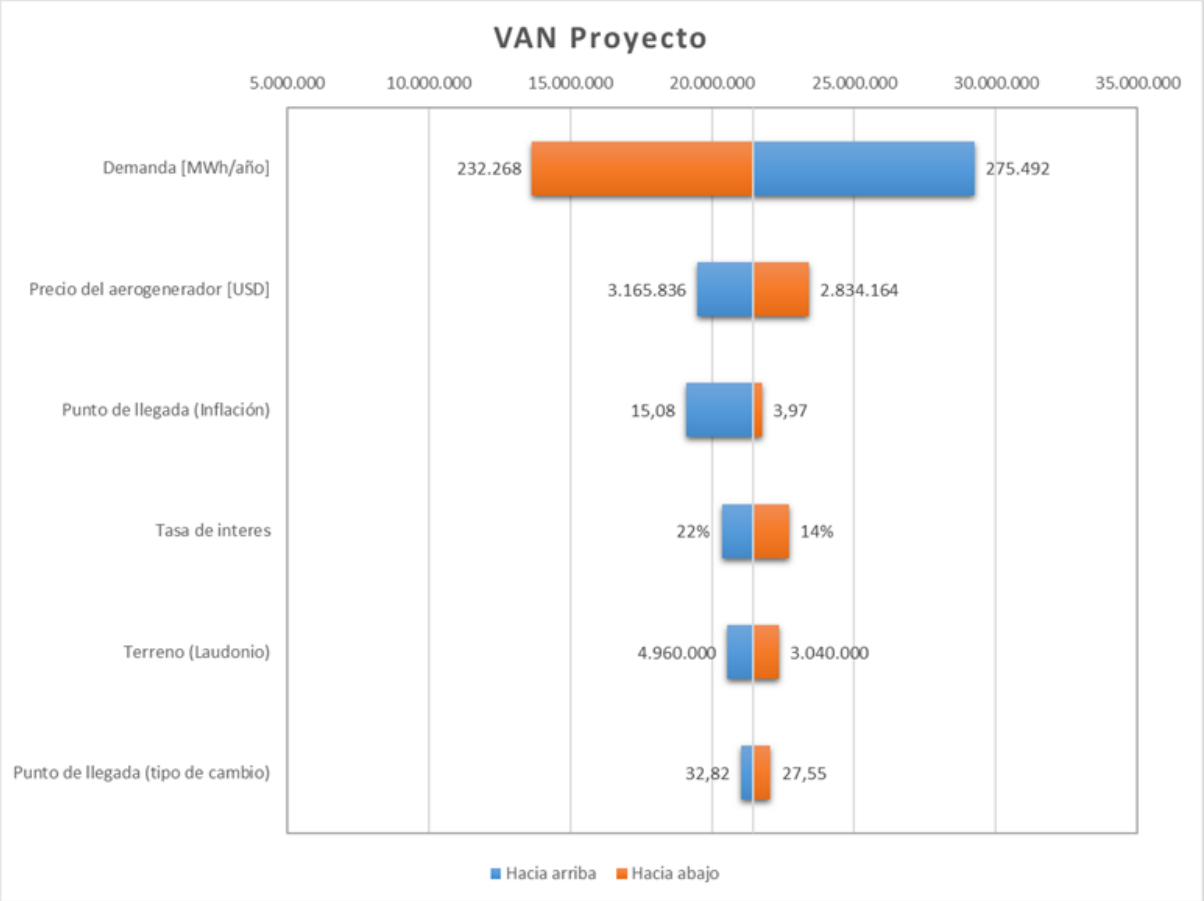
Luego de analizar las variables que tienen mayor impacto en el proyecto y de asignarle sus dichas distribuciones, se prosiguió a realizar el Gráfico de Tornado para observar de forma más representativa el efecto que tiene cada una de las variables en estudio sobre el VAN del proyecto.

De esta forma, se utilizó el Tornado Chart del Crystal Ball, la cual toma los extremos de las funciones de distribución de cada variable y los compara entre sí realizando un análisis de sensibilidad de manera independiente, mostrándola según su orden de criticidad. Para el análisis se utilizó un rango de prueba de 10% a 90%.

A continuación, se muestra el Gráfico de Tornado para el VAN del proyecto, en donde se observa que la variable más crítica es la *generación de energía*, la cual arrojó valores de crecimiento del VAN de aproximadamente USD 8.000.000 si ocurre el escenario más favorable de generación y de decrecimiento de aproximadamente el mismo valor si ocurre un escenario desfavorable. Esto era de esperarse ya que es el único ingreso que percibe el proyecto.

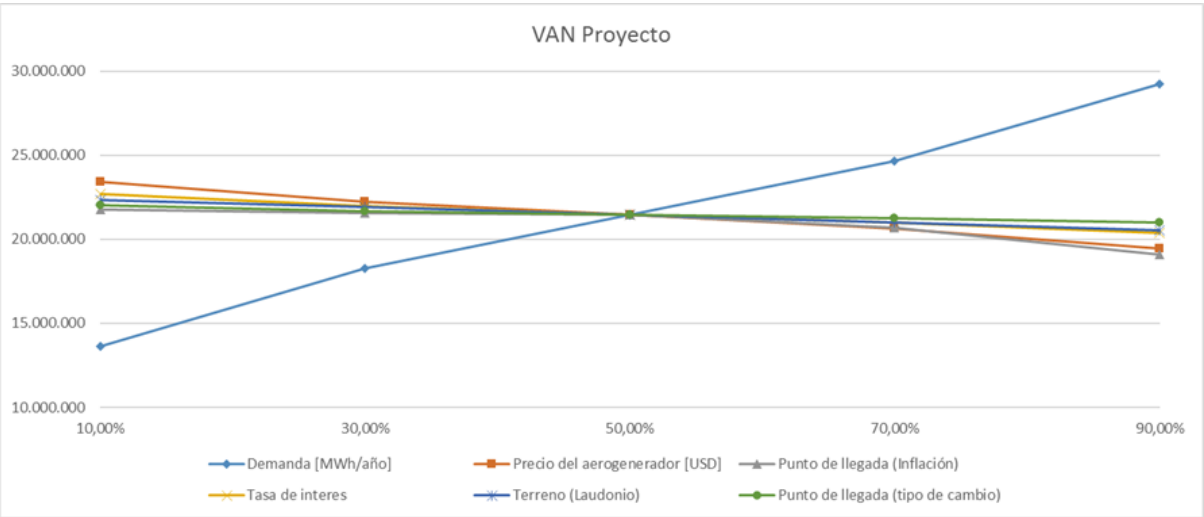
Es importante aclarar que este Gráfico de Tornado fue realizado haciendo que las generaciones de todos los años sean iguales dependiendo de un solo valor, con el fin de simplificar el análisis. Esto genera que los efectos de la variabilidad de cada uno de los años se sumen, logrando mostrar el impacto que tendría tener un pronóstico de vientos equivocado que diga que el viento promedio sea más elevado de lo que en realidad es. En la simulación realizada, la generación de cada año era independiente de la de los otros años, mostrando la verdadera dependencia del proyecto a la generación de cada año. En el *Anexo 1* se muestra el Gráfico de Tornado de la misma, donde se puede observar como el VAN del proyecto depende fuertemente de la variabilidad en generación de los primeros años, y no tanto de la variabilidad en generación de los últimos.

Por otro lado la variable menos crítica fue la *tasa de cambio*, la cual hace variar al VAN en aproximadamente USD 1.000.000 hacia arriba, en caso de que el tipo de cambio llegue a un escenario donde sea más elevado del valor considerado más probable y en aproximadamente USD 500.000 para abajo en el otro caso extremo, por lo que se aprecia que no es de alto impacto en el proyecto.




*Fuente: elaboración propia*

A continuación, se presenta un Gráfico de Araña para el VAN del proyecto, que al igual que el Gráfico de Tornado, refleja que la variable más crítica es la generación de energía:




*Fuente: elaboración propia*

## v. Cobertura de riesgos

### i. Contratos Forwards

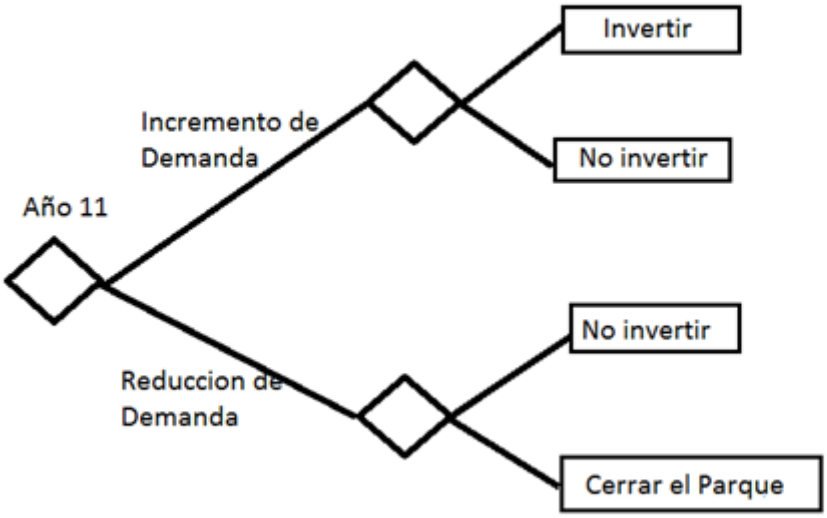
Debido a la situación cambiante del país, en donde se vive una constante devaluación y aumento en la tasa de cambio mes a mes, existe como principal riesgo tener que pagar un mayor precio por la inversión en los aerogeneradores y sus respectivos repuestos, dado que son importados. Una manera de evitar dicho riesgo podría ser la realización de contratos forwards, en donde se determina el precio para la compra de un bien a futuro. De este modo el Parque Eólico se vería favorecido ante un aumento en la tasa de cambio, dado que el precio se fija a la tasa de cambio del año en cuestión. Si bien la inversión de aerogeneradores se realiza en el año 2017, se podría tener en cuenta este tipo de contrato para el caso de requerir nuevos repuestos o de ampliar el parque.

### ii. Opciones reales

Como ya mencionó en la Etapa de Mercado, se proyecta un elevado incremento de la demanda de energía en Argentina para los próximos años, y gracias a la sanción de la ley 27.191, la cual fomenta el uso de energías renovables, exigiendo que en el año 2025 el 20% de la misma sea con fuentes renovables, conlleva a plantear un escenario positivo en cuanto a la posible ampliación del Parque Eólico.

Una posible opción real podría ser la Ampliación del Parque Eólico, luego del año 11, que es cuando termina el periodo de repago, para no ajustar más al proyecto. Para ello se plantea en el año 11 analizar si las proyecciones de demanda son acertadas para tomar la decisión de invertir en la ampliación o no invertir. Por otro lado, próximo al Predio el Laudonio se encuentra otro predio “el Llano” que podría ser comprado para llevar a cabo la ampliación. La inversión será mayor a la planteada inicialmente del primero predio dado que *el Llano* es de mayor tamaño.

En caso contrario de llegado el año 11 se observa una reducción en la Demanda, se podría optar no invertir y seguir con el Parque Eólico, o si el escenario fuera muy negativo se podría optar por cerrar el Parque, para su posterior liquidez y venta.




## vi. Conclusión

El presente proyecto posee riesgo, como es de esperarse, de tipo sistemático y no sistemático. Las variables consideradas poseen comportamientos estadísticos, generando imprevisibilidad en su evolución. Luego de su análisis, es posible concluir que si bien existe variabilidad, la misma no afecta considerablemente a la viabilidad económica global del proyecto. Por lo tanto, si bien la rentabilidad está sujeta a variaciones, sus bajas probabilidades de rentabilidad negativa hacen que se lo pueda considerar como de bajo riesgo.

La variable que mayor impacto tiene es la generación de energía, que junto con el precio de venta, se combinan para transformarse en el único ingreso del proyecto. Sin embargo, debido al excelente recurso eólico disponible (velocidad y constancia de los valores) y el comportamiento estadístico del viento a largo plazo (permitiendo que anualmente las frecuencias se adecuen a las distribuciones esperadas), los resultados de generación e ingresos son excelentes y no presentan variabilidades suficientemente grandes como para poner en riesgo la rentabilidad del proyecto.

Existen eventos riesgosos que podrían alterar significativamente el desarrollo del proyecto y tornarlo inviable, como serían causas de fuerza mayor, desastres naturales o decisiones gubernamentales extremas (expropiaciones, cambios radicales en los gobiernos, cesación de pagos, entre otras). Muchas de estas son imposibles de cuantificar, sin embargo, los riesgos relativos a expropiaciones o decisiones gubernamentales se ven incluidos en el riesgo país. Se asume la casi nula probabilidad de la ocurrencia de desastres naturales en función de la inexistencia de registros históricos de los mismos en la zona.

En conclusión, en función del análisis de riesgo realizado, se recomienda la realización del presente proyecto.

## i. Bibliografía


- WWEA. World Wind Energy Association [en línea]. Disponible en: <http://www.wwindea.org/>
- EWEA. The European Wind Energy Association [en línea] Disponible en: <http://www.ewea.org/>
- AAEE. Asociación Argentina de Energía Eólica [en línea] Disponible en: <http://www.argentinaeolica.org.ar/>
- http://www.greenpeace.org/argentina/Global/argentina/report/2006/3/energia-eolica-3000-mw-en-el.pdf
- http://www.windpowermonthly.com/article/1352888/ten-biggest-best-manufacturers#Jump
- FB. Fundación Bariloche [en línea] http://www.fundacionbariloche.org.ar/
- http://www.revistasice.com/CachePDF/CICE_83_165-184__13C47A139A69FF74FC55F6471F771FA0.pdf
- Siemens - Wind Energy Facts: Cost of Electricity [en línea]. Disponible en: http://www.siemens.com/global/en/home/markets/wind/facts/cost-of-electricity.html
- http://www.siemens.com/content/dam/internet/siemens-com/global/market-specific-solutions/wind/brochures/scoe-full-documentation.pdf
- http://www.economia.gob.ar/peconomica/informe/notas_tecnicas/22%20NOTA%20TECNICA%20Nivel%20de%20Actividad%20%20inf%2070.pdf
- http://www.cronista.com/economiapolitica/El-FMI-cambio-su-proyeccion-y-dice-que-la-economia-argentina-caera-15-en-2016-20160721-0050.html
- https://twenergy.com/a/sistemas-de-almacenamiento-de-la-energia-eolica-ya-en-uso-530
- http://portalweb.cammesa.com/memnet1/revistas/estacional/limites_adicionales_de_transpa.html
- https://drive.google.com/drive/u/0/folders/0B5anCtPE_hijZjNyUHU3XzhsSWs
- http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Decreto%20PEN%20N%C2%B0%20531-2016%20-%20Reglamentaci%C3%B3n%20Ley%2027.191.pdf
- CFFE. Consejo Federal de la Energía Eléctrica [en línea]. [Consula 02 de febrero 2017]. Disponible en: http://www.cfee.gov.ar/plan-federal-1.php#01
- HERRANDO GERMÁN, Víctor, *Optimización del Diseño de la cimentación para un aerogenerador de gran altura*. Tesis. Universidad politécnica de Catalunya. Disponible en https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/17202/OPTIMIZACI%C3%93N%20DEL%20DISE%C3%91O%20DE%20LA%20CIMENTACI%C3%93N%20PARA%20UN%20AEROGENERA.pdf
- NÚÑEZ AYALA, Iñaki.Diseño y cálculo de la torre y la cimentación de un aerogenerador. Trabajo Fin de Grado. Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Bilbao. Disponible en :https://addi.ehu.es/bitstream/10810/14945/4/3_MEMORIA.pdf

- CARVAJAL DIAZ, Emanuel .VUKOTIC,Goran. Parque Eólico,Mejora del terreno para la cimentación de aerogeneradores. Disponible:http://www.keller-cimentaciones.com/wp-content/uploads/2015/03/CIMENTACION-DE-PARQUES-EOLICOS_AEORGENERADORES_KELLER_2015.pdf
- STEFAN DOMINGUEZ, Ebitsch, *Proyecto de la Instalación Eléctrica de un Parque Eólico de 23 MW*. Trabajo Fin de Grado. Universidad Técnica de Salamanca Disponible en: gredos.usal.es/jspui/bitstream/10366/126083/1/TFG_Dominguez_Ebitsch_Stefan.pdf
- ANDERSSON-BEUSCH-MILES, *Revestimiento y Mantenimiento de Caminos con Uso Intensivo de Mano de Obra (ROMAR)*. Manual. Organización Internacional del Trabajo. Disponible en: www.ilo.org/public/spanish/employment/recon/eiip/download/romarman.pdf

ii. Anexo

i. Anexo: CANVAS

| Socios Clave | Actividades Clave | Propuestas de Valor | Relaciones con Clientes | Segmentos de Cliente |
|---|---|---|---|---|
| Los principales socios son los proveedores de los molinos eólicos, de los insumos de reparación y repuestos, y la empresa encargada de realizar el mantenimiento periódico.<br><br>A su vez, la provisión de información climatológica de parte de los analistas de vientos es un factor clave.<br><br>Por último, los socios y entidades encargadas del financiamiento son indispensables para el proyecto. | Las actividades clave del proyecto son la producción de energía y la gestión de suministro energético.<br><br>**Recursos Clave**<br><br>El financiamiento (inversión) y el potencial eólico (viento) son los dos principales recursos indispensables para la realización del proyecto. En segundo lugar, el recurso humano y el know-how requerido. | Generación de energía eléctrica con bajo impacto ambiental, a fin de abastecer la demanda existente a corto plazo y la futura esperada en el mediano plazo.<br><br>La generación de la misma se realizará a través de un parque eólico en una zona de gran potencial de vientos, colaborando a solucionar el problema de la diversificación de la matriz energética y cumpliendo con las leyes existentes de energías renovables. | El cliente es único, y debido a la constante y creciente demanda, la venta está asegurada siempre que sea posible producir la energía eléctrica.<br><br>No hay marketing involucrado.<br><br>**Canales**<br><br>La energía eléctrica se transporta y distribuye a través del Sistema Interconectado Nacional (SADI), asignado a CAMMESA. | La energía eléctrica generada se venderá exclusivamente a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), quien se encarga de suplir, en tiempo real, la demanda de energía de toda la población argentina, la cual presenta un crecimiento del 4% anual.<br><br>CAMMESA es el ente encargado de comprar la energía a las generadoras y vendérsela a las distribuidoras, siendo un cliente seguro y con demanda constante. |
| **Estructura de Costos** | | | **Fuente de Ingresos** | |
| El uso de los molinos eólicos es la principal actividad generadora de costos. El principal driver de los costos es el mantenimiento y recambio de los molinos eólicos. La variabilidad de los costos es bastante baja, pues el mantenimiento se realiza periódicamente y no depende en gran parte de la producción de energía. Existen, a su vez, costos impositivos. Se trata de una económica de escala, pues el proyecto se vuelve rentable a partir de determinado número de capacidad instalada (en este caso, molinos). | | | La energía eléctrica es un servicio básico indispensable, de gran y constante demanda. Por ende, el ingreso está asegurado siempre que exista producción de energía, ya que el pago es por suministro de energía | |

## ii. Anexo: Ley 25.019[168]

Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional.
Sancionada: Septiembre 23 de 1998.
Promulgada Parcialmente: Octubre 19 de 1998.
El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso. etc., sancionan con fuerza de Ley:

**RÉGIMEN NACIONAL DE ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR**

**ARTICULO 1° -**Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional.
El Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de la Nación, a través de la Secretaría de Energía promoverá la investigación y el uso de energías no convencionales o renovables.
La actividad de generación de energía eléctrica de origen eólico y solar no requiere autorización previa del Poder Ejecutivo nacional para su ejercicio.
**ARTÍCULO 2° -**La generación de energía eléctrica de origen eólico y solar podrá ser realizada por personas físicas o jurídicas con domicilio en el país, constituidas de acuerdo a la legislación vigente.
**ARTÍCULO 3° -**Las inversiones de capital destinadas a la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares podrán diferir el pago de las sumas que deban abonar en concepto de impuesto al valor agregado por el término de quince (15) años a partir de la promulgación de esta ley. Los diferimientos adeudados se pagarán posteriormente en quince (15) anualidades a partir del vencimiento del último diferimiento.
**ARTÍCULO 4° -**El Consejo Federal de la Energía Eléctrica promoverá la generación de energía eólico y solar, pudiendo afectar para ello recursos del Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior, establecido por el artículo 70 de la Ley 24.065.
**ARTÍCULO 5° -**La Secretaría de Energía de la Nación en virtud de lo dispuesto en el artículo 70 de la Ley 24.065 incrementará el gravamen dentro de los márgenes fijados por el mismo hasta 0,3 $/MWh, que serán destinados a remunerar en un (1) centavo por KWh efectivamente generados por sistemas eólicos instalados que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos.
Los equipos a instalarse gozarán de esta remuneración por un período de quince (15) años, a contarse a partir de la solicitud de inicio del período de beneficio.
**ARTÍCULO 6° -**La Secretaría de Energía de la Nación, propiciará que los distribuidores de energía, comprenden a los generadores de energía eléctrica de origen eólico , el excedente de su generación con un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada.
**ARTÍCULO 7° -**Toda actividad de generación eléctrica eólica y solar que vuelque su energía en los mercados mayoristas y/o que esté destinada a la prestación de

[168]http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/50000-54999/53790/norma.htm

servicios públicos prevista por esta ley, gozará de estabilidad fiscal por el término de quince (15) años, contados a partir de la promulgación de la presente, entendiéndose por estabilidad fiscal la imposibilidad de afectar al emprendimiento con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en las contribuciones impositivas y tasas, cualquiera fuera su denominación en el ámbito nacional, o la creación de otras nuevas que las alcancen como sujetos de derecho a los mismos.

**ARTÍCULO 8° -**El incumplimiento del emprendimiento dará lugar a la caída de los beneficios aquí acordados, y al reclamo de los tributos dejados de abonar más sus intereses y actualizaciones.

**ARTÍCULO 9°-**Invitase a las provincias a adoptar un régimen de exenciones impositivas en sus respectivas jurisdicciones en beneficio de la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar.

**ARTÍCULO 10**.-La Secretaría de Energía de la Nación reglamentará la presente ley dentro de los sesenta (60) días de la aprobación de la misma.

**ARTÍCULO 11.-**Derógase toda disposición que se oponga a la presente ley.

La presente ley es complementaria de las Leyes 15.336 y 24.065 en tanto no las modifique o sustituya, teniendo la misma autoridad de aplicación.

**ARTÍCULO 12.-**Comuníquese al Poder Ejecutivo.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES A LOS VEINTITRÉS DÍAS DEL MES DE SEPTIEMBRE DEL AÑO MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y OCHO.

REGISTRADA BAJO EL N° 25.019

ALBERTO R. PIERRI.-CARLOS F. RUCKAUF. -Esther H. Pereyra Arandía de Pérez Pardo.- Mario L. Pontaquarto.

## iii. Anexo: Ley 26.190[169]

Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Objeto. Alcance. Ámbito de aplicación. Autoridad de aplicación. Políticas. Régimen de inversiones. Beneficiarios. Beneficios. Sanciones. Fondo Fiduciario de Energías Renovables.
Sancionada: Diciembre 6 de 2006.
Promulgada de Hecho: Diciembre 27 de 2006.
El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan con fuerza de Ley:

**RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA**

**ARTÍCULO 1º** — Objeto - Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.
**ARTÍCULO 2º —** Alcance - Se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen.
**ARTÍCULO 3º —** Ámbito de aplicación - La presente ley promueve la realización de nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional, entendiéndose por tales la construcción de las obras civiles, electromecánicas y de montaje, la fabricación y/o importación de componentes para su integración a equipos fabricados localmente y la explotación comercial.
**ARTÍCULO 4º —** Definiciones - A efectos de la presente norma se aplicarán las siguientes definiciones: a) Fuentes de Energía Renovables: son las fuentes de energía renovables no fósiles: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, con excepción de los usos previstos en la Ley 26.093. b) El límite de potencia establecido por la presente ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas, será de hasta TREINTA MEGAVATIOS (30 MW). c) Energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables: es la electricidad generada por centrales que utilicen exclusivamente fuentes de energía renovables, así como la parte de energía generada a partir de dichas fuentes en centrales híbridas que también utilicen fuentes de energía convencionales. d) Equipos para generación: son aquellos destinados a la transformación de la energía disponible en su forma primaria (eólica, hidráulica, solar, entre otras) a energía eléctrica.

[169] http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Ley%2026190.pdf

**ARTÍCULO 5º —** Autoridad de Aplicación – La autoridad de aplicación de la presente ley será determinada por el Poder Ejecutivo nacional, conforme a las respectivas competencias dispuestas por la Ley 22.520 de Ministerios y sus normas reglamentarias y complementarias.
**ARTÍCULO 6º —** Políticas - El Poder Ejecutivo nacional, a través de la autoridad de aplicación, instrumentará entre otras, las siguientes políticas públicas destinadas a promover la inversión en el campo de las energías renovables: a) Elaborar, en coordinación con las jurisdicciones provinciales, un Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables el que tendrá en consideración todos los aspectos tecnológicos, productivos, económicos y financieros necesarios para la administración y el cumplimiento de las metas de participación futura en el mercado de dichos energéticos. b) Coordinar con las universidades e institutos de investigación el desarrollo de tecnologías aplicables al aprovechamiento de las fuentes de energía renovables, en el marco de lo dispuesto por la Ley 25.467 de Ciencia, Tecnología e Innovación. c) Identificar y canalizar apoyos con destino a la investigación aplicada, a la fabricación nacional de equipos, al fortalecimiento del mercado y aplicaciones a nivel masivo de las energías renovables. 16/5/2016 ENERGIA ELECTRICA
http://www.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123565/norma.htm 2/3 d) Celebrar acuerdos de cooperación internacional con organismos e institutos especializados en la investigación y desarrollo de tecnologías aplicadas al uso de las energías renovables. e) Definir acciones de difusión a fin de lograr un mayor nivel de aceptación en la sociedad sobre los beneficios de una mayor utilización de las energías renovables en la matriz energética nacional. f) Promover la capacitación y formación de recursos humanos en todos los campos de aplicación de las energías renovables.
**ARTÍCULO 7º —** Régimen de Inversiones - Institúyese, por un período de DIEZ (10) años, un Régimen de Inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, que regirá con los alcances y limitaciones establecidas en la presente ley.
**ARTÍCULO 8º —** Beneficiarios - Serán beneficiarios del régimen instituido por el artículo 7º, las personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, aprobados por la autoridad de aplicación y comprendidas dentro del alcance fijado en el artículo 2º, con radicación en el territorio nacional, cuya producción esté destinada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o la prestación de servicios públicos.
**ARTÍCULO 9º —** Beneficios - Los beneficiarios mencionados en el artículo 8º que se dediquen a la realización de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía en los términos de la presente ley y que cumplan las condiciones establecidas en la misma, gozarán a partir de la aprobación del proyecto respectivo y durante la vigencia establecida en el artículo 7º, de los siguientes beneficios promocionales: 1.- En lo referente al Impuesto al Valor Agregado y al Impuesto a las Ganancias, será de aplicación el tratamiento dispensado por la Ley 25.924 y sus normas reglamentarias, a la adquisición de

bienes de capital y/o la realización de obras que se correspondan con los objetivos del presente régimen. 2.- Los bienes afectados por las actividades promovidas por la presente ley, no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta establecido por la Ley 25.063, o el que en el futuro lo complemente, modifique o sustituya, hasta el tercer ejercicio cerrado, inclusive, con posterioridad a la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo.

**ARTÍCULO 10.** — Sanciones - El incumplimiento del emprendimiento dará lugar a la caída de los beneficios acordados por la presente y al reclamo de los tributos dejados de abonar, más sus intereses y actualizaciones.

**ARTÍCULO 11.** — No podrán acogerse al presente régimen quienes se hallen en alguna de las siguientes situaciones: a) Declarados en estado de quiebra, respecto de los cuales no se haya dispuesto la continuidad de la explotación, conforme a lo establecido en las Leyes 19.551 y sus modificaciones, o 24.522, según corresponda. b) Querellados o denunciados penalmente por la entonces Dirección General Impositiva, dependiente de la ex Secretaría de Hacienda del entonces Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, o la Administración Federal de Ingresos Públicos, entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Economía y Producción, con fundamento en las Leyes 23.771 y sus modificaciones o 24.769 y sus modificaciones, según corresponda, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados. c) Denunciados formalmente o querellados penalmente por delitos comunes que tengan conexión con el incumplimiento de sus obligaciones tributarias o la de terceros, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados. d) Las personas jurídicas, —incluidas las cooperativas — en las que, según corresponda, sus socios, administradores, directores, síndicos, miembros de consejos de vigilancia, o quienes ocupen cargos equivalentes en las mismas, hayan sido denunciados formalmente o querellados penalmente por delitos comunes que tengan conexión con el incumplimiento de sus obligaciones tributarias o la de terceros, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados. El acaecimiento de cualquiera de las circunstancias mencionadas en los incisos precedentes, producido con posterioridad al acogimiento al presente régimen, será causa de caducidad total del tratamiento acordado en el mismo. Los sujetos que resulten beneficiarios del presente régimen deberán previamente renunciar a la promoción de cualquier procedimiento judicial o administrativo con relación a las disposiciones del decreto 1043 de fecha 30 de abril de 2003 o para reclamar con fines impositivos la aplicación de procedimientos de actualización cuya utilización se encuentra vedada conforme a lo dispuesto por la Ley 23.928 y sus modificaciones y el artículo 39 de la Ley 24.073 y sus modificaciones. Aquellos que a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley ya hubieran promovido tales procesos, deberán desistir de las acciones y derechos invocados en los mismos. En ese caso, el pago de las costas y gastos causídicos se impondrán en el orden causado, renunciando el fisco, al cobro de las respectivas multas.

**ARTÍCULO 12. —** Se dará especial prioridad, en el marco del presente régimen, a todos aquellos emprendimientos que favorezcan, cualitativa y cuantitativamente, la creación de empleo y a los que se integren en su totalidad con bienes de capital 16/5/2016 ENERGÍA ELÉCTRICA de origen nacional. La autoridad de aplicación podrá autorizar la integración con bienes de capital de origen extranjero, cuando se acredite fehacientemente, que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel local.
**ARTÍCULO 13. —** Complementariedad - El presente régimen es complementario del establecido por la Ley 25.019 y sus normas reglamentarias, siendo extensivos a todas las demás fuentes definidas en la presente ley los beneficios previstos en los artículos 4º y 5º de dicha ley, con las limitaciones indicadas en el artículo 5º de la Ley 25.019.
**ARTÍCULO 14. —** Fondo Fiduciario de Energías Renovables Sustitúyese el artículo 5º de la Ley 25.019, el que quedará redactado de la siguiente forma: Artículo 5º: La Secretaría de Energía de la Nación en virtud de lo dispuesto en el artículo 70 de la Ley 24.065 incrementará el gravamen dentro de los márgenes fijados por el mismo hasta 0,3 $/MWh, destinado a conformar el FONDO FIDUCIARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES, que será administrado y asignado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica y se destinará a: I. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (0,015 $/kWh) efectivamente generados por sistemas eólicos instalados y a instalarse, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos. II. Remunerar en hasta CERO COMA NUEVE PESOS POR KILOVATIO HORA (0,9 $/kWh) puesto a disposición del usuario con generadores fotovoltaicos solares instalados y a instalarse, que estén destinados a la prestación de servicios públicos. III. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (0,015 $/kWh) efectivamente generados por sistemas de energía geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, a instalarse que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Están exceptuadas de la presente remuneración, las consideradas en la Ley 26.093. IV. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (0,015 $/kWh) efectivamente generados, por sistemas hidroeléctricos a instalarse de hasta TREINTA MEGAVATIOS (30 MW) de potencia, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos. El valor del Fondo como la remuneración establecida, se adecuarán por el Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT) referido a los períodos estacionales y contenido en la Ley 25.957. Los equipos a instalarse gozarán de esta remuneración por un período de QUINCE (15) años, a contarse a partir de la solicitud de inicio del período de beneficio. Los equipos instalados correspondientes a generadores eólicos y generadores fotovoltaicos solares, gozarán de esta remuneración por un período de QUINCE (15) años a partir de la efectiva fecha de instalación.
**ARTÍCULO 15. —** Invitación -- Invitase a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir a la presente ley y a dictar, en sus respectivas jurisdicciones, su propia legislación destinada a promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

**ARTÍCULO 16.** — Plazo para la reglamentación – El Poder Ejecutivo nacional, dentro de los NOVENTA (90) días de promulgada la presente ley, deberá proceder a dictar su reglamentación y elaborará y pondrá en marcha el programa de desarrollo de las energías renovables, dentro de los SESENTA (60) días siguientes.
**ARTÍCULO 17.** — Comuníquese al Poder Ejecutivo.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS SEIS DÍAS DEL MES DE DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL SEIS. — REGISTRADA BAJO EL Nº 26.190— ALBERTO BALESTRINI. — JOSE J. B. PAMPURO. — Enrique Hidalgo. — Juan H. Estrada.

## iv. Anexo: Ley 27.191[170]

Ley 27191

Ley 26190. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.

Sancionada: Septiembre 23 de 2015

Promulgada de Hecho: Octubre 15 de 2015

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan con fuerza de

Ley:

CAPÍTULO I

*Modificaciones a la Ley 26.190, "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica"*

ARTÍCULO 1° — Sustitúyese el artículo 2° de la ley 26.190, "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica", por el siguiente:
Artículo 2°: *Alcance* - Se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017.
ARTÍCULO 2° — Sustitúyense los incisos a) y b) del artículo 4° de la ley 26.190, "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica", por los siguientes:
a) *Fuentes Renovables de Energía:* Son las fuentes renovables 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, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la ley 26.093.
b) El límite de potencia establecido por la presente ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas, será de hasta cincuenta megavatios (50 MW).
ARTÍCULO 3° — Sustitúyese el artículo 7° de la ley 26.190, "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica", por el siguiente:
Artículo 7°: Régimen de Inversiones - Institúyese un Régimen de Inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica

[170] http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm

generada a partir de fuentes renovables de energía, que regirá con los alcances y limitaciones establecidos en la presente ley.
ARTÍCULO 4° — Sustitúyese el artículo 9° de la ley 26.190, “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, por el siguiente:
Artículo 9°: *Beneficios* - Los beneficiarios mencionados en el artículo 8° que se dediquen a la realización de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía en los términos de la presente ley y que cumplan las condiciones establecidas en la misma, gozarán de los beneficios promocionales previstos en este artículo, a partir de la aprobación del proyecto respectivo por parte de la Autoridad de Aplicación, siempre que dicho proyecto tenga principio efectivo de ejecución antes del 31 de diciembre de 2017, inclusive. Se entenderá que existe principio efectivo de ejecución cuando se hayan realizado erogaciones de fondos asociados al proyecto por un monto no inferior al quince por ciento (15%) de la inversión total prevista antes de la fecha indicada precedentemente. La acreditación del principio efectivo de ejecución del proyecto se efectuará mediante declaración jurada presentada ante la Autoridad de Aplicación, en las condiciones que establezca la reglamentación.
Los beneficios promocionales aplicables son los siguientes:
1. Impuesto al Valor Agregado e Impuesto a las Ganancias. En lo referente al Impuesto al Valor Agregado y al Impuesto a las Ganancias, será de aplicación el tratamiento dispensado por la ley 26.360 y sus normas reglamentarias, que a estos efectos mantendrán su vigencia hasta la extinción del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, con las modificaciones establecidas a continuación:
1.1. Este tratamiento fiscal se aplicará a la ejecución de obras de infraestructura, incluyendo los bienes de capital, obras civiles, electromecánicas y de montaje y otros servicios vinculados que integren la nueva planta de generación o se integren a las plantas existentes y conformen un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción de energía eléctrica a partir de las fuentes renovables que se definen en el inciso a) del artículo 4° de la presente ley.
1.2. Los beneficios de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado no serán excluyentes entre sí, permitiéndose a los beneficiarios acceder en forma simultánea a ambos tratamientos fiscales.
1.3. El beneficio de la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado, se hará efectivo luego de transcurrido como mínimo un (1) período fiscal contado a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones y se aplicará respecto del Impuesto al Valor Agregado facturado a los beneficiarios por las inversiones que realicen hasta la conclusión de los respectivos proyectos dentro de los plazos previstos para la entrada en operación comercial de cada uno de los mismos.
1.4. Respecto del beneficio de la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias por las inversiones comprendidas en el presente régimen, los beneficiarios que las realicen podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien, de acuerdo con las normas previstas en los artículos 83 y 84, según corresponda, de la Ley de Impuesto

a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones, o conforme al régimen que se establece a continuación:
1.4.1. Para inversiones realizadas antes del 31 de diciembre de 2016 inclusive:

1.4.1.1. En bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en dos (2) cuotas anuales, iguales y consecutivas.
1.4.1.2. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al cincuenta por ciento (50%) de la estimada.
1.4.2. Para inversiones realizadas antes del 31 de diciembre de 2017, inclusive:
1.4.2.1. En bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en tres (3) cuotas anuales, iguales y consecutivas.
1.4.2.2. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al sesenta por ciento (60%) de la estimada.
Una vez optado por uno de los procedimientos de amortización señalados precedentemente, el mismo deberá ser comunicado a la Autoridad de Aplicación y a la Administración Federal de Ingresos Públicos, en la forma, plazo y condiciones que las mismas establezcan y deberá aplicarse —sin excepción— a todas las inversiones de capital que se realicen para la ejecución de los nuevos proyectos o para la ampliación de la capacidad productiva de los proyectos existentes, incluidas aquellas que se requieran durante su funcionamiento.
2. Compensación de quebrantos con ganancias. A los efectos de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones, por los beneficiarios del presente régimen, el período para la compensación de los quebrantos previsto en el segundo párrafo de la norma citada se extiende a diez (10) años.
3. Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta. Los bienes afectados por las actividades promovidas por la presente ley, no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta establecido por la ley 25.063, o el que en el futuro lo complemente, modifique o sustituya, desde el principio efectivo de ejecución de las obras, según se define precedentemente en este mismo artículo, extendiéndose tal beneficio hasta el octavo ejercicio inclusive, desde la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo.
4. Deducción de la carga financiera del pasivo financiero. A los efectos de la aplicación del artículo 94 inciso 5) y artículo 206 de la ley 19.550 y sus modificatorias, podrán deducirse de las pérdidas de la sociedad los intereses y las diferencias de cambio originados por la financiación del proyecto promovido por esta ley.
5. Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades. Los dividendos o utilidades distribuidos por las sociedades titulares de los proyectos de inversión beneficiarios del presente régimen no quedarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias a la alícuota del diez por ciento (10%) establecida en el último párrafo del artículo 90 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus

modificaciones, incorporado por la ley 26.893, en la medida que los mismos sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura en el país.
6. Certificado fiscal. 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.

A partir de la entrada en operación comercial, los sujetos beneficiarios podrán solicitar a la Autoridad de Aplicación, en los plazos y de acuerdo con el procedimiento que se establezca al efecto, la emisión del certificado fiscal, en la medida en que acrediten el porcentaje de componente nacional efectivamente incorporado en el proyecto.
El certificado fiscal contemplado en este inciso será nominativo y podrá ser cedido a terceros una única vez. Podrá ser utilizado por los sujetos beneficiarios o los cesionarios para el pago de la totalidad de los montos a abonar en concepto de Impuesto a las Ganancias, Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, Impuesto al Valor Agregado, Impuestos Internos, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos, cuya recaudación se encuentra a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos.

## CAPÍTULO II

### *Segunda Etapa del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.*

### *Período 2018-2025.*

ARTÍCULO 5° — Se establece como objetivo de la Segunda Etapa del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica” instituido por la ley 26.190, con las modificaciones introducidas por la presente ley, lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025.
ARTÍCULO 6° — Los sujetos que reúnan los requisitos exigidos para ser beneficiarios del régimen instituido por la ley 26.190, con las modificaciones introducidas por la presente ley, cuyos proyectos de inversión tengan principio efectivo de ejecución entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2025, quedarán incluidos en el régimen mencionado y gozarán de los beneficios promocionales previstos en el artículo 9° de la citada ley, modificado por la presente, a partir de la aprobación del proyecto respectivo por parte de la Autoridad de Aplicación, con las modificaciones que se indican a continuación:

1. Para las inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2021, inclusive, el beneficio de la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado se hará efectivo luego de transcurridos como mínimo dos (2) períodos fiscales contados a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones. Para las inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2025, inclusive, este beneficio se hará efectivo luego de transcurridos como mínimo tres (3) períodos fiscales contados del mismo modo.
2. Respecto del beneficio de la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias por las inversiones comprendidas en el presente régimen, los beneficiarios que las realicen podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien, de acuerdo con las normas previstas en los artículos 83 y 84, según corresponda, de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificaciones, o conforme al régimen que se establece a continuación:
2.1. Para inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2021, inclusive:

2.1.1. En bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en cuatro (4) cuotas anuales, iguales y consecutivas.
2.1.2. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al setenta por ciento (70%) de la estimada.
2.2. Para inversiones realizadas entre el 1° de enero de 2022 y el 31 de diciembre de 2025, inclusive:
2.2.1. En bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en cinco (5) cuotas anuales, iguales y consecutivas.
2.2.2. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al ochenta por ciento (80%) de la estimada.
2.3. Para inversiones realizadas con posterioridad al 1° de enero de 2026, inclusive, por proyectos con principio efectivo de ejecución anterior a dicha fecha:
2.3.1. En bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en cinco (5) cuotas anuales, iguales y consecutivas.
3. Las disposiciones contenidas en el inciso 1) del artículo 9° de la ley 26.190, con las modificaciones introducidas por esta ley, no modificadas por los incisos 1) y 2) del presente artículo, se aplican en los términos allí previstos.
4. A los efectos de la aplicación de lo dispuesto en los incisos 1), 2) y 3) precedentes, la ley 26.360 y sus normas reglamentarias mantendrán su vigencia hasta la extinción de la Segunda Etapa del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, con las modificaciones establecidas en la presente ley.

5. Los beneficios promocionales previstos en los incisos 2), 3), 4), 5) y 6) del artículo 9° de la ley 26.190, modificado por la presente ley, se aplican en los términos allí previstos.

## CAPÍTULO III

*Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables*

ARTÍCULO 7° — Créase el Fondo Fiduciario Público denominado “Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables” en adelante, “FODER” o el “Fondo” el que se conformará como un fideicomiso de administración y financiero, que regirá en todo el territorio de la República Argentina con los alcances y limitaciones establecidos en la presente ley y las normas reglamentarias que en su consecuencia dicte el Poder Ejecutivo.
1. Objeto. El Fondo tendrá por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles a fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura, en el marco de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en los términos de la ley 26.190, modificada por la presente.
2. Desígnese al Estado nacional, a través del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, como fiduciante y fideicomisario del Fondo y al Banco de Inversión y Comercio Exterior como fiduciario.
Serán beneficiarias las personas físicas domiciliadas en la República Argentina y las personas jurídicas constituidas en la República Argentina que sean titulares de un proyecto de inversión con los alcances definidos en el artículo 8° de la ley 26.190 que haya sido aprobado por la Autoridad de Aplicación.
3. Constitúyese el Comité Ejecutivo del “Fondo”, el cual estará integrado por el Secretario de Energía, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios; el Secretario de Política Económica y Planificación del Desarrollo, dependiente del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas; y el Presidente del Banco de Inversión y Comercio Exterior, quienes podrán designar un miembro suplente con rango no menor a subsecretario o director, según sea el caso.
4. Recursos del Fondo. El FODER contará con un patrimonio que estará constituido por los siguientes bienes fideicomitidos:
a) Los recursos provenientes del Tesoro Nacional que le asigne el Estado Nacional a través de la Autoridad de Aplicación, los que no podrán ser anualmente inferiores al cincuenta por ciento (50%) del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de generación a partir de fuentes renovables obtenido en el año previo, de acuerdo a como lo establezca la reglamentación.
b) Cargos específicos a la demanda de energía que se establezcan.
c) El recupero del capital e intereses de las financiaciones otorgadas.
d) Los dividendos o utilidades percibidas por la titularidad de acciones o participaciones en los proyectos elegibles y los ingresos provenientes de su venta.

e) El producido de sus operaciones, la renta, frutos e inversión de los bienes fideicomitidos.
f) Los ingresos obtenidos por emisión de valores fiduciarios que emita el fiduciario por cuenta del Fondo. A tales efectos, el Fondo podrá solicitar el aval del Tesoro Nacional en los términos que establezca la reglamentación.
Instrúyese al Jefe de Gabinete de Ministros para que disponga las adecuaciones presupuestarias pertinentes, a través de la reasignación de partidas del Presupuesto Nacional, a los efectos de poner en ejecución lo dispuesto por la presente.
5. Instrumentos. Para el cumplimiento de su objeto, el FODER podrá:
a) Proveer fondos y otorgar facilidades a través de préstamos, adquisición de valores fiduciarios públicos o privados, en la medida que éstos fueran emitidos con el objeto exclusivo de la obtención de financiamiento para proyectos alcanzados por la presente.
b) Realizar aportes de capital en sociedades que lleven a cabo los proyectos y suscribir cualquier otro instrumento de financiamiento que determine la Autoridad de Aplicación, siempre y cuando permitan financiar proyectos con los destinos previstos en la presente ley.
c) Bonificar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos y títulos valores que otorgue o en los cuales intervengan entidades financieras u otros actores en el rol de proveedores de financiamiento. En este caso, el riesgo de crédito será asumido por dichas entidades, las que estarán a cargo de la evaluación de riesgo crediticio. No obstante ello, para el otorgamiento del beneficio se deberá contar con la aprobación de la elegibilidad previa del proyecto por parte del Comité Ejecutivo.
d) Otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compraventa de energía eléctrica a suscribir por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) o por la institución que sea designada por la Autoridad de Aplicación en representación del Estado nacional.
Los instrumentos que utilice el FODER para inyectar fondos en los proyectos elegibles podrán estar nominados en pesos o dólares estadounidenses, correspondiendo en este último caso su integración y pago en pesos.
La Autoridad de Aplicación de la presente ley determinará los términos y condiciones de los instrumentos y cómo se administrarán y otorgarán las líneas de crédito y avales o garantías previstos en este apartado, los cuales deberán ser aprobados por el Comité Ejecutivo.
Los instrumentos deberán otorgarse prioritariamente a los emprendimientos que acrediten fehacientemente mayor porcentaje de integración de componente nacional. A tales efectos, el Fondo bonificará la tasa de interés de acuerdo con lo previsto en el apartado c) solamente a aquellos proyectos que acrediten el porcentaje de integración nacional fijado en el primer párrafo del inciso 6) del artículo 9° de la ley 26.190, modificado por el artículo 4° de la presente, de acuerdo con lo que determine la Autoridad de Aplicación.
6. Tratamiento impositivo. Tanto el FODER como el Fiduciario, en sus operaciones relativas al FODER, estarán eximidos de todos los impuestos, tasas y contribuciones nacionales existentes y a crearse en el futuro. Esta exención contempla los impuestos de las leyes 20.628, 25.063, 25.413 y 23.349 y otros impuestos internos que pudieran corresponder.

7. Autoridad de Aplicación. La Autoridad de Aplicación del Fondo será designada por el Poder Ejecutivo, y estará facultada para dictar las normas reglamentarias, aclaratorias, modificatorias y complementarias que resulten pertinentes y aplicar las sanciones que correspondan. Autorízase a la Autoridad de Aplicación a delegar funciones en una dependencia de rango no menor a Subsecretaría.
8. Facúltase al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas a aprobar el Contrato de Fideicomiso, dentro de los treinta (30) días de la publicación de la presente ley en el Boletín Oficial.
9. Facúltase al titular del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas o a quien éste designe en su reemplazo, a suscribir el Contrato de Fideicomiso con el fiduciario.

## CAPÍTULO IV

### *Contribución de los Usuarios de Energía Eléctrica al Cumplimiento de los Objetivos del Régimen de Fomento*

ARTÍCULO 8° — Establécese que todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados en la ley 26.190, modificada por la presente, y en el Capítulo II de esta ley, del modo dispuesto en este Capítulo.
A tales efectos, cada sujeto obligado deberá alcanzar la incorporación mínima del ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables, al 31 de diciembre de 2017, y del veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025. El cumplimiento de estas obligaciones deberá hacerse en forma gradual, de acuerdo con el siguiente cronograma:
1. Al 31 de diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
2. Al 31 de diciembre de 2019, deberán alcanzar como mínimo el doce por ciento (12%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

3. Al 31 de diciembre de 2021, deberán alcanzar como mínimo el dieciséis por ciento (16%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
4. Al 31 de diciembre de 2023, deberán alcanzar como mínimo el dieciocho por ciento (18%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
5. Al 31 de diciembre de 2025, deberán alcanzar como mínimo el veinte por ciento (20%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
El consumo mínimo fijado para la fecha de corte de cada período no podrá ser disminuido en el período siguiente.
ARTÍCULO 9° — Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW) deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados en el artículo precedente. A tales efectos, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación a fin de cumplir con lo prescripto en este artículo. La compra podrá efectuarse al propio generador, a través de una distribuidora que la

adquiera en su nombre a un generador, de un comercializador o comprarla directamente a CAMMESA bajo las estipulaciones que, para ello, establezca la Autoridad de Aplicación.
Los contratos suscriptos por los sujetos indicados en el párrafo anterior no podrán fijar un precio promedio mayor a ciento trece dólares estadounidenses o su equivalente en moneda nacional, por cada megavatio-hora comercializado entre las partes (U$S 113/MWh). Cumplidos dos (2) años desde la entrada en vigencia de la reglamentación de la presente ley y hasta la finalización de la Segunda Etapa del "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica", la Autoridad de Aplicación podrá modificar el precio máximo establecido precedentemente si las condiciones de mercado lo justifican, aplicable para los nuevos contratos que se celebren.
ARTÍCULO 10. — A los efectos de lo establecido en el artículo anterior no son aplicables a los Grandes Usuarios y a las Grandes Demandas comprendidos en el mismo ni a los generadores que utilicen las fuentes renovables de energía, ninguna norma vigente al momento de la entrada en vigencia de la presente ley o que se dicte en el futuro, que de cualquier manera limite, restrinja, impida o prohíba, transitoria o permanentemente, la celebración de los contratos de suministro previstos en el artículo 6° de la ley 24.065.
ARTÍCULO 11. — Por los incumplimientos en las obligaciones de consumo de la porción de energía eléctrica renovable correspondiente a los porcentajes indicados en el artículo 8°, los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, como penalidad por dicho incumplimiento deberán abonar sus faltantes a un precio equivalente al Costo Variable de Producción de Energía Eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los doce (12) meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento.
El monto a aplicar como penalidad será determinado por la Autoridad de Aplicación. La reglamentación establecerá el procedimiento a seguir para determinar la existencia del incumplimiento y, en su caso, la aplicación de la penalidad, respetando el derecho de defensa de los sujetos obligados.

ARTÍCULO 12. — A los efectos del cumplimiento de los objetivos fijados en el artículo 8° por parte de toda la demanda de potencia menor a trescientos kilovatios (300 kW), la Autoridad de Aplicación dispondrá las medidas que sean conducentes para la incorporación al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de nuevas ofertas de energía eléctrica de fuentes renovables que permitan alcanzar los porcentajes y los plazos establecidos en el citado artículo.
Asimismo, la Autoridad de Aplicación instruirá a CAMMESA o al ente que considere pertinente a diversificar la matriz de energías renovables a fin de viabilizar el desarrollo de distintas tecnologías y la diversificación geográfica de los emprendimientos y aprovechar el potencial del país en la materia. A los efectos indicados, no será de aplicación a los contratos de compraventa de energía eléctrica de fuentes renovables que celebren CAMMESA o el ente que considere pertinente la

Autoridad de Aplicación el precio máximo establecido en el segundo párrafo del artículo 9° ni el que en el futuro lo reemplace por decisión de la Autoridad de Aplicación.
La energía eléctrica de fuentes renovables proveniente de los contratos de abastecimiento existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley, será considerada como parte del cumplimiento de este objetivo.

## CAPÍTULO V

### *Incrementos Fiscales*

ARTÍCULO 13. — Los beneficiarios del régimen instituido por la ley 26.190, con las modificaciones introducidas por la presente ley, cualquiera sea la fecha en que sus proyectos se inicien y desarrollen, podrán trasladar al precio pactado en los contratos de abastecimiento de energía renovable celebrados, los mayores costos derivados de incrementos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires producidas con posterioridad a la celebración de dichos contratos.
En los contratos celebrados por CAMMESA o por el ente designado por la Autoridad de Aplicación, el generador tendrá derecho a solicitar el reconocimiento de un nuevo precio de la energía suministrada cuando se produzcan incrementos en impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. A tales efectos, deberá suministrar a CAMMESA o al ente designado por la Autoridad de Aplicación, antes del último día hábil de cada mes, la información necesaria para evaluar el ajuste del valor de la energía suministrada.

## CAPÍTULO VI

### *Régimen de Importaciones*

ARTÍCULO 14. — Los sujetos titulares de todos los proyectos de inversión que reúnan los requisitos exigidos para ser beneficiarios del régimen instituido en la ley 26.190, con las modificaciones introducidas por la presente ley, cualquiera sea la fecha en que se inicien y desarrollen, estarán exentos del pago de los derechos a la importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, con exclusión de las demás tasas retributivas de servicios, por la introducción de bienes de capital, equipos especiales o partes o elementos componentes de dichos bienes, nuevos en todos los casos, y de los insumos determinados por la Autoridad de Aplicación, que fueren necesarios para la ejecución del proyecto de inversión.
Las exenciones o la consolidación de los derechos y gravámenes se extenderán a los repuestos y accesorios nuevos necesarios para garantizar la puesta en marcha y desenvolvimiento de la actividad, los que estarán sujetos a la respectiva comprobación de destino, el que deberá responder al proyecto que motivó dichos requerimientos.

Las exenciones o la consolidación de los derechos y gravámenes se extenderán también a la importación de bienes de capital, partes, componentes e insumos destinados a la producción de equipamiento de generación eléctrica de fuente renovable y a bienes intermedios en la cadena de valor de fabricación de equipamiento de generación eléctrica de fuente renovable tanto cuando su destino sea la venta dentro del país como la exportación, siempre que se acredite que no existe producción nacional de los bienes a importar. La Autoridad de Aplicación determinará la forma de dar cumplimiento a la acreditación requerida.
ARTÍCULO 15. — Los bienes de capital, partes, accesorios e insumos que se introduzcan al amparo de la liberación de los derechos y gravámenes establecida en el artículo anterior, sólo podrán ser enajenados, transferidos o desafectados de la actividad objeto del beneficio, una vez concluido el ciclo de la actividad que motivó su importación o su vida útil si fuera menor. En caso de ser reexportada o transferida a una actividad no comprendida en este régimen, deberá procederse al pago de los derechos, impuestos y gravámenes que correspondan a ese momento.
ARTÍCULO 16. — Los beneficios establecidos en el presente Capítulo tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.

## CAPÍTULO VII

### *Acceso y Utilización de Fuentes Renovables de Energía*

ARTÍCULO 17. — El acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía incluidas en el artículo 4° de la ley 26.190, modificado por la presente ley, no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de tributo específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, hasta el 31 de diciembre de 2025.
Lo dispuesto en el párrafo anterior no obsta a la percepción de canon o contraprestación equivalente por el uso de tierras fiscales en las que se instalen los emprendimientos.

## CAPÍTULO VIII

### *Energía Eléctrica Proveniente de Recursos Renovables Intermitentes*

ARTÍCULO 18. — La energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes tendrá, para su despacho eléctrico, un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada.
ARTÍCULO 19. — No será exigencia el respaldo físico de potencia de la autogeneración con energía renovable ni de los contratos de energía renovable que celebren los sujetos comprendidos en el artículo 9° de esta ley.

La Autoridad de Aplicación dispondrá de los mecanismos para asegurar la reserva de potencia asociada a la generación renovable, cuyo costo será soportado por todo el sistema.

## CAPÍTULO IX

*Cláusulas Complementarias*

ARTÍCULO 20. — La Autoridad de Aplicación deberá difundir del modo más amplio posible la información correspondiente a las ofertas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía.
ARTÍCULO 21. — Invítase a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir a la presente ley y a dictar en sus respectivas jurisdicciones, aquellas que aún no lo hayan hecho, su propia legislación destinada a promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía.
En la ley de adhesión, las provincias deberán invitar expresamente a las municipalidades de sus respectivas jurisdicciones a adherir a la presente y a dictar la legislación pertinente con la finalidad de promoción indicada en el párrafo anterior.
ARTÍCULO 22. — Comuníquese al Poder Ejecutivo nacional.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS VEINTITRÉS DÍAS DEL MES DE SEPTIEMBRE DEL AÑO DOS MIL QUINCE.

— REGISTRADO BAJO EL Nº 27191 —

AMADO BOUDOU. — JULIÁN A. DOMÍNGUEZ. — Juan H. Estrada. — Lucas Chedrese.

v. Anexo: Demanda Total [GWh][171].

| Año | Demanda Total [GWh] |
|---|---|
| 1992 | 49.715,00 |
| 1993 | 52.660,00 |
| 1994 | 55.995,00 |
| 1995 | 58.012,00 |
| 1996 | 62.018,00 |
| 1997 | 66.031,00 |
| 1998 | 69.103,00 |
| 1999 | 71.689,00 |
| 2000 | 75.592,00 |
| 2001 | 78.103,00 |
| 2002 | 76.486,00 |
| 2003 | 82.260,00 |
| 2004 | 87.494,00 |
| 2005 | 92.387,00 |
| 2006 | 97.593,00 |
| 2007 | 102.960,00 |
| 2008 | 105.935,00 |
| 2009 | 104.605,00 |
| 2010 | 110.775,00 |
| 2011 | 116.507,00 |
| 2012 | 121.192,00 |
| 2013 | 125.220,00 |
| 2014 | 126.421,00 |
| 2015 | 132.100,00 |

[171] Informes anuales de CAMMESA

## vi. Anexo: Tasa de Crecimiento de la Demanda Total[172]:

| Año | Tendencia |
|---|---|
| 1993 | 0,06 |
| 1994 | 0,06 |
| 1995 | 0,04 |
| 1996 | 0,07 |
| 1997 | 0,06 |
| 1998 | 0,05 |
| 1999 | 0,04 |
| 2000 | 0,05 |
| 2001 | 0,03 |
| 2002 | 0,02 |
| 2003 | 0,08 |
| 2004 | 0,06 |
| 2005 | 0,06 |
| 2006 | 0,06 |
| 2007 | 0,05 |
| 2008 | 0,03 |
| 2009 | 0,01 |
| 2010 | 0,06 |
| 2011 | 0,05 |
| 2012 | 0,04 |
| 2013 | 0,03 |
| 2014 | 0,01 |
| 2015 | 0,04 |

[172] Elaboración propia, datos calculados del Anexo V.

## vii. Anexo: Tasa de Crecimiento Demográfico en Argentina[173]

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1966 | 1,450% | 1991 | 1,408% |
| 1967 | 1,421% | 1992 | 1,380% |
| 1968 | 1,425% | 1993 | 1,345% |
| 1969 | 1,471% | 1994 | 1,303% |
| 1970 | 1,543% | 1995 | 1,256% |
| 1971 | 1,628% | 1996 | 1,207% |
| 1972 | 1,695% | 1997 | 1,163% |
| 1973 | 1,722% | 1998 | 1,131% |
| 1974 | 1,695% | 1999 | 1,115% |
| 1975 | 1,634% | 2000 | 1,111% |
| 1976 | 1,561% | 2001 | 1,111% |
| 1977 | 1,505% | 2002 | 1,109% |
| 1978 | 1,474% | 2003 | 1,102% |
| 1979 | 1,480% | 2004 | 1,089% |
| 1980 | 1,511% | 2005 | 1,070% |
| 1981 | 1,545% | 2006 | 1,050% |
| 1982 | 1,566% | 2007 | 1,034% |
| 1983 | 1,577% | 2008 | 1,025% |
| 1984 | 1,570% | 2009 | 1,027% |
| 1985 | 1,552% | 2010 | 1,034% |
| 1986 | 1,530% | 2011 | 1,044% |
| 1987 | 1,509% | 2012 | 1,050% |
| 1988 | 1,486% | 2013 | 1,047% |
| 1989 | 1,461% | 2014 | 1,033% |
| 1990 | 1,435% | 2015 | 1,011% |

[173] Banco de Datos del Banco Mundial, Argentina, Population Growth Rate: http://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.GROW?locations=AR&view=chart

## viii. Anexo: Crecimiento Demográfico en Argentina[174]

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1966 | 22608747 | 1991 | 33193920 |
| 1967 | 22932201 | 1992 | 33655149 |
| 1968 | 23261273 | 1993 | 34110912 |
| 1969 | 23605992 | 1994 | 34558114 |
| 1970 | 23973062 | 1995 | 34994818 |
| 1971 | 24366442 | 1996 | 35419683 |
| 1972 | 24782950 | 1997 | 35833965 |
| 1973 | 25213388 | 1998 | 36241578 |
| 1974 | 25644505 | 1999 | 36648054 |
| 1975 | 26066975 | 2000 | 37057453 |
| 1976 | 26477153 | 2001 | 37471535 |
| 1977 | 26878567 | 2002 | 37889443 |
| 1978 | 27277742 | 2003 | 38309475 |
| 1979 | 27684530 | 2004 | 38728778 |
| 1980 | 28105889 | 2005 | 39145491 |
| 1981 | 28543366 | 2006 | 39558750 |
| 1982 | 28993989 | 2007 | 39969903 |
| 1983 | 29454739 | 2008 | 40381860 |
| 1984 | 29920907 | 2009 | 40798641 |
| 1985 | 30388781 | 2010 | 41222875 |
| 1986 | 30857242 | 2011 | 41655616 |
| 1987 | 31326473 | 2012 | 42095224 |
| 1988 | 31795515 | 2013 | 42538304 |
| 1989 | 32263559 | 2014 | 42980026 |
| 1990 | 32729740 | 2015 | 43416755 |

[174] Banco de Datos del Banco Mundia, Argentina, Population: http://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?locations=AR&view=chart

## ix. Anexo: Cobertura eléctrica en Argentina[175]:

| ARGENTINA | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Año | % de Cobertura | No. de viviendas ocupadas | No. de viviendas ocupadas electrificadas | Población | No. de personas por vivienda |
| 1970 | 62.91% | 5,716,842 | 3,596,557 | 23,662,870 | 4.14 |
| 1971 | 64.71% | 5,821,790 | 3,767,535 | 24,027,217 | 4.13 |
| 1972 | 66.49% | 5,930,102 | 3,942,828 | 24,397,174 | 4.11 |
| 1973 | 68.23% | 6,041,586 | 4,122,192 | 24,772,827 | 4.10 |
| 1974 | 69.94% | 6,156,075 | 4,305,357 | 25,154,264 | 4.09 |
| 1975 | 71.60% | 6,273,417 | 4,492,019 | 25,541,574 | 4.07 |
| 1976 | 73.23% | 6,393,485 | 4,681,849 | 25,934,848 | 4.06 |
| 1977 | 74.81% | 6,516,164 | 4,874,494 | 26,334,177 | 4.04 |
| 1978 | 76.33% | 6,641,361 | 5,069,574 | 26,739,655 | 4.03 |
| 1979 | 77.81% | 6,768,996 | 5,266,691 | 27,151,376 | 4.01 |
| 1980 | 79.22% | 6,899,004 | 5,465,428 | 27,569,437 | 4.00 |
| 1981 | 80.57% | 7,031,334 | 5,665,354 | 27,993,934 | 3.98 |
| 1982 | 81.88% | 7,164,063 | 5,866,029 | 28,424,968 | 3.97 |
| 1983 | 83.14% | 7,297,728 | 6,067,004 | 28,862,639 | 3.96 |
| 1984 | 84.33% | 7,432,817 | 6,267,829 | 29,307,048 | 3.94 |
| 1985 | 85.45% | 7,569,777 | 6,468,054 | 29,758,301 | 3.93 |
| 1986 | 86.49% | 7,709,011 | 6,667,235 | 30,216,501 | 3.92 |
| 1987 | 87.44% | 7,850,884 | 6,864,939 | 30,681,757 | 3.91 |
| 1988 | 88.31% | 7,995,725 | 7,060,743 | 31,154,176 | 3.90 |
| 1989 | 89.08% | 8,143,828 | 7,254,243 | 31,633,870 | 3.88 |
| 1990 | 89.75% | 8,295,458 | 7,445,052 | 32,120,949 | 3.87 |
| 1991 | 89.63% | 8,515,441 | 7,632,808 | 32,615,528 | 3.83 |
| 1992 | 90.60% | 8,628,201 | 7,817,173 | 32,962,862 | 3.82 |
| 1993 | 91.48% | 8,742,454 | 7,997,835 | 33,313,894 | 3.81 |
| 1994 | 92.28% | 8,858,220 | 8,174,513 | 33,668,665 | 3.80 |
| 1995 | 93.00% | 8,975,519 | 8,346,954 | 34,027,214 | 3.79 |
| 1996 | 93.63% | 9,094,371 | 8,514,936 | 34,389,581 | 3.78 |
| 1997 | 94.18% | 9,214,798 | 8,678,268 | 34,755,807 | 3.77 |
| 1998 | 94.64% | 9,336,818 | 8,836,788 | 35,125,933 | 3.76 |
| 1999 | 95.03% | 9,460,455 | 8,990,367 | 35,500,001 | 3.75 |
| 2000 | 95.27% | 9,585,728 | 9,132,143 | 35,878,053 | 3.74 |
| 2001 | 94.43% | 9,712,661 | 9,171,622 | 36,260,130 | 3.73 |
| 2002 | 94.60% | 9,879,100 | 9,345,902 | 36,669,682 | 3.71 |
| 2003 | 94.78% | 10,048,392 | 9,523,495 | 37,083,861 | 3.69 |
| 2004 | 94.95% | 10,220,585 | 9,704,461 | 37,502,717 | 3.67 |
| 2005 | 95.12% | 10,395,728 | 9,888,867 | 37,926,304 | 3.65 |
| 2006 | 95.30% | 10,573,873 | 10,076,776 | 38,354,676 | 3.63 |
| 2007 | 95.47% | 10,755,070 | 10,268,257 | 38,787,886 | 3.61 |
| 2008 | 95.65% | 10,939,373 | 10,463,376 | 39,225,989 | 3.59 |
| 2009 | 95.82% | 11,126,834 | 10,662,202 | 39,669,040 | 3.57 |
| 2010 | 96.00% | 11,317,507 | 10,864,807 | 40,117,096 | 3.54 |

[175] Banco Interamericano de Desarrollo.

## x. Anexo: Actividad Industrial como Porcentaje del PBI[176]

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1966 | 49,60% | 1991 | 32,72% |
| 1967 | 47,38% | 1992 | 30,68% |
| 1968 | 47,04% | 1993 | 29,23% |
| 1969 | 47,39% | 1994 | 29,02% |
| 1970 | 42,28% | 1995 | 28,44% |
| 1971 | 45,96% | 1996 | 28,82% |
| 1972 | 45,58% | 1997 | 29,53% |
| 1973 | 43,35% | 1998 | 29,00% |
| 1974 | 43,59% | 1999 | 28,29% |
| 1975 | 50,14% | 2000 | 28,06% |
| 1976 | 50,89% | 2001 | 27,04% |
| 1977 | 47,81% | 2002 | 32,40% |
| 1978 | 46,10% | 2003 | 34,90% |
| 1979 | 44,03% | 2004 | 33,87% |
| 1980 | 41,22% | 2005 | 33,49% |
| 1981 | 40,34% | 2006 | 34,21% |
| 1982 | 41,10% | 2007 | 32,31% |
| 1983 | 41,56% | 2008 | 31,16% |
| 1984 | 39,71% | 2009 | 29,97% |
| 1985 | 39,28% | 2010 | 29,90% |
| 1986 | 37,38% | 2011 | 29,78% |
| 1987 | 37,83% | 2012 | 28,93% |
| 1988 | 38,49% | 2013 | 28,51% |
| 1989 | 42,35% | 2014 | 28,69% |
| 1990 | 36,02% | 2015 | 27,77% |

[176] Banco de Datos del Banco Mundial, Argentina, Industria (% del PBI): http://datos.bancomundial.org/indicador/NV.IND.TOTL.ZS?locations=AR&view=chart

## xi. Anexo: Precio de la Energía Eléctrica en pesos argentinos por MWh

| Año | Precio Energía Mercado | Potencia | Sobrecostos | Precio Monómico |
|---|---|---|---|---|
| 2000 | 20 | 8 | 0 | 27 |
| 2001 | 15 | 8 | 0 | 23 |
| 2002 | 18 | 10 | 1 | 28 |
| 2003 | 26 | 11 | 2 | 39 |
| 2004 | 32 | 11 | 10 | 54 |
| 2005 | 44 | 10 | 12 | 66 |
| 2006 | 62 | 10 | 19 | 92 |
| 2007 | 76 | 10 | 33 | 119 |
| 2008 | 88 | 10 | 47 | 145 |
| 2009 | 97 | 13 | 52 | 162 |
| 2010 | 115 | 13 | 81 | 210 |
| 2011 | 119 | 19 | 132 | 270 |
| 2012 | 120 | 11 | 193 | 323 |
| 2013 | 120 | 11 | 238 | 369 |
| 2014 | 120 | 11 | 381 | 511 |
| 2015 | 120 | 11 | 472 | 603 |

## xii. Anexo: Producto Bruto Interno de la República Argentina (mil millones de US$)[177]

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1966 | 28,63048 | 1991 | 189,72 |
| 1967 | 24,25667 | 1992 | 228,7886 |
| 1968 | 26,43686 | 1993 | 236,7417 |
| 1969 | 31,25628 | 1994 | 257,44 |
| 1970 | 31,58421 | 1995 | 258,0318 |
| 1971 | 33,2932 | 1996 | 272,1498 |
| 1972 | 34,733 | 1997 | 292,859 |
| 1973 | 52,544 | 1998 | 298,9483 |
| 1974 | 72,43678 | 1999 | 283,523 |
| 1975 | 52,43865 | 2000 | 284,2038 |
| 1976 | 51,1695 | 2001 | 268,6968 |
| 1977 | 56,781 | 2002 | 97,724 |
| 1978 | 58,08287 | 2003 | 127,587 |
| 1979 | 69,25233 | 2004 | 164,6579 |
| 1980 | 76,96192 | 2005 | 199,4955 |
| 1981 | 78,67684 | 2006 | 233,5817 |
| 1982 | 84,30749 | 2007 | 288,8333 |
| 1983 | 103,9791 | 2008 | 363,1375 |
| 1984 | 79,092 | 2009 | 334,4904 |
| 1985 | 88,41667 | 2010 | 425,9161 |
| 1986 | 110,9344 | 2011 | 533,2003 |
| 1987 | 111,1062 | 2012 | 548,9346 |
| 1988 | 126,2068 | 2013 | 554,1552 |
| 1989 | 76,6369 | 2014 | 529,7262 |
| 1990 | 141,3524 | 2015 | 583,1686 |

[177] Banco de Datos del Banco Mundia, Argentina, PIB (US$ a precios actuales): http://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD?locations=AR

xiii. Anexo: Producto Industrial Anual de la Argentina (mil millones de US$)[178]:

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1966 | 14,20214393 | 1991 | 62,08117546 |
| 1967 | 11,4936368 | 1992 | 70,20139612 |
| 1968 | 12,43485723 | 1993 | 69,19757576 |
| 1969 | 14,81127681 | 1994 | 74,7207243 |
| 1970 | 13,3534215 | 1995 | 73,38847533 |
| 1971 | 15,29989148 | 1996 | 78,4385697 |
| 1972 | 15,83187431 | 1997 | 86,47702169 |
| 1973 | 22,77904936 | 1998 | 86,69922132 |
| 1974 | 31,57722155 | 1999 | 80,21976614 |
| 1975 | 26,29343239 | 2000 | 79,75628428 |
| 1976 | 26,04205019 | 2001 | 72,64294436 |
| 1977 | 27,14479997 | 2002 | 31,66285649 |
| 1978 | 26,77483704 | 2003 | 44,53070659 |
| 1979 | 30,49050113 | 2004 | 55,77646007 |
| 1980 | 31,72344766 | 2005 | 66,81093965 |
| 1981 | 31,73684304 | 2006 | 79,9098978 |
| 1982 | 34,65277871 | 2007 | 93,32576711 |
| 1983 | 43,20987632 | 2008 | 113,1536946 |
| 1984 | 31,40600079 | 2009 | 100,2574499 |
| 1985 | 34,72666754 | 2010 | 127,3433965 |
| 1986 | 41,46777715 | 2011 | 158,7974172 |
| 1987 | 42,03000033 | 2012 | 158,8011304 |
| 1988 | 48,57272689 | 2013 | 157,9745437 |
| 1989 | 32,45405032 | 2014 | 151,9712206 |
| 1990 | 50,91778254 | 2015 | 161,9432968 |

[178] Los datos se obtuvieron realizando el producto entre el PBI y el porcentaje del PBI correspondiente a la actividad industrial, cada año.

## xiv. Anexo: Potencia Instalada 1976-2015 - Ministerio de Energía

| AÑO | Térmica | Hidraulica | Nuclear | Otras | Potencia Instalada |
|---|---|---|---|---|---|
| **1976** | 5791 | 1721 | 370 | 0 | 7882 |
| **1977** | 5818 | 1920 | 370 | 0 | 8107 |
| **1978** | 5950 | 2920 | 370 | 0 | 9240 |
| **1979** | 5959 | 2920 | 370 | 0 | 9249 |
| **1980** | 6115 | 3601 | 370 | 0 | 10086 |
| **1981** | 6531 | 4625 | 370 | 0 | 11526 |
| **1982** | 6525 | 4625 | 370 | 0 | 11520 |
| **1983** | 7065 | 4813 | 1018 | 0 | 12896 |
| **1984** | 6949 | 5353 | 1018 | 0 | 13320 |
| **1985** | 7007 | 5965 | 1018 | 0 | 13990 |
| **1986** | 7076 | 6192 | 1018 | 0 | 14286 |
| **1987** | 7104 | 6567 | 1018 | 0 | 14689 |
| **1988** | 7075 | 6566 | 1018 | 0 | 14659 |
| **1989** | 7635 | 6466 | 1018 | 0 | 15119 |
| **1990** | 7763 | 6586 | 1018 | 0 | 15367 |
| **1991** | 7991 | 6586 | 1018 | 0 | 15595 |
| **1992** | 7991 | 6429 | 1018 | 0 | 15438 |
| **1993** | 8128 | 7129 | 1018 | 0 | 16275 |
| **1994** | 8647 | 7984 | 1018 | 0 | 17649 |
| **1995** | 9280 | 8220 | 1018 | 0 | 18518 |
| **1996** | 9465 | 8761 | 1018 | 1 | 19245 |
| **1997** | 9972 | 9161 | 1018 | 12 | 20163 |
| **1998** | 10940 | 9326 | 1018 | 14 | 21298 |
| **1999** | 12537 | 9581 | 1018 | 15 | 23151 |
| **2000** | 13595 | 9581 | 1018 | 15 | 24209 |
| **2001** | 14667 | 9612 | 1018 | 25 | 25323 |
| **2002** | 14691 | 9762 | 1018 | 26 | 25497 |
| **2003** | 14854 | 9780 | 1018 | 26 | 25679 |
| **2004** | 14855 | 9898 | 1018 | 28 | 25799 |
| **2005** | 14807 | 9920 | 1018 | 28 | 25774 |
| **2006** | 14711 | 9920 | 1018 | 28 | 25678 |
| **2007** | 14790 | 9945 | 1018 | 28 | 25782 |
| **2008** | 16317 | 9991 | 1018 | 28 | 27355 |
| **2009** | 17260 | 10024 | 1018 | 28 | 28330 |
| **2010** | 17939 | 10025 | 1018 | 28 | 29010 |
| **2011** | 18764 | 10025 | 1018 | 61 | 29868 |
| **2012** | 19813 | 10032 | 1018 | 143 | 31006 |
| **2013** | 18794 | 11095 | 1018 | 127 | 31034 |
| **2014** | 18943 | 11108 | 1018 | 161 | 31230 |
| **2015** | 18943 | 11108 | 1018 | 198 | 31267 |

## xv. Anexo: Extracto Informe Anual Cammesa

| Año | Potencia Instalada GW | Potencia Disponible GW | Picos de Potencia Demandada GW | Porcentaje Utilizado en Picos |
|---|---|---|---|---|
| **2012** | 30,918 | 24,652 | 23,794 | 0,965 |
| **2013** | 31,089 | 24,498 | 24,034 | 0,981 |
| **2014** | 31,405 | 24,949 | 23,949 | 0,960 |
| **2015** | 31,815 | 25,794 | 25,380 | 0,984 |

## xvi. Anexo: Potencia Máxima Demandada (Cammesa)

| Año | Potencia Maxima Demandada |
|---|---|
| **1992** | 9035 |
| **1993** | 9325 |
| **1994** | 10104 |
| **1995** | 10213 |
| **1996** | 11243 |
| **1997** | 11776 |
| **1998** | 12269 |
| **1999** | 12730 |
| **2000** | 13754 |
| **2001** | 14061 |
| **2002** | 13481 |
| **2003** | 14359 |
| **2004** | 15032 |
| **2005** | 16143 |
| **2006** | 17395 |
| **2007** | 18345 |
| **2008** | 19126 |
| **2009** | 19566 |
| **2010** | 20843 |
| **2011** | 21564 |
| **2012** | 21949 |
| **2013** | 23794 |
| **2014** | 24034 |
| **2015** | 23949 |

## xvii. Anexo: Resolución 394/2007[179]:

Modificanse los derechos de exportación aplicables a un conjunto de hidrocarburos. Fíjense valores de referencia y de corte para hidrocarburos. Fórmula para el cálculo de la alícuota de exportación. Derógase la Resolución Nº 532/2004.

Bs. As., 15/11/2007

VISTO el Expediente Nº S01:0440641/2007 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, y

CONSIDERANDO:

Que los precios internacionales del petróleo y sus derivados han registrado fuertes incrementos en los últimos meses, siendo por lo tanto necesario desvincular a la economía local de dichas circunstancias, protegiendo al consumidor de los posibles perjuicios que pudieren acontecer como asimismo atenuar su impacto sobre el nivel de actividad, empleo y precios internos.

Que por otra parte el ESTADO NACIONAL debe procurar captar las rentas extraordinarias que se generan en diferentes sectores de actividad, en especial cuando se trata de recursos naturales no renovables.

Que teniendo en cuenta lo manifestado, la situación descripta se observa con claridad en el sector de hidrocarburos.

Que aún después de deducidos los derechos de exportación que por esta resolución se establecen, la rentabilidad resultante será la adecuada para el giro normal de la actividad.

Que el Decreto Nº 310 de fecha 13 de febrero de 2002 y sus modificaciones y complementarias, prorrogado por la Ley Nº 26.217 y el Decreto Nº 509 de fecha 15 de mayo de 2007 y sus modificaciones, establecieron los derechos de exportación aplicables a las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M.), consignadas en el Anexo XV de dicha norma.

Que por lo expuesto, se entiende conveniente modificar los derechos de exportación aplicables a un conjunto de estos productos, a fin de asegurar la competitividad de la economía nacional.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente resolución se dicta en función de lo previsto en las Leyes Nros. 22.415 (Código Aduanero), 25.561 y 26.217, la Ley de Ministerios (texto ordenado por Decreto Nº 438/ 92) y sus modificaciones, y en uso de las facultades conferidas por el Artículo 3º del Decreto Nº 809 de fecha 13 de mayo de 2002, el Artículo 2º del Decreto Nº 645 de fecha 26 de mayo de 2004 y el Decreto Nº 2752 de fecha 26 de diciembre de 1991.

Por ello,

EL MINISTRO DE ECONOMIA Y PRODUCCION

[179] http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/130000-134999/134579/norma.htm

RESUELVE:

Artículo 1º — Derógase la Resolución Nº 532 de fecha 4 de agosto de 2004 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION.
Art. 2º — Fíjase los valores de referencia y de corte para los hidrocarburos que figuran en el Anexo I que forma parte integrante de la presente resolución.
Art. 3º — Se define como precio internacional al precio de los hidrocarburos vigente en mercados de referencia considerados como tales por su representatividad y relevancia, como alternativa de exportación desde la REPÚBLICA ARGENTINA.
Art. 4º — Para todos los hidrocarburos que figuran en el Anexo I y para el caso que el precio internacional supere o iguale al valor de referencia, la alícuota de exportación se calculará con la siguiente fórmula:

$$d = \frac{Pi - VC}{VC} \chi 100$$

donde:
d: Derecho de Exportación
Pi = Precio Internacional
VC = Valor de Corte

Art. 5º — Si el precio internacional fuera inferior al valor de referencia se aplicará una alícuota del CUARENTA Y CINCO POR CIENTO (45%).
Art. 6º — En el caso que el precio internacional del petróleo, fuese inferior a DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y CINCO (U$S 45) por barril, se procederá a determinar los porcentajes a aplicar, en un plazo de NOVENTA (90) días hábiles.
Art. 7º — A los efectos de aplicar el valor del Precio Internacional (Pi) de los productos incluidos en el Anexo I, la Dirección General de Aduanas dependiente de la ADMINISTRACIÓN FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, considerará las cotizaciones diarias de dicho precio.
Art. 8º — La Dirección Nacional de Refinación y Comercialización, dependiente de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, fijará diariamente el precio citado en el Artículo 7º de la presente medida.
Art. 9º — Los productos incluidos en el Anexo II, que forma parte integrante del presente acto, para los cuales no se definieron valores de corte y referencia, tendrán una alícuota del derecho de exportación en porcentaje igual a la que resulte para el petróleo crudo. (Posición arancelaria 2709.00.10).
Art. 10. — Sustitúyese en el Anexo XV del Decreto Nº 509 de fecha 15 de mayo de 2007 y sus modificaciones, los respectivos derechos de exportación para las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M.) que se enumeran en los Anexos I y II, que forman parte integrante de la presente resolución, los que serán calculados de acuerdo a lo establecido en los Artículos 4º, 5º y 9º de esta medida.
Art. 11. — Derógase toda normativa que resulte contraria a lo establecido en los artículos precedentes.
Art. 12. — La presente resolución comenzará a regir a partir del día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.
Art. 13. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Miguel G. Peirano.

ANEXO I

| | | En US$/M3 | | En US$/Bbl | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Valor de Corte | Valor de referencia | Valor de Corte | Valor de referencia |
| **2709.00** | **ACEITES CRUDOS DE PETRÓLEO O DE MINERAL BITUMINOSO.** | | | | |
| 2709.00.10 | De petróleo | 264 | 383 | 42 | 60,9 |
| 2709.00.90 | Los demás | 264 | 383 | 42 | 60,9 |
| **27.10** | **ACEITES DE PETRÓLEO O DE MINERAL BITUMINOSO, EXCEPTO LOS ACEITES CRUDOS; PREPARACIONES NO EXPRESADAS NI COMPRENDIDAS EN OTRA PARTE, CON UN CONTENIDO DE ACEITES DE PETRÓLEO O DE MINERAL BITUMINOSO SUPERIOR O IGUAL AL 70% EN PESO, EN LAS QUE ESTOS ACEITES CONSTITUYAN EL ELEMENTO BASE; DESECHOS DE ACEITES.** | | | | |
| 2710.11 | - - Aceites livianos (ligeros)* y preparaciones | | | | |
| 2710.11.10 | Hexano comercial | 467 | 677 | 74 | 108 |
| 2710.11.30 | Aguarrás mineral («white spirit») | 391 | 568 | 62 | 90 |
| 2710.11.4 | Naftas | | | | |
| 2710.11.41 | Para petroquímica | 243 | 352 | 39 | 56 |
| 2710.11.49 | Las demás | 490 | 711 | 78 | 113 |
| 2710.19.1 | Querosenos | | | | |
| 2710.19.11 | De aviación | 437 | 634 | 70 | 101 |
| 2710.19.2 | Otros aceites combustibles | | | | |
| 2710.19.22 | Fuel («fuel oil») | 263 | 381 | 42 | 61 |
| 2710.19.29 | Los demás | 137 | 199 | 22 | 32 |
| 2710.19.3 | Aceites lubricantes | | | | |
| 2710.19.31 | Sin aditivos | 759 | 1.101 | 121 | 175 |
| 2710.19.32 | Con aditivos | 1.092 | 1.583 | 174 | 252 |

*(Nota Infoleg: por art. 1° de la Resolución N° 813/2010 de la Secretaría de Energía B.O. 1/9/2010 se ratifica que el valor de corte para aceites crudos de petróleo o de mineral bituminoso establecido por el presente Anexo, equivalente a DÓLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y DOS EL BARRIL (U$S 42 Bbl), se considera como el precio piso efectivo de comercialización del crudo sobre el cual se debe aplicar, el ajuste por calidad positivo a los efectos del cálculo para la liquidación de regalías hidrocarburíferas desde el 9 de enero de 2008)*

ANEXO II

| | |
|---|---|
| **27.10** | **ACEITES DE PETRÓLEO O DE MINERAL BITUMINOSO, EXCEPTO LOS ACEITES CRUDOS; PREPARACIONES NO EXPRESADAS NI COMPRENDIDAS EN OTRA PARTE, CON UN CONTENIDO DE ACEITES DE PETRÓLEO O DE MINERAL BITUMINOSO SUPERIOR O IGUAL AL 70% EN PESO, EN LAS QUE ESTOS ACEITES CONSTITUYAN EL ELEMENTO BASE; DESECHOS DE ACEITES** |
| 2710.11 | - - Aceites livianos (ligeros) y preparaciones |
| 2710.11.2 | Mezclas de alquilidenos |
| 2710.11.21 | Diisobutileno |
| 2710.11.29 | Las demás |
| 2710.11.5 | Gasolinas |
| 2710.11.51 | De aviación |
| 2710.11.59 | Las demás |
| 2710.11.60 | Mezcla de hidrocarburos acíclicos y cíclicos, saturados, derivados de fracciones del petróleo, con un contenido de hidrocarburos aromáticos inferior al 2 % en peso, cuya curva de destilación según el método ASTM D 86 presenta un punto inicial mínimo de 70° C y una proporción de destilado superior o igual al 90 % en volumen a 210° C |
| 2710.11.90 | Los demás |
| 2710.19.1 | Querosenos |
| 2710.19.19 | Los demás |
| 2710.19.2 | Otros aceites combustibles |
| 2710.19.21 | Gasóleo («gas oil») |
| 2710.19.9 | Los demás |
| 2710.19.91 | Aceites minerales blancos (aceites de vaselina o de parafina) |
| 2710.19.92 | Líquidos para transmisiones hidráulicas |
| 2710.19.93 | Aceites para aislación eléctrica |
| 2710.19.94 | Mezcla de hidrocarburos acíclicos y cíclicos, saturados, derivados de fracciones del petróleo, con un contenido de hidrocarburos aromáticos inferior al 2 % en peso, que destila según el método ASTM D 86 una proporción inferior al 90 % en volumen a 210° C con un punto final máximo de 360° C |
| 2710.19.99 | Los demás |
| **27.12** | **VASELINA; PARAFINA, CERA DE PETRÓLEO MICROCRISTALINA, «SLACK WAX», OZOQUERITA, CERA DE LIGNITO, CERA DE TURBA, DEMÁS CERAS MINERALES Y PRODUCTOS SIMILARES OBTENIDOS POR SÍNTESIS O POR OTROS PROCEDIMIENTOS, INCLUSO COLOREADOS.** |
| 2712.10.00 | - Vaselina |
| 2712.20.00 | - Parafina con un contenido de aceite inferior al 0,75 % en peso |
| 2712.90.00 | - Los demás |
| **27.13** | **COQUE DE PETRÓLEO, BETÚN DE PETRÓLEO Y DEMÁS RESIDUOS DE LOS ACEITES DE PETRÓLEO O DE MINERAL BITUMINOSO.** |
| | - Coque de petróleo: |
| 2713.11.00 | - - Sin calcinar |
| 2713.12.00 | - - Calcinado |
| 2713.20.00 | - Betún de petróleo |
| 2713.90.00 | - Los demás residuos de los aceites de petróleo o de mineral bituminoso |
| **27.14** | **BETUNES Y ASFALTOS NATURALES; PIZARRAS Y ARENAS BITUMINOSAS; ASFALTITAS Y ROCAS ASFÁLTICAS.** |
| 2714.10.00 | - Pizarras y arenas bituminosas |
| 2714.90.00 | - Los demás |
| **2715.00.00** | **MEZCLAS BITUMINOSAS A BASE DE ASFALTO O DE BETÚN NATURALES, DE BETÚN DE PETRÓLEO, DE ALQUITRÁN MINERAL O DE BREA DE ALQUITRÁN MINERAL (POR EJEMPLO: MÁSTIQUES BITUMINOSOS, «CUT BACKS»).** |

xviii. Anexo: Volúmenes de Gas Natural Importado por la República Argentina (en miles de m3)[180]:

| Año | Bolivia | GNL | Total |
|---|---|---|---|
| 2005 | 1.734.946 | 0 | 1.734.946 |
| 2006 | 1.670.288 | 0 | 1.670.288 |
| 2007 | 1.756.949 | 0 | 1.756.949 |
| 2008 | 959.881 | 488.649 | 1.448.530 |
| 2009 | 1.767.557 | 904.969 | 2.672.526 |
| 2010 | 1.845.372 | 1.766.891 | 3.612.263 |
| 2011 | 2.828.580 | 4.081.205 | 6.909.785 |
| 2012 | 4.855.377 | 4.650.750 | 9.506.127 |
| 2013 | 5.965.059 | 5.844.534 | 11.809.593 |
| 2014 | 6.033.954 | 5.866.035 | 11.899.989 |

[180] Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).

xix. Anexo: Producción Total de Gas de la República Argentina (millones de m3)[181]:

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1966 | 5.962 | 1991 | 23.815 |
| 1967 | 6.468 | 1992 | 25.328 |
| 1968 | 7.054 | 1993 | 26.729 |
| 1969 | 7.007 | 1994 | 27.815 |
| 1970 | 7.664 | 1995 | 30.505 |
| 1971 | 8.117 | 1996 | 34.641 |
| 1972 | 8.316 | 1997 | 37.076 |
| 1973 | 8.914 | 1998 | 38.636 |
| 1974 | 9.427 | 1999 | 42.426 |
| 1975 | 10.275 | 2000 | 45.135 |
| 1976 | 11.032 | 2001 | 45.974 |
| 1977 | 11.663 | 2002 | 45.873 |
| 1978 | 11.504 | 2003 | 50.667 |
| 1979 | 12.815 | 2004 | 52.385 |
| 1980 | 13.466 | 2005 | 51.573 |
| 1981 | 13.629 | 2006 | 51.779 |
| 1982 | 15.523 | 2007 | 51.006 |
| 1983 | 17.181 | 2008 | 50.514 |
| 1984 | 18.764 | 2009 | 48.418 |
| 1985 | 19.113 | 2010 | 47.109 |
| 1986 | 19.246 | 2011 | 45.524 |
| 1987 | 19.168 | 2012 | 44.124 |
| 1988 | 22.734 | 2013 | 41.708 |
| 1989 | 24.207 | 2014 | 41.484 |
| 1990 | 23.018 | 2015 | 42.896 |

[181] Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Estadísticas Interactivas: http://www.iapg.org.ar/estadisticasnew/

## xx. Anexo: Proyección de Precios en Escenario I (en $/MWh)[182]:

| Año | Sin modificación | Incremento del 10% | Decremento del 10% |
|---|---|---|---|
| 2016 | 120 | 120,00 | 120,00 |
| 2017 | 120 | 132,00 | 108,00 |
| 2018 | 120 | 145,20 | 97,20 |
| 2019 | 120 | 159,72 | 87,48 |
| 2020 | 120 | 175,69 | 78,73 |
| 2021 | 120 | 193,26 | 70,86 |
| 2022 | 120 | 212,59 | 63,77 |
| 2023 | 120 | 233,85 | 57,40 |
| 2024 | 120 | 257,23 | 51,66 |
| 2025 | 120 | 282,95 | 46,49 |
| 2026 | 120 | 311,25 | 41,84 |
| 2027 | 120 | 342,37 | 37,66 |
| 2028 | 120 | 376,61 | 33,89 |
| 2029 | 120 | 414,27 | 30,50 |
| 2030 | 120 | 455,70 | 27,45 |
| 2031 | 120 | 501,27 | 24,71 |
| 2032 | 120 | 551,40 | 22,24 |
| 2033 | 120 | 606,54 | 20,01 |
| 2034 | 120 | 667,19 | 18,01 |
| 2035 | 120 | 733,91 | 16,21 |
| 2036 | 120 | 807,30 | 14,59 |
| 2037 | 120 | 888,03 | 13,13 |

[182] Las proyecciones se realizaron con los respectivos factores incrementales interanuales (1,1 para un incremento del 10%; 1 en caso no haber modificación en el precio spot; 0,9 para un decremento del 10%).

## xxi. Anexo: Tipo de Cambio Peso-Dólar Promedio Histórico y Proyección (en $/USD)[183]:

| | |
|---|---|
| 2011 | 4,35 |
| 2012 | 5,74 |
| 2013 | 8,72 |
| 2014 | 12,52 |
| 2015 | 14,00 |
| 2016 | 14,99 |
| 2017 | 17,92 |
| 2018 | 21,21 |
| 2019 | 23,53 |
| 2020 | 25,99 |
| 2021 | 28,19 |
| 2022 | 30,16 |
| 2023 | 31,90 |
| 2024 | 33,43 |
| 2025 | 34,77 |
| 2026 | 35,92 |
| 2027 | 36,91 |
| 2028 | 37,74 |
| 2029 | 38,42 |
| 2030 | 38,96 |
| 2031 | 39,38 |
| 2032 | 39,68 |
| 2033 | 39,88 |
| 2034 | 39,97 |
| 2035 | 39,97 |

[183] Los datos históricos del tipo de cambio corresponden al mercado informal (Blue).

| | |
|---|---|
| 2036 | 39,88 |

Los datos correspondientes a los años 2011 a 2016 corresponden al tipo de cambio histórico peso-dólar de los últimos 5 años.
Los datos correspondientes a los años 2017-2019 corresponden a la proyección del tipo de cambio realizada por el Ministerio de Hacienda y Finanzas de la Nación[184].
La proyección de los datos correspondientes a los años 2020-2036 se obtuvieron en función de un análisis de regresión. Dicho análisis de regresión analiza la tendencia del tipo de cambio en función del tiempo. Se optó por la elección de un modelo de regresión lineal con suavización de pendiente a largo plazo, no solo por el alto grado de adaptación de los datos a dicho esquema, sino por la expectativa de evolución del tipo de cambio en el futuro (con tendencia creciente pero presentando una progresiva desaceleración). Dicha expectativa se basa en los siguientes supuestos (sobre los cuales se basó el Ministerio de Hacienda y Finanzas de la Nación para realizar su proyección) :

- Apreciación de la moneda local: la expectativa de crecimiento económico de la Argentina en el futuro y el ingreso de capitales extranjeros generará un incremento en las reservas nacionales, apreciando la moneda local.
- El sinceramiento de la economía y las cuentas nacionales reducirá la incertidumbre respecto de la economía y aumenta la confianza en la moneda local, lo cual incentiva las inversiones extranjeras y limita las probabilidades de una fuga de divisas.
- Reducción de la emisión monetaria: en línea con las políticas recientes del gobierno (2016-2019), se limitará la emisión monetaria. Como consecuencia, se limitará la inflación, limitando la disparidad entre el valor real de ambas monedas.

De cumplirse dichos supuestos, se espera proyectar el tipo de cambio siguiendo una tendencia creciente con pendiente suavizada respecto del tiempo. La proyección de los datos correspondientes a los años 2020-2036 se basó en los datos históricos de los años 2011-2016 y los datos proyectados por el gobierno de los años 2017-2019, con los siguientes parámetros:

- Tendencia: 4.1
- Factor de Suavizado: 0.04

[184] Proyección de las principales variables macroeconómicas del Ministerio de Hacienda y Finanzas: http://www.infobae.com/economia/2016/09/15/el-gobierno-estimo-la-cotizacion-del-dolar-hasta-2019/

## xxii. Anexo: Proyección de Precios Dolarizados en Escenario I (en USD/MWh)[185].

| Año | Sin modificación | Incremento del 10% | Decremento del 10% |
|---|---|---|---|
| 2016 | 8,01 | 8,01 | 8,01 |
| 2017 | 6,70 | 7,37 | 6,03 |
| 2018 | 5,66 | 6,85 | 4,58 |
| 2019 | 5,10 | 6,79 | 3,72 |
| 2020 | 4,62 | 6,76 | 3,03 |
| 2021 | 4,26 | 6,85 | 2,51 |
| 2022 | 3,98 | 7,05 | 2,11 |
| 2023 | 3,76 | 7,33 | 1,80 |
| 2024 | 3,59 | 7,69 | 1,55 |
| 2025 | 3,45 | 8,14 | 1,34 |
| 2026 | 3,34 | 8,66 | 1,16 |
| 2027 | 3,25 | 9,28 | 1,02 |
| 2028 | 3,18 | 9,98 | 0,90 |
| 2029 | 3,12 | 10,78 | 0,79 |
| 2030 | 3,08 | 11,70 | 0,70 |
| 2031 | 3,05 | 12,73 | 0,63 |
| 2032 | 3,02 | 13,89 | 0,56 |
| 2033 | 3,01 | 15,21 | 0,50 |
| 2034 | 3,00 | 16,69 | 0,45 |
| 2035 | 3,00 | 18,36 | 0,41 |
| 2036 | 3,01 | 20,24 | 0,37 |
| 2037 | 3,02 | 22,36 | 0,33 |

[185] Cruce de datos entre proyección de precios y proyección de tipo de cambio peso-dólar.

## xxiii. Anexo: Factor de Incentivo:

| | |
|---|---|
| 2017 | 1,2 |
| 2018 | 1,15 |
| 2019 | 1,15 |
| 2020 | 1,15 |
| 2021 | 1,15 |
| 2022 | 1,10 |
| 2023 | 1,10 |
| 2024 | 1,10 |
| 2025 | 1,05 |
| 2026 | 1,05 |
| 2027 | 1,05 |
| 2028 | 1 |
| 2029 | 1 |
| 2030 | 1 |
| 2031 | 1 |
| 2032 | 1 |
| 2033 | 0,9 |
| 2034 | 0,9 |
| 2035 | 0,9 |
| 2036 | 0,8 |
| 2037 | 0,8 |
| 2038 y posteriores | 0,8 |

xxiv. Anexo: Factor de Ajuste:

| | |
|---|---|
| 2017 | 1,0171 |
| 2018 | 1,0344 |
| 2019 | 1,0521 |
| 2020 | 1,0701 |
| 2021 | 1,0883 |
| 2022 | 1,1069 |
| 2023 | 1,1258 |
| 2024 | 1,1450 |
| 2025 | 1,1646 |
| 2026 | 1,1845 |
| 2027 | 1,2047 |
| 2028 | 1,2253 |
| 2029 | 1,2462 |
| 2030 | 1,2675 |
| 2031 | 1,2891 |
| 2032 | 1,3111 |
| 2033 | 1,3335 |
| 2034 | 1,3563 |
| 2035 | 1,3794 |
| 2036 | 1,4030 |

## xxv. Anexo: Proyección del PBI Industrial [USD precios 2015][186]

| Año | Proyección PBI generado por la industria [USD precios 2015] |
|---|---|
| 2016 | $ 165.995.185.990,62 |
| 2017 | $ 168.991.648.605,65 |
| 2018 | $ 171.918.058.783,87 |
| 2019 | $ 174.775.517.927,76 |
| 2020 | $ 177.565.112.416,97 |
| 2021 | $ 180.287.913.798,70 |
| 2022 | $ 182.944.978.975,64 |
| 2023 | $ 185.537.350.391,75 |
| 2024 | $ 188.066.056.215,73 |
| 2025 | $ 190.532.110.522,28 |
| 2026 | $ 192.936.513.471,16 |
| 2027 | $ 195.280.251.484,10 |
| 2028 | $ 197.564.297.419,53 |
| 2029 | $ 199.789.610.745,19 |
| 2030 | $ 201.957.137.708,68 |
| 2031 | $ 204.067.811.505,92 |
| 2032 | $ 206.122.552.447,53 |
| 2033 | $ 208.122.268.123,25 |
| 2034 | $ 210.067.853.564,29 |
| 2035 | $ 211.960.191.403,79 |
| 2036 | $ 213.800.152.035,24 |

[186] Elaboración propia

## xxvi. Anexo: Proyección PBI [USD precios 2015][187]

| Año | Proyección PBI (USD precios actuales 2015) |
|---|---|
| 2015 | $ 583.168.571.071 |
| 2016 | $ 597.011.423.888 |
| 2017 | $ 607.255.134.972 |
| 2018 | $ 617.259.364.702 |
| 2019 | $ 627.027.878.335 |
| 2020 | $ 636.564.389.768 |
| 2021 | $ 645.872.562.196 |
| 2022 | $ 654.956.008.747 |
| 2023 | $ 663.818.293.120 |
| 2024 | $ 672.462.930.216 |
| 2025 | $ 680.893.386.750 |
| 2026 | $ 689.113.081.872 |
| 2027 | $ 697.125.387.762 |
| 2028 | $ 704.933.630.237 |
| 2029 | $ 712.541.089.334 |
| 2030 | $ 719.950.999.897 |
| 2031 | $ 727.166.552.149 |
| 2032 | $ 734.190.892.267 |
| 2033 | $ 741.027.122.938 |
| 2034 | $ 747.678.303.916 |
| 2035 | $ 754.147.452.573 |
| 2036 | $ 760.437.544.437 |

[187] Elaboración propia

## xxvii. Anexo: Proyección de la Demanda Residencial[188].

| Año | Proyección Demanda Residencial (GWh) |
|---|---|
| 2015 | $ 52.861 |
| 2016 | $ 54.090 |
| 2017 | $ 55.218 |
| 2018 | $ 56.324 |
| 2019 | $ 57.311 |
| 2020 | $ 57.535 |
| 2021 | $ 57.753 |
| 2022 | $ 57.967 |
| 2023 | $ 58.175 |
| 2024 | $ 58.378 |
| 2025 | $ 58.575 |
| 2026 | $ 58.768 |
| 2027 | $ 58.956 |
| 2028 | $ 59.140 |
| 2029 | $ 59.318 |
| 2030 | $ 59.492 |
| 2031 | $ 59.662 |
| 2032 | $ 59.827 |
| 2033 | $ 59.987 |
| 2034 | $ 60.143 |
| 2035 | $ 60.295 |
| 2036 | $ 60.443 |

[188] Elaboración propia

## xxviii. Anexo : Energía Cinética del Viento (en joules) en Función de la Velocidad (en m/s)[189]

| Velocidad | Energía Cinética | Velocidad | Energía Cinética |
|---|---|---|---|
| 0 | 0 | 21 | 220,5 |
| 1 | 0,5 | 22 | 242 |
| 2 | 2 | 23 | 264,5 |
| 3 | 4,5 | 24 | 288 |
| 4 | 8 | 25 | 312,5 |
| 5 | 12,5 | 26 | 338 |
| 6 | 18 | 27 | 364,5 |
| 7 | 24,5 | 28 | 392 |
| 8 | 32 | 29 | 420,5 |
| 9 | 40,5 | 30 | 450 |
| 10 | 50 | 31 | 480,5 |
| 11 | 60,5 | 32 | 512 |
| 12 | 72 | 33 | 544,5 |
| 13 | 84,5 | 34 | 578 |
| 14 | 98 | 35 | 612,5 |
| 15 | 112,5 | 36 | 648 |
| 16 | 128 | 37 | 684,5 |
| 17 | 144,5 | 38 | 722 |
| 18 | 162 | 39 | 760,5 |

[189] Datos obtenidos a partir de la fórmula de la energía cinética, para un cuerpo de aire de masa 1 kg y densidad constante.

| | | | |
|---|---|---|---|
| 19 | 180,5 | 40 | 800 |
| 20 | 200 | 41 | 840,5 |

## xxix. Anexo: Demostración de la Ecuación de la Potencia del Viento

La energía *E* que circula por el área del rotor de un aerogenerador horizontal es la energía cinética *K* de la masa de aire que circula por ésta. Dicha masa es aquella existente en el volumen de aire que atraviesa el área del rotor del aerogenerador, en un determinado período de tiempo. Dicho flujo volumétrico se calcula según:

$$Q_v = Av$$

Donde A es el área del rotor y v es la velocidad del viento (la cual se asume constante y perpendicular a A).

La masa de aire contenida en dicho flujo volumétrico es equivalente al flujo másico, calculado según:

$$Q_m = \rho Q_v = \rho A v$$

Siendo $\rho$ la densidad del aire (la cual se supone constante a bajas velocidades).

Para un determinado tiempo t, la cantidad de masa *m* que habrá circulado a través de A será:

$$m = Q_m t = \rho A v t$$

Por lo tanto, la energía cinética que circula a través de A en un determinado tiempo t es la energía cinética de la masa m que haya circulado en dicho período, calculada según:

$$K = \frac{1}{2} m v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 t$$

Siendo K igual a la energía total E que circula por A, ya que la energía del viento se presenta solamente en forma de energía cinética.

La potencia del viento es la tasa de flujo de energía a través del área A, es decir, la cantidad de energía circulante a través de A por unidad de tiempo, calculada según:

$$P = \frac{\partial E}{\partial t} = \frac{\partial K}{\partial t}$$

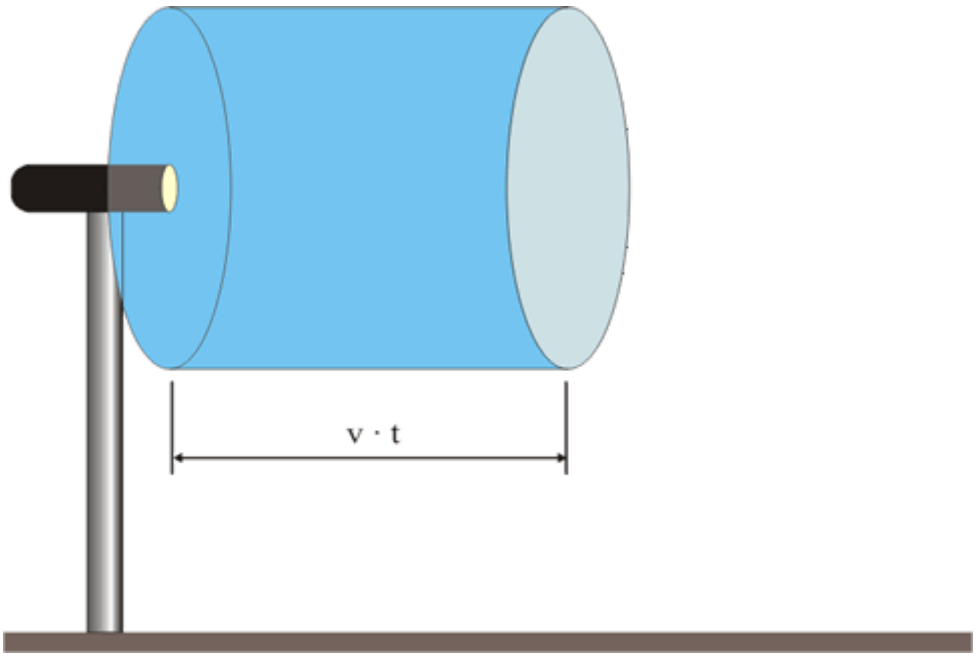
$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Teniendo en cuenta que el área de un rotor es un círculo de radio *r*:

$$A = \pi r^2$$

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 \pi r^2$$

En la siguiente imagen se puede observar el volumen de aire que atraviesa el área del rotor del aerogenerador en un tiempo t:




Dicho volumen V se calcula según:

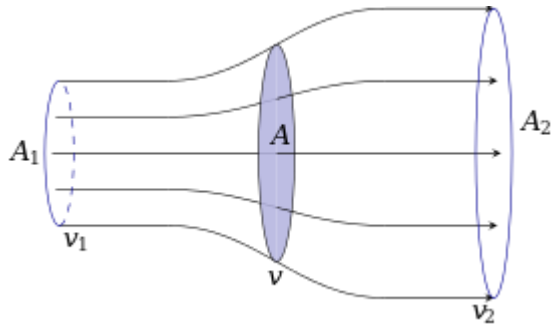
$$V = vtA$$

Al multiplicar dicho volumen por la densidad del aire, se obtiene la masa de aire que atraviesa el área del rotor del aerogenerador en un tiempo t, concordante con la fórmula citada en la demostración:

$$m = vtA\rho$$

## xxx. Anexo: Demostración de la Ley de Betz:

Sea que la reducción de la velocidad del viento ocurre solamente a partir de transferencia de energía a las palas del aerogenerador. En ese caso, debido a la ecuación de la continuidad, la sección de salida $A_2$ es mayor que la sección de entrada $A_1$ y que el área A del rotor del aerogenerador. Adicionalmente, la velocidad de salida $v_2$ es menor que la velocidad del viento al momento de atravesar el área del rotor (v), la cual a su vez es menor que la velocidad de entrada $v_1$.




Donde las velocidades indicadas son las velocidades promedio en sus respectivas secciones.

A partir de la Ley de Froude:

$$v = \frac{1}{2}(v_1 + v_2)$$

El flujo másico a través del área del rotor del aerogenerador será el mismo que en las otras secciones:

$$Q_m = \rho A v = \rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2$$

Debido a que toda la energía extraída del viento se refleja como una pérdida de energía cinética (en función de una caída en la velocidad), la potencia extraída por el rotor es:

$$P_{extraida} = P_{entrada} - P_{salida}$$

$$P_{extraida} = \frac{1}{2}\rho A_1 v_1^3 - \frac{1}{2}\rho A_2 v_2^3$$

$$P_{extraida} = \frac{1}{2}\rho A_1 v_1^3 - \frac{1}{2}\rho A_2 v_2^3$$

A partir de la fórmula del flujo másico, es posible reducir la ecuación a la siguiente expresión:

$$P_{extraida} = \frac{1}{2}Q_m(v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2}\rho A v(v_1^2 - v_2^2)$$

Reemplazando la fórmulas de la Ley de Froude en esta última:

$$P_{extraida} = \frac{1}{4}\rho A(v_1 + v_2)(v_1^2 - v_2^2)$$

El ratio entre la potencia extraída por el rotor y la potencia entrante (sin perturbar) es:

$$\frac{P_{extraida}}{P_{entrada}} = \frac{1}{2}(1 + \frac{v_2}{v_1})(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2})$$

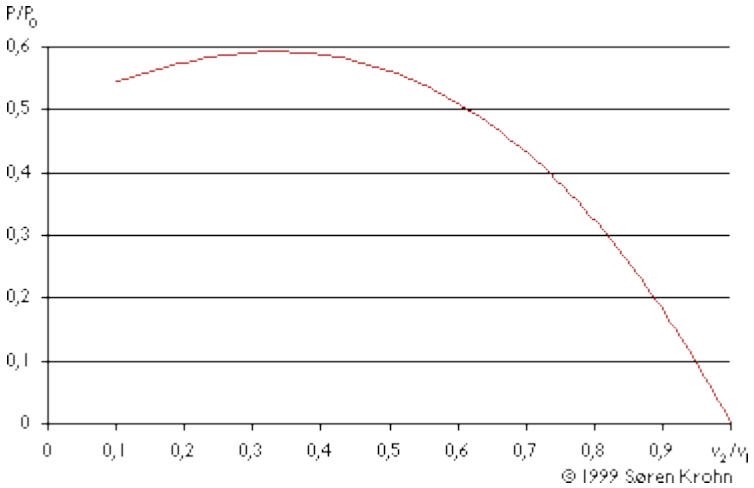
Encontrando el óptimo de la función, es posible obtener el máximo valor del ratio de potencias para determinado ratio entre las velocidades de salida y de entrada. El valor numérico de dicho

ratio de potencias expresa el máximo porcentaje de potencia que se es capaz de extraer de determinada potencia entrante. Al derivar el ratio de potencias respecto del ratio de velocidades[190], e igualar la derivada a cero, se obtienen los siguientes valores:

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}$$

$$\frac{P_{extraida}}{P_{entrada}} = \frac{16}{27} = 0{,}593$$

Graficamente:




[190] Se resuelve a partir de realizar cambios de variables para ambos ratios.

## xxxi. Anexo: Torres de Medición Meteorológicas:

Las torres meteorológicas tienen como función la medición de distintas variables ambientales para un punto determinado. Las variables generalmente medidas son:

- Velocidad del viento
- Dirección del viento
- Temperatura
- Presión
- Humedad

Las mediciones se realizan a partir de instrumentos especializados, que recopilan datos continuamente y los almacenan en bases de datos, para luego ser enviados a su centro de análisis designado. Los instrumentos más comúnmente utilizados son:

- Anemómetro: Instrumento utilizado para la medición de la velocidad del viento. Se suelen colocar a distintas alturas[191], a fin de obtener mediciones para todos los puntos posibles dentro del área de barrido del rotor. Suelen colocarse seis anemómetros por torre, a tres alturas distintas, aunque terrenos con topografías complejas pueden requerir de mayor cantidad de anemómetros. A su vez, los hay de mayor o menor incertidumbre en sus mediciones[192].
- Veleta: Instrumento utilizado para la medición de la dirección del viento. Suelen colocarse por debajo del anemómetro para no interferir con sus mediciones, pero lo suficientemente cerca para obtener datos a una altura lo más cercana posible.
- Piranómetro: Instrumento utilizado para medir la temperatura en un lugar determinado.
- Barómetro: Instrumento utilizado para medir la presión atmosférica en un lugar determinado
- Sensor de humedad: Instrumento utilizado para medir la humedad del ambiente en un lugar determinado.
- Data logger: Instrumento que recopila la información suministrada por los sensores.

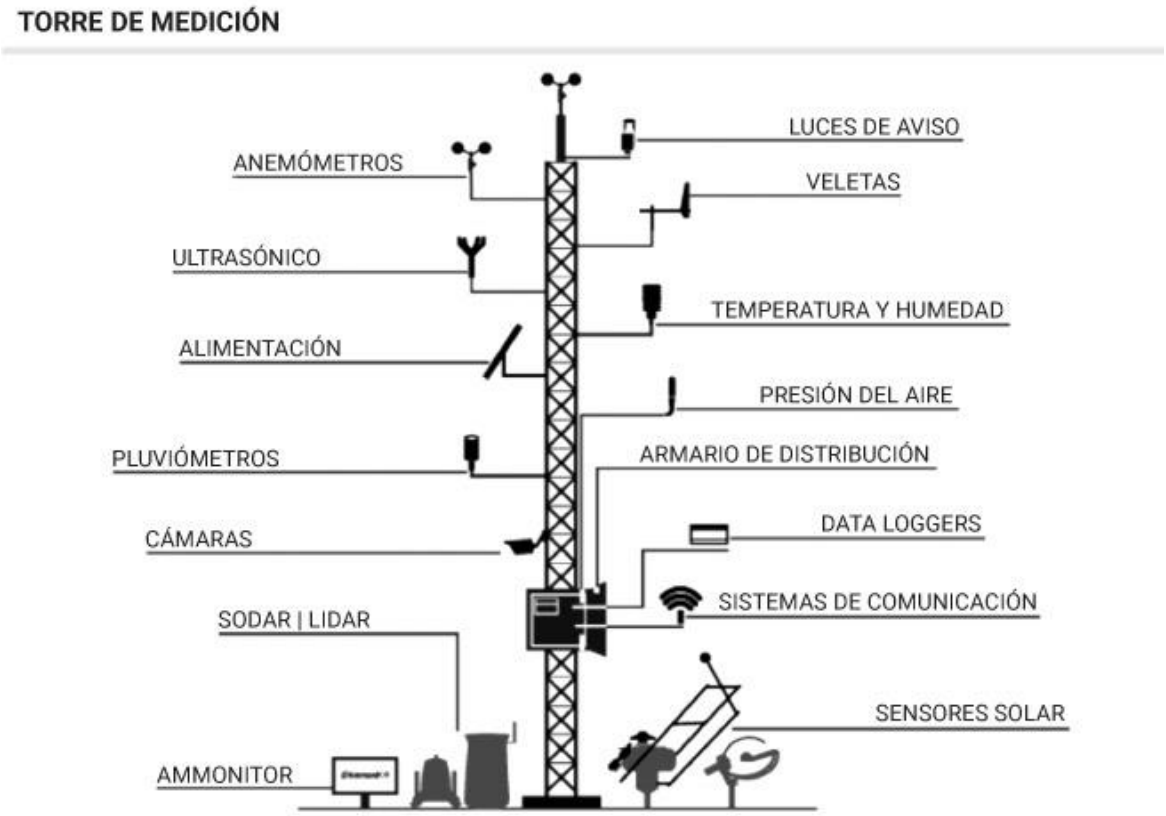
Las torres meteorológicas vienen equipadas con otros equipos adicionales, tales como paneles solares y baterías para el data logger, luces de balizamiento[193], cámaras de seguridad, sistemas anti-vandalismo, u otro sensores para la medición de otras variables de interés.

La altura de la torre debe ser acorde a la altura estimada de los aerogeneradores a instalar. Si se desea construir un parque con aerogeneradores de alta potencia, la altura de las torres de

[191] Se tiene en cuenta la variación del perfil vertical del viento, debido a la topografía del terreno.
[192] Los anemómetros de mayor precisión son utilizados en terrenos de topografías complejas.
[193] Al ser edificaciones de altura considerable, se deben respetar las normas de seguridad aeronáutica, proporcionando correcta iluminación.

medición no deberá ser inferior a los 80 metros, lógicamente, pudiendo alcanzar hasta 120 metros o 150 metros.

A continuación se presenta un esquema de una torre de medición típica, acompañado de otras tecnologías existentes para la medición de vientos[194]:




[194] Sodar y Lidar, medición por láser.

## xxxii. Anexo: Distribución de Weibull

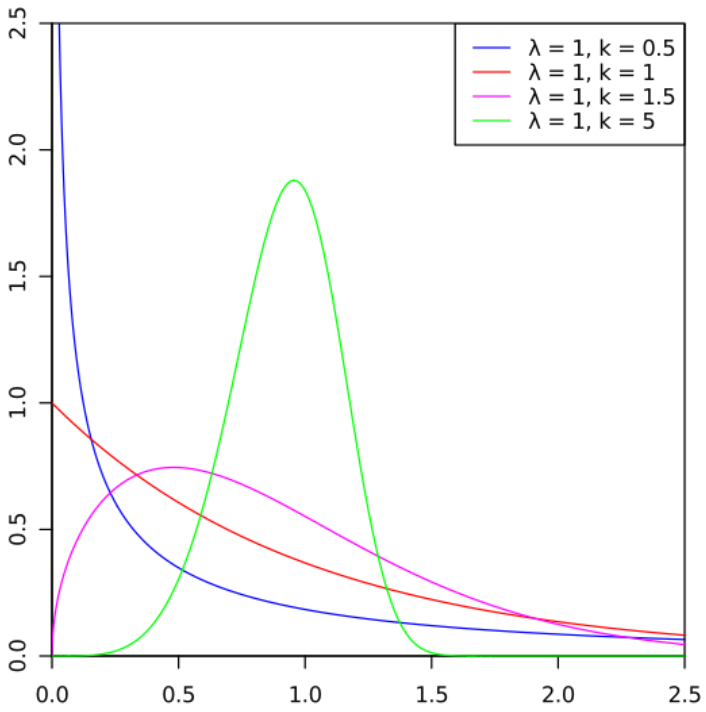
La distribución de Weibull es una distribución de probabilidad continua. Su función de densidad de probabilidad es:

$$f(x;\lambda;k) = \frac{k}{\lambda}(\frac{v}{\lambda})^{k-1}e^{-(\frac{v}{\lambda})^k};\ x \geq 0$$

$$f(x;\lambda;k) = \frac{k}{\lambda}(\frac{v}{\lambda})^{k-1}e^{-(\frac{v}{\lambda})^k};\ x < 0$$

k se define como **Parámetro de Forma**, y $\lambda$ se define como **Parámetro de Escala**. Ambos parámetros son positivos y los valores que toman determinan la forma de la curva.

A continuación se pueden observar las distintas curvas de la función de densidad de probabilidad para distintos valores de k y $\lambda$:




La distribución de Weibull tiene varias aplicaciones, entre ellas la meteorología, y es utilizada en la industria de la energía eólica para describir la distribución de frecuencias de la velocidad del viento, al estudiar su comportamiento estocástico.

## xxxiii. Anexo: Procedimiento Técnico N1 de CAMMESA. Anexo 16: Reglamentaciones del Sistema de Transporte

**REGLAMENTO DE CONEXIÓN Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

TITULO I

SUJETOS Y CARACTERISTICAS GENERALES

ARTICULO 1°.- Denomínase SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA a la actividad, sujeta a concesión, que tiene por objeto vincular eléctricamente, desde un punto de entrega hasta un punto de recepción, a los Generadores con los Distribuidores o Grandes usuarios, utilizando para ello instalaciones, propiedad de transportistas o de otros agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 2°.- Denomínase SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION a la actividad de transportar energía eléctrica entre REGIONES ELECTRICAS por medio del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION, en los términos que determine su respectivo CONTRATO DE CONCESION.

ARTICULO 3º.- Denomínase SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTA TENSIÓN al conjunto de instalaciones de transmisión, de tensiones iguales o superiores a DOSCIENTOS VEINTE KILOVOLTIOS (220 kV), incluyendo el equipamiento de compensación, transformación, maniobra, control y comunicaciones, tanto las existentes como las que se incorporen como resultado de ampliaciones efectuadas en los términos del REGLAMENTO DE ACCESO LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, destinado a la actividad de transportar energía eléctrica entre regiones eléctricas.

ARTICULO 4º.- A los efectos del presente Reglamento se identifican como REGIONES ELÉCTRICAS a las que áreas que se enumeran a continuación: GRAN BUENOS AIRES, LITORAL, BUENOS AIRES, CENTRO, CUYO, NOROESTE ARGENTINO (NOA), NORESTE ARGENTINO (NEA), COMAHUE Y PATAGONIA SUR, cuya delimitación estará a cargo de la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 5º.- Denomínase SERVICIO PÚBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL a la actividad de transportar energía eléctrica por medio del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL, en los términos de su respectivo CONTRATO DE CONCESION.

ARTICULO 6º.- Denomínase SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL al conjunto de instalaciones de transmisión, en tensiones iguales o superiores a CIENTO TREINTA Y DOS KILOVOLTIOS (132 kV) y menores a CUATROCIENTOS KILOVOLTIOS (400 kV), destinadas a vincular eléctricamente en el ámbito de una misma REGION ELECTRICA a los Generadores, los Distribuidores y a los Grandes Usuarios entre sí, con el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA

EN ALTA TENSION o con otros SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL.

Las instalaciones enunciadas en el párrafo precedente incluyen el equipamiento de compensación, transformación, maniobra, control y comunicaciones, tanto existente como nuevo, que se incorpore como resultado de ampliaciones efectuadas en los términos del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

ARTICULO 7º.- Denomínase TRANSPORTISTA al Titular de una CONCESION DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA otorgada dentro del marco de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 8º.- Denomínase TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE al propietario y operador de instalaciones de transporte de energía eléctrica, que bajo las condiciones establecidas por una licencia técnica otorgada por una TRANSPORTISTA, pone a su disposición dichas instalaciones, sin adquirir por ello el carácter de agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

ARTICULO 9º.- Son USUARIOS del SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios reconocidos como agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA. Se denominan USUARIOS DIRECTOS de una TRANSPORTISTA a los que se encuentren físicamente vinculados a sus instalaciones. Se denominan USUARIOS INDIRECTOS de una TRANSPORTISTA a los que se encuentren eléctricamente vinculados con ella a través de las instalaciones de otros agentes del MEM.

ARTICULO 10.- Denomínase CONEXION entre una TRANSPORTISTA y sus USUARIOS DIRECTOS u otra TRANSPORTISTA al conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, por los cuales se materializa su vinculación eléctrica en un punto determinado del SISTEMA DE TRANSPORTE operado por la TRANSPORTISTA.

ARTICULO 11.- En toda conexión deberá determinarse las instalaciones que quedan sujetas a tal interconexión de propiedad del USUARIO DIRECTO y de la TRANSPORTISTA, así como las que sean utilizadas en forma recíproca por servir éstas a la actividad que desarrolla cada una de las partes, debiendo expresamente definirse para su validez los alcances de la responsabilidad de las partes, la que, en el caso de LA TRANSPORTISTA no podrá exceder la establecida en el Artículo 23 de este reglamento.

En consecuencia, en toda relación de interconexión deberá definirse, bajo la forma de un Convenio de Conexión que será comunicado a la COMPAÑÍA ADDMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA), los siguientes elementos esenciales:

a) el o los puntos de recepción o de entrega propios del SISTEMA DE TRANSPORTE;

b) las instalaciones del USUARIO afectadas a la interconexión;

c) instalaciones del USUARIO y de la TRANSPORTISTA que se utilizarán en forma recíproca,

d) la operación. y mantenimiento de las instalaciones pertenecientes a un punto de CONEXION;

e) las especificaciones del diseño de las instalaciones afectadas a la conexión;

f) condiciones de acceso a las instalaciones de cada una de las partes;

g) determinación de la vinculación física desconectable o removible que servirá de límite entre las instalaciones de las partes;

h) El límite de responsabilidad de las partes, no pudiendo, en el caso de la TRANSPORTISTA exceder del definido en el Artículo 23 de este reglamento.

ARTICULO 12.- Las relaciones de conexión y uso de los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA anteriores al dictado del presente Reglamento deberán adecuarse a sus disposiciones dentro del plazo de NOVENTA (90) DIAS de la TOMA DE POSESION de la empresa concesionaria de transporte de energía eléctrica por quien resulte adjudicatario de su paquete accionario de control en el Concurso Público que, a tal fin, se lleve a cabo.

Vencido dicho plazo sin que ello se efectivizara, el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD determinará, de oficio o a pedido de una de las partes o de CAMMESA, las condiciones de conexión y uso que serán de aplicación obligatoria para las partes.

ARTICULO 13.- Los propietarios de instalaciones afectadas al SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA, deberán permitir el libre acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas teniendo como contraprestación derecho a percibir la remuneración que determine la SECRETARIA DE ENERGIA. A tales efectos, el propietario y quien solicite el acceso a sus instalaciones, deberán cumplir con los términos del presente Reglamento.

ARTICULO 14.- CAMMESA tendrá derecho a acceder libremente al SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA para realizar las auditorías técnicas que fuere menester como consecuencia del ejercicio de las funciones que le otorga el Artículo 35 de la Ley Nº 24.065.

**TITULO II**

**LIMITE DE LAS INSTALACIONES DEL CONCESIONARIO DEL TRANSPORTE**

**CRITERIOS DE OPERACION**

ARTICULO 15.- El límite entre las instalaciones de la TRANSPORTISTA y las de los USUARIOS DIRECTOS u otras TRANSPORTISTAS deberá ser en todos los casos una vinculación física desconectable o removible la que será determinada por las partes a ese efecto.

ARTICULO 16.- Las instalaciones del TRANSPORTISTA INDEPENDIENTE se considerarán parte integrante del SISTEMA DE TRANSPORTE al que sirven.

ARTICULO 17.- La TRANSPORTISTA deberá operar las instalaciones que integran su SISTEMA DE TRANSPORTE en las condiciones que, a tales efectos, disponga CAMMESA, en cumplimiento de las normas que dicte la SECRETARIA DE ENERGIA en los términos del Artículo 36 de la Ley Nº 24.065.

ARTICULO 18.- En relación a las instalaciones de una CONEXION, la TRANSPORTISTA deberá acordar con sus USUARIOS DIRECTOS y con otras TRANSPORTISTAS las especificaciones del diseño de la CONEXION y las modalidades aplicab les a su operación y mantenimiento.

**TITULO III**

**DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS PARTES**

ARTICULO 19.- La TRANSPORTISTA deberá:

1) Prestar el SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE, permitiendo el acceso libre e indiscriminado de otros agentes a sus instalaciones en los términos de su CONTRATO DE CONCESION, del presente Reglamento y de las restantes normas que regulan la actividad de TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA;

2) Respetar las instrucciones que imparta CAMMESA para la operaciónn del Sistema Eléctrico y la administración del MEM;

3) Dar cumplimiento a lo acordado con los USUARIOS u otras TRANSPORTISTAS en cuanto a la operación del equipamiento de CONEXION;

4) otorgar libre acceso a sus instalaciones a los representantes o a los auditores técnicos independientes que a tales efectos designen el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENTE) y/o CAMMESA;

5) Otorgar libre acceso a las instalaciones de la interconexión a USUARIOS u otras TRANSPORTISTAS interconectadas a los efectos previstos en los respectivos Convenios de Conexión;

6) Suministrar, en tiempo y forma, a CAMMESA la información requerida para la planificación de la operación, su gestión en tiempo real y aquélla que fuere necesaria para llevar a cabo su función de administradora del MEM;

7) Suministrar al ENTE toda la información que éste le requiera para el cumplimiento de su función específica.

8) Determinar las instalaciones del USUARIO que no reúnen los requisitos técnicos necesarios para su conexión al SISTEMA DE TRANSPORTE y notificarlo a CAMMESA.

ARTICULO 20.- El USUARIO tendrá derecho a:

1) Conectarse a un SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA en uno o más puntos respetando para ello los procedimientos que, a tales efectos establezca la SECRETARIA DE ENERGIA en los términos del Artículo 36 de la Ley N° 24.065;

2) Permanecer conectado, en la medida que cumpla con las obligaciones técnicas y comerciales convenidas con la TRANSPORTISTA y las que surjan de las normas que dicte la SECRETARIA DE ENERGIA según lo dispuesto por el Artículo 36 de la Ley 24.065;

3) definir conjuntamente con la TRANSPORTISTA las instalaciones que quedarán afectadas para prestaciones recíprocas y su remuneración, con intervención del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

ARTICULO 21.- La TRANSPORTISTA y los USUARIOS DIRECTOS u otras TRANSPORTISTAS interconectadas deberán:

1) Firmar los Convenios de conexión a que se hace referencia en este Reglamento;

2) Disponer los equipos de control y protección necesarios para aislar los efectos, sobre sus respectivas instalaciones, de fallas producidas en equipamientos pertenecientes a otros agentes.

ARTICULO 22.- la TRANSPORTISTA tendrá derecho a exigir a sus USUARIOS DIRECTOS e INDIRECTOS así como a otra TRANSPORTISTA que está interconectada a su SISTEMA DE TRANSPORTE, que instalen, a su exclusivo costo, el equipamiento de control y protección necesario para optimizar la eficiencia de gestión del Sistema Eléctrico, debiendo para ello solicitar la autorización previa del ENRE.

ARTICULO 23.- La responsabilidad de la TRANSPORTISTA por las salidas de servicio e indisponibilidades de su SISTEMA DE TRANSPORTE, se limitará a las determinadas en su CONTRATO de CONCESION tanto en relación al Poder Concedente como frente a terceros.

ARTICULO 24.- EL USUARIO es responsable de solicitar, en forma oportuna, las ampliaciones del SISTEMA DE TRANSPORTE en su área de influencia que sean necesarias para mejorar su vinculación con el MEM, en los términos del REGLAMENTO DE ACCESO A LA CAPACIDAD EXISTENTE Y AMPLIACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

ARTICULO 25.- El propietario de las instalaciones o aparatos afectados al SISTEMA DE TRANSPORTE es responsable de su puesta en servicio, control, operación y mantenimiento, salvo acuerdo con otro agente del MEM.

ARTICULO 26.- El USUARIO, la TRANSPORTISTA y las TRANSPORTISTAS que se interconecten deberán notificarse recíprocamente las Normas de Seguridad que se aplicarán en las respectivas interconexiones.

ARTICULO 27.- Cualquier tipo de trabajo que deba realizarse sobre los equipamientos de la CONEXION deberá ser previamente acordado entre las partes de la relación de interconexión y se ejecutará con su supervisión técnica.

**TITULO IV**

**INTERRUPCION DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE**

ARTICULO 28.- La TRANSPORTISTA deberá notificar al ENTE y a CAMMESA si alguna Instalación del USUARIO u otra TRANSPORTISTA interconectada, produjera un efecto adverso en su SISTEMA DE TRANSPORTE o sobre un USUARIO, debiendo determinar la naturaleza del apartamiento e indicar las medidas correctivas.

ARTICULO 29.- De ser caracterizada tal irregularidad por el ENTE como un incumplimiento de las condiciones de interconexión, la TRANSPORTISTA intimará al USUARIO o a la otra TRANSPORTISTA interconectada a llevar a cabo las medidas correctivas pertinentes dentro de un plazo de VEINTE (20) DIAS.

ARTICULO 30.- Si el USUARIO o una TRANSPORTISTA interconectada no efectuara las medidas correctivas, dentro del plazo establecido en el artículo precedente, el ENTE autorizará a la TRANSPORTISTA a desconectar sus instalaciones.

ARTICULO 31.- Si la condición o modo operativo del sistema o equipos de una de las partes interconectadas pusiera en serio riesgo la seguridad del personal o de los equipos de la otra, la parte bajo amenaza tendrá el derecho de desenergizar las instalaciones de la otra mientras subsista la situación de riesgo, debiéndose reenergizarlas ni bien se haya producido su desaparición.

ARTICULO 32.- El USUARIO deberá notificar a la TRANSPORTISTA, con doce (12) meses de anticipación, su voluntad de desafectar y desconectar sus instalaciones. Si el USUARIO desafectase y desconectase sus instalaciones antes del vencimiento del plazo establecido en el párrafo precedente deberá pagar los cargos que integran la remuneración del TRANSPORTE hasta su terminación. De ser una AMPLIACION deberá abonar los cargos correspondientes hasta el cumplimiento del periodo de amortización

**TITULO V**

**SERVICIOS AUXILIARES**

**OBLIGATORIEDAD DEL USO RECIPROCO DE DETERMINADAS INSTALACIONES**

ARTICULO 33.- Aquellas instalaciones o servicios de la zona de influencia del punto de interconexión cuyo uso actual tiende a posibilitar o a facilitar la circulación de energía eléctrica en tal punto, que sean de propiedad del USUARIO y/o de la TRANSPORTISTA serán de uso recíproco obligatorio, debiendo las partes determinar, en cada caso concreto a través de un Convenio de conexión, las instalaciones que se encuentran comprendidas en dicho régimen, plazo, sanciones por incumplimiento así como su remuneración, con intervención del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD.

ARTICULO 34.- Considérase comprendidas en el régimen descripto en el artículo precedente a las instalaciones de control y/o de mantenimiento, a las de alimentación eléctrica en baja tensión así como a las de los canales de comunicación.

ARTICULO 35.- La prestación de Servicios Auxiliares comprende:

a) e1 derecho de acceder a las instalaciones de uso recíproco que se encuentren situadas en inmuebles de propiedad de la otra parte;

b) el servicio de operación que deberá prestar una parte a la otra;

c) el servicio de mantenimiento que deberá prestar una parte a la otra

xxxiv. Anexo: Población total por Sexos Según Grupos Quinquenales de Edad, Puerto Madryn, 2010[195]:

| Edad | Población total | Varones | Mujeres |
|---|---|---|---|
| Total | 81.995 | 40.631 | 41.364 |
| 0-4 | 7.947 | 4019 | 3928 |
| 5-9 | 7.708 | 3881 | 3827 |
| 10-14 | 8.146 | 4148 | 3998 |
| 15-19 | 7.275 | 3661 | 3614 |
| 20-24 | 6.640 | 3295 | 3.345 |
| 25-29 | 7.146 | 3591 | 3.555 |
| 30-34 | 7.227 | 3578 | 3.649 |
| 35-39 | 5.881 | 2896 | 2.985 |
| 40-44 | 4.766 | 2333 | 2.433 |
| 45-49 | 4.447 | 2221 | 2.226 |
| 50-54 | 3.909 | 1950 | 1.959 |
| 55-59 | 3.423 | 1723 | 1.700 |
| 60-64 | 2.664 | 1302 | 1.362 |
| 65-69 | 1.851 | 883 | 968 |
| 70-74 | 1.188 | 496 | 692 |
| 75-79 | 898 | 362 | 536 |
| 80 y más | 879 | 292 | 587 |

[195] Fuente: INDEC.

## xxxv. Anexo: Ley XVII N°95

LEY XVII Nº 95

TÍTULO I

Objetivos, Alcance y Definiciones de la Ley

Artículo 1º.- Objetivos de la Ley y Dominio Provincial sobre los Recursos Naturales. El objetivo de la presente ley es promover el desarrollo de las Energías Renovables en el ámbito provincial y a través del mismo, contribuir al desarrollo sustentable de la Provincia, protegiendo al Medio Ambiente, fomentando la inversión, el crecimiento económico, el empleo, el avance tecnológico y la integración territorial.

A estos fines, se propenderá a la maximización de las sinergias que pudieren existir con las políticas nacionales en la materia.

Todo ello, en el marco del dominio originario por parte de la Provincia de sus recursos naturales, tal como lo establece el Artículo 124º de la Constitución Nacional y el Artículo 99º de la Constitución Provincial. Este dominio alcanza a los recursos naturales existentes en el territorio, subsuelo, espacio aéreo, y a los situados dentro de las doce (12) millas correspondientes al mar territorial.

Artículo 2º.- Interés Provincial y Utilidad Pública del Desarrollo de Energías Renovables. En el marco de lo establecido en el artículo 108 de la Constitución Provincial, se declara de interés provincial y utilidad pública, la investigación, el desarrollo, la explotación, la comercialización y el uso de Energías Renovables en todo el territorio de la Provincia del Chubut; como asimismo la radicación de industrias destinadas a la producción de equipos y componentes para la realización de tales actividades, incluyendo la construcción y el montaje de las instalaciones necesarias al efecto.

Artículo 3º.- Definición de Energías Renovables. A los efectos de aplicación de la presente ley, se definen como Energías Renovables, a todas aquellas que son obtenidas directa o indirectamente de recursos naturales inagotables, sea a través de instalaciones específicas de transformación energética o bien, por medio de actividades y- o procesos que pueden desarrollarse en forma permanente en un marco de desarrollo sustentable. Se encuentran alcanzados por dicha definición, sin que ello implique una enumeración taxativa:

a) Los biocombustibles, incluyendo en esta categoría a las distintas variedades de biodiesel, bioetanol y la generación térmica de electricidad a partir de la utilización de los mismos.

b) El biogás, en cualquiera de sus formas y la generación de electricidad a partir del mismo.

c) El hidrógeno, como vector energético generado mediante el empleo de energía primaria, producida a partir de fuentes renovables.

d) La electricidad generada a partir de energía eólica.

e) La electricidad generada, por medio de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), entendiendo por tales, a las instalaciones destinadas a la generación de electricidad a partir de energía hidráulica de hasta treinta megavatios (30 MW) de capacidad instalada total.

f) La electricidad y/o el calor generado a partir de la energía solar, por medio de cualquiera de las variantes tecnológicas disponibles para ello.

g) La electricidad generada, a partir de energía geotérmica.

h) La electricidad generada, a partir de energía mareomotriz.

.

Artículo 4.- Protección del Medio Ambiente. Los emprendimientos vinculados al desarrollo y explotación de energías renovables, deberán cumplir con los requerimientos establecidos por las normativas nacionales, provinciales y municipales vigentes, sobre medio ambiente y recursos naturales propendiendo a un desarrollo sustentable.

Al evaluar el impacto ambiental de cada proyecto, deberá también ponderarse el impacto positivo que pudieran tener los mismos debido a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero a nivel nacional, al efecto positivo general por la no utilización de energías no renovables y contaminantes.

TÍTULO II

Concesión de Generación de Energía Renovable

Artículo 5º.- Autorización para la utilización Recursos Naturales de Dominio Provincial en la Producción de Energía Renovable. Toda actividad que utilice recursos naturales de dominio provincial, para la producción de Energías Renovables, destinada a su posterior comercialización, requerirá de una autorización otorgada por el Poder Ejecutivo, en el marco de lo dispuesto por esta Ley u otras normativas vigentes.

Artículo 6º.- Concesión. Para la actividad de generación de electricidad, empleando recursos naturales renovables, la autorización a la que se refiere el Artículo 5º tendrá las siguientes características:

a) El titular del proyecto de generación eólica, presentará una solicitud de concesión ante el organismo que al efecto designe el Poder Ejecutivo, en la que se deberá acompañar:

a.1 El plan de inversión, la descripción general y técnica del proyecto.

a.2 Antecedentes de las empresas que impulsan el proyecto, sean estas titulares directas del mismo o accionistas.

a.3 Un estudio de Evaluación de Impacto Ambiental.

a.4 La identificación precisa de los predios que serán afectados por el proyecto y de corresponder, acompañando los documentos que acrediten los derechos de explotación. Asimismo, y de ser pertinentes el titular del proyecto deberá solicitar en este mismo acto, su inclusión en el régimen de incentivos fiscales.

a.5 La descripción detallada de los bienes y servicios de origen local que se aplicarán al proyecto.

b) La Concesión será por un plazo de quince (15), años desde el inicio de la operación comercial del proyecto, que podrá ser renovado mediante un procedimiento simplificado, por un plazo pertinente, en el caso de que se extienda la vida útil del proyecto originalmente

concedido y su correspondiente acuerdo comercial. En caso que el contrato comercial acordado sea superior a los quince (15) años, la concesión podrá respetar los plazos del mismo.

c) Facúltase al Poder Ejecutivo, a reglamentar un régimen simplificado para los proyectos de capacidad menor a dos megavatios (2 MW).

El presente régimen de Concesión, que promueve y regula la utilización de un recurso natural de dominio provincial, complementa y no sustituye los marcos regulatorios de la Energía Eléctrica aprobados por la Ley I - Nº 191 (Antes Ley 4312) y por la Ley Nacional N° 24.065 y modificatorias.

TÍTULO III

Régimen de Promoción

Artículo 7º.- Régimen de Incentivos Fiscales. Establécese un régimen de incentivos fiscales, a fin de promover el desarrollo de energías renovables en la Provincia de Chubut.

A.- Alcance: Se encuentran comprendidas por el presente régimen de incentivos las actividades vinculadas al desarrollo de energías renovables en el territorio provincial, incluyendo el desarrollo tecnológico, la producción de equipos y componentes, la construcción de instalaciones, explotación, transporte y comercialización de energías renovables. A los efectos de la presente Ley, quedan excluidas del régimen de promoción, la electricidad producida por medio de centrales hidroeléctricas, de más de treinta megavatios (30 MW) de capacidad instalada de generación.

A los efectos de la presente ley, se identifican tres (3) etapas:

1) Etapa de estudio y de desarrollo de proyectos: alcanza a todas las partes de los contratos que se celebren para viabilizar la inversión, incluyendo la utilización de los predios necesarios a estos efectos.

2) Etapa de Construcción o Inversión: considérese como etapa de inversión, al período del proyecto, construcción e instalación del nuevo emprendimiento, o ampliación de uno ya existente, hasta la fecha de su habilitación comercial y por un plazo no mayor a tres (3) años.

3) Etapa de operación comercial del proyecto.

B- Beneficios impositivos:

1) Etapa de estudio y desarrollo de proyectos: Exímase del Impuesto de Sellos, por los actos instrumentados relacionados con los nuevos emprendimientos, durante la etapa de estudio y desarrollo de proyectos. Para acceder a este beneficio, las empresas desarrolladoras deberán inscribir y declarar el proyecto ante la Autoridad de Aplicación. Tal exención, tendrá vigencia por un período de tres (3) años contados desde el acto administrativo que le otorgue los beneficios.

2) Etapa de Construcción: Exímase del Impuesto de Sellos, por los actos instrumentados relacionados con los nuevos emprendimientos, durante la etapa de Inversión. Para acceder a este beneficio las empresas desarrolladoras deberán presentar la información de avance del proyecto y cumplir con los requerimientos de información que solicite la Autoridad de Aplicación de la presente Ley. Tal exención, tendrá vigencia por un período de tres (3) años, contados desde el acto administrativo que le otorgue los beneficios.

3) Etapa de Operación Comercial: Exímase en el 100% el Impuesto sobre los Ingresos Brutos, generado por el desarrollo de las actividades comprendidas en el presente régimen de incentivos, durante los primeros cinco (5) años, contados desde el inicio de la operación comercial. Exímase en el 50%, el impuesto sobre los Ingresos Brutos generado por el desarrollo de las actividades comprendidas en el presente régimen de incentivos, a partir del sexto año desde el inicio de la operación comercial y hasta el décimo año inclusive.

Exclúyanse de los beneficios otorgados en los incisos 1) y 2) a las operaciones de compra venta de inmuebles.

Este beneficio, será otorgado durante el desarrollo del proyecto por la Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables. Los presentes beneficios impositivos no son adicionales a los eventualmente establecidos por otros regímenes de promoción vigentes.

C- Solicitud: A efectos de poder acogerse a los mencionados beneficios impositivos en las etapas de inversión y explotación, los titulares de un emprendimiento de energías renovables, deberán presentar una solicitud ante el organismo que establezca al efecto el Poder Ejecutivo. El otorgamiento del certificado de los beneficios fiscales establecidos estará condicionado a que previo, al inicio de la Etapa de Inversión, se deberá presentar ante la Autoridad de Aplicación, la siguiente información conforme sea la etapa de desarrollo del proyecto:

1) Los antecedentes de la empresa, descripción del proyecto y el plan de inversión.

2) La descripción y estimación de los beneficios impositivos que alcanzarían al proyecto.

3) Un plan en el que se detalle, cómo se cumplirán las obligaciones establecidas en el siguiente inciso.

D- Obligaciones: Para el otorgamiento y mantenimiento de la vigencia de los beneficios impositivos, establecidos por el presente régimen, para las etapas de Inversión y Explotación; la Autoridad de Aplicación tendrá en cuenta:

1) Los antecedentes de la empresa, una descripción del proyecto, el plan de inversión y una estimación de la integración de bienes y servicios de origen local requeridos en las distintas etapas del proyecto.

2) La información de los avances parciales del proyecto y el plan de inversión propuestos.

3) Las Contrataciones en forma preferente a proveedores, profesionales y mano de obra radicados en la Provincia; en la medida que los recursos y tecnologías se encuentren disponibles y su contratación no implique un obstáculo significativo al desarrollo del proyecto. Podrán ser exceptuados de esta obligación los proyectos de poca envergadura.

4) La Presentación de un informe anual detallando el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los puntos anteriores.

5) El cumplimiento de la regulación vigente a nivel provincial.

Artículo 8º.- Estabilidad Fiscal. Todo emprendimiento al que se otorguen los incentivos establecidos en el artículo anterior, gozará de estabilidad fiscal en el ámbito provincial, por el término de 15 años a partir de su otorgamiento.

Se entiende por estabilidad fiscal, la imposibilidad de afectar a la actividad con una carga tributaria total mayor a la que se fije para el período de desarrollo y explotación de los

proyectos, ello como consecuencia de aumentos en la carga tributaria, cualquiera fuera su denominación en el ámbito provincial o la creación de otros nuevos.

Artículo 9º.- Actividades de Promoción. A los efectos de desarrollar la actividad de promoción a la que se refiere el Artículo 1º, el Poder Ejecutivo también podrá:

a) Realizar acciones para facilitar el desarrollo de infraestructura básica que demanden las actividades, objeto de la promoción.

b) Elaborar, proveer información y datos técnicos sobre los recursos naturales disponibles en el territorio provincial.

c) Realizar estudios preliminares, que contribuyan a facilitar el desarrollo de las inversiones.

d) Realizar estudios de prefactibilidad ambiental, en los casos que sea aplicable.

e) Otorgar garantías o préstamos.

Artículo 10º.- Titularidad de Certificados por Reducción de Emisión de Gases de Efecto Invernadero. Los certificados de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, que eventualmente se asignen a un proyecto que califique como Mecanismo de Desarrollo Limpio, en el marco del Protocolo de Kyoto, o del instrumento que eventualmente lo suceda, serán propiedad del titular del mencionado proyecto.

Artículo 11º.- Localización de Proyectos de Energías Renovables. Se promoverá y priorizará la localización de proyectos de Energías Renovables, que fortalezcan la integración territorial de la Provincia, tiendan a permitir un uso racional y sustentable de la infraestructura disponible en general y de las redes de transporte eléctrico en particular. En este caso, conforme los beneficios que los proyectos produzcan para el abastecimiento e integración de poblaciones o áreas dispersas, se podrán extender los beneficios fiscales correspondientes a la exención del Impuesto sobre los Ingresos Brutos del Artículo 7º inciso B.3. al 100% por diez (10) años y/o otorgar garantías o préstamos previstos en el Artículo 9º, destinados a las obras de Transporte.

Artículo 12º.- Promoción Redes de Transporte Eléctrico. Se promoverá el desarrollo de redes de transporte eléctrico, a fines de asegurar la viabilidad de los proyectos de Energías Renovables en el territorio de la Provincia.

Artículo 13º.- Responsabilidad Social Empresaria. Se propenderá a que las empresas que desarrollen proyectos de energías renovables, lleven adelante planes de responsabilidad social y de desarrollo orientados a las comunidades cercanas al emplazamiento de las instalaciones, tales como educativos, sanitarios, medioambientales o mejora de la infraestructura local.

TITULO IV

Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables,

Asociaciones Público Privadas y Fondo Provincial

Artículo 14º.- Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables. Créase en el ámbito de la Subsecretaría de Servicios Públicos, dependiente de la Secretaría de Infraestructura Planeamiento y Servicios Públicos, la Agencia Provincial de Energías Renovables, la que actuará como Autoridad de Aplicación con las siguientes funciones:

a) Coordinar las distintas actividades que se realicen en el ámbito del Poder Ejecutivo, en referencia al desarrollo y promoción de Energías Renovables.

b) Realizar actividades de investigación y desarrollo, en el campo de las Energías Renovables en coordinación con los Organismos especializados al respecto.

c) Efectuar el relevamiento del potencial existente de recursos naturales, asociados a la producción de Energía con Fuentes Renovables en el territorio provincial.

d) Promover el uso de Energías Renovables, en cualquier actividad que realice tanto el sector público como el privado en el ámbito del territorio provincial.

e) Asesorar a las autoridades provinciales, en todos los aspectos atinentes a Energías Renovables.

f) Realizar las actividades de promoción específicas, que oportunamente defina el Poder Ejecutivo.

g) Participar en el proceso de otorgamiento de la Concesión a que refiere el Artículo 6º.

h) Celebrar convenios, con instituciones nacionales e internacionales en el campo de Energías Renovables.

i) Asesorar al Poder Ejecutivo, en el ejercicio de la eventual participación del Estado Provincial en proyectos de Energías Renovables en los términos establecidos en el Artículo 15º.

Artículo 15º.- Asociaciones Público Privadas. Se priorizará y promoverá la realización de Asociaciones Público Privadas y el trabajo conjunto entre el Estado Provincial y el Sector Privado en actividades cuya promoción es objeto de la presente Ley, no limitándose las mismas, al régimen establecido por el Decreto Nacional Nº 967/2005.

Artículo 16º.- Medición Neta (Net Metering): La Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables, establecerá planes de promoción y propiciará la instrumentación de este sistema que permite a una vivienda doméstica, edificio, etc. conectarse a la red de generación eléctrica local e inyectar energía de fuentes renovables, solar fotovoltaica, energía eólica e hidroeléctrica incorporando a pequeños inversores, usuarios residenciales a la producción de energía limpia.

Artículo 17º.- Minicentrales y Microcentrales hidroeléctricas: La Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables, en conjunto con el Instituto Provincial del Agua establecerán mecanismos que permitan el desarrollo, inversión y construcción de Minicentrales y Microcentrales hidroeléctricas, otorgando las autorizaciones necesarias, estableciendo líneas especiales de créditos, garantías y/o regímenes de asociación público privada.

Artículo 18º.- Fondo Provincial para el Desarrollo de las Energías Renovables. Créase el Fondo Provincial para el Desarrollo de las Energías Renovables, el que se aplicará a financiar la actividad de la Agencia Provincial de Energías Renovables. Este fondo se integrará con los recursos provenientes de:

a) Un aporte especial a aplicar a contratos de concesión correspondientes a actividades hidrocarburíferas, que se firmen o renegocien con posterioridad a la sanción de la presente Ley, cuyo valor será establecido por el Poder Ejecutivo.

b) Préstamos, aportes, legados, donaciones u otros contratos con personas físicas, jurídicas, organismos e instituciones provinciales, nacionales o internacionales, públicas o privadas.

TÍTULO V

Comisión Interpoderes de Promoción del Hidrógeno

Artículo 19º.- Créase una Comisión Interpoderes cuyo objetivo es definir el marco regulatorio para la promoción y explotación del Hidrógeno. Estará integrada por el titular de la Agencia Provincial de Promoción de Energía Renovables, un representante del Ministerio de Coordinación de Gabinete, dos legisladores por la mayoría parlamentaria, dos por la primera y segunda minoría. Será coordinador de las actividades de la Comisión Interpoderes el titular de la Agencia. La mencionada comisión cumplirá su objetivo en el término de 180 días corridos a partir de la vigencia de la presente Ley.

El marco regulatorio definido, será elevado por la Comisión Interpoderes al Poder Ejecutivo, quien luego de la evaluación, lo remitirá a la Honorable Legislatura para su correspondiente aprobación.

TITULO VI

Servidumbre de Generación Eólica

Artículo 20º.- Créase la servidumbre de generación eólica, cuya disposiciones están determinadas en el Anexo A de la presente Ley.

TÍTULO VII

Adhesiones y Reglamentación

Artículo 21º.- Adhesión Municipal. Invítase a los Municipios a adherir a la presente Ley, otorgando en consonancia beneficios, estabilidad fiscal y llevando adelante tareas específicas de promoción.

Artículo 22º.- Adhesión a Ley Nacional. Adhiérese a la Ley Nacional Nº 26.190, de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía, destinadas a la producción de energía eléctrica; sin que ello implique un acto de renuncia o delegación de la Provincia del Chubut a cualquiera de los derechos y competencias emergentes de las Constituciones Nacional y Provincial en materia de recursos naturales, o del marco normativo vigente.

Artículo 23º.- Reglamentación. El Poder Ejecutivo, reglamentará la presente Ley en un plazo de 180 días a partir de la promulgación.

TÍTULO VIII

Disposiciones Transitorias

Artículo 24º.- Proyectos en trámite. A fines de evitar situaciones inequitativas y serios obstáculos para el desarrollo de proyectos de Energías Renovables, los proyectos que a la fecha de sanción de la presente Ley se encuentren en etapa de desarrollo en los términos definidos en el Artículo 7º, podrán solicitar acogerse a esta Ley y a los beneficios por ella acordados, los cuáles alcanzarán también a los actos eventualmente ya celebrados durante la citada etapa de desarrollo

Artículo 25º.- LEY GENERAL. Comuníquese al Poder Ejecutivo.

## xxxvi. Anexo: Decreto 1114-2011:

PROVINCIA DEL CHUBUT
PODER EJECUTIVO

RAWSON, 01 AGO 2011

**VISTO:**

El Expediente Nº 1786-M.C.G.-2011, la Ley XVII Nº 95; y

**CONSIDERANDO:**

Que por la ley citada en el visto, se establece un nuevo "Régimen de Promoción de Fuentes de Energías Renovables" en todo el ámbito de la Provincia del Chubut;

Que la referida ley, promueve el desarrollo de las Energías Renovables en el ámbito provincial, contribuyendo al desarrollo sustentable de la provincia, a la protección del medioambiente, el fomento de la inversión, el crecimiento económico y del empleo, el avance tecnológico y la integración territorial;

Que asimismo, declara de interés provincial la investigación, el desarrollo, la explotación, la comercialización y el uso de Energías Renovables en todo el territorio, como asimismo la radicación de industrias destinadas a la producción de equipos y componentes para la realización de tales actividades, incluyendo la construcción y el montaje de las instalaciones necesarias al efecto;

Que por otro lado, se establecen otras actividades de promoción, como por ejemplo la provisión de infraestructura básica, la realización de estudios preliminares, el desarrollo de redes de transporte eléctrico, etc. y se dispone que los Certificados por Reducción de Emisión de Gases de Efecto Invernadero serán propiedad del titular de cada proyecto;

Que se promueve y prioriza la localización de proyectos de Energías Renovables que fortalezcan la integración territorial en la Provincia, propendiendo a que quienes implementen proyectos lleven adelante planes de responsabilidad social empresaria destinados al desarrollo de las comunidades locales. Se priorizan las Asociaciones Público Privadas y el trabajo conjunto entre el Estado Provincial y el Sector Privado, esto como una visión estratégica para el desarrollo provincial;

Que en concordancia con lo dispuesto en el artículo 14° de la citada ley cuya reglamentación se impulsa, se crea la Agencia Provincial de Promoción de las Energías Renovables, quien actuará como autoridad de aplicación de dicha normativa, quedando facultada para dictar normas reglamentarias, complementarias y/o aclaratorias que resulten necesarias para la operatividad del presente régimen;

Que la presente reglamentación, ha contado con la intervención de la Dirección General de Energías Renovables (C.R.E.E.), la Cámara Argentina de Energías Renovables (C.A.E.R.) y distintos sectores involucrados en la materia;

Que el Poder Ejecutivo se encuentra facultado para el dictado del presente acto, en ejercicio de las atribuciones otorgadas por el artículo 155° inciso 1) de la Constitución de la Provincia de Chubut y el artículo 23° de la Ley XVII N° 95;

Que ha tomado legal intervención la Asesoría General de Gobierno;

**POR ELLO,**

**EL GOBERNADOR DE LA PROVINCIA DEL CHUBUT**

**D E C R E T A:**

**Artículo 1°.-** Apruébase la Reglamentación de la Ley XVII Nº 95 a través del cual crea el

1114

PABLO RAUL AGUILERA
ESOR GENERAL DE GOBIERNO

PROVINCIA DEL CHUBUT
PODER EJECUTIVO

"Régimen de Promoción de Fuentes de Energías Renovables en todo el ámbito de la Provincia del Chubut", que como Anexo único forma parte integrante del presente Decreto.-

**Artículo 2°.-** Créase la "Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables" que funcionará en jurisdicción de la Subsecretaria de Servicios Públicos, dependiente de la Secretaria de Infraestructura, Planeamiento y Servicios Públicos, conforme con lo previsto en el artículo 14° de la Ley XVII N° 95.-

**Artículo 3°.-** La Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables (A.P.P.E.R.) actuará como Autoridad de Aplicación de la ley citada en el artículo 1° del presente Decreto, y tendrá las funciones establecidas en el artículo 14° de dicha norma, quedando facultada para dictar normas reglamentarias, complementarias y/o aclaratorias que resulten necesarias para la operatividad del presente régimen.-

**Artículo 4°.-** Establécese que hasta tanto se apruebe la estructura orgánica y funcional, las misiones y funciones y se ponga en funcionamiento la agencia creada en el artículo 2° del presente decreto, la Subsecretaría de Servicios Públicos dependiente de la Secretaría de Infraestructura, Planeamiento y Servicios Públicos, ejercerá las funciones inherentes a la misma, con los alcances definidos en el artículo 14° de la Ley XVII N° 95 y en la presente reglamentación.-

**Artículo 5°.-** El presente Decreto será refrendado por los Señores Ministros Secretarios de Estado en los Departamentos de Coordinación de Gabinete, y de Economía y Crédito Público.-

**Artículo 6°.-** Regístrese, comuníquese, notifíquese, dése al Boletín Oficial y cumplido ARCHÍVESE.-

Dr. PABLO RAUL AGUILERA
ASESOR GENERAL DE GOBIERNO

MARIO DAS NEVES
GOBERNADOR

Cdor. Pablo Sebastian KORN
MINISTRO
COORDINADOR DE GABINETE

DECRETO N° 1114 .-

Cr. VICTOR [illegible]

PROVINCIA DEL CHUBUT
PODER EJECUTIVO

1114

**ANEXO**

REGLAMENTACION DEL REGIMEN DE PROMOCIÓN DE FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

## TÍTULO I

### Objetivos, Alcance y Definiciones de la Ley

**Artículo 1°:** Sin reglamentar.-

**Artículo 2°:** Sin reglamentar.-

**Artículo 3°:** La definición de Energías Renovables alcanza al calor y/o la electricidad generados a partir de la combustión de biomasa.-

**Artículo 4°:** El Ministerio de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable tomará los recaudos necesarios a los fines de la efectivización de lo estipulado en el artículo 4° de la Ley XVII N° 95, conviniendo con la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables los mecanismos administrativos para dotar a tales actos de la mayor celeridad y eficiencia.-

## TÍTULO II

### Concesión de Generación de Energía Renovable

**Artículo 5°:** Facúltese a la Autoridad de Aplicación a elaborar una propuesta para presentar al Poder Ejecutivo que contemple el Régimen de Autorización de uso de los Recursos Naturales para proyectos de Energías Renovables con fines comerciales, con la excepción del uso del Recurso Eólico para la generación de electricidad con fines comerciales en proyectos de dos (2) o más megavatios de capacidad instalada, cuyo régimen de autorización se regirá por:

5.1. Un Permiso de Exploración: En cualquiera de sus variantes establecidas en la presente reglamentación, el que será necesario para las siguientes etapas:

a) Etapa de Estudio y Desarrollo: Contemplada en el artículo 7° inciso A) apartado 1) de la ley;

b) Etapa de Construcción o Inversión: Contemplada en el artículo 7° inciso A) apartado 2) de la ley.-

5.2. La Concesión a la que se refiere el artículo 6° del Régimen de Promoción de Fuentes de Energías Renovables que será requerida en la Etapa de Operación Comercial del Proyecto conforme con lo previsto en el artículo 7° inciso A) apartado 3) de la ley.-

**Artículo 6°:** La Concesión que hace referencia el artículo 6° de la ley, corresponde al uso del recurso eólico para generación de electricidad con fines comerciales, y estará sujeta a las siguientes condiciones:

6.1 El otorgamiento de la concesión referida por parte de la Provincia se realizará una vez que la misma sea requerida por el interesado a través de la presentación de la solicitud de concesión a que se refiere el inciso a) de la ley.-

6.2. La solicitud de concesión mencionada se realizará ante la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables, y se deberá adecuar al procedimiento que la misma establezca, el que deberá contener como mínimo:

a) El detalle de la documentación legal y técnica que deberá ser presentada, para dar cumplimiento a lo requerido en el inciso a) del artículo 6° de la ley.

b) El requerimiento de información a presentar sobre el cronograma de desarrollo del proyecto, plazos de ejecución del mismo y período de explotación.

c) Los pasos a seguir en el proceso y plazos correspondientes para cada una de las etapas.

d) Los formatos de presentación.

6.3. El otorgamiento de la Concesión lo realizará el Poder Ejecutivo una vez verificada la presentación de la información requerida de acuerdo a lo indicado en el párrafo precedente, pudiendo la misma ser denegada solamente en los siguientes casos:

a) Si no cumple con la presentación de la información exigida por la Ley y la presente reglamentación.-

b) Si al momento de realizar la solicitud la superficie requerida se encontrare concedida total o parcialmente.-

1114

6.4. En el caso de que estén en trámite dos (2) o mas solicitudes que afecten total o parcialmente una misma superficie, se le dará prioridad para el otorgamiento de la concesión en el siguiente orden y en función de los siguientes criterios:

a) El solicitante que sea propietario del terreno, o quien tenga constituido un contrato de usufructo o locación con el propietario.-

b) El solicitante que tenga Permiso de Exploración sin Exclusividad en el marco de lo dispuesto en el artículo 3° del Anexo I de la ley.-

c) El solicitante que tenga realizados estudios de exploración de viento, impacto ambiental, eléctricos y de interconexión con mayor grado de avance.-

d) El solicitante que tenga mayor grado de contratación de recursos locales. A tal fin deberá priorizarse la economía local donde será emplazado el proyecto, regional y provincial.-

e) Evitar prácticas abusivas o lesivas de la competencia.-

f) En caso de que los criterios expuestos en los puntos anteriores no sean suficientes para la decisión, se dará prioridad a aquel proyecto cuya solicitud de Concesión fue presentada en primer término.-

6.5. La Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables queda facultada a solicitar a los proponentes toda la información adicional que requiera para evaluar los puntos y criterios expuestos en el presente artículo.-

6.6. La revocatoria de la Concesión podrá realizarse en cualquier momento y solamente en los siguientes casos:

a) Si se alterase la naturaleza, destino o afectación de la central eléctrica que emplea el recurso cuyo uso fue concesionado, o si se lo utilizase de manera dañosa para la seguridad de las personas y de las cosas.-

b) Si el concesionario fuera negligente en la conservación de la integridad física, la aptitud funcional, o la seguridad de las instalaciones que emplean el recurso cuyo uso fue concesionado.-

c) Si las instalaciones que emplean el recurso cuyo uso fue concesionado no cumplen con la normativa medioambiental vigente.-

d) Si la central eléctrica que hace uso del recurso deja de operar en forma definitiva o la misma deja de comercializar su energía en cualquiera de las modalidades establecidas en la Ley N° 24.065, normas complementarias o las que en su futuro la reemplacen.-

1114

e) Incumplimiento del plan de inversión.-

f) En el supuesto en que el incumplimiento previsto en el inciso e) del presente artículo se deba a una ejecución y operación total y/o parcial de la capacidad de generación del proyecto, la Concesión de uso de recurso eólico se revocará solamente respecto de la superficie no utilizada.-

g) La verificación del cumplimiento de la inversión informada en la solicitud se realizará transcurridos dos (2) años de la fecha prevista de inicio de la operación comercial indicada en la mencionada solicitud. De encontrarse en tal ocasión el proyecto en construcción, evidenciando avances de obra, se mantendrá la concesión, debiéndose verificar la condición de cumplimiento transcurridos 2 (dos) años desde la primera verificación, momento en el cual el proyecto deberá estar operativo para mantener la concesión. En caso de caso fortuito o fuerza mayor el plazo se deberá adecuar al tiempo pertinente.-

6.7. A los efectos de la renovación de la concesión por prolongación de la vida útil del proyecto, tal como se prevé en el inciso b) del artículo 6° de la ley, se renovará automáticamente la Concesión por un plazo de 5 (cinco) años, a menos que al momento de la renovación se verificara la existencia de alguna de las condiciones enumeradas en el inciso anterior 6.6.-

6.8. La inclusión de la solicitud inicial de otorgamiento de beneficios fiscales a que refiere el sub inciso a. 4) por parte del titular del proyecto es de carácter voluntario, no siendo la misma requisito indispensable para la solicitud de Concesión.-

PROVINCIA DEL CHUBUT
PODER EJECUTIVO

6.9. El contrato comercial a que refiere el inciso b) de la ley, abarca cualquier contrato a través del cual se asumen compromisos de compraventa sobre, como mínimo, el cincuenta por ciento (50%) de la producción de energía eléctrica que se espera generar mediante el proyecto para el que se solicita la concesión de uso del recurso eólico.-

La verificación del porcentual mencionado se realizará mediante procedimiento que a tal efecto desarrolle la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables.-

6.10. El acto administrativo -decreto- por medio del cual se otorgue la Concesión Eólica será emitido por el titular del Poder Ejecutivo y deberá contener como menciones esenciales, las siguientes:

a) Concesionario: el titular de las instalaciones que utilizarán el recurso cuyo uso se concede;

b) Fecha de aprobación;

c) El período de vigencia, que comenzará con la fecha de inicio del período de operación comercial del proyecto conforme lo previsto en el inciso el artículo 6º inciso b) de la ley. De no ocurrir la misma antes de transcurridos los plazos máximos establecidos para las etapas de estudio y desarrollo; y de construcción establecidos en artículo 7º apartado B) de la ley, se declarará la Caducidad de la Concesión.

1114

d) El establecimiento de exclusividad de la explotación de uso del recurso eólico en la ubicación indicada;

e) Las características técnicas básicas del proyecto que empelará el recurso, incluyendo potencia eléctrica total a instalar;

f) La ubicación, con las coordenadas U.T.M. de los vértices que determinan la superficie que se afectará a la instalación de generación eólica, y la extensión de la superficie total afectada;

g) La identificación de las parcelas sujetas a Servidumbre de Generación Eólica en los términos establecidos en el artículo 20º de la ley, o en su defecto, las parcelas afectadas bajo instrumento privado libremente pactado entre el proyecto y el propietario de los terrenos, con compromiso de constituir un usufructo, locación o compra venta de los terrenos que se verán afectados;

6.11. Toda cesión total o parcial de una concesión y todo cambio de concesionario requerirán para su validez de la aceptación expresa por parte de la autoridad de aplicación.-

6.12. El derecho de Servidumbre de Generación Eólica correspondiente a una Concesión de uso de recurso eólico podrá ser ejercido desde la fecha de aprobación de la misma hasta el inicio del período de vigencia con el objeto de permitir la construcción del proyecto.-

6.13. El Titular de la Concesión, durante la etapa de operación del proyecto, a partir de la puesta en marcha comercial, deberá informar trimestralmente a la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables de los resultados obtenidos de las mediciones y registros efectuados durante ese período, a los fines de que la agencia pueda elaborar una base de

DEL CHUBUT
JECUTIVO

datos completa y actualizada sobre el potencial eólico de la Provincia, la que será de acceso libre y gratuito.-

6.14. En la Etapa de Estudio y Desarrollo de Proyectos identificada en el artículo 7° inciso A) apartado 1) de la ley, el interesado o la empresa desarrolladora de proyectos podrá solicitar a la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables un Permiso para realizar estudios y tareas previas de exploración eólica, tales como estudios de potencial eólico, características de suelo, de impacto ambiental, u otros relativos a un posible desarrollo de proyecto de generación eólica futuro, en terrenos en los cuales tiene acreditada la titularidad o posee autorización expresa del titular del inmueble.-

6.15. En la solicitud del Permiso mencionada en el punto anterior, y en cada prórroga de la misma, el interesado o la empresa desarrolladora deberá:

a) Delimitar en forma precisa el área donde realizará las tareas de exploración eólica;

b) Acreditar la titularidad del inmueble o acompañar una autorización expresa del titular del terreno donde se realizarán las tareas previas de exploración eólica;

c) Detallar las distintas tareas a realizar y estimar los plazos en que se concretarán cada una de las mismas;

6.16. Una vez presentada la solicitud de conformidad con lo normado en el punto anterior, la Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables (A.P.P.E.R.) previo análisis de la documentación e información presentada, otorgará un Permiso de Exploración Eólica con Exclusividad, el que tendrá las siguientes características:

a) Abarcará un área perfectamente determinada, limitada a los terrenos para los cuales el solicitante del permiso tiene acreditada la titularidad o posee autorización expresa el titular del inmueble.-

b) Su duración será de tres (3) años, prorrogable en forma automática, salvo los supuestos previstos en el punto 6.17. del presente artículo.-

c) Tendrá carácter de exclusivo para quien lo solicite, no pudiendo la superficie autorizada ser objeto de otro Permiso de Exploración Eólica de ningún tipo mientras este permiso tenga vigencia.-

d) El titular del Permiso de Exploración Eólica con Exclusividad podrá ceder total o parcialmente el mismo, previa aceptación expresa por parte de la Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables.-

e) El titular del Permiso de Exploración Eólica con Exclusividad deberá informar a la Agencia Provincial de Promoción de las Energías Renovables sobre los resultados de las tareas de exploración realizadas.-

6.17. La emisión del Permiso de Exploración Eólica o su prórroga, podrá ser rechazada o revocada en los siguientes casos:

a) Cuando el interesado no presentare la totalidad de la documentación solicitada

b) Cuando no presentare en tiempo y forma o falseare la información a la que se refiere el apartado c) del punto 6.16.-

6.18. El acto administrativo por medio del cual se otorgue el Permiso de Exploración Eólica con Exclusividad deberá contener, como mínimo, las siguientes menciones esenciales:

a) Permisionario: Designar al titular de los derechos del Permiso de Exploración Eólica con Exclusividad;

b) Fecha de aprobación;

c) Período de vigencia, que comenzará con la fecha de otorgamiento del permiso de Exploración Eólica;

d) El establecimiento de exclusividad territorial para desarrollar estudios del recurso eólico en el área autorizada.

e) La delimitación precisa y exacta del lugar de exclusividad territorial para desarrollar los estudios y tareas previas de exploración eólica que afectará el Permiso de Exploración Eólica con Exclusividad, y la extensión de la superficie total afectada.

## TÍTULO III

### Régimen de Promoción

**Artículo 7°:** El régimen de Incentivos Fiscales establecido en el artículo 7° de la ley se implementará de acuerdo a las siguientes condiciones:

7.1. Podrán acceder al régimen de incentivos fiscales para el desarrollo de Energías Renovables:

a) Las personas físicas con domicilio legal constituido en la Provincia.

b) Las personas jurídicas y consorcio de empresas, públicas, provinciales o privadas, constituidas o habilitadas para operar en el país, de conformidad con la legislación vigente.

7.2. No podrán acogerse al régimen de incentivos fiscales quienes se hallen en alguna de las siguientes situaciones:

a) Las personas físicas que hubieran sido condenadas por cualquier tipo de delito doloso, con pena privativa de la libertad o inhabilitación, y las personas jurídicas cuyos representantes o directores hubieren sufrido las mismas penas, mientras se encuentren inhabilitados;

b) Las personas físicas o jurídicas que tuvieran deudas exigibles impagas de carácter fiscal o previsional con organismos del Estado Provincial o Nacional;

c) Las personas físicas o jurídicas que hubieran incurrido en incumplimiento no justificado en regímenes anteriores de promoción implementados por la Provincia;

PROVINCIA DEL CHUBUT
PODER EJECUTIVO

d) Las personas físicas o jurídicas declaradas en estado de quiebra o concurso preventivo de acreedores, respecto de los cuales no se haya dispuesto la continuidad de la explotación;

e) Los funcionarios públicos provinciales y municipales hasta un (1) año después del cese definitivo en sus funciones como tales;

7.3. La verificación de cualquiera de las circunstancias mencionadas anteriormente o bien del incumplimiento de las obligaciones establecidas en el inciso D) del artículo 7° de la ley, en las condiciones que fueran aprobadas al momento del otorgamiento de los beneficios, producidos con posterioridad a tal otorgamiento, será causa de caducidad total e inmediata del beneficio otorgado, a partir de la fecha en que se verifica el incumplimiento.-

7.4. El cumplimiento de las obligaciones establecidas en el inciso D) del artículo 7° de la ley, será evaluado y controlado por la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables, sobre la base de los informes que los titulares de los beneficios presenten en la solicitud inicial y periódicamente de acuerdo a lo establecido en el inciso D.4) de dicho artículo. Como parte del trámite de solicitud inicial, la A.P.P.E.R. elaborará un informe de evaluación del requisito establecido en el inciso D.3), emitiendo dictamen sobre su cumplimiento de acuerdo con la información suministrada por el titular del proyecto.-

1114

7.5. La Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables elaborará una guía de presentación de solicitud de beneficios fiscales, la que en todos los casos debe hacerse antes de comenzar o durante la etapa de Estudio y Desarrollo del proyecto, a excepción de los supuestos contemplados en el artículo 25° de la ley.-

La guía de solicitud deberá especificar, adicionalmente al requerimiento de requisitos establecidos en los incisos c) y d) del artículo 6° de la ley, lo siguiente:

a) el detalle de la documentación específica a ser presentada tanto en la parte legal, técnica y económica-financiera;

b) los trámites y pasos a seguir en el proceso;

c) los tiempos de procesamiento de la solicitud imputables a la Administración Pública, los que no podrán totalizar más de treinta (30) días.-

7.6. A los efectos del presente régimen, la etapa de Estudio y Desarrollo de proyectos comprende desde la fecha informada en la solicitud inicial de otorgamiento de beneficios, hasta que el titular del proyecto informa que el mismo entra en etapa de Construcción o Inversión, o hasta que se alcanza el plazo máximo de tres (3) años.-

7.7. El inicio de la etapa de Construcción deberá ser notificado por el titular del proyecto a la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables de acuerdo al procedimiento que ésta implemente a tal efecto. La notificación referida implicará automáticamente la finalización del período de Estudio y Desarrollo.-

7.8. El inicio de la etapa de Operación Comercial deberá ser notificado por el titular del proyecto a la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables de acuerdo al

procedimiento que ésta implemente a tal efecto. La notificación referida implicará automáticamente la finalización del período de la etapa de Construcción o Inversión.-

7.9. Para el otorgamiento de los beneficios establecidos en el artículo 7° de la ley, en el caso de los proyectos de generación eólica de dos (2) megavatios o mas de capacidad instalada, será necesario contar con el Permiso de Exploración Eólica en cualquiera de las variantes establecidas en la presente reglamentación, o bien, con la Concesión a la que se refiere el artículo 6° de la ley.-

**Artículo 8°:** Sin reglamentar.-

**Artículo 9°:** La Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables (A.P.P.E.R.) implementará una página web en la que publicará con libre acceso los resultados obtenidos de las actividades correspondientes a los incisos b) y c) del artículo 9° de la ley.-

**Artículo 10°:** Sin reglamentar.-

**Artículo 11°:** Facúltese a la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables para elaborar un procedimiento mediante el cual se establezcan las pautas necesarias para la determinación de beneficios económicos y sociales, y el criterio para determinar el otorgamiento de la extensión de beneficios fiscales a que refiere el artículo 11° de la ley.-

**Artículo 12°:** Sin reglamentar

**Artículo 13°:** Sin reglamentar.

1114

## TITULO IV

### Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables, Asociaciones Público Privadas y Fondo Provincial

**Artículo 14°:** El titular de la Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables será ejercido en carácter de ad honorem por el Subsecretario de Servicios Públicos, dependiente de la Secretaria de Infraestructura, Planeamiento y Servicios Públicos, y tendrá las siguientes atribuciones:

a) Dictar las resoluciones y actos administrativos necesarios para asegurar la correcta implementación y el cumplimento de los objetivos de la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables.

b) Representar a la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables.

c) Administrar la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables, designar y remover al personal ejecutivo, técnico y de apoyo de acuerdo a las normas de la administración pública.

d) Elaborar el proyecto de presupuesto de funcionamiento de la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables y ponerlo a consideración de la Secretaría de Infraestructura, Planeamiento y Servicios Públicos.

e) Poner al conocimiento del Ministerio de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable las potenciales infracciones relativas a la protección y conservación del

medio ambiente que detectare en el desarrollo de las actividades de la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables.

f) Mantener informado periódicamente al Secretario de Infraestructura, Planeamiento y Servicios Públicos sobre las actividades de promoción realizadas por la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables.

14.1. Los distintos organismos de gobierno, como así también entes centralizados o descentralizados involucrados en forma directa o indirecta en la aplicación de la Ley XVII Nº 95, deberán tomar los recaudos necesarios a los fines de dar efectivo cumplimiento de lo estipulado en la misma y el presente decreto reglamentario, conviniendo con la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables los mecanismos administrativos para dotar a las acciones requeridas la mayor celeridad y eficiencia.

14.2. Adicionalmente a las funciones establecidas para la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables por este artículo, son obligaciones específicas de la misma las siguientes:

a) Elaborar el presupuesto anual de funcionamiento con base en los montos consignados en el Fondo Provincial de Energías Renovables.

1114

b) Elaborar un Informe Anual que contenga:
   a. Actividades de promoción realizadas por la Agencia;
   b. Solicitudes de Permisos de Exploración recibidos y otorgados;
   c. Solicitudes de Concesión Eólica recibidas y otorgadas;
   d. Tiempos medios de otorgamiento de Permiso y Concesión Eólica;
   e. Número y valores monetarios de solicitudes de beneficios fiscales;
   f. Número y valores monetarios de beneficios fiscales otorgados;
   g. Control y seguimiento de los beneficiados;
   h. Tiempos medios, mínimos y máximos del otorgamiento de los beneficios fiscales;
   i. Caducidad o revocatorias de beneficios fiscales otorgados;
   j. Información sobre convenios nacionales e internacionales celebrados;
   k. Información sobre potenciales en materia de energías renovables;
   l. Estado de ejecución presupuestaria;

c) Efectuar el seguimiento de los proyectos a los cuales se otorgaron beneficios fiscales.

d) Poner a disposición del público en general una página web en la que se publiquen los resultados de relevamientos de potencial de energías renovables que se realicen en el territorio provincial.-

14.3. La Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables mantendrá un registro de carácter público con los actos administrativos e información técnica y de promoción de energías renovables, la cual será accesible por medio de un sitio web.-

PROVINCIA DEL CHUBUT
PODER EJECUTIVO

**Artículo 15°:** Sin reglamentar.-

**Artículo 16°:** Facúltese a la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables para que en un plazo no mayor a un (1) año calendario, elabore y presente a la Secretaria de Infraestructura, Plancamiento y Servicios Públicos para su análisis y posterior aprobación, un reglamento específico que permita la implementación efectiva de proyectos de medición neta, incluyendo requisitos técnicos a exigir, tarificación de la energía, modalidades de medición y medidas de promoción.-

**Artículo 17°:** En el mismo plazo que el previsto en el artículo anterior la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables deberá elaborar y presentar conjuntamente ante la Secretaría de Infraestructura, Planeamiento y Servicios Públicos y el Instituto Provincial del Agua para su análisis y posterior aprobación, un reglamento específico que permita la implementación efectiva de los mecanismos cuyos objetivos se establecen en el artículo 17° de la ley.-

**Artículo 18°:** El Ministerio de Economía y Crédito Público conjuntamente con la Secretaría de Hidrocarburos y Minería y la Subsecretaría de Servicios Públicos, deberán elevar al Poder Ejecutivo un informe circunstanciado a efectos de que el mismo determine el aporte especial al que se refiere el inciso a) del artículo 18° de la ley.-

**Artículo 19°:** Sin reglamentar.-

**Artículo 20°:** Facúltese a la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables para que en un plazo no mayor a seis (6) meses contados desde su implementación, elabore el procedimiento para otorgar los permisos a que se refiere el artículo 2° del Anexo I de la ley, en el cual se establezcan las condiciones a las que estará sujeto el mismo.-

1114

20.1. En todos los casos, la Servidumbre de Generación Eólica afectará como máximo a toda aquella superficie necesaria para asegurar que el proyecto se desempeñe durante toda su vida útil en condiciones de eficiencia razonables, incluyendo eventualmente superficies vecinas a la localización física de los aerogeneradores cuyo dominio requiera restringirse en virtud de mantenerse la mencionada condición de eficiencia.-

20.2. La Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables será la encargada de determinar e identificar esa superficie en función de la información que al respecto presente el solicitante del uso de derecho de servidumbre, verificando que la misma resulte la mínima indispensable para garantizar la condición de eficiencia mencionada a fin de evitar eventuales abusos o prácticas lesivas a la libre competencia.-

20.3. En caso que existan diferentes predios afectados a una servidumbre, la compensación que se refiere el inciso c) del artículo 1° del Anexo I de la ley, se distribuirá entre los propietarios o poseedores en forma proporcional a las respectivas superficies afectadas sobre el total de la servidumbre.-

**Artículo 21°:** Sin reglamentar.-

**Artículo 22°:** Sin reglamentar.-

**Artículo 23°:** Sin reglamentar.-

**Artículo 24°:** Sin reglamentar.-

A DEL CHUBUT
EJECUTIVO

**Artículo 25°:** Los proyectos de Energías Renovables que se encuadren en el artículo 25° de la ley, podrán solicitar acogerse al Régimen de Incentivos Fiscales previsto en el artículo 7°, y en caso de corresponder, a los beneficios contemplados en el artículo 11° de la ley, de acuerdo con las siguientes condiciones:

25.1. Condiciones Particulares: A los efectos del cómputo de los periodos contemplados en el artículo 7° apartado B) inciso 1) y 2) de la ley, la Agencia Provincial para la Promoción de Energías Renovables establecerá como fecha de inicio del beneficio, la fecha de comienzo de la etapa declarada por el titular del proyecto en la solicitud de adhesión al régimen, la que deberá ser anterior a la fecha de realización de cualquier acto vinculado con el proyecto para el cual se solicita la aplicación de algunos de los beneficios establecidos en el artículo 7° apartado B) incisos 1) y 2) de la ley.-

25.2. Los Proyectos Eólicos ubicados dentro del territorio provincial adjudicatarios de la Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° EE 01/2009 realizado por Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) en el marco del Programa "GENREN", que cumplimentaren con las condiciones previstas en el punto 25.3 del presente artículo, con el objeto de maximizar la sinergia con políticas nacionales en materia de Recursos Renovables (artículo 1° de la ley) serán beneficiarios de los Incentivos Fiscales previstos en el artículo 7° de la ley.-

25.3. Condiciones Generales para el otorgamiento:

1. Los Proyectos Eólicos que a la fecha de sanción de la Ley XVII N° 95 se encuentren en la etapa de Estudio y Desarrollo, incluyendo los proyectos adjudicatarios de la Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° EE 01/2009 realizado por Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) en el marco del Programa GENREN ubicados dentro del territorio provincial, tendrán un plazo de doce (12) meses para presentar la solicitud de acogerse al Régimen de Incentivos Fiscales previstos en el artículo 7° la ley.-

2. A los efectos de lo previsto en el apartado anterior, los titulares de los proyectos deberán presentar ante la Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables (A.P.P.E.R.), la siguiente documentación:

a. Fecha de inicio de la etapa de Estudio y Desarrollo y/o Construcción o Inversión si a la fecha de realizar la solicitud el proyecto ya estuviera en esa etapa-

b. Descripción general y técnica del proyecto.-

c. Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental presentada a la autoridad competente.

d. La identificación precisa de los predios que serán afectados por el proyecto y en caso que corresponda, acompañar los documentos que acrediten los derechos de uso del terreno para cada etapa (estudio, desarrollo, construcción

A DEL CHUBUT
EJECUTIVO

e. La descripción detallada de los bienes y servicios de origen local que se aplicarán al proyecto, sin que esto resulte condicionante para la obtención de los beneficios establecidos por la ley.

3. Cumplidos los requisitos exigidos en el apartado precedente, la Autoridad de Aplicación tendrá un plazo de treinta (30) días para resolver:

a. El otorgamiento de la Concesión en los términos del artículo 6° de la Ley XVII N° 95 y la presente reglamentación.-

b. La incorporación al Régimen de Incentivos Fiscales contemplado en el artículo 7° de la ley, abarcando a los actos eventualmente ya realizados con posterioridad a la fecha de inicio de los beneficios establecida de acuerdo con el punto 25.1 del presente artículo.-

4. En el supuesto que transcurriera el plazo previsto en el punto 3 del presente apartado sin que la Autoridad de Aplicación se expidiera sobre los aspectos a los que se refieren los incisos a) y b) del mencionado punto, no se interpretará como denegatoria de los mencionados aspectos.-

**Artículo 26°:** Sin reglamentar

## xxxvii. Anexo: Anexo I de la Ley 24051 de Residuos Peligrosos

CATEGORÍAS SOMETIDAS A CONTROL

Corrientes de desechos

Y1 Desechos clínicos resultantes de la atención médica prestada en hospitales, centros médicos y clínicas para salud humana y animal.

Y2 Desechos resultantes de la producción y preparación de productos farmacéuticos.

Y3 Desechos de medicamentos y productos farmacéuticos para la salud humana y animal.

Y4 Desechos resultantes de la producción, la preparación y utilización de biocidas y productos fitosanitarios.

Y5 Desechos resultantes de la fabricación, preparación y utilización de productos químicos para la preservación de la madera.

Y6 Desechos resultantes de la producción, la preparación y la utilización de disolventes orgánicos.

Y7 Desechos que contengan cianuros, resultantes del tratamiento térmico y las operaciones de temple.

Y8 Desechos de aceites minerales no aptos para el uso a que estaban destinados.

Y9 Mezclas y emulsiones de desecho de aceite y agua o de hidrocarburos y agua.

Y10 Sustancias y artículos de desecho que contengan o estén contaminados por bifenilos policlorados (PCB), trifenilos policlorados (PCT) o bifenilos polibromados (PBB).

Y11 Residuos alquitranados resultantes de la refinación, destilación o cualquier otro tratamiento pirolítico.

Y12 Desechos resultantes de la producción, preparación y utilización de tintas, colorantes, pigmentos, pinturas, lacas o barnices.

Y13 Desechos resultantes de la producción, preparación y utilización de resinas, látex, plastificantes o colas y adhesivos.

Y14 Sustancias químicas de desecho, no identificadas o nuevas, resultantes de la investigación y el desarrollo o de las actividades de enseñanza y cuyos efectos en el ser humano o el medio ambiente no se conozcan.

Y15 Desechos de carácter explosivo que no estén sometidos a una legislación diferente.

Y16 Desechos resultantes de la producción, preparación y utilización de productos químicos y materiales para fines fotográficos.

Y17 Desechos resultantes del tratamiento de superficies de metales y plásticos.

Y18 Residuos resultantes de las operaciones de eliminación de desechos industriales.

Desechos que tengan como constituyente

Y19 Metales carbonilos.

Y20 Berilio, compuesto de berilio.

Y21 Compuestos de cromo hexavalente.

Y22 Compuestos de cobre.

Y23 Compuestos de zinc.

Y24 Arsénico, compuestos de arsénico.

Y25 Selenio, compuestos de selenio.

Y26 Cadmio, compuestos de cadmio.

Y27 Antimonio, compuestos de antimonio.

Y28 Telurio, compuestos de telurio.

Y29 Mercurio, compuestos de mercurio.

Y30 Talio, compuestos de talio.

Y31 Plomo, compuestos de plomo.

Y32 Compuestos inorgánicos de flúor, con exclusión de fluoruro cálcico.

Y33 Cianuros inorgánicos.

Y34 Soluciones ácidas o ácidos en forma sólida.

Y35 Soluciones básicas o bases en forma sólida.

Y36 Asbestos (polvo y fibras).

Y37 Compuestos orgánicos de fósforo.

Y38 Cianuros orgánicos.

Y39 Fenoles, compuestos fenólicos, con inclusión de clorofenoles.

Y40 Eteres.

Y41 Solventes orgánicos halogenados.

Y42 Disolventes orgánicos, con exclusión de disolventes halogenados.

Y43 Cualquier sustancia del grupo de los dibenzofuranos policlorados.

Y44 Cualquier sustancia del grupo de las dibenzoparadioxinas policloradas.

Y45 Compuestos organohalogenados, que no sean las sustancias mencionadas en el presente anexo (por ejemplo, Y39, Y41, Y42, Y43, Y44).

Y48 Todos los materiales y/o elementos diversos contaminados con alguno o algunos de los residuos peligrosos identificados en el Anexo I o que presenten alguna o algunas de las características peligrosas enumeradas en el Anexo II de la Ley de Residuos Peligrosos cuyo destino sea o deba ser una Operación de Eliminación según el Anexo III de la citada ley. A los efectos de la presente norma, se considerarán, en forma no excluyente, materiales diversos y/o elementos diversos contaminados, a los envases, contenedores y/o recipientes en general, tanques, silos, trapos, tierras, filtros, artículos y/o prendas de vestir de uso sanitario y/o industrial y/o de hotelería hospitalaria cuyo destino sea o deba ser una Operación de Eliminación de las previstas en el Anexo III de la presente Ley. (Categoría incorporada por art. 1° de la Resolución N° 897/2002 de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable B.O. 2/9/2002, texto según art. 1° de la Resolución N° 830/2008 de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable B.O. 30/7/2008).

## xxxviii. Anexo: Criterio para los puntajes de la matriz de evaluación técnica de tecnologías.

| **Puntaje** | **0** | **1** | **2** | **3** | **Ponderación** |
|---|---|---|---|---|---|
| **Antecedentes Oferente** | El Oferente no dispone de antecedentes comerciales | El Oferente dispone de una trayectoria de hasta 1.000 MW global | El Oferente dispone de una trayectoria de hasta 10.000 MW global | El Oferente dispone de una trayectoria de más de 10.000 MW global | 10% |
| **Estructura organizacional** | No presenta una estructura organizacional | Presenta un plan organizacional para la etapa de construcción y operación satisfactoria, o dispone de estructura actualmente en Argentina | Presenta un plan organizacional para la etapa de construcción y operación satisfactoria, y dispone de estructura actualmente en la región | Presenta un plan organizacional para la etapa de construcción y operación satisfactoria, y dispone de estructura actualmente en Argentina | 5% |
| **Antecedentes del Modelo Ofertado** | < 850.000 horas | > 850.000 horas<br>< 2.000.000 horas | > 2.000.000 horas<br>< 10.000.000 horas | > 10.000.000 horas | 15% |
| **Certificado de Tipo** | El Modelo de Aerogenerador no dispone de Certificado de Tipo ni de Certificado de Diseño | El Modelo de Aerogenerador dispone de un Certificado de Diseño, aunque no de un Certificado de Tipo | - | El Modelo de Aerogenerador dispone de un Certificado de Tipo | 15% |
| **Cumplimiento con requisitos mínimos - Aerogenerador** | Incumplimiento importante | Incumplimiento salvable | Cumple con todos los requisitos | - | 0% |
| **Cumplimiento con requisitos mínimos - SCADA** | Incumplimiento importante | Incumplimiento salvable | Cumple con todos los requisitos | - | 0% |
| **Curva de potencia** | No garantiza la curva de potencia o presenta desvíos insalvables a los requisitos | Garantiza la curva de potencia, no aporta un ensayo por laboratorio independiente | Garantiza la curva de potencia y aporta 1 ensayo por laboratorio independiente | Garantiza una curva de potencia específica y aporta más de 3 ensayos por laboratorio MEASNET | 20% |
| **Garantía de disponibilidad** | < 95% | >= 95% | >= 97% | ->= 97% (basado en energía) | 10% |
| **Estudios de cargas** | No aporta estudio de cargas o no aporta suficientes detalles que | Aporta un estudio de cargas específico para el sitio. El Modelo | Aporta un estudio de cargas específico para el sitio. El Modelo | Aporta un estudio de cargas específico para el sitio. El Modelo | 15% |

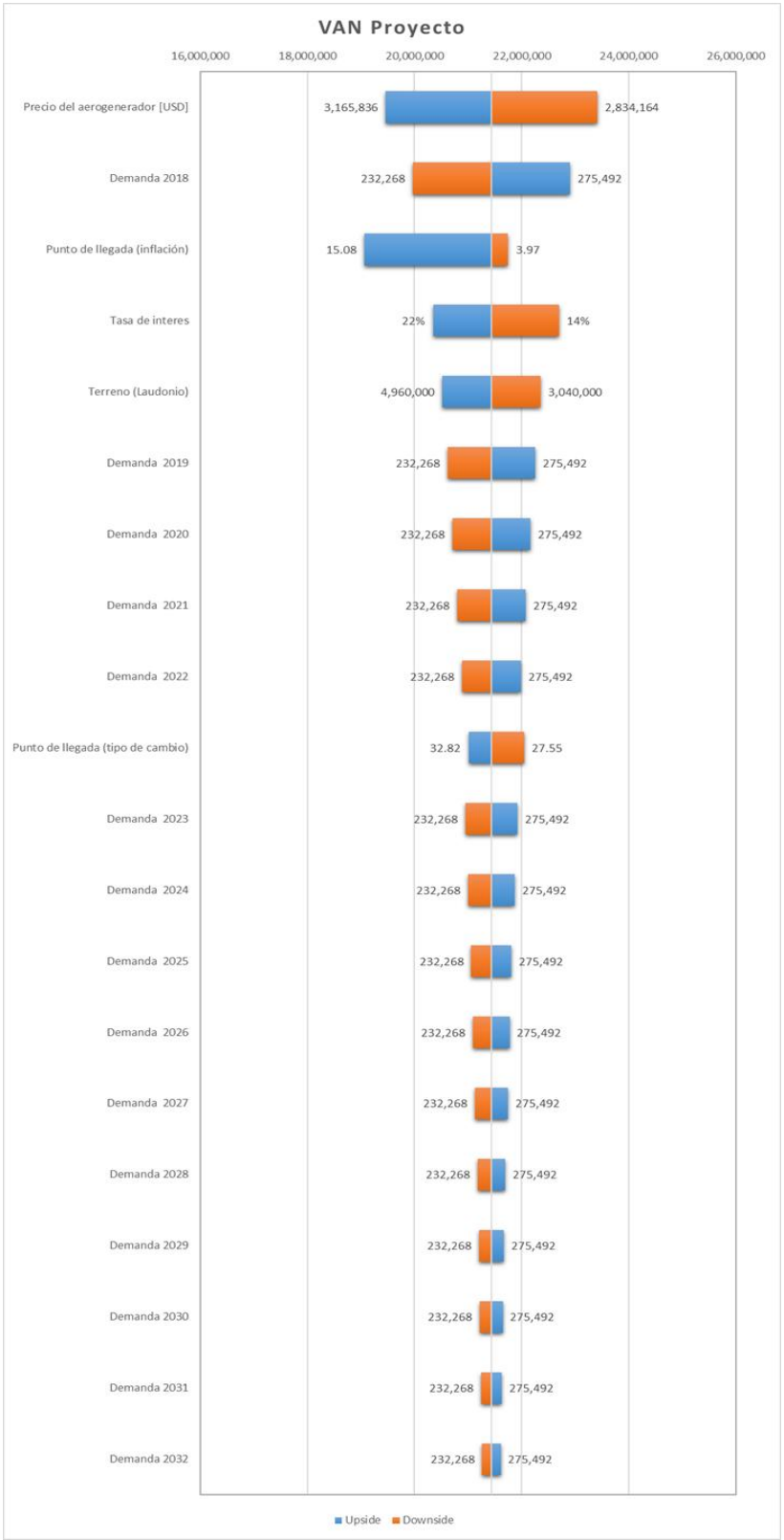
| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | permiten validar el estudio | de Aerogenerador cumple los requisitos con modificaciones en su diseño o introduciendo sector management | de Aerogenerador cumple los requisitos sin modificaciones en su diseño ni introduciendo sector management, pero con una reducción de vida útil en alguno de sus componentes | de Aerogenerador cumple sin limitaciones | |
| **Configuración Parque** | No propone Configuración Parque | Presenta una Configuración Parque pero requiere Sector Management o no presenta configuración pero indica distancias mínimas | La Configuración Parque no requiere Sector Management | La Configuración Parque no requiere Sector Management. Las pérdidas de destela están inferiores a 5% | 10% |

## xxxix. Anexo: Especificaciones técnicas del Vestas 126 LTq

| | |
|---|---|
| **OPERATIONAL DATA** | |
| Rated power | 3,450 kW |
| Cut-in wind speed | 3 m/s |
| Cut-out wind speed | 22.5 m/s |
| Re cut-in wind speed | 20 m/s |
| Wind class | IEC IIA/IEC IIB |
| Standard operating temperature range | from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C |
| **SOUND POWER** | |
| (Noise modes dependent on site and country) | |
| **ROTOR** | |
| Rotor diameter | 126 m |
| Swept area | 12,469 $m^2$ |
| Air brake | full blade feathering with 3 pitch cylinders |
| **ELECTRICAL** | |
| Frequency | 50/60 Hz |
| Converter | full scale |

*subject to different temperature options

| | |
|---|---|
| **GEARBOX** | |
| Type | two planetary stages and one helical stage |
| **TOWER** | |
| Hub heights | 87 m (IEC IIA/IIB), 117 m (IEC IIA/DIBtS/IIB), 137 m (IEC IIIA/DIBtS), 147 m (IEC IIIA), 149 m (DIBtS) and 166 m (DIBtS) |
| **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 | 61.7 m |
| Max. chord | 4 m |
| Max. weight per unit for transportation | 70 metric tonnes |

xl. Anexo: Flujo de fondos proyectado para Vestas V126 LTq

## xli. Anexo: Tornado Chart con variación de generación interanual