

INSTALACIÓN DE PARQUE EÓLICO – PROVINCIA DE BUENOS AIRES

Autores:

- Boragina, Adriano.
- Monasterio, Ana Laura.



2017 - Año de las energías renovables



A todos aquellos que de una u otra manera fueron parte de este camino...



Índice

RESUMEN	8
FUNDAMENTACIÓN	10
OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	11
<i>Objetivos generales</i>	11
<i>Objetivos específicos</i>	11
ALCANCE	12
LISTA DE INVOLUCRADOS	13
EVALUACIÓN DE CADA INVOLUCRADO	15
REPRESENTACIÓN GRÁFICA.....	15
ESTRATEGIAS.....	16
ESTUDIO DE MERCADO	18
GENERACIÓN DE ENERGÍA	19
<i>Balance Energético</i>	19
MERCADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MUNDIAL	23
<i>Generación actual</i>	23
<i>Generación Renovable</i>	25
<i>Generación Eólica</i>	26
MERCADO DE ENERGÍA EN ARGENTINA	28
<i>Generación De Energía En Argentina</i>	29
<i>Energías renovables</i>	33
<i>Parques eólicos en argentina</i>	35
<i>Despacho horario del parque generador</i>	37
MARCO REGULADORIO ELÉCTRICO.....	40
<i>Agentes que actúan en el Mercado Eléctrico</i>	40
<i>Nuevo marco regulatorio de las energías renovables – Ley 27.191 – Decreto Reglamentario 531/16</i>	43
<i>Programa RenovAr</i>	46
<i>Ingreso de nuevos Generadores al MEM</i>	51
ESTUDIO TÉCNICO	60
EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN	61
<i>Recursos eólicos</i>	61
<i>Recurso argentino</i>	63
<i>Aerogeneradores</i>	69
<i>Parque eólico</i>	77
ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO	85
<i>Análisis de la macrolocalización</i>	85
<i>Análisis de la microlocalización</i>	90
PARQUE EÓLICO “VETAMADRE”	95
LOCALIZACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DEL PARQUE	96
<i>Emplazamiento del parque</i>	97
<i>Recurso eólico</i>	98



<i>Aerogeneradores</i>	99
PARQUE EÓLICO "VETAMADRE"	106
<i>Ubicación de los aerogeneradores</i>	106
<i>Sistema eléctrico</i>	107
<i>Producción de energía</i>	112
<i>Servicios auxiliares</i>	115
<i>Programación y construcción</i>	118
<i>Recursos Humanos</i>	123
MANTENIMIENTO	125
GESTIÓN DEL MANTENIMIENTOS	126
<i>Protocolos de mantenimiento</i>	127
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	130
EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL	131
<i>Metodología de evaluación de impacto ambiental</i>	131
<i>Criterios para la evaluación</i>	133
<i>Índice de calidad ecológica (Ce)</i>	135
<i>Resultados de la evaluación ambiental</i>	135
<i>Medidas de prevención y mitigación de impactos</i>	139
<i>Evaluación de los impactos</i>	152
<i>Ordenamiento de los impactos</i>	154
<i>Interpretación del balance de los impactos</i>	155
ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO	158
CASO BASE	159
<i>Programa RenovAr</i>	159
<i>Producción</i>	160
<i>Mercado</i>	160
VARIABLES CLAVE	161
COSTOS DE INVERSIÓN Y EXPLOTACIÓN	162
PRECIO DE VENTA	165
ESTRUCTURA DE CAPITAL.....	166
<i>Deuda capital</i>	166
<i>Capital inversor</i>	167
AMORTIZACIONES Y DEPRECIACIONES	168
EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	169
<i>Estado de resultados</i>	169
<i>Flujo de fondos</i>	170
<i>Rentabilidad del proyecto</i>	173
<i>Sensibilidad</i>	174
<i>Análisis de riesgo</i>	176
CONCLUSIÓN	178
BIBLIOGRAFIA	179



Índice de Tablas

Tabla 1- Lista de involucrados	14
Tabla 2- Evaluación de cada involucrado	15
Tabla 3- Estrategias	17
Tabla 4- Balances Anuales de Energía según la generación de energía en Argentina	29
Tabla 5- Potencia instalada por región del país, hasta el año 2015.....	31
Tabla 6- Cobertura de la demanda en los últimos años en Argentina.....	33
Tabla 7- Demanda de energía en los últimos años en Argentina.	34
Tabla 8- Porcentaje de Demanda de energía cubierta por Generación Renovable.....	34
Tabla 9- Parques Eólicos instalados en Argentina.....	36
Tabla 10- Proyectos adjudicados de la licitación GENREN.	37
Tabla 11- Centrales de generación de Energía Eléctrica en Argentina.	39
Tabla 12- Requerimientos del programa Renovar 1.5.	47
Tabla 13- Pago realizado por el Generador a CAMMESA.....	50
Tabla 14- Características de los aerogeneradores según el número de palas.....	75
Tabla 15- Porcentaje de rutas por provincia en Argentina	87
Tabla 16- Características de los aerogeneradores por marca.....	93
Tabla 17- Parámetros de Weibull en Coronel Pringles.	98
Tabla 18- Relación Potencia- Velocidad del viento del aerogenerador GE Energy 1,7- 100	105
Tabla 19- Porcentajes de perdidas para el cálculo de la energía.....	111
Tabla 20- Relación entre los resultados de distribución de Weibull y potencia entregada por el Generador GE Energy 1,7-100.....	113
Tabla 21- Energía producida por el parque.....	115
Tabla 22- Evaluación de impacto ambiental.	133
Tabla 23- Grado de impacto ambiental.....	134
Tabla 24- Categorías de calidad ecológica.	135
Tabla 25- Identificación de acciones de impacto ambiental.....	136
Tabla 26- Matriz de identificación de impactos y factores impactados por etapa.....	139
Tabla 27- Evaluación de impacto ambiental, después de medidas de mitigación.	152
Tabla 28- Estimación final del impacto ambiental.	153
Tabla 29- Orden de impacto ambiental, de más negativos a más positivos.....	154
Tabla 30- Orden de impacto ambiental, con mitigación, de más negativos a más positivos. ...	154
Tabla 31- Valores CAPEX (en miles USD).....	163
Tabla 32- Precios adjudicados RenovAr 1 y 1,5- Provincia de Buenos Aires.....	165
Tabla 33- Valores correspondientes a la Deuda Capital.	166
Tabla 34- Valores correspondientes a el Capital Inversor.....	167
Tabla 35- Valores correspondientes a amortizaciones según RenovAr.....	168
Tabla 36- CAPM.....	173
Tabla 37- VAN.....	173
Tabla 38- TIR.....	173
Tabla 39- Riesgo por excedencia (relación con indicadores financieros y LCOE)	177



Índice de Imágenes

1- Diagrama de flujo del Balance Energético	19
2- Distribución mundial de la generación de energía	23
3- Crecimiento de la capacidad eólica mundial instalada.	26
4- Capacidad eólica mundial instalada por región.	27
5- Generación Eléctrica en Argentina.	29
6- Generación anual de energía por tipo de generación.	30
7- Diferencia de cantidad según el tipo de generación.....	30
8- Potencia instalada por región del país y por tipo de generación.	31
9- comparación entre la Potencia Instalada y la Disponible.	32
10- Composición de la Generación de Renovable hasta el 2015.	34
11- Curva de despacho de Energía Eléctrica diario.	38
12- Proyecciones de capacidad instalada según la ley 27.191.....	44
13- Ejemplo del cronograma de la convocatoria RenovAr 1.5, del año 2016.....	47
14- Dirección de los vientos dominantes en la Tierra.....	62
15- Relación: Velocidad del viento- Superficie.....	63
16- Velocidad del viento en el país.	64
17- Rosa de los vientos.....	66
18 Relación: Histograma de vientos- Distribución de Weibull.....	67
19- Aerogenerador Savonius.....	70
20- Aerogenerador Darrieus.	70
21- Relación: Coeficiente de potencia- Rendimiento de aerogeneradores.....	71
22- Proceso de conversión de Energía.	72
23- Góndola de un aerogenerador.....	73
24- Rotor eléctrico de un aerogenerador.	74
25- Espaciamiento óptimo entre las turbinas de aerogeneradores.	77
26- Estación meteorológica del parque.	80
27- Intensidad de los vientos.	86
28- Distribución de rutas en Argentina.	87
29- Distribución del tendido eléctrico en Argentina.	88
30- Distribución del viento en Buenos Aires.	89
31- Distribución de rutas en Buenos Aires.....	89
32- Distribución del tendido eléctrico en Buenos Aires.....	89
33- División de Buenos Aires por secciones electorales.	90
34- Lugar seleccionado.....	97
35- Ruta Provincial n°51.	97
36- Recurso eólico en el sector seleccionado.	98
37- Rosa de los vientos en sector seleccionado.....	99
38- Cimentación.	101
39- Curva de potencia para el aerogenerador GE Energy 1,7-100.	105
40- Distribución de los aerogeneradores en el parque.....	107
41- Transporte de torres de aerogeneradores.	121



42- Transporte de palas de aerogeneradores.....	121
43- Relación: Valoración del impacto- Factor ambiental sin mitigación.....	155
44- Relación: Valoración del impacto- Factor ambiental con mitigación.	156
45- Composición de costos.	163
46- Estado de resultados.....	169
47- Flujo de fondos.....	170
48- Diagrama de Flujo de Fondos.....	171
49- Diagrama de relación: VAN- TIR- LCOE.	175
50- Relación: Frec. velocidades- Frec. Acumulada.....	176



RESUMEN

Presentamos el proyecto de evaluación de la instalación de un parque eólico en la provincia de Buenos Aires, más específicamente en la zona de “El Despeñadero” en el partido de Coronel Pringles, bajo los parámetros del programa RenovAr.

El parque eólico “VetaMadre”, estará ubicado en un lote de 1000ha, a la vera de la ruta provincial N°51 a 135km de la ciudad de Bahía Blanca y a 500km de CABA.

La localización del mismo se determinó a través de un proceso de selección, en el que se buscó optimizar el mejor recurso eólico, con la cercanía de rutas, caminos y tendidos eléctricos de alta tensión. Esta optimización ayudó a obtener una tarifa de generación baja, brindando mejores y más rápidos retornos a las inversiones.

Bajo este estudio nos centramos en la provincia de Buenos Aires, para luego encontrar el partido que mejor se ajuste a nuestras exigencias.

La energía será generada por 58 aerogeneradores General Electric, modelo GE Energy-1,7-100, con una potencia nominal de 1,7MW cada uno. Serán conectados a una subestación elevadora para poder conectar lo generado al tendido eléctrico de alta tensión de 132kV que corre paralelo a la ruta provincial N°51.

La inversión total para poner en marcha el proyecto será de USD 133.195.967. La estructura de capital de la inversión será 70/30, con una financiación con deuda a 15 años brindada por el BICE (Banco de Inversiones y Comercio Exterior), el resto de la inversión será ofrecido en modalidad *project finance*.



El proyecto comenzará su construcción en enero de 2018, comenzando a izar aerogeneradores para octubre del mismo año, dando todo el tiempo previo a la construcción de la infraestructura necesaria para la generación.

El parque eólico “VetaMadre” será operativo a partir de octubre del año 2019. Su explotación será concretada por un PPA con CAMMESA, por los 20 años siguientes.

Al ingresar el proyecto en el programa RenovAr, recibirá una serie de beneficios que serán importantes para el rendimiento financiero del mismo.

El proyecto del parque eólico “VetaMadre” tiene una tasa de retorno de 15%, permitiendo que los inversores tengan un retorno mayor al 30% y un valor actual de los flujos de inversión que superen los USD 50.000.000.



FUNDAMENTACIÓN

La instalación de un parque eólico en la provincia de Buenos Aires, es un proyecto, en el contexto económico-político en el que nos encontramos, interesante de encarar.

Desde el punto de vista ambiental, un proyecto de energías “limpias”, viene a reemplazar la utilización de generadores de energía que afecten al medio donde se desarrollan, ya sea por la emisión de sustancias que sean perjudiciales o el cambio de la geografía del mismo.

Por otro lado, la diversificación de la matriz energética, hace que un país sea menos dependiente de ciertas fuentes, a la vez de generar empleo y evolución en las tecnologías utilizadas.

De igual manera, el contexto actual de la Argentina, es altamente propicio para la instalación de un parque eólico, la ley 27.191 establece que para fines del año 2017 se alcance una generación del orden del 8% de energía eléctrica a través de fuentes renovables, de los cuales la mitad se planifican que sean proyectos eólicos. Para favorecer lo establecido por la ley, el gobierno nacional ha presentado el programa RenovAr, el cual presenta licitaciones para la instalación de plantas generadoras de energía a través de fuentes renovables. La obtención de estas licitaciones tiene aparejado muchos beneficios, tanto legales, técnicos como impositivos, entre ellos podemos nombrar el convenio acordado con el Banco Mundial, para ofrecerse de garantía ante el cobro y remuneración de la producción de estos proyectos.

Como una medida para beneficiar los proyectos de energías renovables, se planteó un convenio entre el Ministerio de Energía y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), en el cual obliga al ente a tomar, para el sistema interconectado, todos los paquetes de energía generados a través de fuentes renovables.



Desde un punto de vista técnico, la instalación en la provincia de Buenos Aires es por más provechosa. El promedio de la velocidad de vientos en la zona es de cerca de los 7 m/s, bastante menos que en la Patagonia, pero esto permite que los aerogeneradores a instalar, no requieran de tecnologías sofisticadas y puedan encontrarse modelos de producción nacional.

Por otra parte, la instalación en la provincia de Buenos Aires, tiene un gran valor, ya que, es en esta provincia, donde se generan los mayores consumos de energía eléctrica, ya sea por el consumo domiciliario, como así también por el consumo industrial. Es por esto que dentro de la microlocalización, se busca que sea, cercana a líneas de alta tensión y sectores de alto consumo.

Objetivos del Proyecto

Objetivos generales

Instalar un parque eólico en la Provincia de Buenos Aires, bajo los lineamientos de las licitaciones del programa RenovAr, con el objetivo de generar energía eléctrica, la cual será suministrada al Sistema Interconectado Nacional.

Objetivos específicos

- Aumentar la producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables hacia fines de 2019;
- Instalar un parque eólico con el mayor porcentaje de productos e insumos nacionales;
- Conectar la energía generada con la red nacional;
- Suministrar la energía generada.
- Generar un plan de mantenimiento de la instalación, para lograr el correcto funcionamiento del parque.



Alcance

En el presente proyecto se pretende realizar el estudio de mercado de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, para conocer el estado actual e histórico de la demanda de potencia eléctrica; analizar la tecnología a utilizar y la localización que nos permita obtener el mayor rendimiento del proyecto; generar la planificación para la instalación y conexión del parque al Sistema Interconectado Nacional; búsqueda de los actores y materiales que permitirán llevar a cabo la instalación; control del correcto funcionamiento de los equipos instalados y verificar la viabilidad económica-financiera del proyecto.



LISTA DE INVOLUCRADOS

#	INVOLUCRADO	INTERESES
1	Equipos del proyecto	Apoyo del proyecto, por ser parte de él. Buscan su realización y velan por la misma.
2	Proveedores/Contratistas	Apoyo al proyecto, la realización del mismo les brindará ganancias y reconocimiento. Al mismo tiempo que el crecimiento de la envergadura, sería más que beneficioso.
3	Clientes (C.A.M.M.E.S.A.)	Apoyo moderado, ya que implica una variación en la matriz energética, y hará que tenga costos menores por la energía. De igual manera, la regulación vigente, pretende que pague más de lo debido por esa energía.
4	Usuarios	Apoyo moderado a indiferencia, las variaciones en los costos de la energía le repercuten en menor medida, llegan a un interés cuando reconocen las energías renovables.
5	Gobierno Nacional	Apoyo relevante a crítico, las últimas medidas tomadas en relación a las energías renovables hacen que el proyecto sea rentable. La falta de las mismas complicaría la puesta en marcha.
6	Gobierno Provincial	Apoyo con reservas, da prestigio a la provincia y sabe de los beneficios de las energías renovables, aunque reconoce las problemáticas que puede acarrear la instalación.



7	Gobierno Municipal	Neutro. Reconoce los beneficios y sabe las desavenencias que vienen aparejadas con la instalación de un proyecto de esta envergadura.
8	Grupo Protector ambiental 1 (60%)	Apoyo por la utilización de energías limpias y la variación de la matriz energética.
9	Grupo Protector ambiental 2 (35%)	En contra, las organizaciones ambientales pelean contra la utilización de la mayoría de los elementos empleados en la producción de aerogeneradores, sumados a los cambios en el paisaje normal del sitio.
10	Grupo Protector ambiental 3 (5%)	En contra. Las organizaciones ornitológicas están en contra de la instalación de parques eólicos, ya que argumentan que los mismos son contraproducentes para la fauna del lugar.
11	Ciudadanos del lugar de ubicación	En contra. Durante la instalación sufrirán del paso de equipos de transporte de gran tamaño por los caminos, a la vez que la utilización de maquinaria muy pesada afectará el normal funcionamiento del municipio. Una vez instalado el ruido normal del parque puede afectarlos. Y las mejoras en la matriz energética o los descensos en los costos de producción de energía no serán aspectos en los que puedan verse beneficiados.
12	Competidores	En contra. Dependiendo del tipo de energía que produzcan estará más o menos en contra. Pero el proyecto viene a quitarles parte del mercado.
n..		

Tabla 1- Lista de involucrados

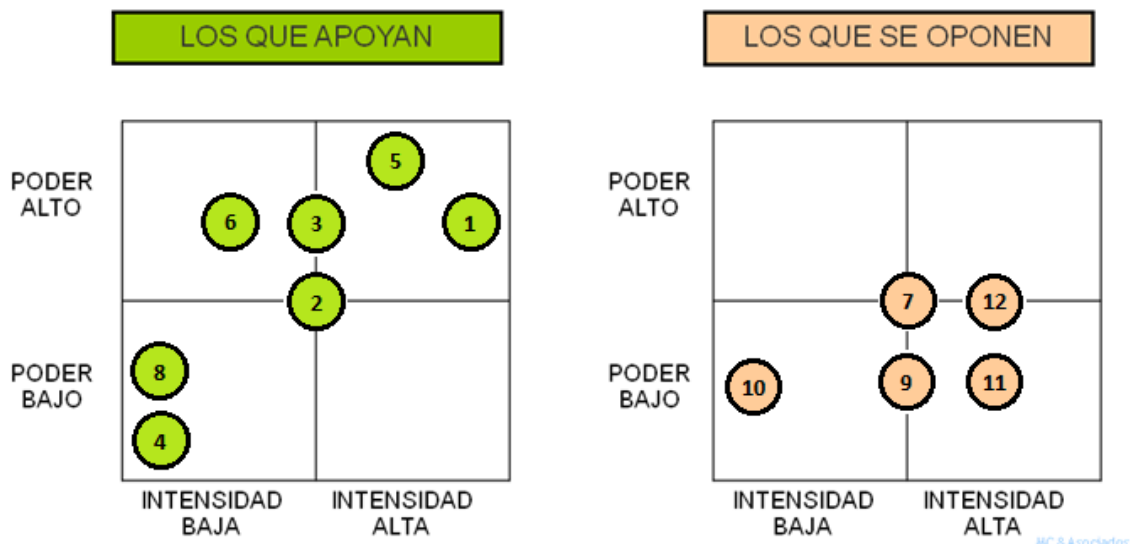


Evaluación de cada involucrado

N°	INVOLUCRADO	POSICIÓN	PODER	INTENSIDAD
1	Equipos del proyecto	+	4	5
2	Proveedores/Contratistas	+	3	3
3	Clientes (C.A.M.M.E.S.A.)	+	4	3
4	Usuarios	+	1	1
5	Gobierno Nacional	+	5	4
6	Gobierno Provincial	+	4	2
7	Gobierno Municipal		3	3
8	Grupo Protector ambiental 1 (60%)	+	2	1
9	Grupo Protector ambiental 2 (35%)	-	2	3
10	Grupo Protector ambiental 3 (5%)	-	1	2
11	Ciudadanos del lugar de ubicación	-	2	4
12	Competidores	-	3	4
n..				

Tabla 2- Evaluación de cada involucrado

Representación Gráfica





Estrategias

N°	INVOLUCRADO	INTERESES	ESTRATEGIA
1	Equipos del proyecto	Apoyo del proyecto, por ser parte de él. Buscan su realización y velan por la misma.	Motivar a los equipos para obtener los mejores resultados.
2	Proveedores/Contratistas	Apoyo al proyecto, la realización del mismo les brindará ganancias y reconocimiento. Al mismo tiempo que el crecimiento de la envergadura, sería más que beneficioso.	Mantenerlos implicados y hacerlos responsables, para tratar de convertirlos en socios.
3	Clientes (C.A.M.M.E.S.A.)	Apoyo moderado, ya que implica una variación en la matriz energética, y hará que tenga costos menores por la energía. De igual manera, la regulación vigente, pretende que pague más de lo debido por esa energía.	Movilizarlos para convencerlos de las bondades del proyecto y lo que puede darle en un futuro.
4	Usuarios	Apoyo moderado a indiferencia, las variaciones en los costos de la energía le repercuten en menor medida, llegan a un interés cuando reconocen las energías renovables.	Mantener informados a los usuarios de las mejores que trae a la generación de energía la diversificación de la matriz energética.
5	Gobierno Nacional	Apoyo relevante a crítico, las últimas medidas tomadas en relación a las energías renovables hacen que el proyecto sea rentable. La falta de las mismas complicaría la puesta en marcha.	Informar constantemente de los avances en el proyecto y en distintos proyectos afines. Prever cambios en las reglamentaciones.
6	Gobierno Provincial	Apoyo con reservas, da prestigio a la provincia y sabe de los beneficios de las energías renovables, aunque reconoce las problemáticas que puede acarrear la instalación.	Dar relevancia al gobierno provincial para que se sienta parte importante del proyecto y se identifique con el mismo.
7	Gobierno Municipal	Neutro. Reconoce los beneficios y sabe las desavenencias que vienen aparejadas con la instalación de un proyecto de esta envergadura.	Uno de los actores con los que más hay que trabajar, tenerlo como aliado sería más que beneficioso. Por lo tanto se debe informar y movilizar para llevar a que sus capacidades sean productivas para el proyecto. Dándole participación y mostrándole los beneficios del proyecto.



8	Grupo Protector ambiental 1 (60%)	Apoyo por la utilización de energías limpias y la variación de la matriz energética.	Se deben mantener informadas a estas organizaciones, ya que dan mucha prensa.
9	Grupo Protector ambiental 2 (35%)	En contra, las organizaciones ambientales pelean contra la utilización de la mayoría de los elementos empleados en la producción de aerogeneradores, sumados a los cambios en el paisaje normal del sitio.	Por su poder e intensidad, se deben persuadir e informar para cambiar su postura negativa.
10	Grupo Protector ambiental 3 (5%)	En contra, las organizaciones ornitológicas están en contra de la instalación de parques eólicos, ya que argumentan que los mismos son contraproducentes para la fauna del lugar.	Se le dará menos relevancia que al grupo anterior, pero de igual manera no se deberá confrontar. Con informarlos, será suficiente.
11	Ciudadanos del lugar de ubicación	En contra. Durante la instalación sufrirán del paso de equipos de transporte de gran tamaño por los caminos, a la vez que la utilización de maquinaria muy pesada afectará el normal funcionamiento del municipio. Una vez instalado el ruido normal del parque puede afectarlos. Y las mejoras en la matriz energética o los descensos en los costos de producción de energía no serán aspectos en los que puedan verse beneficiados.	Este es un grupo que puede afectar el normal funcionamiento o desenvolvimiento del proyecto. Pero con información y persuasión, se puede lograr doblegar la postura de este grupo.
12	Competidores	En contra. Dependiendo del tipo de energía que produzcan estará más o menos en contra. Pero el proyecto viene a quitarles parte del mercado.	A los competidores no se puede más que controlarlos de cerca. Conocer sus fortalezas y debilidades para no quedar por detrás de ellos en los rendimientos de la generación.

Tabla 3- Estrategias



ESTUDIO DE MERCADO

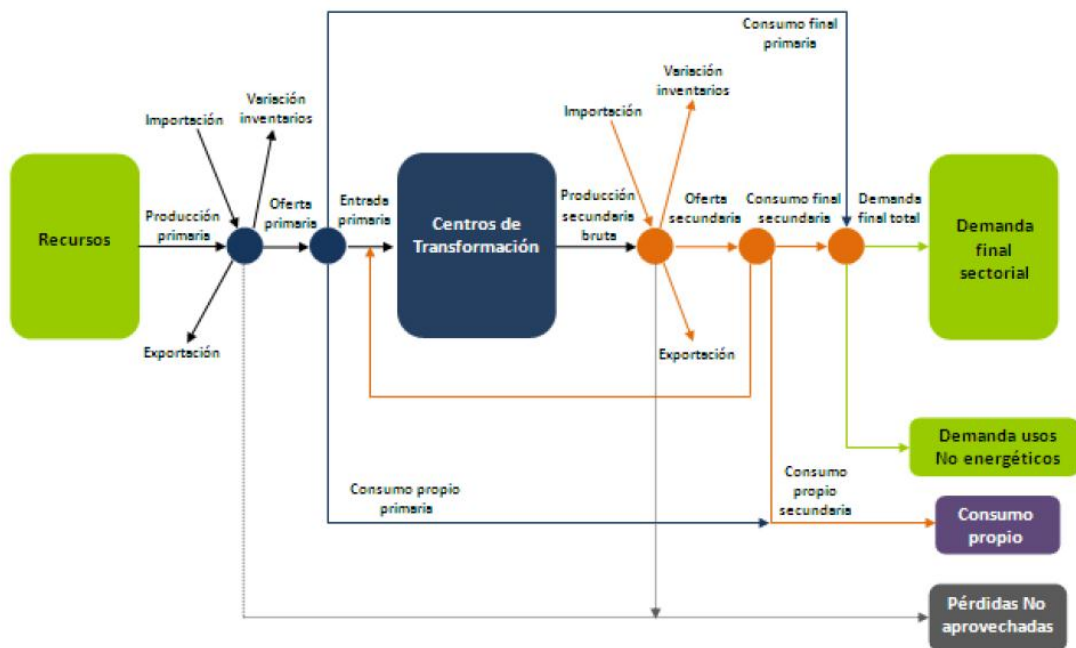


Generación de energía

Para empezar a analizar cómo funciona el mercado en el que nos vamos a desempeñar, es necesario observar las distintas formas de generar la energía.

Balance Energético

A continuación, podemos observar el Balance Energético representado mediante de un diagrama de flujo cuyos elementos son un conjunto de bloques unidos por flechas. Las flechas representan los flujos de energía, y los bloques representan producciones, intercambios, procesos de transformación, consumos de energía, etc.



1- Diagrama de flujo del Balance Energético



Definiciones generales aplicables a lo largo del balance energético:

a) Fuentes de energía

- **Energía primaria:** Son las fuentes de energía en estado propio que se extraen de los recursos naturales de manera directa, como en el caso de las energías hidráulica, eólica, solar, o mediante un proceso de prospección, exploración y explotación, como es el caso del petróleo y el gas natural, o mediante recolección, como en el caso de la leña. En algunos casos, la energía primaria puede ser consumida directamente, sin mediar un proceso de transformación.
- **Energía secundaria:** Son las diferentes fuentes de energía producidas a partir de energías primarias o secundarias en los distintos centros de transformación, para poder ser consumidas de acuerdo con las tecnologías empleadas en los sectores de consumo. Las formas de energía secundaria pueden resumirse en electricidad (producida de fuentes primarias o secundarias), gas distribuido, gas licuado de petróleo (GLP), gasolinas, diesel, kerosene y combustible jet, fuel oil y productos no energéticos (por ejemplos asfaltos y lubricantes derivados del petróleo).

b) Oferta de energía

- **Oferta interna de energía primaria:** Es la sumatoria de la producción local, importación y variación de inventario menos la exportación, menos la energía no aprovechada (por ejemplo, gas quemado en la antorcha), más el ajuste o diferencia estadística (puede ser positivo o negativo).
- **Oferta interna de energía secundaria:** Es la sumatoria de la producción local, importación y variación de inventario menos la exportación, menos las pérdidas y energía no aprovechada más el ajuste o diferencia estadística.



La oferta interna de energía representa el total efectivamente disponible para sus tres destinos posibles: ser transformada (refinerías, planta de tratamiento de gas, usinas eléctricas, etc.), ser consumida en el propio sector energético (consumo propio) o ser consumida por los usuarios finales dentro del país (consumo final).

c) Centros de transformación

Son las instalaciones donde la energía que ingresa, se modifica mediante procesos físicos y/o químicos, entregando una o más fuentes de energía diferentes a la/s de entrada.

En estos procesos de transformación aparecen necesariamente consumos propios que generan una diferencia entre producción bruta y neta y pérdidas en la transformación, debido a la natural ineficiencia de los procesos.

Los centros de transformación del Balance Energético Nacional son Centrales Eléctricas (Servicio Público y autoproducción), Plantas de Tratamiento de gas, Refinerías, Aceiteras y destilerías, Coquerías, Carboneras y Altos Hornos.

d) No aprovechado, pérdidas y ajuste

- No aprovechado: Es la cantidad de energía que, por razones técnicas y/o económicas o falta de valorización del recurso, no está siendo utilizada, por ejemplo, gas no aprovechado, agua de represa no turbinada que sale por el vertedero.
- Pérdidas de transporte, almacenamiento y distribución: Es la energía perdida en las actividades de transporte, distribución y almacenamiento de los distintos productos energéticos, tanto primarios como secundarios.
- Ajuste o diferencia estadística: Es la diferencia entre el destino y el origen de la oferta interna de una fuente energética como consecuencia de errores estadísticos. Su valor debe ser naturalmente bajo.



e) Consumo de energía

Con respecto a los consumos se distinguen tres tipos: el consumo propio, el consumo energético y el consumo no energético.

- El consumo propio en el circuito primario consiste en el consumo que se produce durante la extracción del recurso. Por ejemplo, el consumo de gas en un yacimiento. El consumo propio en el circuito secundario consiste en aquellos recursos energéticos que se consumen dentro del centro de transformación que los produce. Por ejemplo, el consumo de electricidad en una central generadora de electricidad.
- El consumo no energético es el uso de recursos con fines distintos a la utilización como combustible. Por ejemplo, se encuentra en este rubro el consumo de etano para la producción de etileno, las naftas que se incorporan a los aceites lubricantes o pinturas, etc.
- El consumo energético comprende el consumo de productos primarios y secundarios utilizados por todos los sectores de consumo final para la satisfacción de sus necesidades energéticas.

f) La apertura de los sectores de consumo, se los clasifica de la siguiente manera:

- Sector residencial: El consumo final de este sector es el correspondiente a los hogares urbanos y rurales del país.
- Sector Comercial y Público: Incluye el consumo de todas las actividades comerciales y de servicio de carácter privado, los consumos energéticos del gobierno a todo nivel (nacional, provincial, municipal), instituciones y empresas de servicio público como defensa, educación, salud, etc.
- Sector transporte: Incluye los consumos de energía de todos los servicios de transporte dentro del territorio nacional, sean públicos o privados, para los distintos medios y modos de transporte de pasajeros y carga (carretera, ferrocarril, aéreo y fluvial-marítimo).
- Sector agropecuario: Comprende los consumos de combustibles relacionados con toda la actividad agropecuaria, silvicultura y la pesca.



- Sector industrial: Comprende los consumos energéticos de toda la actividad industrial, ya sea extractiva o manufacturera (pequeña, mediana y gran industria), y para todos los usos, excepto el transporte de mercaderías, que queda incluido en el sector transporte.

Mercado de Generación de Energía Eléctrica Mundial

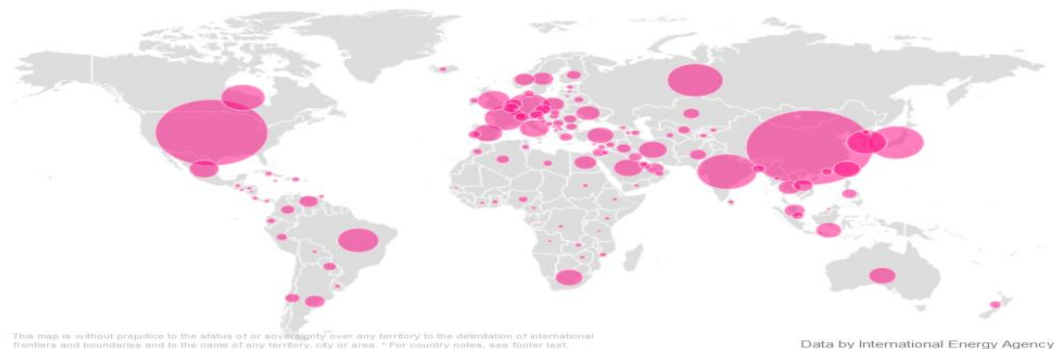
Generación actual

El mercado de generación de energía eléctrica a nivel mundial es variado, aunque de igual manera, hay ciertas tendencias que al mirarlo globalmente se mantienen.

Una de las formas más fáciles de entenderlo es dividirlo por el tipo de fuente que se utiliza para la generación, entre ellas encontramos, a grandes rasgos, combustibles fósiles, fuentes renovables y nucleares.

La generación a través de combustibles fósiles, en su mayoría corresponde a la producción por medio de la utilización de derivados de la refinación del petróleo (nafta, gasoil, kerosene, etc.), gas natural o carbón.

Las fuentes denominadas renovables, son un gran conjunto de distintas fuentes de variadas procedencias, en su mayoría buscan el aprovechamiento de algún recurso natural con el que cuente el lugar de producción. Entre ellos podemos nombrar las producciones a través de fuentes eólicas, solares (fotovoltaica o térmica), hídricas (usando causes grandes o pequeños), geotermal o biomasa.



2- Distribución mundial de la generación de energía



Dos países, la República Popular de China con un 23% y los Estados Unidos con un 18%, dominan la producción de energía eléctrica en el mundo. Seguidos de India, Rusia, Japón, Canadá, Alemania, Francia, Brasil y Corea del Sur. Estos 10 países cuentan con más de dos tercios de la producción global de energía eléctrica.

Sin embargo, el consumo per cápita es un poco diferente, las causas de esto y que generan un gran impacto, son aspectos como la penetración de tecnología, tasas de electrificación del país productor, saturación del mercado o la utilización de energía eléctrica para la climatización.

Hablando de las fuentes, dos tercios de la electricidad producida en el mundo viene de la utilización de combustibles fósiles, seguido de las represas hidroeléctricas (16,5%), plantas nucleares (10,6%), biomasa o desechos (2%) y el resto de los renovables geotermal, solar, eólica y otras fuentes alcanzan un 3,3%, sin embargo, esta categoría tiene un rápido crecimiento sostenido los últimos años.

Cuando hablamos de generación de energía eléctrica a través de combustibles fósiles, tenemos que especificar a los dos combustibles, por lejos, más utilizados a nivel global, que son el carbón con un 41% y el gas natural con un 22%. El gran porcentaje de utilización del carbón como combustible se debe a que países que son grandes productores como China, Estados Unidos, Australia o Rusia, utilizan cerca de un 75% o más de su producción en la generación de energía eléctrica. De igual manera sucede con el gas natural, que países productores utilizan cerca de un 50% de su producción en la generación de energía eléctrica. Por otra parte, los derivados de la refinación del petróleo han tenido un franco descenso en la utilización para generación de electricidad desde la década del '70 donde contaba con el 25% de la matriz mundial hasta alcanzar un poco más del 4% en la actualidad, esto se debió a los altos costos que alcanzaron estos combustibles y las mejoras tecnológicas en la utilización de otras fuentes como el gas y la energía nuclear.



Generación Renovable

La sociedad moderna se está convirtiendo en un gran dependiente de un suministro de electricidad confiable y seguro para apuntalar el crecimiento económico y la prosperidad de la comunidad. Esta dependencia tiene una tendencia creciente, es por esto que formas de generación de energía más eficientes y menos carbón-intensivas son necesarias de generar y desarrollar para “descarbonizar” la economía. Mantener la confiabilidad y la seguridad en la generación de energía eléctrica mientras se busca rápidamente la “descarbonización” de los sistemas energéticos es una meta clave de los países del mundo.

Diferentes consejos o asociaciones mundiales de energía han analizado la “descarbonización” de la generación de energía eléctrica, e indican que el desarrollo a gran escala de las energías “limpias” o renovables es necesario y técnicamente factible. Sin embargo, la inherente variabilidad de estas fuentes de energía llevará a flujos de energía poco predecibles. De igual manera, se necesitará una mayor flexibilidad de los sistemas de generación si se van a desarrollar a gran escala las variables fuentes renovables (solar fotovoltaico, eólico y mareomotriz). Sería un paso adelante sin poner en riesgo la seguridad de la energía eléctrica.

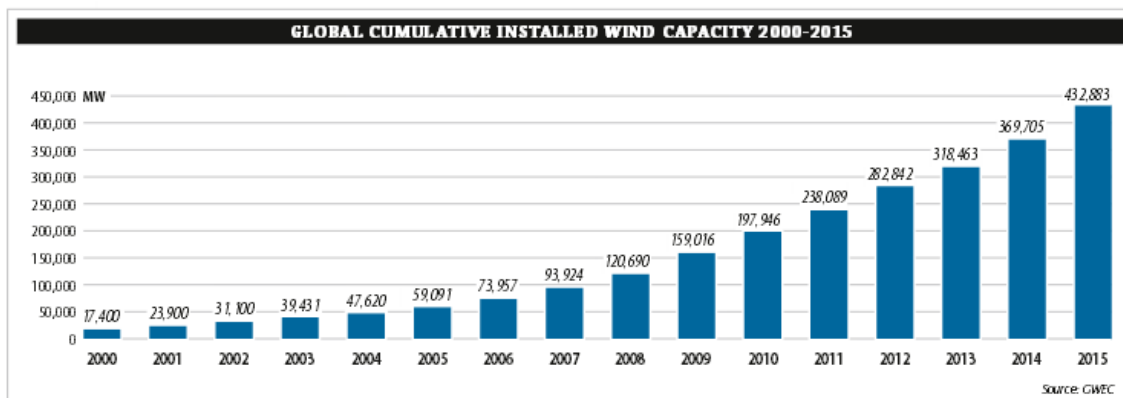
Hoy en día, la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables se mantiene en un tercer lugar, esto se ha debido a que el crecimiento estrepitoso de las energías solares y eólicas, ha compensado la caída en la participación de las fuentes hidroeléctricas. De esta manera, dentro de la matriz global de generación de electricidad las energías renovables cubren un 21,6%, terceras por debajo del carbón con 41,2%, cercanas al 21,8% del gas natural, pero por encima de los 10,6% de la energía nuclear y los 4,4% de los derivados del petróleo. Sin embargo, hay países donde las fuentes renovables cubren el 100% de la generación como Islandia, Paraguay o Noruega (todos a través de hidroeléctrica o geotermal).



Generación Eólica

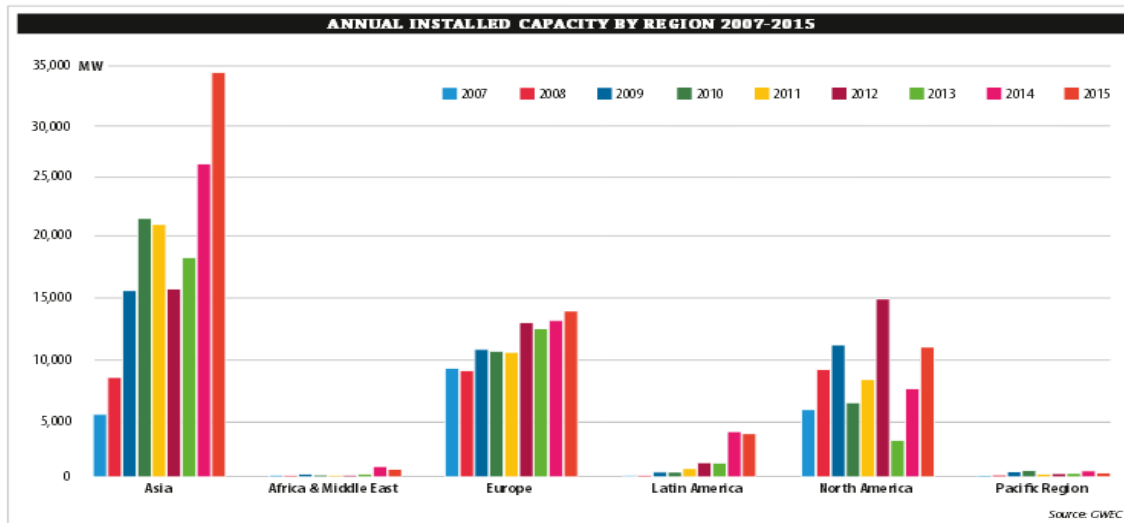
La producción de energía eléctrica por medio del viento es uno de los medios que más han crecido en los últimos años, en esta última década, pasada la crisis mundial del 2008, ha dado los crecimientos más importantes de toda la historia.

En caso del año 2015, fue un año sin precedentes, rompiendo records en generación y nuevas instalaciones. Por primera vez se pasó la línea de los 60GWh (GigaWatts hora) de nueva capacidad instalada, llegando a un acumulado de 433 GWh en el mundo. Este crecimiento fue potenciado por China, que instaló más de 30GW, llevando al continente asiático a mantener el primer puesto en mercado mundial de generación de energía eólica.



3- Crecimiento de la capacidad eólica mundial instalada.

Para fines del 2014, había 26 países que contaban con más de 1000MW de capacidad instalada para la generación de energía eólica. Las variaciones del año 2015 hicieron que para fines de ese año haya 8 países con una capacidad instalada mayor a 10000MW, entre los cuales encontramos a China (con 145000MW), los Estados Unidos (con 74000MW), Alemania (con 44000MW), India (con 25000MW), España (con 23000MW), el Reino Unido (con 13000MW), Canadá (con 11000MW) y Francia (con 10000MW).



4- Capacidad eólica mundial instalada por región.

Las tendencias de los últimos años demuestran que la energía eólica es la manera más competitiva de sumar una nueva fuente de energía a la matriz mundial, aun compitiendo contra otras tecnologías de mayor porte o mejor subsidiadas.



Mercado de Energía en Argentina

Durante la última década la demanda de energía eléctrica en Argentina crece a un ritmo sostenido, consistente con un crecimiento económico cercano al 8% en promedio anual.

Este crecimiento de la demanda de energía no fue alcanzado por las inversiones en nueva potencia. Actualmente, si bien la cantidad de potencia instalada creció en términos absolutos la Argentina posee una matriz energética similar a la que se tenía a finales de los 90.

Dado que la demanda de energía se está igualando a la capacidad total de generación disponible, Argentina necesita más generadores de electricidad, ya que se llegará a una escasez de suministro si este problema no es resuelto en mediano plazo. El sistema eléctrico argentino está demandando la incorporación de al menos 1.000 MW de potencia adicional anualmente para poder hacer frente a este gran aumento de demanda.

Debido a esto, en los últimos años el gobierno argentino ejerció un rol más participativo para promocionar la inversión y la expansión de la matriz energética argentina.

El mercado eléctrico argentino está dividido en cuatro partes principales: la generación, la transmisión, la distribución de energía, y el consumo o demanda de los grandes usuarios (es decir, aquellos no incluidos dentro de las distribuidoras).



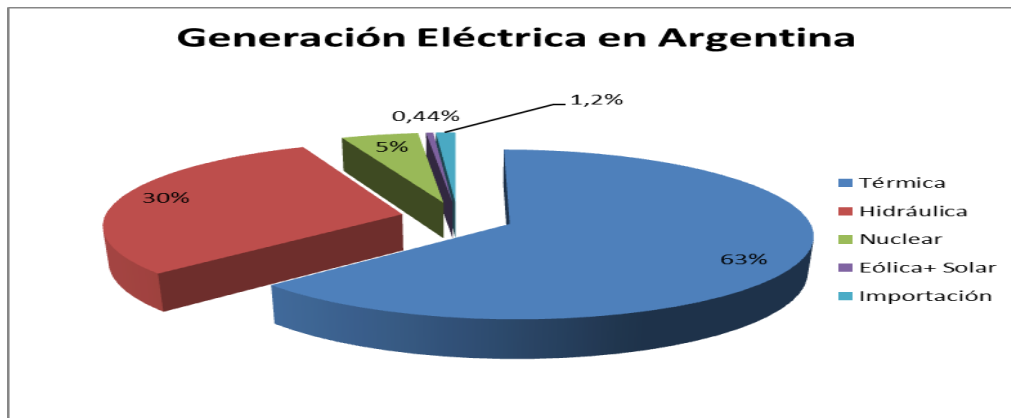
Generación De Energía En Argentina

La generación está compuesta principalmente por la forma térmica y la hidráulica. La generación total del país es de alrededor de 140.000GWh total en un año, de esto el 63% es térmica, un 30% hidráulica y en el caso de las renovables (eólica y solar) abarcan solo un 0,44%, la más baja del país.

A continuación, observamos Balances Anuales de Energía.

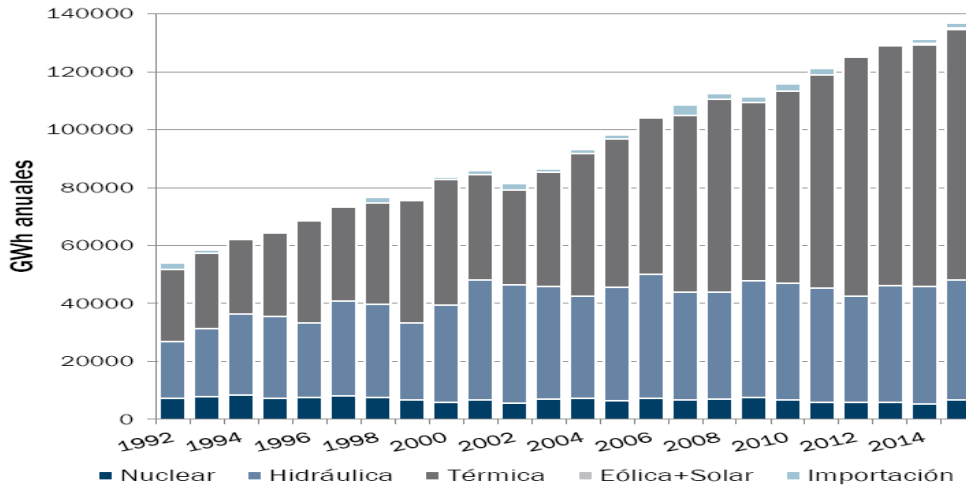
GWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Térmica	51351	53928	61012	66877	61386	66465	73573	82495	82953	83265	86625
Hidráulica	39213	42987	37290	36882	40318	40226	39339	36626	40330	40663	41464
Nuclear	6374	7153	6721	6849	7589	6692	5892	5904	5732	5258	6519
Eólica+ Solar	0	0	0	0	0	0	16	356	462	629	608
Importación	1222	559	3459	1774	2040	2351	2412	423	342	1390	1655
TOTAL	98160	104627	108482	112382	111333	115734	121232	125804	129819	131205	136871

Tabla 4- Balances Anuales de Energía según la generación de energía en Argentina



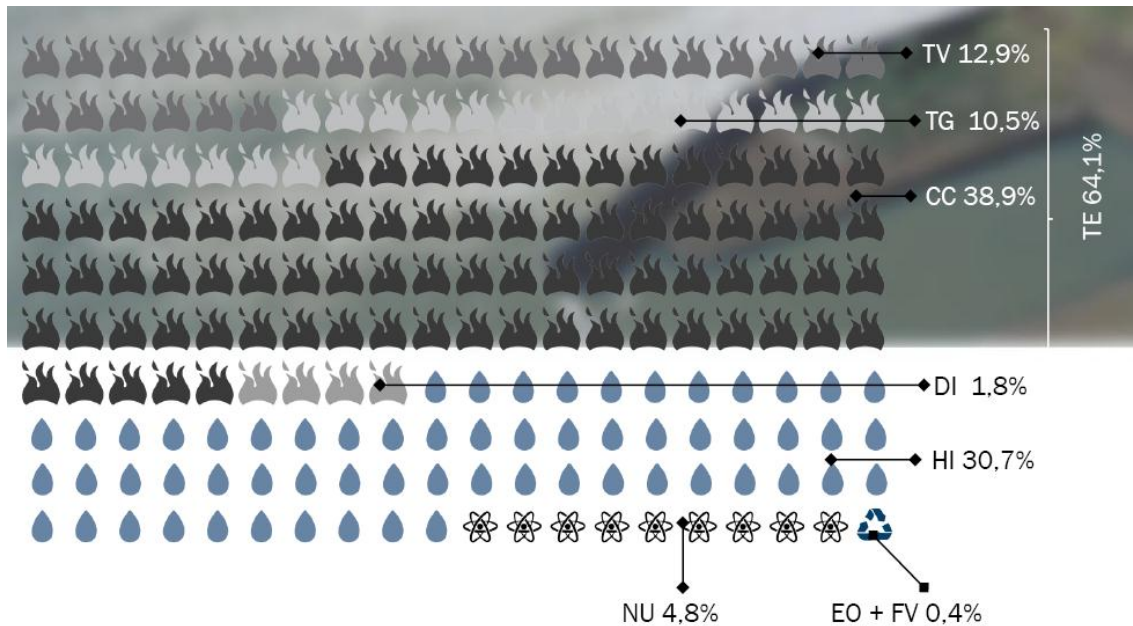
5- Generación Eléctrica en Argentina.

A partir de este gráfico, que representa los porcentajes de generación del año 2015, se puede ver que el porcentaje de energía que se importa es relevante, por eso la estrategia política es lograr una disminución de este porcentaje a partir de la ampliación en el valor de energías renovables generadas, esto sería beneficioso para el país.



6- Generación anual de energía por tipo de generación.

Como se puede ver, la generación a partir de fuentes renovables es la menor a todas las demás formas de generación del país. Aunque, debido a las políticas establecidas en los últimos tiempos por el gobierno, se ha observado un aumento en la instalación de estas.



7- Diferencia de cantidad según el tipo de generación.

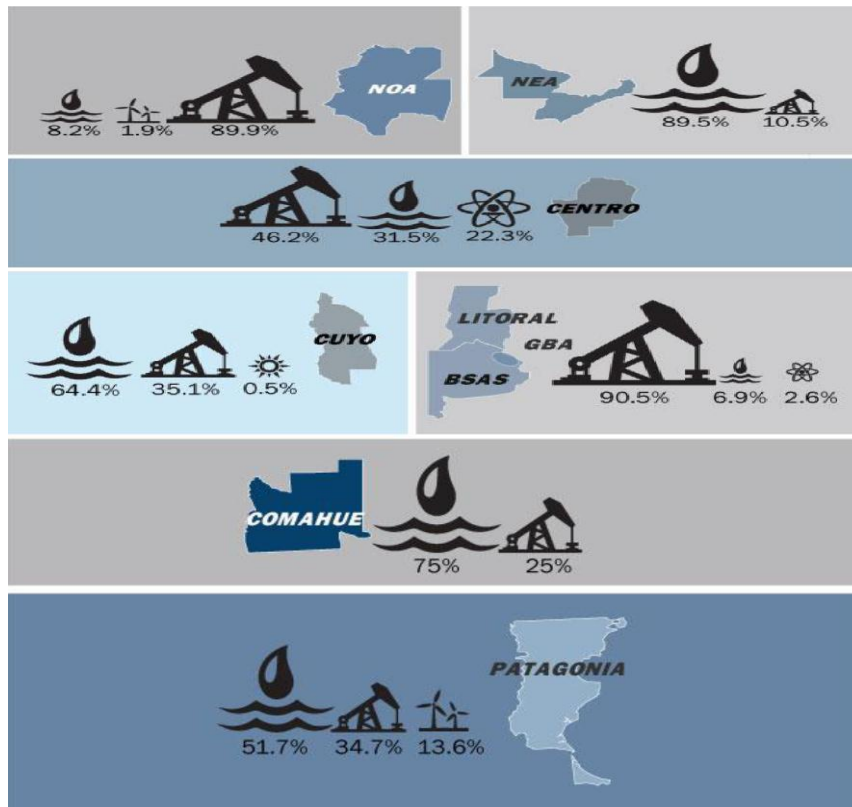


Como parte del estudio del mercado, es necesario tener en cuenta la potencia instalada en el país.

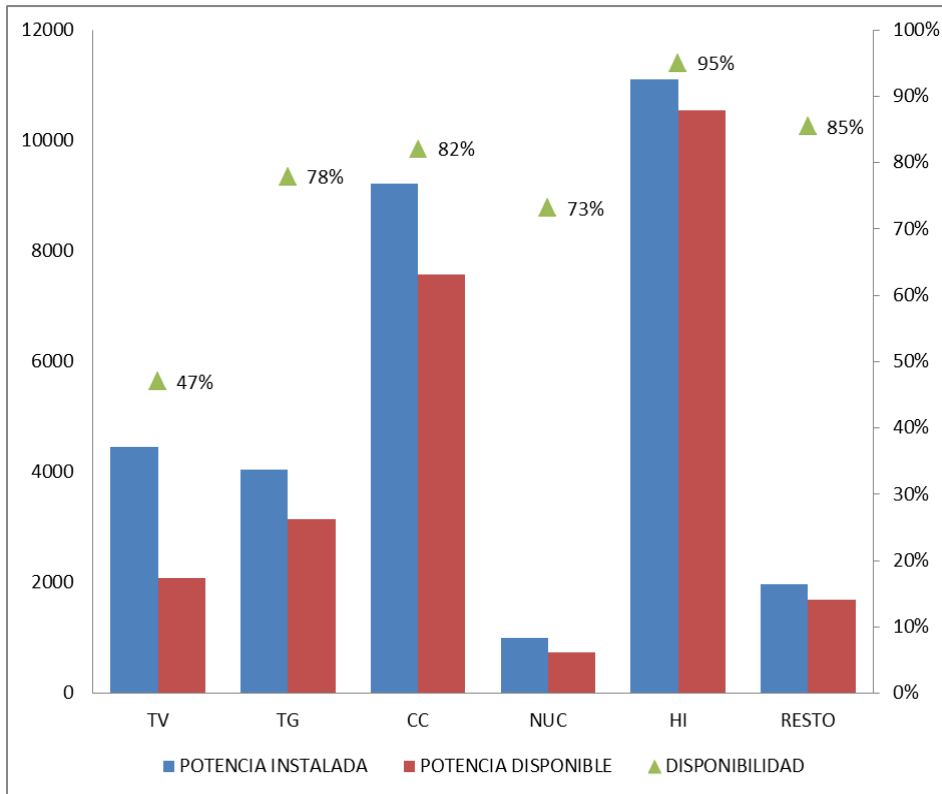
REGIÓN	TÉRMICA		HIDRÁULICA		NUCLEAR		EÓLICA		SOLAR		TOTAL
CUYO	584	35%	1073	64%	0	0%	0	0%	8	0,5%	1666
COMAHUE	1564	25%	4692	75%	0	0%	0	0%	0	0%	6257
NOA	2382	90%	217	8%	0	0%	50	2%	0	0%	2650
CENTRO	1345	46%	918	46%	648	22%	0	0%	0	0%	2912
GBA-LIT- BAS	12397	91%	945	7%	362	3%	0	0%	0	0%	13705
NEA	323	11%	2745	90%	0	0%	0	0%	0	0%	3069
PATAGONIA	348	35%	519	52%	0	0%	137	14%	0	0%	1005
TOTAL	18943		11109		1010		187		8		31257
%TOTAL		61%		36%		3%		1%		0%	100%

Tabla 5- Potencia instalada por región del país, hasta el año 2015.

Como principal resultado se puede ver que las regiones con mayor potencia instalada son las de Provincia de Buenos Aires, Litoral y GBA con un total del 13.705 MW, que equivalen a un 44% del total instalado.



8- Potencia instalada por región del país y por tipo de generación.



TV: Turbo Vapores
NUC: Nuclear
Fotovoltaico

TG: Turbinas de Gas
HI: Hidroeléctrica

CC: Ciclos Combinados
RESTO: Diesel+ Eólico+

9- comparación entre la Potencia Instalada y la Disponible.

Se puede decir que la generación hidráulica es la que mayor utilización de la capacidad tiene.



Energías renovables

Desde que se manifestó mundialmente la necesidad de desarrollar una política ambiental, se comenzó a considerar el desarrollo y la utilización de fuentes de energías renovables.

No obstante, los combustibles fósiles siguen siendo fundamentales para la economía de las naciones industrializadas modernas. En efecto, la producción y el consumo de estos combustibles continúa creciendo; siendo el calentamiento global una de las peores amenazas que debemos enfrentar debido al uso de los combustibles fósiles: gas, petróleo y carbón.

Las fuentes de generación de energías limpias se comenzaron a tener en cuenta en Argentina recién a partir del año 2011, anterior a este, los registros de utilización de este tipo de energía no eran significantes. Como se puede ver en los cuadros posteriores, en los últimos años el porcentaje promedio de Demanda del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) que fue cubierto por la Generación Renovable fue solo del 1,7%.

FUENTE DE ENERGÍA	2011	2012	2013	2014	2015	TOTAL GWh	TOTAL MW MEDIOS
BIODIESEL	32	170	2	2	0	206	4,7
BIOMASA	98	127	134	114	155	628	14,3
EÓLICA	16	348	447	613	593	2017	46
HIDRO	1350	1566	1376	1543	1713	7548	172,2
SOLAR	2	8	15	16	15	56	1,3
BIOGAS	0	36	108	103	84	331	7,5
Total GWh	1498	2255	2082	2391	2560	10786	246,1

Tabla 6- Cobertura de la demanda en los últimos años en Argentina.

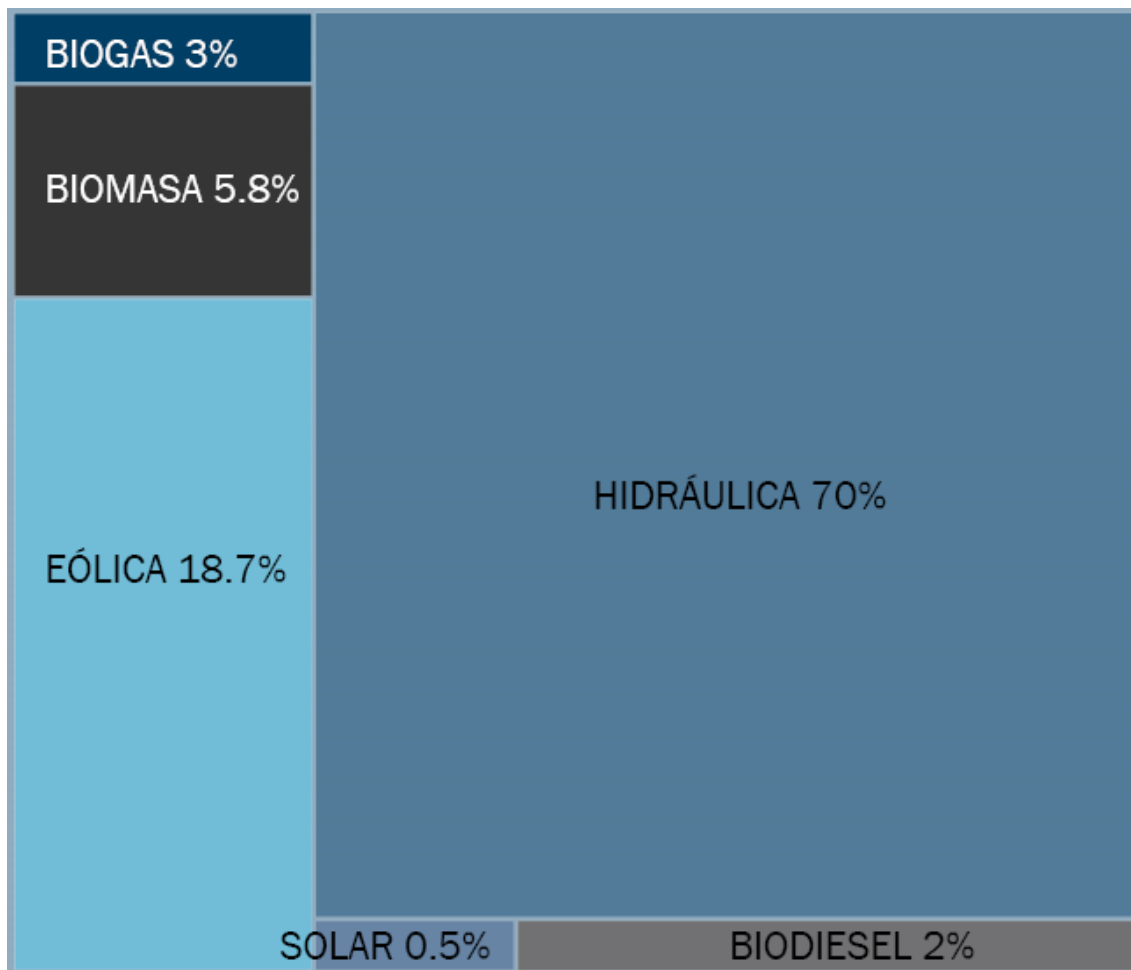


DEMANDA ENERGÍA GWh	2011	2012	2013	2014	2015	TOTAL GWh	TOTAL MW MEDIOS
DEMANDA MEM	116349	121293	125166	126397	131995	621200	28350

Tabla 7- Demanda de energía en los últimos años en Argentina.

	2011	2012	2013	2014	2015	PROMEDIO
% DE Demanda de MEM cubierta con Generación	1,3%	1,9%	1,7%	1,9%	1,9%	1,7%

Tabla 8- Porcentaje de Demanda de energía cubierta por Generación Renovable.



10- Composición de la Generación de Renovable hasta el 2015.

Lamentablemente, las inversiones en energías renovables son insignificantes en comparación con las inversiones anuales realizadas en el desarrollo de nuevas reservas de combustibles fósiles, algo absolutamente incompatible con la protección del clima global.



Las energías renovables constituyen una de las mejores alternativas como respuesta al estancamiento y la inacción, siendo una poderosa fuente de energía global, accesible y viable, capaz de sustituir a los combustibles fósiles y otras fuentes contaminantes.

Las energías renovables son una herramienta poderosa para el desarrollo sustentable. Su evolución debe ser adoptada como una prioridad energética a nivel nacional.

Por este motivo, la Secretaría de Energía se encuentra avocada a la elaboración de políticas y estrategias que las promuevan, con el objeto de obtener notables beneficios en materia de medio ambiente, industria y economía.

Parques eólicos en argentina

Argentina contaba con solo 55 MW instalados principalmente por cooperativas eléctricas entre 1994 y 2002. Aunque este valor ha crecido en los últimos años, está muy por debajo de los valores que se manejan en otros países. En Argentina, la mayoría de los parques eólicos en operación abastecen a una red local cautiva de usuarios clientes de la cooperativa, como distribuidora local y vuelcan excedentes a la red. Hoy en día, la potencia total instalada en Argentina alcanza los 218 MW.



Parques Eólicos Instalados					
Ubicación (provincia)	Puesta en servicio	Potencia instalada	Aerogeneradores (cantidad)	Operador	Estado
Río Mayo (Chubut)	feb-90	120kW	Aeroman 30kW(4)	DGSP Chubut	Fuera de servicio
C. Rivadavia (Chubut)	ene-94	500kW	MICON 250(2)	PECOR S.A.	Fuera de servicio
Cutral Co (Neuquén)	oct-94	400kW	MICON 400(1)	COPELCO	Fuera de servicio
Pehuen Co (Buenos Aires)	feb-95	400kW	MICON 400(1)	C.E. Punta Alta	Fuera de Servicio
Pico Truncado I(Santa Cruz)	may-95	1MW	VENTIS 20-10(10)	Mpio. Pico Truncado	Desmantelado
Tandil (Buenos Aires)	may-95	800kW	MICON 400(2)	CRETAL	Operativo
Rada Tilly	mar-96	400kW	MICON 400(1)	COAGUA	Operativo
C. Rivadavia (Chubut)	sep-97	6MW	MICON 400(15)	SCPL C. Rivadavia	Operativo
Mayor Buratovich (Buenos Aires)	oct-97	1,2MW	BONUS 600Kw(2)	C.E. M. Buratovich	Operativo
Darragueira (Buenos Aires)	sep-97	750kW	MICON 750(1)	CELDA	Operativo
Punta Alta (Buenos Aires)	dic-98	1,8MW	BONUS 600(3)	C.E. Punta Alta	Operativo
Claromecó (Buenos Aires)	dic-98	750kW	MICON 750(1)	C.E. Claromecó	Operativo
Pico Truncado II (Santa Cruz)	03-ene	2,4MW	Wobben E40/600(4)	Mpio. Pico Truncado	Operativo
C. Rivadavia (Chubut)	10-ene	5,28MW	Gamesa 47/660(8)	SCLP C. Rivadavia	Operativo
Gral. Acha (La Pampa)	11-feb	1,8MW	MICON 900(2)	COSEGA	Operativo
Arauco (La Rioja)	10-oct	50,4MW	IMPISA 83-2,1(24)	Gob. La Rioja – IMPISA	Operativo
Rawson (Chubut)	09-nov	77,4MW	VESTAS V90-1,8(43)	Genneia	Operativo
Loma Blanca IV (Chubut)	jul-13	51MW	Alstom 100-3(17)	Sidsel/Sideli	Operativo

Tabla 9- Parques Eólicos instalados en Argentina.



En 2010 se adjudicaron los proyectos de la licitación GENREN. El total de oferentes fueron 21 empresas, presentando 51 proyectos. La potencia ofertada fue de 1.436,5 Megavatios (40% superior a la licitada). Se adjudicaron 895 MW. Los MW restantes para llegar a los 1.000 originariamente licitados serán re-licitados próximamente.

Proyectos adjudicados GENREN	
Potencia [MW]	Tecnología
754	Eólica
110,4	Biocombustibles
10,6	Pequeños aprovechamientos hidráulicos
20	Solar fotovoltaica

Tabla 10- Proyectos adjudicados de la licitación GENREN.

Despacho horario del parque generador

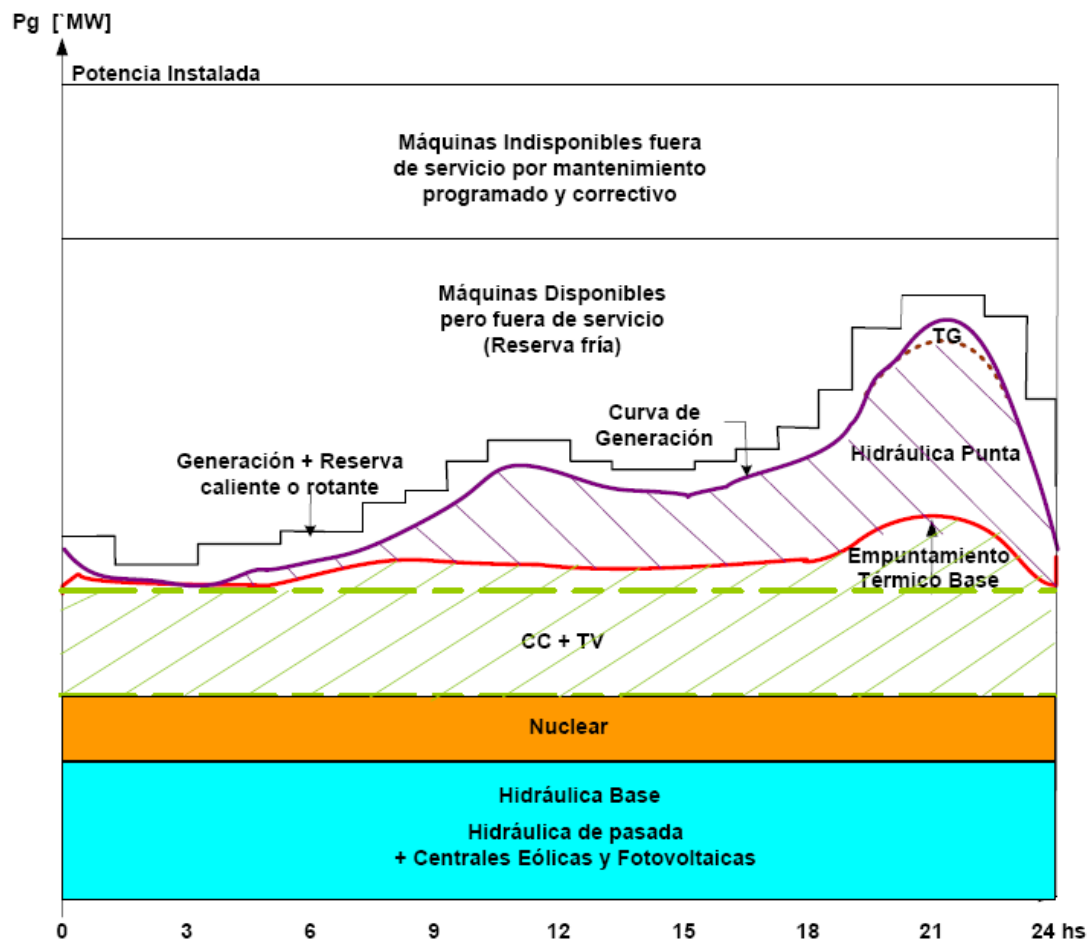
La matriz de generación de energía, utilizada para el cubrimiento del despacho diario de energía eléctrica en nuestro país, está conformada por centrales hidráulicas, nucleares, renovables y de combustibles fósiles. Para la conformación del despacho diario, se seleccionan centrales a partir de la disponibilidad y los costos que acarrearán cada una de las fuentes.

Luego de la reglamentación de la ley nacional 27.191/16, se adelantó en el despacho a las centrales de energía renovable, con el fin de promover este tipo de tecnologías beneficiosas para el medio ambiente. Sin tomar en cuenta el costo y atendiendo a la disponibilidad del recurso que ellas utilicen.



Para el despacho diario normal se utiliza en primera instancia la generación hidráulica de base y de pasada, ya que la generación es constante. A continuación, se encuentran las centrales de generación a través de fuentes renovables (eólica y fotovoltaica principalmente), debido a la inconstancia del recurso utilizado. Luego de éstas se despachan las centrales nucleares, cuya generación debe ser constante, dada la peligrosidad de producirse una parada. En última instancia se despachan las tecnologías más caras y a su vez las que es posible controlar la generación, es decir se puede parar la misma y hacerlas funcionar, principalmente en las horas pico de consumo.

En el siguiente cuadro, se puede observar la curva de despacho diario, con los distintos tipos de máquinas que cubren la demanda y la potencia disponible e indisponible.



11- Curva de despacho de Energía Eléctrica diario.



Para poder cumplir con el despacho, Argentina cuenta con:

Centrales de generación de energía eléctrica		
Hidráulica de base		
- Yaciretá, río Paraná;		- Río Grande, río Grande, Córdoba.
- Salto Grande, río Uruguay;		
Hidráulica de pasada (cuenca Comahue)		
- Alicurá, río Limay;	- Chocón, río Limay;	- Mari Menuco, río Neuquén;
- Piedra, río Limay;	- Arroyito, río Limay;	- El chañar, río Neuquén.
- Pichi, río Limay;	- Banderita, río Neuquén;	
Eólica		
- Tandil, Bs. As.;	- Punta Alta, Bs. As.;	- General Acha, La Pampa;
- Rada Tilly, Chubut;	- Claromecó, Bs. As.;	- Arauco, La Rioja;
- M. Buratovich, Bs. As.;	- Pico Truncado, Santa Cruz;	- Rawson I y II, Chubut;
- Darragueira, Bs. As.;	- Comodoro Rivadavia, Chubut;	- Loma Blanca IV, Chubut.
Fotovoltaica		
- Planta Hornaditas, Jujuy;	- Planta Ullúm, San Juan;	- Parque Terrazas de
- Central La Rioja, La Rioja;	- Cañada Honda, San Juan;	Portezuelo, San Luis.
Nuclear		
- Central Atucha I y II, Buenos Aires;		- Central Embalse, Córdoba.
Térmica		
- Central Piquirenda, Salta;	- Central S. Francisco, Córdoba;	- Central Mar de Ajó, Bs. As.;
- Central Güemes, Salta;	- Central Río Cuarto, Córdoba;	- Central Villa Gesell, Bs. As.;
- Central Termoandes, Salta;	- Central Gral. Lavalle, Córdoba;	- Central 9 de Julio, Bs. As.;
- Central Salta, Salta;	- Central Mendoza, Mendoza;	- Central Necochea, Bs. As.;
- Ctral Independencia, Tucumán;	- Central José S. Martín, Santa Fé;	- Central Luis Piedrabuena, Bs. As.;
- Central Tucumán, Tucumán;	- Central Sorrento, Santa Fé;	
- Ctral S.M. de Tucumán;	- Siderca Paraná, Buenos Aires;	- Central Loma de la Lata, Neuquén;
- Central La Banda, Santiago del Estero;	- Central San Nicolás, Bs. As.;	- Central Agua del Cajón, Neuquén;
- Central La Rioja, La Rioja;	- Central M. Belgrano, Bs. As.;	
- Central Sarmiento, San Juan;	- Central Costanera, Bs. As.;	- Central Alto Valle, Neuquén;
- Central Deán Funes, Córdoba;	- Central Dock Sud, Bs. As.	- Central Patagonia, Chubut;
- Central Sudoeste, Córdoba;	- Central Nuevo Puerto, Bs. As.	- Central Pico Truncado I y II, Santa Cruz.
- Central Pilar, Córdoba;	- Central GenelBA, Bs. As.;	
- Central Bicentenario, Córdoba;	- Central Dique, Buenos Aires;	
	- La Plata Cogeneración, Bs. As.;	
Hidráulica de punta		
- Ameghino, río Chubut;		- Futaleufú, río Futaleufú.

Tabla 11- Centrales de generación de Energía Eléctrica en Argentina.



Marco regulatorio eléctrico

Agentes que actúan en el Mercado Eléctrico.

El rol del Estado en la definición de la estructura de abastecimiento energético y en los instrumentos para la implementación de políticas, ha sufrido un cambio rotundo a partir de la reorganización eléctrica realizada desde 1992.

Para lograr esta profunda transformación del sector energético el Estado intervino activamente ejerciendo simultáneamente tres funciones:

1. Definición de las políticas y de las estrategias para cambiar la estructura de uso de los recursos energéticos nacionales, incluyendo los aspectos legales y regulatorios.
2. Desarrollo de la infraestructura física necesaria para la transformación, y
3. Ejerciendo el poder de policía sobre la prestación de los servicios energéticos.

En el pasado, los instrumentos legales y regulatorios reafirmaron el dominio del Estado Nacional sobre los recursos energéticos y enfatizaron el rol de las empresas públicas en la prestación de los servicios.

En el contexto de la reforma del Estado puesta en marcha en 1990, se produjo un cambio sustancial en la estructura institucional y en la regulación de la actividad.

La reforma, inspirada en gran medida en la reestructuración del sector eléctrico británico, fue propuesta como medio para lograr una mayor eficiencia en la prestación del servicio promoviendo tanto como sea posible la competencia entre los actores intervinientes.

En lo institucional propugnó la máxima partición horizontal y vertical de las empresas para facilitar la competencia, independizando las distintas actividades.

En relación al dominio, la intención fue que el Estado Nacional se retire de la industria eléctrica, transfiriendo sus activos al capital privado.



La distribución y el transporte, por sus características monopólicas, constituyen actividades reguladas y requieren adicionalmente el otorgamiento de concesiones. Sin embargo, la expansión de la red de transporte está sujeta a los mecanismos del mercado.

Los generadores eléctricos están sujetos a concesión exclusivamente si explotan centrales hidroeléctricas, en tanto que las centrales térmicas requieren autorización únicamente para conectarse a la red y su regulación sólo alcanza los aspectos vinculados con la seguridad pública y la protección del medio ambiente.

Los actores participantes en una etapa de la cadena eléctrica se encuentran inhabilitados para actuar en otra etapa. La independencia de los transportistas tiene por objeto asegurar el libre acceso de terceros a la red, lo que también debe ser garantizado por los distribuidores siempre que tengan capacidad disponible en su red de distribución.

La competencia se expresa a través de un MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en el que concurren productores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores.

El sistema de fijación de precios es el resultado de la libre expresión de las fuerzas del mercado.

Como consecuencia de esta organización institucional toda la energía eléctrica que se canaliza a través del MEM se compone de:

- a)** Un Mercado a Término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores;
- b)** Un Mercado Spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Centro de Carga del Sistema;
- c)** Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

Distribuidores y grandes usuarios pueden contratar la provisión con productores y/o comercializadores a los precios fijados libremente en los respectivos contratos.



La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) planifica la operación del SISTEMA INTERCONECTADO (SI) por períodos estacionales semestrales, para cubrir la demanda con un nivel de reserva acordado entre las partes (despacho económico de cargas).

El precio marginal horario, ofertado por los productores, es el que les paga a los generadores eléctricos en el mercado spot y su precio previsto promedio es el precio base a partir del cual se calcula el precio de venta a los distribuidores por sus compras en el mercado spot.

Los distribuidores pagan un precio diferencial dependiendo de su localización en el sistema, que refleja la contribución a las pérdidas en la red de transporte.

Distribuidores y generadores eléctricos pagan a los transportistas un cargo fijo por conexión y capacidad de la red de transporte y participan de las transacciones de potencia reactiva.

Como el precio pagado por los distribuidores se fija independientemente de la retribución real de los generadores y transportistas, se ha creado un fondo de estabilización para atender los desfases financieros.

El mercado de los usuarios finales también es segmentado en un tramo regulado y otro abierto a la competencia.

En el segmento regulado se garantiza el monopolio al distribuidor que ostenta la concesión, imponiéndosele la obligación de satisfacer toda la demanda que le sea requerida dentro de los términos de su contrato de concesión.

Los contratos de concesión deben especificar las obligaciones de los concesionarios en cuanto a la calidad técnica y comercial del servicio. La obligación asumida por la empresa no está sujeta a la disponibilidad de energía en el MEM, y el Estado Nacional está tratando de generar políticas para poder solucionar futuros déficit de producción.



La supervisión y regulación general de la industria eléctrica está en manos del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Entre sus principales funciones se destaca:

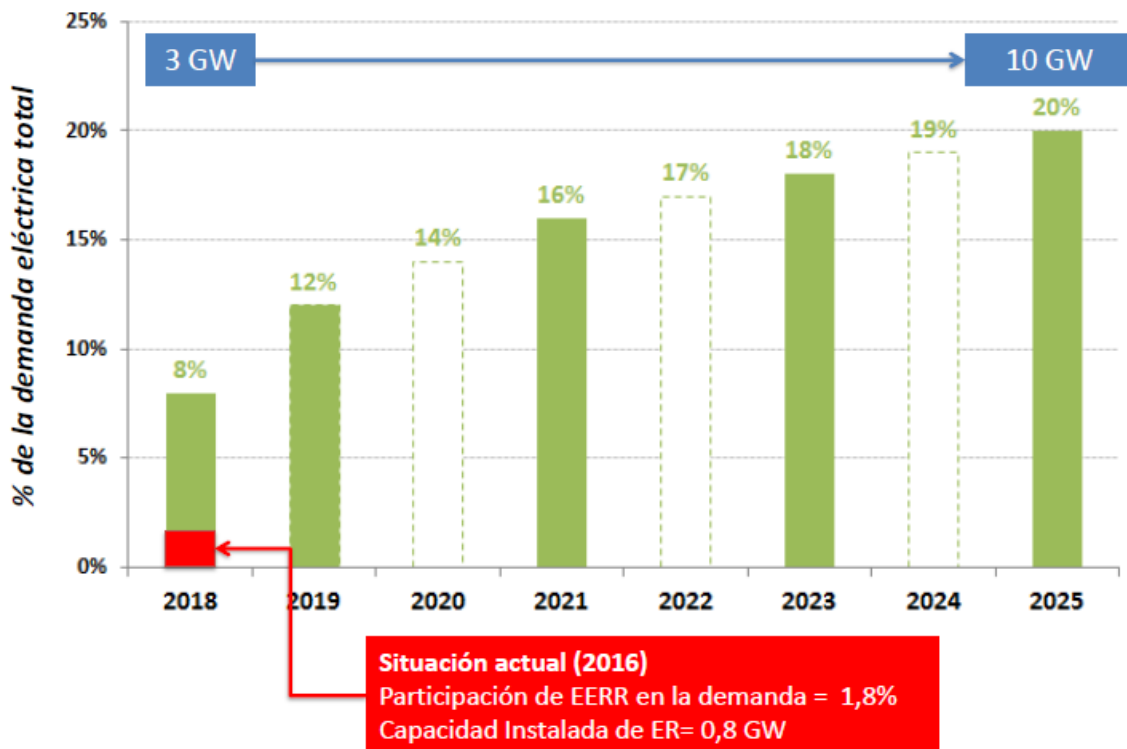
1. Controlar el cumplimiento de los contratos de concesión.
2. Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias.
3. Participar en el proceso de selección de los concesionarios.
4. Organizar y aplicar el régimen de audiencias públicas para esclarecer los conflictos entre las partes y
5. Velar por la protección del medio ambiente y la seguridad pública en las actividades del sector.

Nuevo marco regulatorio de las energías renovables – Ley 27.191 – Decreto Reglamentario 531/16

A fines del año 2015, se aprobó la ley n° 27.191 relativa al “Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica”, reemplazando a la ley n° 26.190 del año 2006. La misma hizo una revisión completa del marco regulatorio de las energías renovables. La reglamentación de esta ley está vigente a partir de Marzo del 2016, por medio del decreto reglamentario n° 351.

El nuevo marco legal permite planificar el desarrollo del mercado a largo plazo y regula las contrataciones, obligando a la licitación de todos los proyectos a instalar, imponiendo requisitos técnicos mínimos.

Propone un aumento en la participación de las energías renovables en la matriz energética del país, pasando de una participación de la demanda de 1,8% a principio del año 2016 hasta alcanzar un 8% para el año 2018. Las proyecciones de la ley llegan hasta el año 2025, donde se pretende alcanzar una capacidad instalada en energías renovables de 10GW, correspondientes a un 20% de la demanda eléctrica total.



12- Proyecciones de capacidad instalada según la ley 27.191.

La ley 27.191 establece la obligatoriedad del cubrimiento del 100% de la demanda eléctrica con generación nacional. Es por esto que establece los mecanismos de contratación para cumplir las metas y promover la diversificación tecnológica y geográfica en el desarrollo del sector.

También la nueva ley obliga a “grandes usuarios” (consumos mayores a 300 kW) a cubrir un porcentaje de su consumo total con energía generada por fuentes renovables, la incorporación deberá ser gradual y continuar la proyección del aumento de la participación de las energías renovables en la matriz nacional, es decir, deberá seguir el siguiente cronograma:

- Al 31 de diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el 8%;
- Al 31 de diciembre de 2019, deberán alcanzar como mínimo el 12%;
- Al 31 de diciembre de 2021, deberán alcanzar como mínimo el 16%;
- Al 31 de diciembre de 2023, deberán alcanzar como mínimo el 18%;
- Al 31 de diciembre de 2025, deberán alcanzar como mínimo el 20%.



De igual manera, la ley brinda distintas formas de cumplir esta reglamentación, los grandes usuarios podrán obtener esta energía a través de la autogeneración, la contratación directa a un generador o por medio de la compra de energía a CAMMESA.

Esta legislación introduce también incentivos fiscales para los nuevos proyectos a desarrollarse, entre los que podemos nombrar:

- Exención de aranceles a la importación de equipos, partes, repuestos, componentes y materias primas (previo control de falta de oferta local);
- Amortización acelerada de bienes aplicables;
- Devolución anticipada de IVA;
- Exención del Impuesto a las Ganancias Mínimas Presuntas;
- Exención del Impuesto a los Dividendos (sujeto a reinversión en infraestructura);
- Extensión a 10 años en la duración de los quebrantos impositivos;
- Deducción de la carga financiera en el Impuesto a las Ganancias;
- Certificado Fiscal sujeto a acreditación de un mínimo de un 30% de componente nacional (excluyendo obra civil y otros);
- La creación del fondo fiduciario (FODER) para financiar y garantizar las inversiones es igualmente parte de la ley 27.191.

Más allá de los incentivos fiscales a los proyectos a instalar, se busca generar incentivos a la cadena de valor, dando prioridad del acceso al financiamiento y a la obtención del certificado fiscal a aquellos proyectos con mayor componente nacional. De igual manera, con respecto a los proveedores locales, la legislación brinda líneas de crédito a través del FODER y la exención de aranceles a la importación de bienes de capital, partes, componentes y materias primas.



Programa RenovAr

La ley 27.191 de fomento del uso de energías renovables para la generación de energía eléctrica, inició el programa *RenovAr*, el mismo le da marco al programa de fomento de la instalación de proyectos de generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables.

El programa *RenovAr* plantea los lineamientos para la calificación y eventual adjudicación de ofertas para contratos de abastecimiento de energía eléctrica, el cronograma de obras, los requerimientos tecnológicos de los proyectos, los corredores y puntos de interconexión.

Consideraciones generales

El programa brinda un apartado con las condiciones generales para los proyectos a ofertar.

Los proyectos a ingresar al programa deben ser centrales de generación nuevas o ampliaciones de centrales existentes. Podrán ser proyectos de autogeneración o cogeneración.

El proyecto ofertado deberá ser hecho por un agente del MEM.

La potencia requerida total a adjudicar en las diferentes convocatorias es estipulada (1200MW por cada ronda), la cual se distribuirá por tecnología y por región.

Se detallan los puntos de interconexión y la potencia máxima existente por punto de interconexión asociado al sistema de transporte y las limitaciones aplicables.

Se especifican los precios máximos de adjudicación por tecnología.

Se especifica los lineamientos de competencia entre diferentes oferentes que planteen proyectos en las mismas zonas.



Cronograma de la convocatoria

Al inicio de la convocatoria se plantea la secuencia temporal de actividades que se desarrollan.

Aunque no se respeten las fechas, en las siguientes rondas se respetaron los tiempos por actividad.

Ítem	Actividad	OCTUBRE 2016					NOVIEMBRE 2016					
		S1	S2	S3	S4	S5	S1	S2	S3	S4		
1	Publicación por parte de CAMMESA de "PLIEGO RenovAr (Ronda 1,5)" y "Los Documentos"					28-oct						
2	Venta por parte de CAMMESA "PLIEGO RenovAr (Ronda 1,5)" y "Los Documentos"					28-oct		10-nov				
4	Presentación de Ofertas (Sobres "A" y "B")							11-nov				
5	Apertura y Evaluación de "Sobre A"							11-nov			22-nov	
6	Publicación por parte de CAMMESA de calificación de Ofertas "Sobre A"										22-nov	
7	Apertura y Evaluación de Ofertas "Sobre B"										23-nov	
8	Adjudicación de Ofertas										25-nov	
9	Firmas de Contrato de Abastecimiento y Acuerdo de Adhesión FODER										25-nov	+ 120 días hábiles

13- Ejemplo del cronograma de la convocatoria RenovAr 1.5, del año 2016.

Requerimientos de los proyectos

Dependiendo de la tecnología utilizada en cada proyecto, el programa *RenovAr*, especifica los requerimientos técnicos mínimos para su cumplimiento y ejecución.

A modo de ejemplo, mostramos los requerimientos pedidos en la convocatoria *RenovAr 1.5*, del año 2016. Los cuales se han respetado en las convocatorias anterior y posterior.

	Eólica	Solar Fotovoltaica	Biomasa	Biogás y Biogás de Relleno Sanitario	PAH
Potencia Mínima	1 MW	1 MW	0,5 MW	0,5 MW	0,5 MW
Potencia Máxima	100 MW	100 MW	50 MW	10 MW	50 MW
Medición y/o Disponibilidad del Recurso Renovable	Mínimo de 1 año de mediciones en el predio comprometido. Debe presentar RPE con DDJJ de Consultor Independiente (*)	Debe presentar RPE con DDJJ de Consultor Independiente (*)	Debe presentar RPE con DDJJ de fuente y sustentabilidad del recurso biomásico a utilizar	Debe presentar RPE con DDJJ de fuente y sustentabilidad del recurso biomásico a utilizar	Debe presentar DDJJ de disponibilidad del recurso y cálculo de producción de energía.
Plazo de Ejecución Máximo desde la Fecha de Suscripción del CAER (Días Corridos)	730	730#	730	730	730

Tabla 12- Requerimientos del programa RenovAr 1.5.



Plazo

El programa *RenovAr* planifica contratos de compra de energía (PPA) entre el generador y CAMMESA por un período de 20 años, pudiendo existir la posibilidad de una extensión del período de abastecimiento sólo en casos fortuitos de fuerza mayor que impidan cumplir con el abastecimiento de la totalidad o porción de la energía contratada. La extensión del contrato será hasta completar el abastecimiento de la energía.

Construcción de la central

Como en todo proyecto de gran envergadura, se plantean “hitos de avance de obra”, los cuales son puntos dentro de la construcción que plantean cierres o inicios de actividades. Dentro del programa *RenovAr*, se plantean 4 hitos a ser cumplidos en la construcción de la central generadora:

- Fecha de cierre financiero;
- Fecha de comienzo de construcción;
- Fecha de principio efectivo de ejecución;
- Fecha de habilitación comercial.

El generador está obligado a cumplir los “hitos de avance de obra” dentro de las fechas establecidas en la firma del PPA, así mismo estará obligado a notificar a CAMMESA el cumplimiento, exigiendo, por parte de esta última, la documentación que respalde el hecho.

Abastecimiento de energía contratada

En el contrato PPA que se firma entre el generador y CAMMESA, se establece la cantidad de “energía comprometida”, la cual estará obligado a cumplir. A su vez, se acuerda una “energía comprometida mínima”, que tendrá como límite para no caer en multas.



Energía comprometida

El generador deberá establecer anualmente un volumen de energía a ser abastecida, “energía abastecida ajusta”, generalmente se concreta en la media de la energía que es probable generar (P_{50}).

Se definen 2 deficiencias en el abastecimiento anual, la *deficiencia de abastecimiento menor*, que es el caso en que la energía producida es menor que la “comprometida ajustada”, pero mayor que la “comprometida mínima”. Esta deficiencia deberá ser cubierta en el siguiente año de producción, de no lograrlo, deberá pagar una multa, dentro de los primeros 3 meses del año de producción posterior, equivalente al costo de deficiencia (U\$S160) multiplicado por los megavatios-hora de diferencia.

En caso que la energía abastecida sea menor que la “energía comprometida mínima” se incurre en una *deficiencia de abastecimiento mayor*. Se procederá de igual manera que con las *deficiencias de abastecimiento menores*, dando el año posterior para contrarrestar la deficiencia, caso contrario pagará una multa correspondiente a los megavatios-hora de deficiencia.



Remuneración del generador

Durante el período de abastecimiento se pagará al generador un precio comprendido por el precio anual de la energía producida correspondiente al año de producción, multiplicado por el factor de incentivo correspondiente al año calendario en que se encuentre comprendida la transacción. A esta remuneración habrá que sumarle el monto correspondiente al I.V.A.

Año de Producción	Precio anual	Factor de incentivo
2018	Precio adjudicado*1,0171	1,20
2019	Precio adjudicado*1,0344	1,15
2020	Precio adjudicado*1,0521	1,15
2021	Precio adjudicado*1,0701	1,15
2022	Precio adjudicado*1,0883	1,15
2023	Precio adjudicado*1,1069	1,10
2024	Precio adjudicado*1,1258	1,10
2025	Precio adjudicado*1,1450	1,10
2026	Precio adjudicado*1,1646	1,05
2027	Precio adjudicado*1,1845	1,05
2028	Precio adjudicado*1,2047	1,05
2029	Precio adjudicado*1,2252	1,00
2030	Precio adjudicado*1,2462	1,00
2031	Precio adjudicado*1,2675	1,00
2032	Precio adjudicado*1,2891	1,00
2033	Precio adjudicado*1,3111	1,00
2034	Precio adjudicado*1,3335	0,90
2035	Precio adjudicado*1,3563	0,90
2036	Precio adjudicado*1,3794	0,90
2037	Precio adjudicado*1,4030	0,80

Tabla 13- Pago realizado por el Generador a CAMMESA.



Multas aplicables

La autoridad de aplicación podrá aplicar multas al generador, más allá de las antes nombradas por *deficiencias de abastecimiento*, por retraso en la obtención de la habilitación comercial. La misma será de US\$1388 por cada MW de potencia contratada por cada día de retraso en alcanzar el “hito de avance de obra” final. Las cuales, serán pagadas antes de alcanzado la fecha de habilitación comercial.

Ingreso de nuevos Generadores al MEM

Antes de poder conectar a la concesionaria del *servicio público de transporte*, los Generadores deben cumplir con los requisitos reglamentarios, informativos y técnicos para permitir su ingreso al MEM, su habilitación comercial y su despacho.

A continuación, serán listados todos los requerimientos que nuestro proyecto deberá cumplir para ingresar al MEM, comprendiendo todos aquellos procedimientos referidos a un Generador de energía eléctrica a través de energía eólica, con una potencia instalada menor a 100MW.

CAMMESA realizó un listado donde se detallan los requisitos reglamentarios y se especifican las características técnicas que deben cumplir las unidades generadoras denominado “Los Procedimientos”. Estas obligaciones mínimas, no se contraponen con las especificaciones habituales de funcionamiento y control propio de las centrales y, cuando correspondan pueden ampliarse.

Para poder ser incluidos en la programación estacional, mensual o semanal, los Generadores deberán cumplir con todos los requisitos solicitados previos a su ingreso efectivo al MEM.



Requisitos para solicitar el ingreso al MEM

Para aspirar a ser un agente del MEM, toda empresa debe obtener la autorización de la *Secretaría de Energía de la Nación*.

Para obtenerla como Generador deberá ser titular de un establecimiento destinado a la generación de energía eléctrica que coloque su producción en algún nodo perteneciente al *servicio público de transporte*. En la solicitud deberá incluir el tipo de central y las características técnicas del equipamiento, los puntos de intercambio que utilizará con el MEM, identificando la tensión de las instalaciones que lo conforman y las fechas previstas de entrada en servicio del equipamiento a instalar.

Paralelamente a esta solicitud, los Generadores deberán obtener de la concesionaria del *servicio público de transporte* la habilitación al ingreso al SADI más particularmente el acceso a la capacidad existente. Donde se pedirán los requerimientos de servicio de transporte en energía y potencia por período estacional semestral para los próximos cuatro años y el estimado para los siguientes seis años. A su vez se deberá verificar, que la incorporación de este Generador, no introduzca restricciones al despacho de generación o al suministro que incrementen los costos operativos del sistema incluyendo en ello la valoración de la energía no suministrada.

El ingreso final al SADI queda supeditado a la celebración de una audiencia pública por parte del *Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)*, donde se presente la capacidad excedente para transporte, y finalmente este Generador deberá presentar las mejores condiciones para cubrir la capacidad excedente.

Ya otorgada por el *ENRE* la autorización de ingreso al SADI, se deberá notificar al *Organismo Encargado del Despacho* (cargo que en este momento ostenta CAMMESA) a los efectos de ser incorporado el Generador a la gestión técnica y comercial del MEM.



Una vez completados los requisitos reglamentarios, el Generador deberá presentar a la compañía administradora los requisitos técnicos. Considerando que la composición del parque generador argentino es variada, los requerimientos técnicos se diferencian en generales, particulares y especiales. Diferenciando si son requisitos a cumplir por todas las máquinas incorporadas al SADI, requerimientos específicos según la potencia o la ubicación particular en la red del SADI o requerimientos adicionales establecidos para generación no convencional.

- Requisitos generales que todas las unidades generadoras cuya conexión al sistema de transporte sea autorizada, sus instalaciones y aparatos, deberán cumplir con:
 - Corriente de secuencia inversa, deberá soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana;
 - Rangos de secuencia admisibles de operación:
 - Sin límite entre 49 y 51Hz;
 - Entre 48,5 y 49Hz y entre 51 y 51,5Hz, con la actuación de relés con temporización de actuación mínima de 100 segundos;
 - Entre 48 y 48,5Hz y entre 51,5 y 52Hz, con la actuación de relés con temporización de actuación mínima de 25 segundos;
 - Entre 47,5 y 48Hz y entre 52 y 52,5Hz, con la actuación de relés con temporización de actuación mínima de 15 segundos;
 - Entre 47,5 y 52Hz no es admisible que el grupo funcione sin relés de desconexión.
 - Requisitos para el sistema de control de potencia frecuencia:
 - Estatismo permanente ajustado entre el 4% y 7%;
 - Banda muerta inferior al 0,1%;



- Desconexión automática de generación (DAG), desconexión automática de carga (DAC), Control de la compensación de Reactivo en la Red (CCRD). El agente debe presentar el informe de diseño funcional de estos sistemas y un análisis cuantitativo de su confiabilidad (tasa de falla por actuaciones indebidas y tasa de falla cuando requiere su actuación).
- Equipos de maniobra y protección:
 - Interruptor capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito y asegurar el tiempo de despeje de fallas;
 - Protección de respaldo para fallas en el sistema de transporte;
 - En el punto de conexión, deberá contar con protección de falla del interruptor y de detección de discrepancia de polos;
 - Protecciones para sobrecorriente;
 - Para pérdida de excitación;
- Instalaciones de arranque en negro;
- Equipamiento para el sistema de operación y despacho.
- Requisitos particulares:
 - Control conjunto de potencia reactiva-tensión;
 - Estabilizador del sistema de potencia;
 - Desempeño de la regulación de tensión en vacío;
 - Desempeño de la regulación de tensión en carga.
- Requisitos especiales (generación eólica):
 - Requerimiento de ingreso al MEM: potencial nominal igual o mayor a 1MW;
 - Control de tensión y despacho de potencia reactiva:
 - El parque generador deberá cumplir la obligación de entrega y absorción de potencia reactiva, exhibiendo un factor de potencia ($\cos\phi$) de 0,95 tanto inductivo como capacitivo.



- Atendiendo a la aleatoriedad del recurso y la variabilidad de la entrega de potencia, se tipificaron las granjas según la relación entre la potencia instalada y la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a la red. Las granjas tipo A tendrán esta relación de mayor valor que las granjas B. Siendo el proyecto una granja A conectada a una red 132kV, no se deberá permitir perturbaciones de tensiones mayores a un 2%.

Requisitos previos al período estacional de ingreso

Una vez obtenido el ingreso total del Generador al MEM, deberán cumplir los siguientes requisitos antes de las fechas para el envío de los datos requeridos para la programación de *Período Estacional Semestral* en la que está prevista su entrada en servicio:

- 10 de febrero, si entra durante el período estacional de invierno.
- 10 de agosto, si entra durante el período estacional de verano.

Se deberán volver a entregar los requisitos reglamentarios e informativos entregados para el ingreso como agente del MEM. La información suministrada debe poseer una consistencia tal que permita reproducirse en forma aproximada mediante programas de simulación dinámica, los transitorios experimentados por las principales variables de estado del sistema de control.

A solicitud de CAMMESA, el Generador deberá poner a disposición todos los planos, diagramas funcionales, memorias descriptivas, memorias de cálculo, protocolos de ensayo, catálogos de fabricantes y toda otra documentación técnica que permita verificar el desempeño de los sistemas de control de velocidad, potencia, frecuencia, de excitación y controles asociados.



Requisitos previos a la primera sincronización con el SADI

- **Habilitación técnica:** antes de efectuar la primera sincronización deberán ensayarse especialmente todas las protecciones y sistemas de control instalados para evitar que una falla en las instalaciones del generador se traslade al SADI. A su vez, deberá cumplir con lo siguiente:
 - Requisitos previos pedidos por la *Secretaría de Energía de la Nación*;
 - Requisitos para el ingreso como agente del MEM;
 - Habilitación del transportista al que está conectado que indique el cumplimiento de los requisitos de conexión;
 - Haber instalado todos los equipamientos de protección y control requeridos por CAMMESA y la transportista;
 - Disponer de las instalaciones de desconexión automática de generación (DAG);
 - Disponer de las instalaciones de desconexión automática de carga (DAC);
 - Disponer de las instalaciones para arranque en negro;
 - Disponer de los automatismos ante pérdida de el/los generadores;
 - Tener habilitado el Sistema de Medición Comercial (SMEC) y el Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) dentro de los plazos establecidos.

Habiendo CAMMESA verificado el cumplimiento de los requisitos anteriores, dará la habilitación técnica del Generador.
- **Resumen de los procedimientos operativos:**
 - Descripción de los controladores de potencia-frecuencia;
 - Modos de operación (regulación primaria de frecuencia, carga base, control de velocidad, etc.);
 - Forma de definir los parámetros y límites de generación cuando opera en RPF;
 - Configuración normal de servicios auxiliares;



- Criterios operativos de seguridad ante indisponibilidades o fallas de sistemas de la Planta;
- Medidas de seguridad y restricciones operativas para intervenciones de emergencia en las instalaciones con unidades generadoras en servicio.
- Un resumen de cada uno de los principales procedimientos operativos.

Marcha de prueba

Una vez obtenida la habilitación técnica y habiendo cumplido los requisitos informativos para la primera sincronización con el SADI, el Generador estará en condiciones de efectuar su conexión a la red, iniciar la marcha de prueba, y comenzar su operación comercial restringida. La marcha de prueba finalizará con la Habilitación Comercial del Generador.

- Requisitos generales para la marcha de prueba: durante la marcha de prueba, el despacho del Generador será forzado para cumplir con las condiciones de seguridad que requiera CAMMESA o la transportista en relación con el desempeño y las características de las pruebas. Los ensayos deberán demostrar que la central se encuentra en condiciones operativas para conectarse al SADI.
- Ensayos durante la marcha de prueba:
 - Ensayos del sistema de excitación, con el fin de identificar la precisión de respuesta dinámica de su regulador automático de tensión, incluyendo los lazos de limitación y estabilización;
 - Ensayos del lazo de control potencia-frecuencia, medición del tiempo de restablecimiento, medición del estatismo, banda muerta y tiempo de lanzamiento, funcionamiento en carga, reducción rápido de carga, incremento rápido de carga;
 - Ensayos para medición de los parámetros del generador:
 - Ensayos para medición de parámetros de eje directo;
 - Ensayos para medición de parámetros del eje en cuadratura.



- Ensayos de los estabilizadores:
 - Característica de respuesta en frecuencia del estabilizador;
 - Medición del efecto del estabilizador de potencia para amortiguar el modo local;
 - Ensayo para ajuste de la ganancia máxima del estabilizador;
 - Desempeño del estabilizador de potencia ante variaciones rápidas de carga.
- Ensayos de la DAC, DAG y control de la compensación de reactivo en la red.
- Programas de pruebas, el Generador deberá enviar a CAMMESA y la transportista los planes y programas de los ensayos a efectuar, con el fin de posibilitar el análisis y la definición de las medidas de seguridad, la coordinación de las pruebas, la autorización de las pruebas y la verificación del cumplimiento de las condiciones.

Inicio de la operación comercial en el MEM

Una vez completados todos los trabajos, pruebas e informes correspondientes a la marcha de prueba el Generador deberá presentar a CAMMESA la solicitud de *Habilitación Comercial*. Previamente, ya deberá haber presentado los informes de los ensayos realizados en la marcha de prueba, el informe de la auditoría sobre confiabilidad de funcionamiento de la central generadora, el informe del fabricante y/o contratista principal responsable de la puesta en servicio, en el que se certifique que se han efectuado las pruebas y verificaciones necesarias para la puesta en servicio, el informe de la transportista con la aprobación del diseño final y pruebas de puesta en servicio de la DAC, DAG y el CCRR y el resumen de los procedimientos operativos completos.



Recibida la solicitud con todos los documentos correspondientes, verificados a satisfacción de CAMMESA y no existiendo observación de los restantes centros de operaciones incluidos en el MEM, la unidad quedará habilitada para la operación comercial en el MEM, a partir de la fecha que CAMMESA notifique.

Luego, la misma compañía informará a la *Secretaría de Energía* y al *ENRE* de la fecha de habilitación comercial y comunicará si corresponde aplicar restricciones transitorias al despacho y/o a la operación dando los fundamentos correspondientes.



ESTUDIO TÉCNICO



Evaluación del potencial de generación

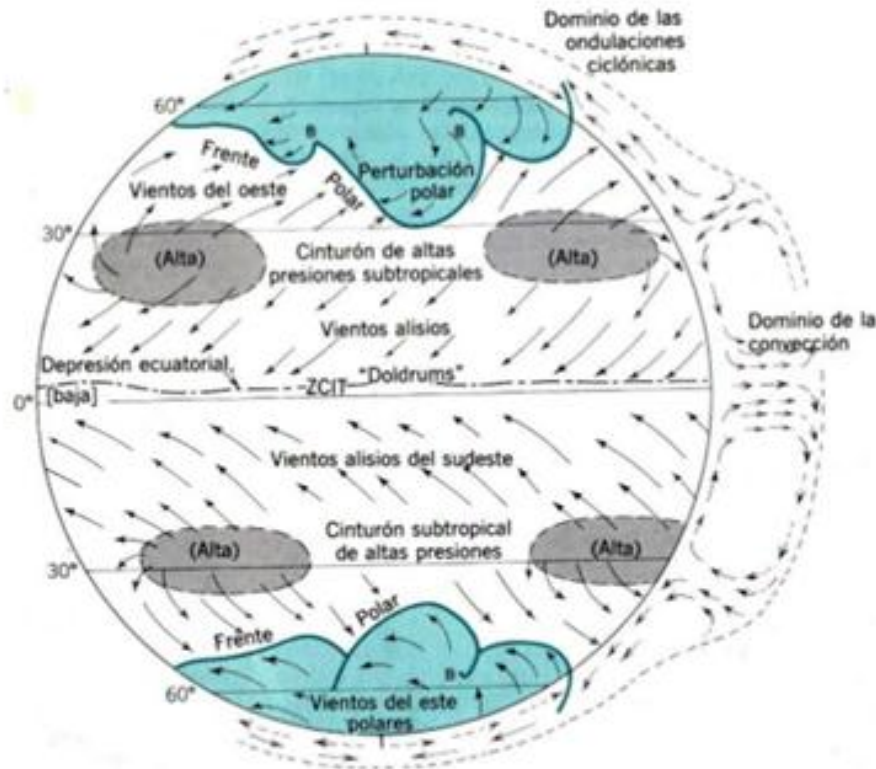
Recursos eólicos

La atmosfera terrestre está constituida por oxígeno, nitrógeno y vapor de agua (entre otros componentes menos importantes), llamados en conjunto, aire. Dependiendo de la ubicación que tenga esta masa de aire en la superficie terrestre y la altura, absorberá la radiación solar de manera disímil, variando sus parámetros característicos presión, temperatura y humedad. Esta variación será la provocadora del desplazamiento de las masas de aire, desde las zonas de alta presión a zonas de baja presión dando como resultado el *viento*.

Este movimiento es controlado por 4 factores;

- *Fuerza del gradiente de presión* a través de la aceleración provocada por las diferencias de presión que existen dentro de una masa fluida. – *Movimiento en el plano horizontal.*
- *Fuerza de Coriolis* que se ejerce perpendicularmente a la dirección del movimiento de un objeto bajo las influencias de un sistema rotativo, siendo este objeto acelerado. – *Desviación del plano horizontal globalmente.*
- *Aceleración centrípeta.* – *Provocadora de la curvatura del movimiento de la masa de aire.*
- *Fuerza de rozamiento.* – *Reduce la velocidad y genera un movimiento espiral.*

Estas leyes definen los movimientos generales del desplazamiento de las masas de aire, pudiendo prever la dirección de los vientos dominantes en la mayor parte de las zonas de la Tierra.



14- Dirección de los vientos dominantes en la Tierra.

Además, la topografía y la rugosidad de un sitio, así como la diferencia en el tipo de superficie, afectan a los vientos localmente.

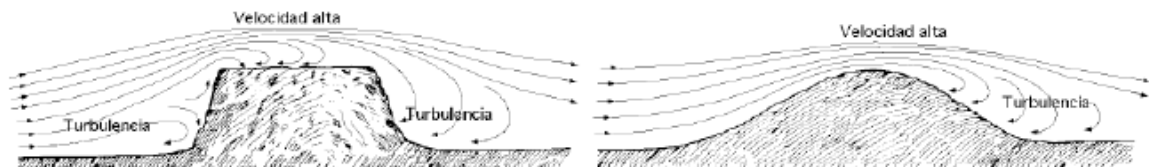
Cerca de la superficie, el viento pierde cantidad de movimiento por la disipación de la energía que supone el rozamiento con el suelo, estableciéndose una capa límite turbulenta de gran espesor, la cual crece a la par del tamaño y densidad de los obstáculos en la superficie.

Para aprovechar la energía del viento, conviene que la capa límite sea delgada, con el objeto de lograr altas velocidades de viento a una cierta altura.



La capa límite se ve alterada localmente por la presencia de obstáculos. Así, en el lado de barlovento (frente al viento) de una colina, meseta o acantilado se tiene la conjunción de un aumento de la velocidad del viento por la desviación que le impone el obstáculo y una reducción del espesor de la capa límite. A sotavento (de espaldas el viento), sin embargo, se nota una alta turbulencia y un defecto de la velocidad, denominándose esta región de “estela”.

La influencia de la forma del relieve superficial sobre la velocidad del viento es sumamente elevada. Superficies de pendiente suaves y desnudas de obstáculos son los lugares con mejor potencial eólico, puesto que se van juntando las líneas de corriente del fluido y hacen que su velocidad aumente.



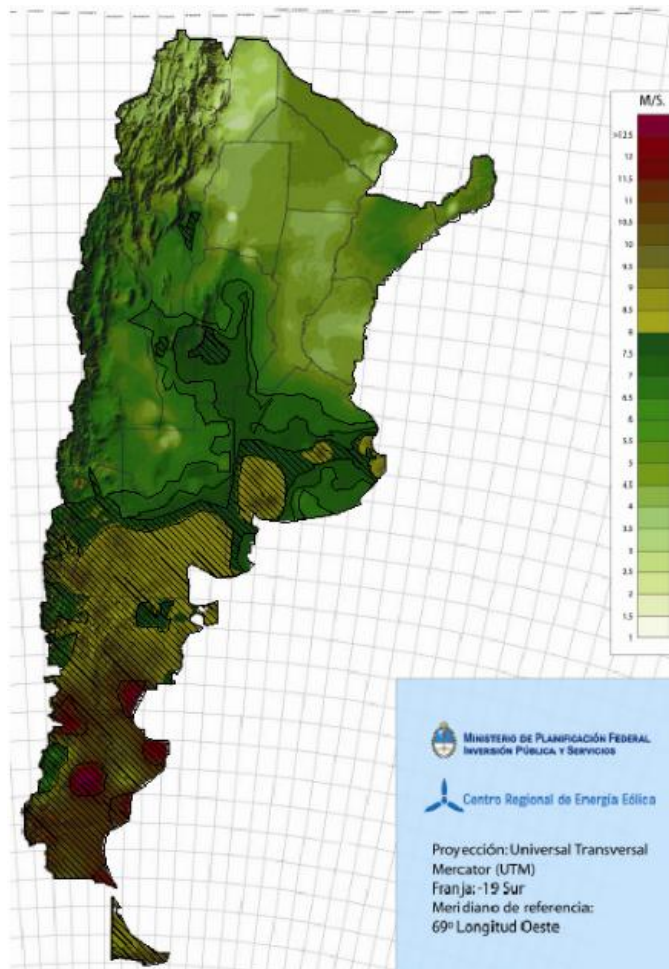
15- Relación: Velocidad del viento- Superficie.

Recurso argentino

La región patagónica, única tierra firme en la banda de 40° a 50° latitud Sur con vientos casi permanentes del sector OesteSurOeste a SurOeste (WSW a SW), es una de las regiones de mayor potencial eólico del planeta, gracias a la dirección, constancia y velocidad del viento, pudiendo alcanzarse con granjas eólicas allí instaladas factores de capacidad elevados. Para muchos especialistas, el viento patagónico es el de mejor calidad en todo el mundo como recurso continental. En el resto del mundo sólo se encuentran vientos de energía o persistencia equivalentes en algunas islas del Mar del Norte y del Pacífico Norte o en instalaciones “off shore”.



La experiencia mundial indica que con vientos medios superiores a 5 m/s es factible el uso del recurso eólico para la generación eléctrica. La Argentina tiene cerca del 70% de su territorio vientos cuya velocidad media anual, medida a 50 metros de altura sobre el nivel del suelo, supera los 6 m/s. La costa atlántica de la provincia de Buenos Aires tiene vientos similares a los de las costas del Báltico y del Mar del Norte, superiores a los 7 m/s. Vastas zonas en la Patagonia media y sur cuentan con velocidades promedio que superan los 9 m/s y hasta 12 m/s. Por lo general, las granjas eólicas “on shore” en Europa se encuentran en sitios con promedios de vientos del orden de los 7 m/s. Existen también otras regiones en la Argentina con vientos de intensidades medias entre los 7 y los 10 m/s, no sólo en la costa atlántica de la provincia de Buenos Aires sino también en varias provincias centrales.



16- Velocidad del viento en el país.



Caracterización del recurso (campana de medición)

Debido a su origen, el viento, es sumamente variable, desde su dirección hasta en su intensidad. Caracterizarlo desde el punto de vista energético nos brinda información para poder determinar:

- El potencial disponible, a partir de éste inducir la rentabilidad económica del proyecto;
- Localización más adecuada;
- Cargas sobre el sistema, que permitan el correcto dimensionado;
- Vida útil del sistema debidas a la acción de turbulencias, ráfagas, tormentas u otros efectos climáticos o del ambiente;
- Comportamiento energético de la explotación eólica.

La elección de la localización es un estudio que debe realizarse previo a la toma de decisiones económicas. Esto requiere la realización de una campaña de medición y una utilización de datos que deben incluir:

- Distribución de frecuencias de la velocidad y dirección del viento (rosa de los vientos);
- Distribución de velocidades medias anuales;
- Variación del viento con la altura;
- Influencia de la topografía;
- Estadística de ráfagas.

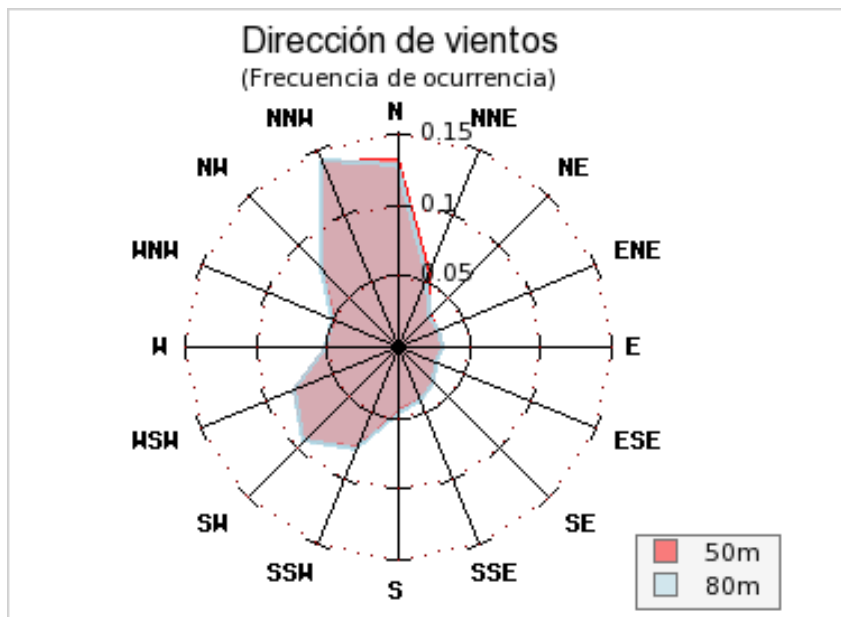
Distribución de direcciones de viento

Las características direccionales del viento son de gran importancia para la ubicación de los aerogeneradores en terrenos no uniformes, así como la ubicación de varias máquinas dentro de una granja, de igual manera que sirven para conocer la variabilidad direccional de los vientos a los que debe responder el sistema de orientación de las máquinas.



La representación más habitual de la distribución direccional del viento es la llamada “rosa de los vientos” que representa el porcentaje del tiempo en que el viento proviene de una determinada dirección o también puede representar la velocidad media en cada dirección y la distribución direccional de la energía. Ésta última proporcionará una idea de qué direcciones son las más energéticas en la localización seleccionada, por lo tanto, las más atractivas desde el punto de vista del potencial eólico.

El gráfico de la “rosa de los vientos” es un diagrama polar en el cual se definen los rumbos de los vientos correspondientes a los puntos cardinales que suelen ser 8 o 16. El ángulo que tomen las representaciones corresponderán a la dirección donde provenga el viento, mientras que el módulo de la sección corresponderá a la probabilidad de ocurrencia de esa dirección, la velocidad del viento en esa dirección o la energía que brinde esa dirección de viento.



17- Rosa de los vientos



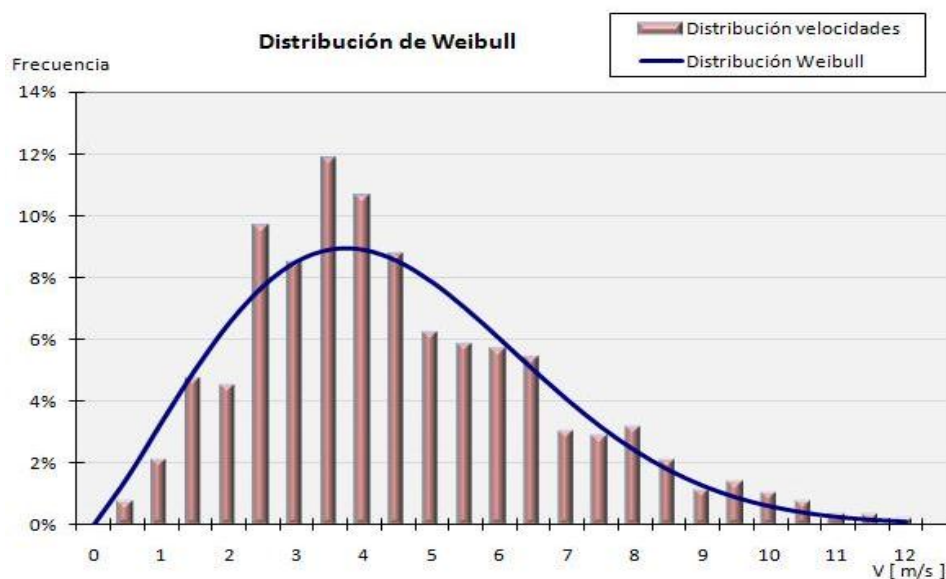
Distribución de velocidades

Para poder determinar el potencial eólico disponible en una localización se debe conocer la distribución de probabilidades de las velocidades de viento, así mismo para conocer otros parámetros energéticos.

La representación analítica de la distribución de probabilidades de velocidades de vientos ofrece ventajas si no se dispone de las series temporales de medidas de la localización a evaluar o si se quiere extrapolar datos medidos de un lugar a otro, o de una altura a otra. Las representaciones más utilizadas para este fin son la distribución de Weibull o la Rayleigh (caso particular de la Weibull) debida a su similitud con las distribuciones reales.

Para conocer el comportamiento de la velocidad del viento en la localización se construyen histogramas, con las velocidades (abscisas) y sus probabilidades de ocurrencia (ordenadas). Una vez obtenido el gráfico se puede obtener información sobre velocidades más frecuentes, porcentajes de calmas y velocidades extremas.

Luego del histograma se adaptan los datos a la distribución de Weibull, para conocer el comportamiento del viento.



18 Relación: Histograma de vientos- Distribución de Weibull.



Estas distribuciones servirán para estimar la producción energética de un aerogenerador, al igual que los histogramas, ajustándose a partir de la serie temporal de datos de viento.

En definitiva, el objetivo de la campaña de medidas de viento es caracterizar el recurso eólico disponible en una zona determinada en la que se está interesado en proyectar un parque eólico. Esta campaña debe planificarse teniendo en cuenta las características del terreno y las variaciones temporales del viento. En cualquier caso, es recomendable medir, al menos, durante un año para considerar estas posibles variaciones. También hay que tener en cuenta otros aspectos tales como variación del viento con la altura o perfil vertical del viento, la intensidad de la turbulencia y la influencia de las ráfagas, que son parámetros que van a afectar a las características del recurso disponible y en definitiva a la producción energética.

Energía del viento

La energía cinética de una masa de aire en movimiento es igual a

$E_c = \frac{1}{2}mv^2$, siendo m la masa de un volumen de aire dado (kg) y v la velocidad instantánea del viento (m/seg).

Suponiendo un artefacto que recupere la energía del viento, deberá tener un dispositivo captador que ocupará una superficie de captación S (m^2), asumiremos una hipótesis en la que la velocidad del viento es constante en cualquier punto de esta superficie S , el volumen del aire que atraviese la superficie de captación en un segundo será: $V = v \times S$.

A su vez, definimos a la densidad del aire $\delta = m/V \rightarrow m = \delta \times V$

Reemplazando masa (m) y velocidad (v) obtenemos la expresión de la potencia del viento:

$$P_v = \frac{1}{2}\delta S v^3,$$



Quedando claro que la potencia del viento depende de la velocidad del mismo al cubo, de la densidad y del área del captador (cuadrado del diámetro).

La totalidad de la energía cinética del viento no puede ser extraída, debido a que se trata de una corriente abierta, por lo que la desaceleración sustancial hace que la corriente rodee a la masa de aire frenada, reduciendo el caudal por la sección preparada para ser captada. De igual manera, aparecen pérdidas de diferentes tipos en la extracción de la energía, en la transmisión mecánica y en la conversión eléctrica. Es por esto que se define el *factor de capacidad*, siendo el mismo la eficiencia en la conversión de la energía cinética en energía eléctrica.

$$F_c = \frac{P_a}{\frac{1}{2} \delta S v^3}$$

Un valor representativo máximo es del orden de 0,4 para un aerogenerador moderno.

Aerogeneradores

Conociendo el recurso, pasaremos a encontrar el mejor captador, para obtener la mayor cantidad posible de energía, dentro de los límites establecidos.

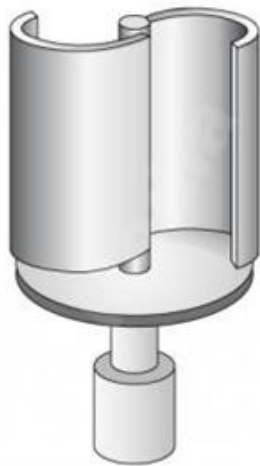
Los aerogeneradores captan la energía cinética del viento mediante un rotor, que la transforma en energía mecánica rotatoria que a través de un tren de potencia pasa a un generador que la transforma en energía eléctrica

La clasificación de los principales aerogeneradores se hace por la orientación del eje del rotor, entre ellos encontramos los de eje horizontal (paralelos a la dirección del viento o los perpendiculares a ésta) y los de eje vertical (de tipo “Savonius” o “Darrieus”).

Los aerogeneradores de eje vertical son más vistosos que los de eje horizontal, utilizan un diseño más llamativo en detrimento del rendimiento del dispositivo.

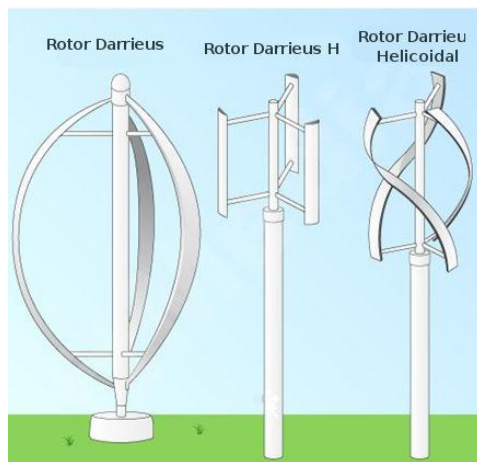


El modelo “Savonius” debe su nombre al inventor de los rotores *Sigurd J. Savonius*, son turbinas más simples y se utilizan cuando el costo es más importante que el rendimiento del dispositivo. Generan energía utilizando el arrastre diferencial creado por sus palas. El par de arranque es elevado pero la velocidad máxima necesaria es claramente menor que otros tipos de aerogeneradores.



19- Aerogenerador Savonius.

El modelo “Darrieus” (llamado así en homenaje a su creador) emplea el principio de sustentación de las palas para generar la rotación del rotor, su característica sobresaliente es el débil par de arranque y la elevada velocidad de rotación que alcanza. Recuperan una gran potencia y pueden tener configuraciones de 2, 3 o más palas, rectas o helicoidales.

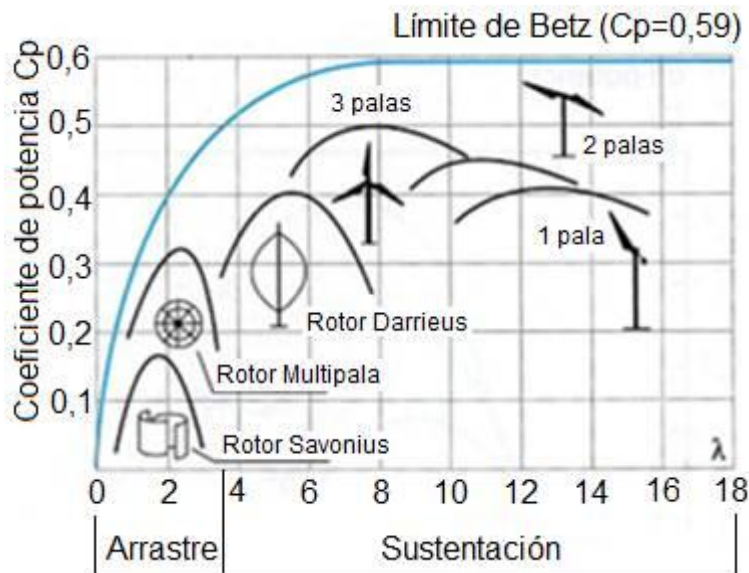


20- Aerogenerador Darrieus.



Los aerogeneradores de eje horizontal paralelo a la dirección del viento tienen una mayor difusión que el resto de los tipos de aerogeneradores, pueden ser de 1, 2, 3 o 4 palas, siendo los más comunes de 3 palas. Existen aerogeneradores con el rotor de cara al viento (barlovento) o de espalda al viento (sotavento).

Se utilizan en mayor medida los aerogeneradores de eje horizontal de tres palas, ya que poseen un mejor rendimiento en relación al *límite de Betz*, captando mayor potencia con menores velocidades máximas de viento.



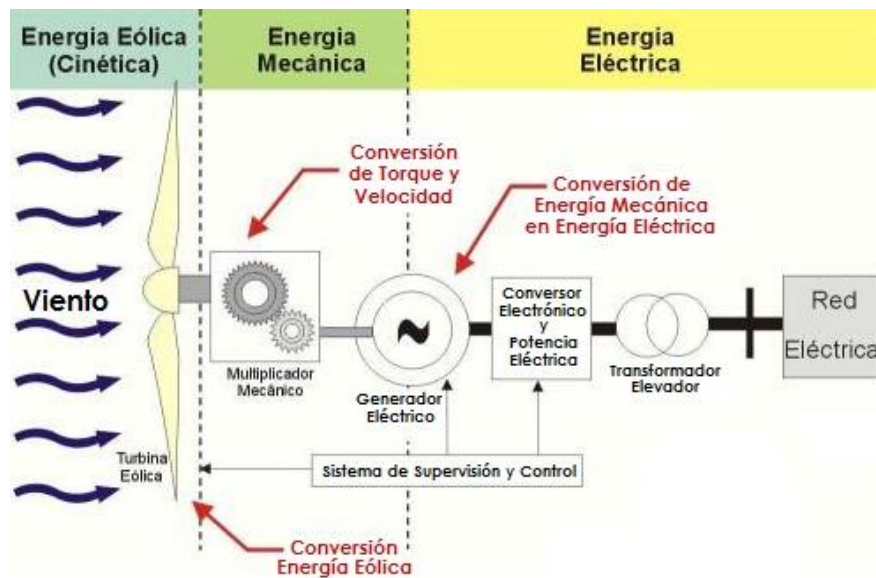
21- Relación: Coeficiente de potencia- Rendimiento de aerogeneradores.

En aplicaciones importantes de instalaciones de alta potencia se utilizan los aerogeneradores de eje horizontal a “barlovento” de 3 palas, por este motivo, pasaremos a hacer un estudio más acabado de este tipo de aeromotores.

Para poder comprender los sistemas que componen un moderno aerogenerador es importante conocer el principio de funcionamiento de estos sistemas y cómo es el proceso de conversión de la energía que se produce en ellos.



Cuando la velocidad del viento que incide sobre un aerogenerador aumenta, lo hacen también las fuerzas que se producen sobre las palas. Estas fuerzas desarrollan un par mecánico y esfuerzos sobre los elementos mecánicos del aerogenerador. El par mecánico desarrollado por la turbina, cuando está girando a una determinada velocidad, produce una potencia mecánica que se transmite al generador y se convierte finalmente en energía eléctrica.

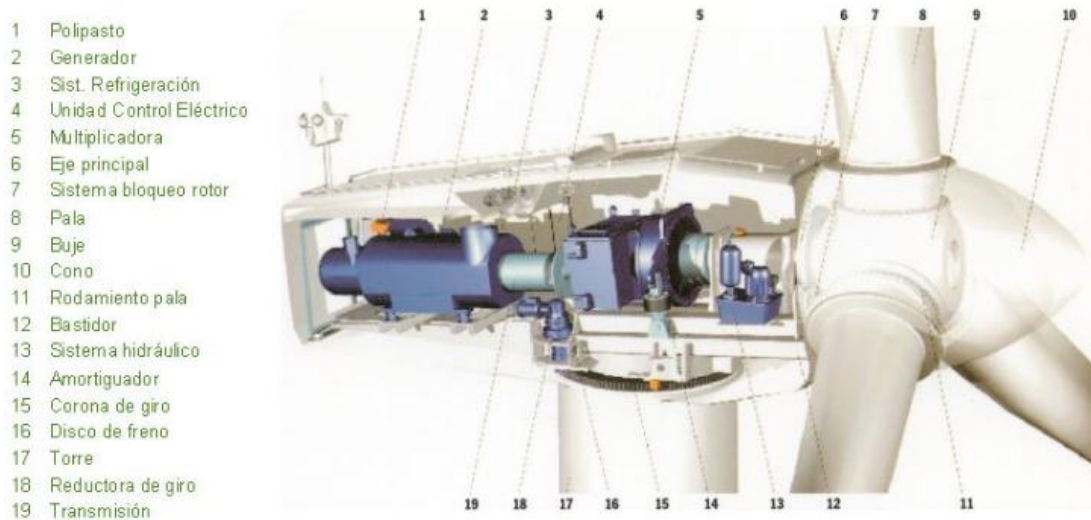


22- Proceso de conversión de Energía.

En este proceso de conversión de energía intervienen fundamentalmente: el rotor eólico (convierte la energía cinética del viento en energía mecánica), el tren de potencia (que transmite la potencia mecánica desarrollada por la turbina al generador eléctrico, mediante una caja multiplicadora) y por último el generador eléctrico (dispositivo encargado de transformar la energía mecánica en eléctrica).



Los aerogeneradores modernos de eje horizontal están constituidos por una cimentación de hormigón armado, cuyas características están dadas en función del terreno y las cargas que vaya a soportar la torre. Sobre esta se eleva la torre de tipo tubular de acero u hormigón armado. Su función es la de elevar el aerogenerador a una altura correspondiente para evitar las bajas e irregulares velocidades del viento cercanas a la superficie. Sobre el extremo de la torre se ubica la góndola (carcasa que soporta los mecanismos de generación). En su interior se encuentra el tren de potencia (eje del rotor, caja multiplicadora, eje rápido y acoplamientos flexibles), la maquinaria eléctrica (generador, controles, accionamientos y máquinas auxiliares), mecanismos auxiliares (sistema de orientación, frenos de emergencia, frenos de orientación, mecanismos de cambio de paso), sistemas de control computarizados (supervisión, registro de incidencias, control de funcionamiento) y módulo de comunicación. En el exterior de la góndola encontramos el buje de unión entre las palas y el rotor, las palas y la estación meteorológica.



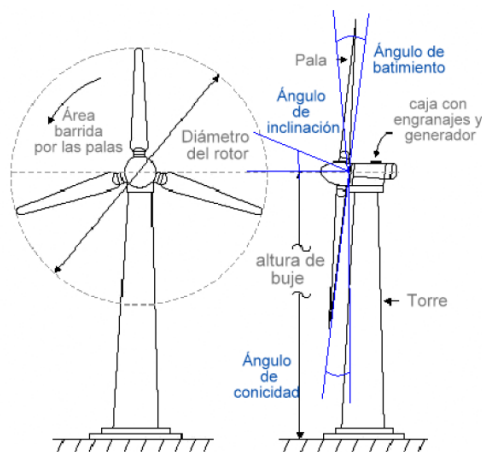
23- Góndola de un aerogenerador.



Rotor eólico

Es el conjunto de componentes del aerogenerador que giran fuera de la góndola. Sus componentes son las palas, el buje y el mecanismo de cambio de paso de las palas. Los parámetros más importantes relacionados con el rotor eólico son:

- Ángulo de conicidad, es el ángulo formado entre el eje longitudinal de las palas y el plano normal al eje del rotor, sirve para que las fuerzas centrífugas de la pala contrarresten los esfuerzos del empuje aerodinámico;
- Ángulo de inclinación, este ángulo aumenta la distancia libre entre la punta de la pala y la torre, pero debe ser necesariamente pequeño ya que reduce el área barrida por el rotor;
- Angulo de batimiento;
- Distancia libre entre la punta de la pala y la torre. Depende del ángulo de conicidad, de la deformación elástica de la pala cargada y del ángulo de inclinación del eje de rotación.



24- Rotor eléctrico de un aerogenerador.

Los aerogeneradores de alta potencia cuentan con mecanismos (hidráulicos, eléctricos, individuales o colectivos) de cambio de ángulo del paso de las palas, utilizados para controlar el par de arranque y frenado y limitar la potencia.



Las palas

Se pueden encontrar aerogeneradores con número de palas desde 1 hasta 4.

N° de palas	Costo	Rend.	Velocidad rotor	Ruido y vibraciones	Características especiales
1	Bajo	Bajo	Alta	Grandes	Necesitan contrapeso que suelen ser insuficientes, generan poca energía
2	Medio	Medio	Media	Importantes	Poseen cargas asimétricas, generan alto impacto visual
3	Alto	Alto	Baja	Bajas	Más desarrollados, funcionamiento más suave, complejos de instalar
4	Muy Alto	Alto	Baja	Mínimas	Más pesados y difíciles de instalar, el aumento de rendimiento no supera el aumento de costo

Tabla 14- Características de los aerogeneradores según el número de palas.

La elección más desarrollada en la industria son los equipos de 3 palas, ya que cuentan con la mejor combinación de costos y rendimiento energético.

Regulación de potencia

Al alcanzar una velocidad de viento (mínima requerida para la generación eléctrica) que permita vencer las pérdidas de potencia internas, el aerogenerador comenzará a dar potencia. A partir de ese momento se inicia el control del paso de las palas con el fin de orientar de manera óptima las palas al viento. Así mismo, es necesario evitar sobrecargar el tren de potencia, como así también evitar una velocidad de giro excesiva que ocasione sobreesfuerzos centrífugos.

En consecuencia, debida a la inconsistencia del viento, es necesario instalar métodos de control del aerogenerador, más específicamente protegerlo del exceso de viento. Existen 2 tipos de controles, por cambio de paso o por pérdida aerodinámica. El primero se lo conoce como "pitch control", es el más utilizado en alta potencia, por ser caro y complejo, aunque los aumentos en la potencia obtenida son justificativos. Se utilizan palas móviles, accionadas por servomotores que las colocan en la dirección del viento, aumentando el ángulo de paso, evitando el empuje que hace girar el rotor.



El otro sistema de control, sistema “stall”, lleva a las palas a la zona de pérdida aerodinámica, generando mayores esfuerzos, por lo que se debe reforzar el conjunto móvil. La ventaja de este sistema es que favorece el arranque, aunque las cargas ocasionadas crecen rápidamente.

Sistema de transmisión

El sistema de transmisión lo constituyen todos los elementos y componentes de la turbina que transmiten por mecánico al eje del generador.

En la mayoría de los equipos se coloca una caja multiplicadora que eleva la velocidad de giro del rotor eólico hasta la velocidad del generador eléctrico. El tren de potencia no sólo se encarga de la transmisión de potencia, sino que soporta los esfuerzos de empuje transmitidos por el rotor eólico.

El funcionamiento del sistema de transmisión es simple, pero intervienen una gran cantidad de piezas que serán susceptibles de mantenimiento durante la operación. El rotor del buje externo se conecta a un eje de baja velocidad, el cual se conectará con la caja multiplicadora, la cual se acoplará al cuerpo de alta velocidad compuesto por el eje rápido o secundario y el generador eléctrico.

Torre

El parámetro principal del diseño de una torre es la altura. Cuanto mayor sea, la producción de energía será mayor, a su vez aumentarán los costos de los componentes y la dificultad en la instalación.

Al igual que soportar el peso de los componentes generadores de energía, la torre deberá soportar las cargas de empuje transmitidas por el rotor.

En la actualidad las torres de los aerogeneradores son de acero tubular, uniendo varios tramos cilíndricos, aunque en torres de gran tamaño se utilizan tramos de hormigón armado para los tramos iniciales. Poseen un mejor aspecto estético, a la vez de afectar menos al viento que las viejas torres de acero reticulado.



Sistema de orientación

Estos sistemas se emplean para girar automáticamente el rotor eólico y la góndola, de manera que el viento incida al plano rotor lo más perpendicularmente posible.

Se utilizan sistemas activos que a través del uso de motores eléctricos o sistemas hidráulicos orienten al rotor y la góndola en la dirección necesaria.

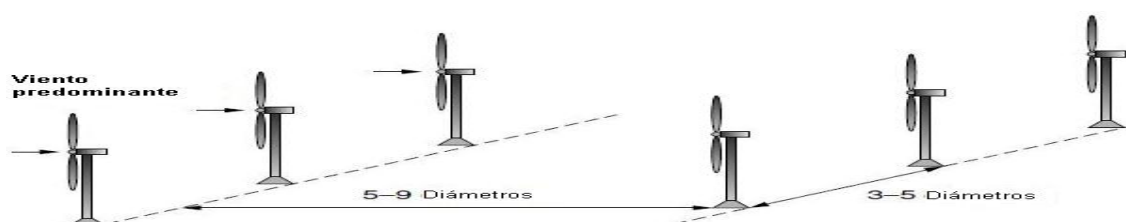
El sistema utiliza veletas que le indican la dirección del viento y al compararla con el ángulo de giro de la góndola decidirá qué medida tomar, si la diferencia es importante se orientará instantáneamente.

Parque eólico

Un parque eólico está constituido por aerogeneradores, todos ellos conectados a una red eléctrica que coleccionará la energía generada, para luego de ser llevada a los parámetros correspondientes, poder entregarla a la red de interconexión nacional. La instalación debe ser diseñada de modo que se logre el mayor aprovechamiento del recurso eólico, existente en la zona, tanto en intensidad como en frecuencia.

Luego se deben distribuir las turbinas en el terreno del parque, en función de ciertas características, como ser la rugosidad del terreno, la velocidad del viento predominante, la altura de las torres, el diámetro del área de las torres, entre otros factores.

La siguiente figura muestra un espaciamiento óptimo entre las turbinas, pero son las particularidades del viento y la geografía de la ubicación del parque las que definen a qué distancia colocar cada aerogenerador.



25- Espaciamiento óptimo entre las turbinas de aerogeneradores.



Es importante considerar correctamente las distancias, dado que el efecto de estela que produce cada aerogenerador puede influir negativamente en los colindantes, incrementando las pérdidas.

Por último, se establecerá el número de aerogeneradores, considerando la superficie disponible y las distintas restricciones que puedan existir a diferentes niveles, limitaciones de permisos medioambientales, cercanías a localidades pobladas, desniveles, accesos, evacuación, etc.

Evaluación energética del recurso eólico

La evaluación energética del recurso eólico es un proceso que consta de una serie de actividades desde la recogida de datos en la estación de medición, hasta la obtención del potencial eólico disponible en la zona, lo que marcará el diseño definitivo del parque eólico.

Se lleva a cabo una estimación del potencial energético de una localización con el objetivo de obtener la posible producción prevista a largo plazo, contando con mediciones, tratamiento de datos, simulaciones, optimizaciones, análisis de incertidumbres y evaluación de la clase de aerogenerador a implantar.

Localización y prospección eólica

En la búsqueda de una localización de deben aislar dentro de un área las zonas donde el recurso eólico sea suficiente para albergar un parque eólico.

Para la evaluación del recurso eólico durante la fase de prospección de una zona específica, se realizan mediciones de viento mediante la instalación de las torres anemométricas en varios puntos de la localización. Es de suma importancia no ubicar estas torres en lugares con características especiales de la zona, ya que daría datos fuera de la norma del emplazamiento. De igual manera, se obtienen datos históricos de la zona de influencia a través de estaciones meteorológicas cercanas, con un número significativo de años de medidas. Estas mediciones contienen series temporales con datos de



velocidad y dirección, también cuentan con parámetros tales como la desviación estándar de la velocidad, la presión atmosférica y la temperatura.

Para la prospección eólica es necesario contar con cartografía que contenga vías de acceso y caminos, estimación del recurso en base a un modelo informático, datos medioambientales para un futuro estudio de impacto ambiental, análisis de la competencia (si la hubiese) y cualquier otra información que pueda afectar el recurso eólico del área o que limite la implantación de aerogeneradores.

Ubicación y elección de las torres meteorológicas

Localizada la zona de potencial recurso eólico se realiza una primera aproximación al emplazamiento, estimando las direcciones preferentes de los vientos de la zona y la estimación de la implantación de los aerogeneradores basados en la dirección de los vientos, la orografía del terreno y el tipo de aerogenerador.

Se busca determinar los lugares donde instalar, la cantidad y el tipo de las estaciones meteorológicas, estos dos últimos parámetros dependen de la orografía y el recurso.

La inclusión de torres meteorológicas en parques tiene 2 funciones fundamentales la de alimentar el sistema de control con datos meteorológicos para su uso en la operación y para el estudio posterior del análisis de funcionamiento del parque.



Una estación meteorológica está formada por los siguientes instrumentos de medida:

- Anemómetros (estudia la velocidad del viento), el mismo debe ubicarse en la punta de un mástil a la altura del buje del rotor del aerogenerador que se va a colocar, esto evita la incertidumbre al tener que re calcular la velocidad del viento;
- Veletas (miden la dirección del viento)
- Registrador de datos (registra velocidad y dirección), normalmente toman datos en lapsos de 10 minutos.
- Así mismo, tienen elementos estructurales como las torres o mástiles y las protecciones eléctricas (contra rayos y cargas inducidas).



26- Estación meteorológica del parque.



Implantación preliminar de aerogeneradores

Una vez que se disponen de al menos 4 meses de datos del viento, para zonas sin estacionalidad, o un ciclo de estacional para zonas con estacionalidad marcada, se puede realizar el primer estudio del recurso.

Se decide la continuidad de la utilización de las torres de medición al revisar la evolución de las medidas del viento tomadas.

Una vez decidida la continuidad de la estación, se determinan las posiciones óptimas en las que se deben instalar las turbinas, con el objeto de obtener la potencia instalable en la locación elegida conociendo las direcciones dominantes del viento.

Obtenida la descripción de la zona bajo estudio, los datos de las torres meteorológicas, la estimación de la representatividad a largo plazo de los datos obtenidos (apoyados en estaciones meteorológicas zonales) y los parámetros representativos de la distribución de Weibull para los sectores de la rosa de vientos, se podrá realizar la estimación energética en la torre.

Mediante métodos estadísticos se analizan las series temporales del viento, evaluando parámetros como la velocidad a diferentes alturas, las distribuciones de frecuencia de direcciones y distribuciones de frecuencias de velocidades, así como sus aproximaciones analíticas.

Utilizando todos estos datos se diseñará el lay-out de los aerogeneradores, a fin de minimizar las variabilidades debidas a la dirección del viento, las velocidades de vientos a diferentes alturas, la rugosidad del terreno y el efecto de la estela generada por la acumulación de torres. Optimizando de esta manera la instalación desde el punto de vista energético.



Análisis del recurso eólico

Para realizar una evaluación predictiva del recurso eólico es necesario conocer datos de una estación meteorológica de referencia, la cartografía digital del terreno, datos de la rugosidad y obstáculos de la zona, información de torres meteorológicas que representen al parque e información catastral.

Orografía

Es necesario conocer los accidentes topográficos relevantes en el flujo del viento para realizar un análisis cartográfico completo del terreno.

Para el estudio energético de los parques eólicos se definen las siguientes áreas: entorno del parque (círculo de 5 a 10 km que incluyan los accidentes orográficos destacados que afecten al flujo global), área de afección del parque (cinturón de 0,5 km cuyo radio mínimo viene dado por la envolvente de las ubicaciones de los aerogeneradores y las torres meteorológicas que evalúan al parque) y área del parque (área dentro de la envolvente de la ubicación de los aerogeneradores).

La cartografía tiene por objeto realizar un análisis de la pendiente del terreno a fin de determinar el número y tipo de torres meteorológicas a instalar y realizar el lay-out de los aerogeneradores.

Información geográfica

Se necesita la información de todos aquellos sectores donde no se permite la implantación de aerogeneradores o aquellas zonas que influyan o puedan influir en la predicción del recurso eólico y no sean modificables. Entre las limitaciones podemos encontrar zonas administrativamente excluidas, vegetaciones protegidas, restos arqueológicos, arboles (por densidad y altura), geodesia a respetar, líneas de evacuación, subestaciones, antenas y núcleos de población. También debe realizarse un estudio de la rugosidad y los obstáculos del terreno.



Estaciones representativas del parque

La cantidad y tipo de torres a utilizar dependen de la extensión de la zona del parque, la complejidad orográfica y el tipo de viento dominante. Siempre que sea posible deberá realizarse un mapa energético de la zona con el fin de localizar las zonas de mayor interés.

Lay-out y elección de aerogeneradores

La ubicación de los aerogeneradores se realiza siguiendo los siguientes criterios:

- Restricciones marcadas en el plano;
- Localizaciones que maximicen la energía producida;
- Separación mínima de 3 diámetros en direcciones menos energéticas;
- Separación de líneas de aerogeneradores en direcciones más energéticas de 8 a 10 diámetros, a fin de reducir el efecto estela;
- Inexistencia de elementos generadores de turbulencia.

Para la localización final del lay-out más energético se recurre a la realización del mapa de producción del parque, obtenido mediante el modelo WAsP.

El modelo WAsP es una herramienta para la evaluación del recurso eólico. Este algoritmo, creado por el instituto danés RISO para este programa, se basa en la existencia de vientos geostróficos (no dependiente de los accidentes del terreno) constantes a lo largo y ancho del futuro parque. Introduciendo datos de velocidades y dirección de vientos y un mapa digitalizado del terreno y su rugosidad, el sistema encontrará las ubicaciones de mayor energía para los aerogeneradores.

De igual manera, una vez completado el análisis, se debe realizar una verificación de la veracidad de los resultados obtenidos.



Cálculo energético

Los valores de la producción obtenidos para cada uno de los aerogeneradores serán ponderados en función de la representatividad de la estimación de cada torre meteorológica respecto de cada una de las ubicaciones.

De esta forma se obtiene un listado completo en el que se indica: el número de aerogenerador, la torre que lo evalúa, las coordenadas del aerogenerador, la producción bruta de cada aerogenerador, el efecto estela producido y la producción neta media (incluyendo pérdidas en red, autoconsumo y por disponibilidad) para cada aerogenerador y por sectores de dirección. Esto permitirá conocer el impacto en la producción total del parque en caso que algún aerogenerador corte su funcionamiento. El valor final de producción neta es el valor central de una distribución normal determinada por este y por la desviación típica obtenida del cálculo de incertidumbres del proceso.



Estudio de localización y dimensionamiento

Más allá del proceso normal, hemos decidido realizar una variación a esta secuencia de actividades para encontrar una forma de optimización previa a la localización y evaluación del recurso.

Planteando la visión generalista de la ingeniería industrial, no nos acotamos a la ubicación de un buen recurso, sino que buscamos la zona del país que optimice la generación a través de la utilización de los costos de manera más eficaz y eficiente.

Análisis de la macrolocalización

La elección de la localización para la instalación de un parque eólico es un estudio en el que diversos aspectos tienen un peso sustancial. En primera medida se tiene al recurso eólico, la potencia del viento se obtiene a partir de la

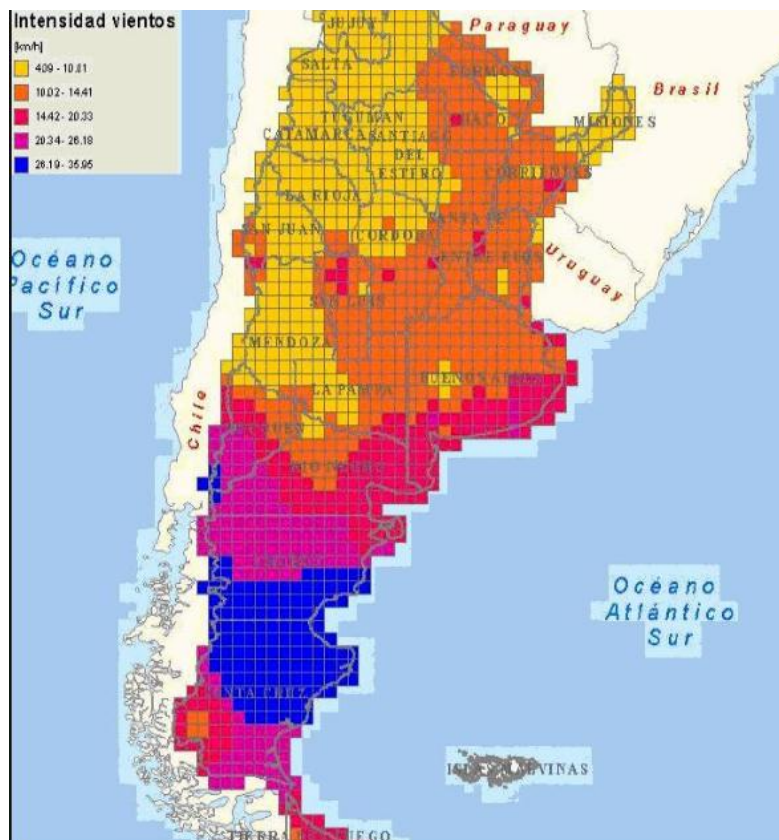
siguiente función: $P_v = \frac{\delta S v^3}{2}$, donde se puede ver que la potencia depende

de la velocidad del viento al cubo. Por otro lado, la instalación de parques eólicos consiste en la colocación de aparatos de un gran tamaño, por lo que las vías de acceso al lugar son muy relevantes, debemos contar con rutas amplias y en buen estado. Otro factor de suma importancia es la conexión a la red eléctrica, el proyecto debe incurrir en los costos de conexión hasta la línea de alta tensión más cercana.



Teniendo en cuenta estos aspectos vamos a nombrar aquellas zonas de la Argentina donde cada uno sea relevante.

- Recurso eólico:
 - La Patagonia: El sur de la Argentina es el sector donde se encuentran las mayores velocidades medias de viento del mundo, cercanas a los 12m/s.
 - Provincia de Buenos Aires: La mitad sur de la provincia de Buenos Aires, desde las sierras de Tandil y Ventana hasta la costa Atlántica, hay sectores de velocidades medias de entre 7 y 12 m/s. Estas velocidades permiten la utilización de aerogeneradores más convencionales.



27- Intensidad de los vientos.

En este mapa se observa la velocidad media de los vientos a lo largo del país. El color marrón representa las áreas con velocidades medias más altas.



- Rutas de Acceso: La red de rutas argentinas está compuesta por cerca de 80.000 km de caminos pavimentados. El porcentaje de participación de las distintas provincias es el siguiente:

Rutas argentinas		
Buenos Aires: 15%	Jujuy: 2%	San Juan: 3%
Catamarca: 2%	La Pampa: 5%	San Luis: 6%
Chaco: 9%	La Rioja: 3%	Santa Cruz: 5%
Chubut: 3%	Mendoza: 6%	Santa Fe: 8%
Córdoba: 2%	Misiones: 3%	S. del Estero: 5%
Corrientes: 3%	Neuquén: 3%	T. del Fuego: 1%
Entre Ríos: 4%	Río Negro: 4%	Tucumán: 2%
Formosa: 2%	Salta: 2%	

Tabla 15- Porcentaje de rutas por provincia en Argentina



28- Distribución de rutas en Argentina.



- Tendido eléctrico: La instalación de un parque eólico precisa para su conexión una línea de al menos 132 kV. En el siguiente gráfico se pueden ver las líneas de 132kV y mayores, repartidas por toda la Argentina.



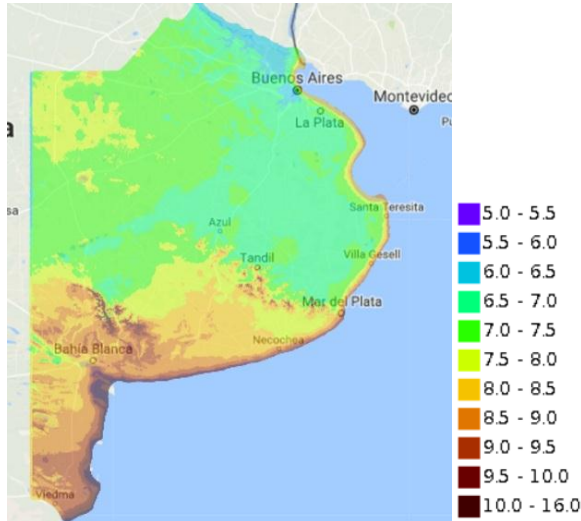
29- Distribución del tendido eléctrico en Argentina.

Se puede ver que hay una mayor densidad de líneas entre las regiones central, pampeana y el litoral.



Luego de estudiar los aspectos antes vistos, detectamos que la provincia de Buenos Aires cumple en gran medida con cada uno de ellos:

- Cuenta con una velocidad media de vientos de entre 7 y 12 m/s.



30- Distribución del viento en Buenos Aires.

- Es la provincia con mayor número de rutas y caminos asfaltados.



31- Distribución de rutas en Buenos Aires.

- Cuenta con la mayor densidad de líneas eléctricas de 132kV o mayores.



32- Distribución del tendido eléctrico en Buenos Aires.



Análisis de la microlocalización

Una vez circunscripta una región donde se va a instalar el parque eólico comienza otro estudio mucho más específico. Los puntos que se tuvieron en cuenta para definir la macrolocalización, son también importantes para definir la localización más concreta, aunque de ellos derivan otros aspectos que van a tener importancia a la hora de la decisión.

Para obtener la microlocalización se diseñará una matriz de decisión que cruzará datos de cada sitio donde se proponga la instalación y de los distintos aerogeneradores que se podrán utilizar.

Parámetros de localización

Como primera medida se tomó la división de la provincia en Municipios y se los agrupó por las secciones electorales que son ocho, de éstas descartamos la zona metropolitana que es aquella más densamente poblada y con la menor cantidad de campo libre para la instalación (tenemos en cuenta que para la instalación de un parque son necesarias varias hectáreas de campo abierto).



33- División de Buenos Aires por secciones electorales.



Luego de la división, ayudados por soportes informáticos (SIG *eólico*– Ministerio de Energía de la Nación y *mapaeolicobsas* – Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires), obtuvimos las velocidades medias de vientos en los distintos municipios y seguido su distribución de probabilidades.

Como otro de los aspectos a cruzar en la matriz obtuvimos la distancia media de los municipios a las líneas de alta tensión (132kVA) que cruzan por la provincia. El proyecto a realizar se hará cargo de todo el tendido de conexión entre la subestación de generación y la línea de carga más conveniente. Es por esto que tomó como un parámetro importante.

A su vez, se hizo un estudio sobre la capacidad de inyección remanente que tenía cada línea de 132 kVA que cruza la provincia. Aquí se pudo ver, que el sistema interconectado nacional tiene un serio déficit de capacidad de inyección, más acentuado en la provincia de Buenos Aires, donde la demanda está muy cerca de cubrir la capacidad instalada total.

Considerando estos dos parámetros, la distancia y la capacidad de inyección de las líneas, se hizo el primer corte en los municipios a considerar para la elección del emplazamiento del parque eólico. A continuación, se enumeran las secciones que no fueron tenidas en consideración:

- La primera, segunda y tercera sección, el noreste de la provincia, fue descartadas por la falta de capacidad de inyección de las líneas, algunas de ellas poseían cierta capacidad ociosa, pero la misma no cumplía con los mínimos requeridos para el proyecto en cuestión.
- La cuarta sección fue descartada en su totalidad por la falta de líneas de alta tensión en las cercanías a los municipios, a su vez es una zona de la provincia donde las velocidades medias de los vientos son bajas, por debajo de los 7m/s.
- La zona norte de la sección séptima, fue descartada por la poca capacidad de inyección de las líneas cercanas a esos municipios, escasas para un proyecto de tamaño envergadura.



Completado el estudio en los municipios, se descartaron todos aquellos que no cumplieran con los parámetros mínimos, correspondientes al proyecto. Quedando así, sujetos a siguientes consideraciones las secciones quinta y sexta, completas, y los municipios de Bolívar, Olavarría y Azul de la séptima sección. Siendo en total 51 municipios a considerar.

Parámetros de aerogeneradores

Una vez acotado el universo de locaciones donde se puede considerar la instalación de un parque eólico, se pasó a verificar la calidad del recurso eólico de los mismos, a fin de encontrar la clase de aerogeneradores que más se asemeje a las características de las zonas elegidas.

Se utilizó la norma de la IEC (por sus siglas en inglés de Comisión Electrónica Internacional) 61400-1 “Aerogeneradores” donde clasifica los aerogeneradores, dependiendo de la velocidad del viento (máxima y promedio) que soportan. Se los divide en 5 clases:

- i. Clase I: Velocidad máxima 50m/s, velocidad promedio 10m/s;
- ii. Clase II: Velocidad máxima 42,5m/s, velocidad promedio 8,5m/s;
- iii. Clase III: Velocidad máxima 37,5m/s, velocidad promedio 7,5m/s;
- iv. Clase IV: Velocidad máxima 30m/s, velocidad promedio 6m/s;
- v. Clase S: Los valores deben ser especificados por el diseñador.

Para la elección se buscaron aerogeneradores de *Clase II*, los cuales se asemejan más a las curvas de probabilidades de los vientos de la zona de la provincia de Buenos Aires. Se tomaron diferentes modelos de marcas mundialmente conocidas como Vestas (Dinamarca), Siemens (Alemania), Gamesa (España), GE Energy (General Electric – Estados Unidos) y dos ejemplos de empresas argentinas IMPSA (Industrias Metalúrgicas Pescarmona S.A.) y NRG Patagonia, que son referentes nacionales en lo que respecta a maquinaria de generación de energía renovable.



Dentro de estas empresas, elegimos aquellos tipos de aerogeneradores de *Clase II* más convenientes para la zona:

Aerogeneradores			
Marca	Modelo	Potencia [MW]	Diámetro del rotor [m]
Siemens	SWT-2,3	2,3	100
Vestas	V100/1800	1,8	100
	V90/2000	2	90
	V110/2000	2	110
Gamesa	G80-2000	2	80
	G87-2000	2	87
	G90-2000	2	90
	G97-2000	2	97
General Electric	GE-Energy 1,7-100	1,7	100
	GE-Energy 1,85-82,5	1,85	82,5
	GE-Energy 1,85-87	1,85	87
IMPSA	IWP-70-1500	1,5	70
	IWP-83-2100	2,1	83
NRG Patagonia	NRG P-1,5-64	1,5	64
	NRG P-1,5-82	1,5	82

Tabla 16- Características de los aerogeneradores por marca.

De cada uno de estos dispositivos se obtuvo la curva de potencia, que es la potencia que entrega el equipo a las diferentes velocidades de vientos. De igual manera se obtuvieron los costos de instalación llave en mano y los diferentes costos de operación y mantenimiento.



Localización y dimensionamiento del parque

El LCOE (Levelized Cost of Energy – Costo Nivelado de la Energía) será el parámetro que utilizaremos para la elección de la localización y el dimensionamiento del parque. Este cálculo responde a la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{PAE} \left[\$/MWh \right]$$

Siendo los tres términos:

$$CAPEX = INVERSIÓN + BALANCEO DE SISTEMA + COSTOS DE FINANCIACIÓN$$

$$OPEX = OPERACIÓN + MANTENIMIENTO$$

$$PAE = \sum Pw(v_i) * Prob(v_i)$$

Las variables para la elección de la localización y dimensionamiento del parque eran muchas, pero a la hora de calcular el LCOE podíamos encontrar un valor de referencia que sería la tarifa de generación de la energía.

De esta manera, no importaría el tamaño que tenga el parque o cuál sería la velocidad promedio del municipio elegido, utilizando la tarifa de generación como parámetro seleccionaríamos la forma más eficiente de generar energía eléctrica utilizando la menor cantidad recursos.

La zona elegida tendrá la mejor conjunción de probabilidades de ocurrencia de vientos con la curva de potencia del aerogenerador seleccionado, utilizando el menor camino hasta la red de alta tensión más cercana y sumando el máximo de capacidad que permite el nodo de conexión.



PARQUE EÓLICO “VETAMADRE”



Localización y dimensionamiento del parque

Apoyados en el proceso de selección desarrollado y por los datos antes mencionados, se logró obtener la ubicación óptima, con el equipo más adecuado para un parque eólico en la provincia de Buenos Aires.

El parque eólico “VetaMadre”, estará ubicado en el municipio de Coronel Pringles, el mismo contará con una potencia nominal de 98,6MW, los cuales serán entregados por 58 aerogeneradores General Electric Energy 1,7-100. Esta instalación se conectará a la línea de 132kV Bahía Blanca-Coronel Pringles que corre paralela a la ruta provincial n° 51.

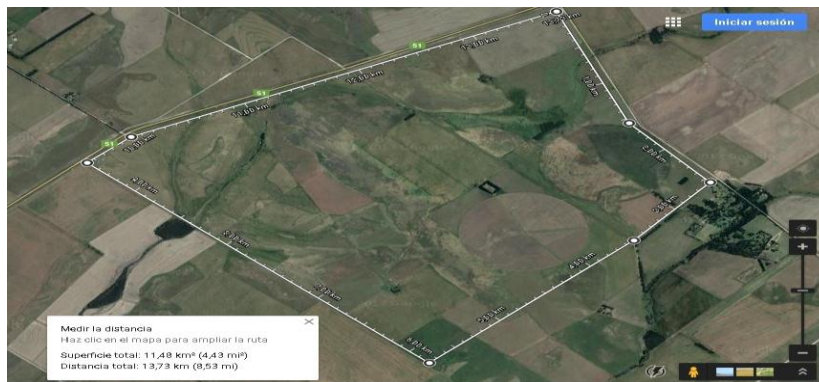


Emplazamiento del parque

El parque eólico “VetaMadre” estará ubicado en el municipio de Coronel Pringles, más específicamente en la zona conocida como la Estancia El Despeñadero. El paraje se ubica a 30km de la localidad de Coronel Pringles por la ruta provincial n° 51.

Las características distintivas del lugar seleccionado para emplazar el parque son:

- Acceso a caminos: El terreno elegido se encuentra a la vera de la ruta provincial n°51;
- Acceso a líneas: Paralelo a la ruta provincial n°51, se encuentra la LAT Bahía Blanca-Coronel Pringles 132kV.



34- Lugar seleccionado.

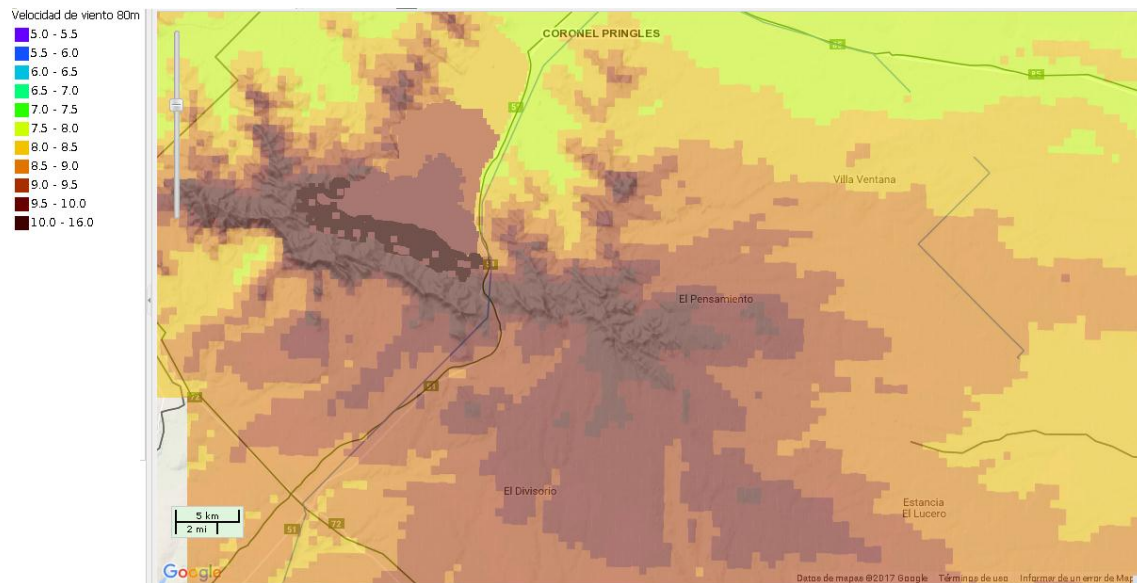


35- Ruta Provincial n°51.



Recurso eólico

La zona del Despeñadero, en el municipio de Coronel Pringles, se encuentra sobre los finales del encadenamiento de la sierra de la Ventana y, al ser ubicado el parque en la zona del sotavento de las sierras, obtiene un aumento de las velocidades del viento considerables respecto del resto de las zonas cercanas.



36- Recurso eólico en el sector seleccionado.

Utilizando como herramienta de medición de vientos al *mapaeólicobsas*, creado por el Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires, se obtuvieron los siguientes parámetros de la distribución Weibull de la zona:

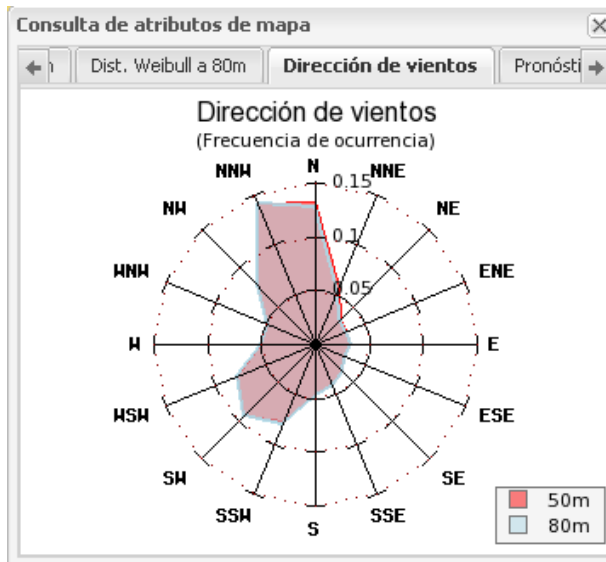
Parámetros Weibull		
Parámetro de escala (a)	Parámetro de forma (k)	Media (m/s)
13,05	2,81	11,45

Tabla 17- Parámetros de Weibull en Coronel Pringles.

Los parámetros medios obtenidos en la zona indican que la velocidad promedio obtenida es realmente alta, superando ampliamente los valores normales de la provincia, a su vez, el valor de 2,81 que tiene k, indica la dispersión de los datos, es decir, que es alta la constancia de los vientos. Todo esto ayudado por la zona geográfica y por los obstáculos particulares del terreno.



Sumado a los favorables parámetros de Weibull, el terreno donde se va a implantar el parque tiene otra característica favorable, la rosa de los vientos muestra una predominancia general de la dirección Nornoroeste, característica utilizada en el momento de planear el layout del parque.



37- Rosa de los vientos en sector seleccionado.

Aerogeneradores

El aerogenerador elegido para el parque “VetaMadre” es un modelo General Electric Energy 1,7-100, con una potencia nominal de 1,7MW, tensión nominal de 690V, generando energía eléctrica a frecuencias de 50 o 60 Hz. Cuenta con un diámetro de rotor de 100m y una altura de góndola de 95m.

El equipo es un aerogenerador de eje horizontal de 3 palas a barlovento. El rotor y la góndola se montan en lo alto de una torre tubular troncocónica.

El sistema de orientación del equipo es automático, permitiendo un perfecto alineamiento del rotor con la dirección del viento y un sostenimiento estable en la posición óptima de trabajo, garantizado por un robusto sistema de frenos.



A su vez, tiene un sistema de regulación de velocidad automática tipo *pitch control*, permitiendo que cada pala gire, independientemente de las otras dos.

El generador es de tipo asincrónico doblemente alimentado (DFIG). Su inversor de corriente, permite volcar a la red potencia con las características de tensión y frecuencia requeridas por la red.

Aerogenerador GE Energy 1,7-100

El generador GE Energy 1,7-100 consta de un tren de potencia distribuido, constituido por el rotor, el eje lento, la caja multiplicadora, el acoplamiento elástico y el generador.

El rotor se compone de tres palas sujetas a un buje de fundición, recubierto por una nariz de poliéster reforzado con fibra de vidrio.

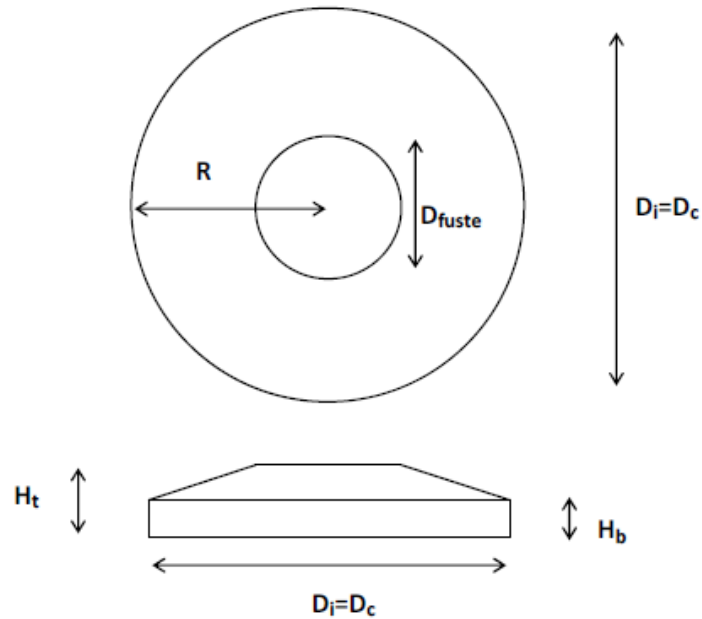
El resto de los componentes descansan sobre la góndola. La cual se apoya en los rodamientos dentados del sistema de orientación.

Cimentación

La fijación de la turbina al terreno se realiza con zapatas y un pedestal central, ambos de hormigón armado (HA-30). El pedestal es cilíndrico y contiene el inserto de fundación de acero, al cual se vinculará el primer tramo de la torre del aerogenerador mediante bulones de anclaje. El volumen de las fundaciones alcanzará los 400 m³. Dentro de las mismas se dispondrán de caños de PVC para conectar el cableado interno del parque.

El trabajo será realizado por la empresa EDVSA, de la provincia de Neuquén, con la utilización de anillos de fundación provistos por la empresa Calviño Metalúrgica S.A., del partido de Florencio Varela, en la provincia de Buenos Aires.

Previo a la colocación de los mismos, se realizarán los ensayos correspondientes a los materiales utilizados.



Definición geométrica							
R (m)	D _i (m)	D _c (m)	D _f (m)	H _t (m)	H _b (m)	A (m ²)	V _h (m ³)
9,1	18,2	18,2	7,5	2	1	260,16	412,3

38- Cimentación.

Torre

La torre es una estructura troncocónica tubular de acero laminado de 10mm, sobre cuya parte superior se apoya la góndola. Se compone de 3 tramos, de 30m cada uno, los cuales se unen entre sí por bridas situadas en los extremos.

La torre posee un tratamiento superficial que asegura una vida de servicio prácticamente ilimitada y libre de mantenimiento. Se le realizará una imprimación de resina epoxi con fosfato de zinc y un acabado final de esmalte de poliuretano brillante, generando la cobertura necesaria para la posible corrosión de la humedad.



El acceso al interior de la torre es posible a través de una puerta metálica situada en la parte inferior. En el interior, se encuentran componentes de control y eléctricos. A su vez, permite la instalación de un elevador para facilitar el acceso a la góndola y los trabajos de mantenimiento. No obstante, la torre cuenta con una escalera provista de todos los elementos de seguridad correspondientes.

Este elemento constitutivo del aerogenerador es también producido por la empresa Metalúrgica Calviño S.A., Florencio Varela, Provincia de Buenos Aires.

Góndola

La góndola del equipo es el elemento constitutivo del aerogenerador, el convertidor de potencia va integrado en el suelo de la góndola, lo que ofrece más espacio de trabajo y facilita el mantenimiento de los componentes.

El aumento del espacio libre en la góndola permite el almacenaje de repuestos y componentes principales. Además, mejora la ergonomía y seguridad, permitiendo realizar todo tipo de tareas.

En el interior de la góndola se ubica el generador, la caja multiplicadora, los sistemas de control, regulación, orientación y de frenado.

Generador

El generador es de tipo asincrónico trifásico de inducción doblemente alimentado (DFIG), de rotor bobinado y excitación por anillos rozantes. Su potencia nominal es de 1,7MW y puede suministrarse en frecuencias de 50 o 60Hz.



La velocidad de sincronismo es de 1200rpm.

La velocidad de giro del rotor es variable y se adopta a la velocidad del viento. No obstante, la potencia se suministra a la red es de 50/60Hz $\pm 2/-3$ Hz y 33kV $\pm 10\%$, gracias a la utilización 2 dispositivos, un convertidor y un transformador elevador. El primero es un convertidor de sistema a gran escala, controla el generador y la calidad de energía entregada a la red, cuenta con 4 unidades convertidoras que funcionan en paralelo con un controlador común. El trabajo de este equipo es controlar la conversión variable en frecuencia desde el generador a una frecuencia fija controlando los niveles de potencia activa y reactiva, de modo que se adecúen a la red. El segundo equipo, el transformador, es un dispositivo de dos bobinados, trifásico, de tipo seco que se encuentra en un apartado en la parte trasera de la góndola. El bobinado primario eleva la tensión de 690V a 1kV, conectado en triángulo, mientras que el secundario se conecta en estrella y eleva la tensión hasta los correspondientes 33kV que llegarán a la estación de transformación general.

Palas

Cada turbina GE 1,7-100 tiene 3 palas, conectadas al buje mediante sus respectivos rodamientos de pala. Las palas son fabricadas en fibra de vidrio reforzada con poliéster (GRP), con un recubrimiento superficial suave destinado a proteger los materiales de la radiación UV y a proporcionar el color de la pala. Cada una está formada por 2 cortezas unidas y soportadas por vigas y costillas internas.

Correspondiendo al diámetro de rotor de 100m, cada pala mide 48,7m, siendo el diseño propiedad de la empresa General Electric.

El perfil aerodinámico de las mismas varía a lo largo de su eje longitudinal, tanto en sección y forma como en ángulo de incidencia del borde de ataque.

El rodamiento de la pala permite el giro respecto a su eje longitudinal, permitiendo el *pitch control*, para el control de la velocidad.



Funcionamiento

La turbina GE 1,7-100 funciona de la siguiente manera:

Con vientos bajos, la velocidad de giro del rotor es proporcional a la velocidad del viento. Cuanto mayor es la velocidad del viento, mayor es la velocidad de giro del rotor, controlando ésta mediante el control de par, evitando que el generador se sobre acelere. Este control es utilizado en el momento en que el aerogenerador entre en producción, hasta que la potencia producida por el generador alcanza su valor nominal (1,7MW). En esta fase, la potencia producida es directamente proporcional a la velocidad del viento.

Con vientos altos, la velocidad del rotor se mantiene constante en su valor nominal (máximo). Dado que en estas condiciones el generador se encuentra saturado entregando la potencia nominal y no puede ofrecer un par resistente mayor, el control de la máquina se realiza regulando el ángulo de paso de las 3 palas (*pitch control*), manteniendo la potencia volcada a la red constante e igual a la potencia nominal hasta llegar a la velocidad de corte.

Unidades de control

Los aerogeneradores GE Energy cuentan con el sistema de monitoreo (CMS) y el de detección de anomalías de servicio (SCADA), que monitorean y controlan todas las funciones críticas del equipo, para lograr la optimización del funcionamiento en todo rango de velocidades. El mismo se sitúa sobre la base de la torre, con conexión directa a la central de comando del parque.

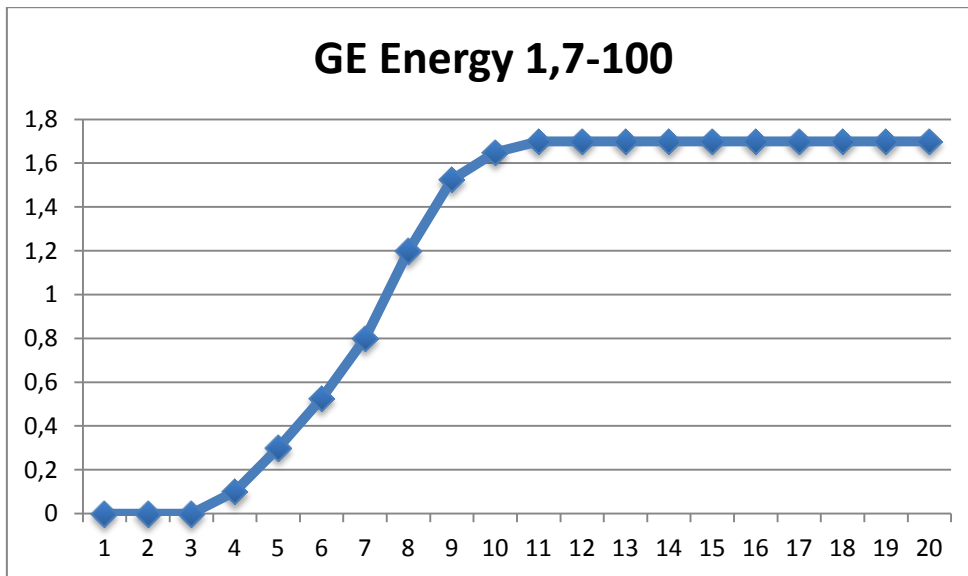
Cuerva de potencia

Cada modelo de aerogenerador presenta una función de la potencia útil producida en función de la velocidad del viento. Esta función se representa gráficamente según una curva que es característica de cada generador y que se conoce como curva de potencia



La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cual será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades de viento.

La curva de potencia (P-v) del aerogenerador es facilitada por el fabricante y está referida a unas condiciones atmosféricas estándar.



39- Curva de potencia para el aerogenerador GE Energy 1,7-100.

GE Energy 1,7-100			
Potencia [MW]	Velocidad del viento [m/s]	Potencia [MW]	Velocidad del viento [m/s]
0	1	1,7	11
0	2	1,7	12
0	3	1,7	13
0,1	4	1,7	14
0,3	5	1,7	15
0,525	6	1,7	16
0,8	7	1,7	17
1,2	8	1,7	18
1,525	9	1,7	19
1,65	10	1,7	20

Tabla 18- Relación Potencia- Velocidad del viento del aerogenerador GE Energy 1,7- 100



Parque eólico “VetaMadre”

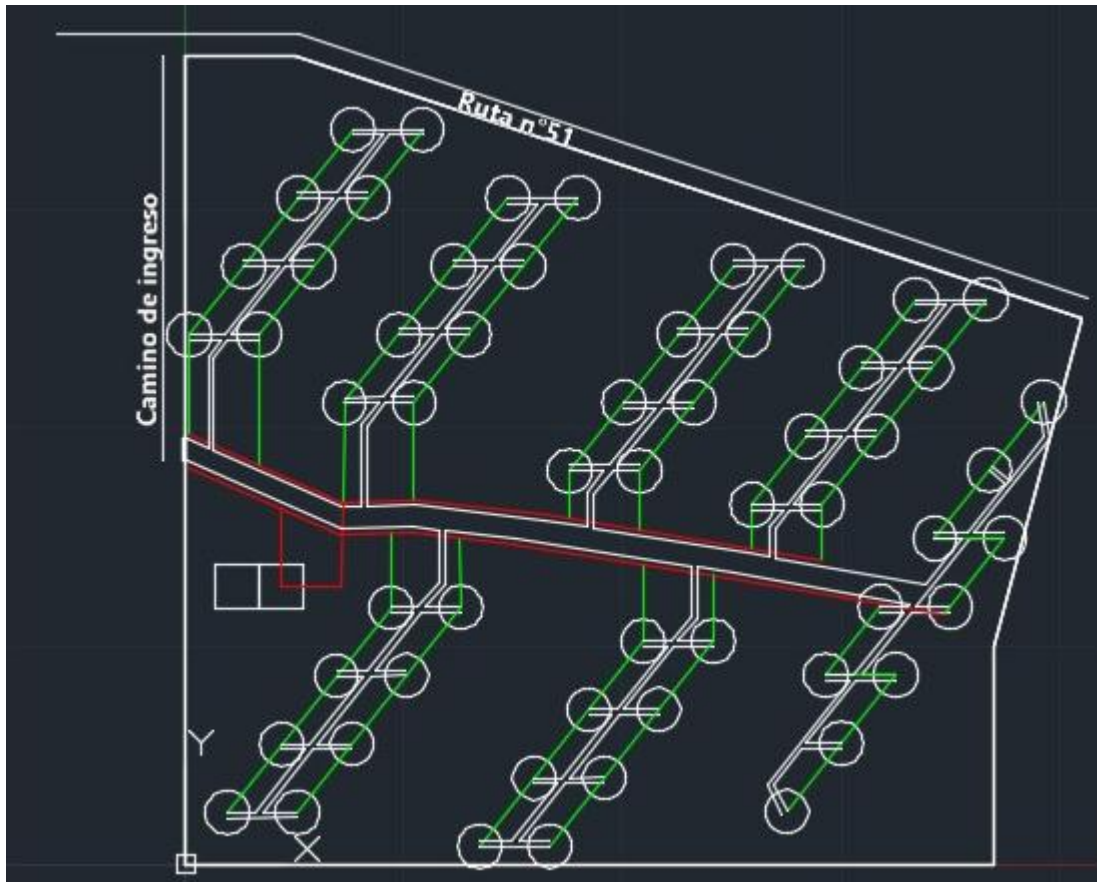
Ubicación de los aerogeneradores

La colocación de los equipos debe ser en filas perpendiculares a la dirección dominante del viento en la zona, para obtener el mayor aprovechamiento de la potencia entregada. Es por este motivo que se los ubicará en dirección del nornoroeste.

Los 58 aerogeneradores, con los que contará el parque, serán ubicados de manera tal que se optimice el espacio, permitiendo la mayor producción energética y a la vez brindando un espacio acorde a la construcción, montaje, operación y mantenimiento de los equipos.

Por este motivo, se dispondrán los equipos en 7 columnas dobles, de las cuales, 6 de ellas contarán con 8 aerogeneradores y la última tendrá 10. En las filas contiguas se utilizará una ocupación del campo del tipo tresbolillo, esta condición permite acortar la distancia entre las filas, sin perjudicar la producción por efecto estela. De igual manera, se respetará la distancia de 3 diámetros a los lados, pero la distancia con el inmediato trasero se acorta a 3 diámetros (siendo la distancia ideal 5 diámetros).

Los aerogeneradores GE Energy 1,7-100 tienen un diámetro de rotor de 100m, por lo que el tamaño mínimo del terreno dónde deberá implantarse el parque tiene que tener un tamaño de 9,25km². Teniendo en cuenta las distancias mínimas exigidas por seguridad respecto de cualquier núcleo urbano o línea de alta tensión de 300m, y los espacios necesarios para la estación de transformación y servicios auxiliares, se ubicará el parque en un lote de 1000ha ubicado en la vera de la ruta provincial n°51.



40- Distribución de los aerogeneradores en el parque.

Sistema eléctrico

Este proyecto utilizará aerogeneradores GE Energy del tipo 1,7-100. La producción de energía eléctrica de estas turbinas es de 690V a 50Hz. Esta tensión es demasiado pequeña para transferir la energía producida por el generador a través de las distancias, debido a que las pérdidas serían demasiado grandes. Por esta razón es necesario un transformador que eleve la tensión hacia un valor más adecuado. Los equipos GE Energy poseen un transformador incorporado en la góndola que eleva la tensión hasta un valor de 33kV, el mismo es de tipo seco encapsulado, lo que implica que no requiera refrigerantes derivados de petróleo y a su vez, limitan el mantenimiento a realizarle.



Para transferir la energía de la parte superior de la torre a la parte inferior, se utilizan cables trifásicos de media tensión.

En la base de la torre, el cableado termina en un interruptor de protección aislado a través de seccionadores de media tensión, su función es brindar una protección al aerogenerador ante un fallo eléctrico o corto circuito, de manera que si se produce dicho fallo el equipo se desconecte automáticamente y se elimine los potenciales daños.

Los aerogeneradores serán conectados en grupos de 4 equipos en las primeras filas y de 5 en la última. Cada grupo irá conectado a una barra de media tensión (33kV), la que se unirá a una de las 2 barras de alta tensión (132kV). A este grupo de barras se lo denomina *sistema colector*, el cual será el nexo entre los grupos de aerogeneradores y la subestación principal del parque.

Una vez que los cables de cada grupo de aerogeneradores llegan a la subestación principal, los circuitos se suman en un punto común y se conectan con los transformadores principales del parque eólico. El transformador se utiliza para elevar la media tensión del parque a una mayor tensión de transmisión.

Subestación

La energía generada se transferirá a la subestación principal que será el último punto de conexión común para todos los cableados del parque. La salida se dirigirá a las líneas de transmisión de alta tensión.

Los transformadores con los que cuenta la subestación deben estar capacitados para dar cobertura a los 98,6MVA que puede generar el parque. Por costo, facilidad de mantenimiento y continuidad del suministro eléctrico, se optó por utilizar 2 transformadores de 50MVA que eleven la tensión de 33kV a 132kV. Los mismos serán del tipo bañado en aceite.



Estudio de pérdidas

La energía ideal es la teórica del parque eólico, obtenida con las velocidades de viento a la altura de buje. A continuación, se dará cuenta de los diferentes tipos de pérdidas, en la producción, que sufre el conjunto de aerogeneradores, referidas a la topografía, ubicación de los equipos, eficiencia eléctrica, funcionamiento de las turbinas o efectos medioambientales, con la utilización de estos parámetros se calculará luego la energía producida real.

Efecto topográfico y estela

Los efectos topográficos se tienen en cuenta utilizando variaciones de la aceleración del flujo de viento. Se tomó una pérdida por este concepto de 0,2%

La estela es la variación en la cantidad de movimiento en el flujo a sotavento de un aerogenerador, que afectará la corriente incidente en el equipo ubicado por detrás en la dirección del viento. Debido a la distancia teórica tomada para la ubicación de los equipos, se tomó un valor de 3,8% de pérdidas referidas a este concepto.

Eficiencia eléctrica

Considerando la configuración del sistema eléctrico del parque y utilizando la curva de potencia de los equipos, la distribución de frecuencias de velocidades y la dirección del viento en la zona, así como la información sobre el sistema eléctrico de los aerogeneradores, se tomó un valor de 2,6% de pérdidas por eficiencia eléctrica.

Disponibilidad

Basándonos en datos obtenidos de parques en operación, se toma un valor de disponibilidad de los equipos GE Energy de 97%, por lo tanto, se utiliza un 3% de pérdidas por indisponibilidad.



Hielo y ensuciamiento de las palas

Se ha introducido un ajuste para tener en cuenta la pérdida de producción debido al ensuciamiento de las palas como consecuencia de la suciedad o insectos o al posible efecto del hielo en la superficie de las palas. Se ha asumido apropiada la pérdida de 0,5% bajo este concepto.

Histéresis por altos vientos

Se toman en cuenta las pérdidas provocadas por el sistema de control en el arranque y parada de los aerogeneradores ante situaciones de altos vientos. Esta magnitud se ve influenciada por el sostenimiento de velocidades extremas, ráfagas de elevada velocidad y la calibración de los instrumentos. Con respecto a este apartado se tomaron pérdidas de 0,5%

Mantenimiento de la subestación

La producción neta del parque puede reducirse debido a que no existe transferencia de energía a la red debido a que la subestación esté fuera de servicio por mantenimiento. Para este concepto se tomó como un valor normal pérdidas por 0,2%, este valor incluye mantenimientos programados que se realicen en momentos de producción.

Ajuste de la curva de potencia

Se trata de un ajuste referido a las posibles variaciones en la curva de potencia real de los aerogeneradores respecto a la curva de potencia proporcionada por los fabricantes. Se tomó un valor de 2,4% de posibles pérdidas.

Performance de la turbina

Se supone un descenso en la producción de energía por caída del rendimiento de las partes internas del generador. Se estimaron las pérdidas en un 1%.



Degradación de las palas

Debida a las tensiones internas del material de las palas, sumado a su compleja conformación, se estima un valor de 0,7% de pérdidas por degradación de las palas.

Rayos

Más allá de contar con elementos que atraigan a los rayos en diferentes puntos del parque, la caída de uno provoca caídas de rendimiento en los equipos que conforman los aerogeneradores. Por esto se consideró un 0,4% de pérdidas debidas a los rayos.

Pérdidas	
Topografía	0,2%
Efecto estela	3,8%
Rendimiento eléctrico	2,6%
Disponibilidad	3%
Hielo y suciedad	0,5%
Histéresis del viento	0,5%
Mantenimiento de subestación	0,2%
Ajuste de curva de potencia	2,4%
Performance de turbina	1%
Degradación de palas	0,7%
Rayos	0,4%
Total	15,3%

Tabla 19- Porcentajes de pérdidas para el cálculo de la energía.



Producción de energía

El parque eólico “VetaMadre” será ubicado en el partido de Coronel Pringles, en la zona de la estancia El Despeñadero, el mismo contará con 58 aerogeneradores GE Energy 1,7-100, los cuales cuentan con una potencia nominal de 1,7MW. Tomando los valores medios de los parámetros de la distribución de Weibull para la zona, se hará el cálculo de la energía generada por el parque, se expondrá la energía ideal y la real, mostrando el factor de capacidad del parque y las horas equivalentes de producción.

Energía generada

Conociendo los parámetros de la distribución de Weibull para la zona, se obtuvo la cantidad de horas al año por velocidad de viento. Este valor fue ponderado con la potencia que entrega el aerogenerador, según la curva de potencia entregada por el fabricante.



Parámetros Weibull			GE Energy 1,7-100	
A [m/s]	K	Velocidad media [m/s]		
13,05	2,81	11,45	Potencia	
Distribución de probabilidades				
Velocidad	Probabilidad	Horas	Pot. Entregada [MW]	Energía Generada [MWh]
1	0,2%	17,52	0	0
2	0,7%	61,32	0	0
3	1,5%	131,4	0	0
4	2,4%	210,24	0,1	21,4
5	3,5%	306,6	0,3	93,173
6	4,7%	411,72	0,53	216,787
7	5,9%	516,84	0,8	410,785
8	6,9%	604,44	1,2	724,969
9	7,7%	674,52	1,53	1032,565
10	8,3%	727,08	1,65	1197,507
11	8,5%	744,6	1,7	1267,758
12	8,4%	737,84	1,7	1250,299
13	8,0%	700,8	1,7	1184,122
14	7,2%	630,72	1,7	1076,923
15	6,3%	551,88	1,7	940,206
16	5,3%	464,28	1,7	787,484
17	4,2%	367,92	1,7	632,247
18	3,3%	289,08	1,7	486,115
19	2,4%	210,24	1,7	357,547
20	1,7%	148,92	1,7	251,283
Total energía anual unitaria				11931,17

Tabla 20- Relación entre los resultados de distribución de Weibull y potencia entregada por el Generador GE Energy 1,7-100



Podemos ver que la energía producida por cada aerogenerador, según la curva de potencia, es de:

$$\text{Energía unitaria} = 11931,17 \text{ MWh}$$

Teniendo en cuenta que el parque contará con 58 aerogeneradores, la energía que podría brindar el parque sería durante un año:

$$\text{Energía del parque} = 11931,17 \times 58 = 692007,86 \text{ MWh}$$

Utilizando las pérdidas calculadas anteriormente (15,3%) se puede obtener la energía real producida por el parque, la cual será anualmente:

$$\text{Energía real del parque} = 692007,86 \times 84,7\% = 586130,65 \text{ MWh}$$

También se calculó la energía real unitaria:

$$\text{Energía real unitaria} = 11931,17 \times 84,7\% = 10105,55 \text{ MWh}$$

Para obtener el factor de capacidad de la planta y las horas equivalentes de producción, se debe calcular la energía ideal que produce el parque, la misma se calcula suponiendo que los aerogeneradores entregarían durante las 8760hs del año energía a su potencia nominal, en este caso sería 1,7MW, entonces:

$$\text{Energía ideal unitaria} = 8760 \text{ hs} \times 1,7 \text{ MW} = 14892 \text{ MWh}$$

Una vez obtenida la energía ideal, se calcula el factor de capacidad, relacionando la energía ideal con la energía real.

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Energía real}}{\text{Energía ideal}} = \frac{10105,55}{14892} = 68\%$$

Conociendo este valor, se calculan las horas equivalente, las cuales serán el 68% de las horas del año.

$$\text{Hs. Equivalente} = 8760 \text{ hs} \times f. \text{ capacidad} = 5944,4 \text{ hs}$$



Producción parque eólico “Vetamadre”	
Energía unitaria ideal	14892 MWh
Energía del parque ideal	863736 MWh
Energía unitaria de tabla	11931,17 MWh
Energía del parque de tabla	692007,86 MWh
Energía unitaria real	10105,55 MWh
Energía del parque real	586130,65 MWh
Factor de capacidad	68%
Hs. Equivalentes	5944,4 hs

Tabla 21- Energía producida por el parque.

Servicios auxiliares

Para que sea posible la construcción, operación y mantenimiento del parque deben existir una serie de elementos que no tienen que ver específicamente con la producción de energía eléctrica, pero que sin ellos el trabajo resultaría imposible. A continuación, se listarán las obras auxiliares a la producción más importantes.

Obra civil

La construcción de un parque eólico no sólo conlleva la instalación de los aerogeneradores, el zanjeo y la instalación eléctrica, sino que también incluye la construcción de caminos (viales internos y de acceso a la planta) y el centro de control.

Caminos de acceso

El parque eólico “VetaMadre” se ubicará a la vera de la ruta provincial n°51, más allá de la gran ventaja que implica la cercanía a un camino pavimentado, el terreno donde se va a implantar el parque no posee ingresos pavimentados. Por lo tanto, se planifica realizar un camino de ingreso, que posibilite la entrada y tránsito de vehículos de alta carga. El ingreso al parque se hará por un camino de 3000m de pavimento reforzado, el cual será cortado por un portón de ingreso, que permita la seguridad y mantenimiento del parque.



Viales internos

El camino de acceso al parque desembocará en una vía interna principal, construida con el fin de permitir el acceso a todas las ubicaciones de los aerogeneradores. El mismo será realizado con 2 capas de 20cm de asfalto preparado para soportar la carga de los vehículos de gran porte que los recorrerán durante la construcción del parque.

El trazado de circulación interna, en cambio será realizado por medio de compactación del terreno, el mismo deberá soportar el paso del equipo más pesado, la grúa de izamiento, al igual que el tráfico de camiones de carga, que serán más livianos, pero tendrán mayor frecuencia. Estos trazados tienen unas condiciones mínimas de ancho, para permitir el paso de los vehículos. Se harán de 4,5m en rectas y en las curvas, dependiendo el radio de la curva se le sumará de 2 a 8m más.

Centro de control

Se denomina sala de control al edificio que posee el parque para la estadía de los empleados. En la misma se encontrará la sala de control, seccionamiento y medición correspondiente del sistema de 33kV, la sala de control del sistema de transformación 33/132kV, los baños y vestuarios, el almacén y la cocina.

Tendido de evacuación

La energía producida y transformada en el parque debe ser evacuada del mismo hacia el sistema interconectado nacional, para ello se construirá una línea de transmisión de alta tensión (132kV) desde la subestación hasta el punto de interconexión que será sobre el tendido existente en la ruta provincial n°51 a la salida del parque.



Planta hormigonera

Se emplazará una planta móvil de hormigón considerando que se necesita para el proyecto una provisión de 30000 m³ de hormigón aproximadamente para fundaciones y obras civiles. El área que ocupará la planta móvil de hormigón incluyendo las áreas de almacenamiento de áridos, serpa de una 6.300m².

El tiempo estimado para el emplazamiento de la plata de hormigón es mientras dure la etapa de construcción, la cual se extenderá un plazo de 7 meses.

La planta tendrá los siguientes consumos:

Consumos de la planta hormigonera		
Material	Total [m ³]	Diario [m ³ /día]
Agua	4200	20
Agregado grueso (piedra partida)	12600	60
Arena	7500	36
Cemento	21000	100

Los insumos necesarios de arena, piedra y cemento serán provistos por la empresa contratista. Se tendrá un stock de una provisión de materiales para 2 días de trabajo, contemplando posibles contingencias propias de la actividad del transporte.



Programación y construcción

El proceso de puesta en marcha de un parque eólico se los puede dividir en 3 fases importantes, el ingreso al terreno, la obra eléctrica y el montaje del parque. Para las mismas se tomó un tiempo normal de ejecución, con una posible demora incorporada, para atenerse a posibles multas por retraso. Dentro del tiempo que el programa RenvoAr impone para la puesta en marcha del proyecto, se supone que el parque eólico VetaMadre, estará funcional antes de los 2 años posteriores a la firma del PPA.

Ingreso al parque

Una vez que se tenga el usufructo del terreno donde se instalará el parque, se comenzará con la movilización de equipos, la construcción del obrador y la delimitación de las zonas de acopio, Para la realización de estas tareas, y futuras actividades de la construcción y montaje se utilizarán los siguientes equipos:

Equipos	Cantidad
Retroexcavadoras (movimiento de suelos)	4
Motoniveladoras	2
Camiones con hidrogrúa (para transporte)	2
Camiones (transporte de materiales)	6
Grúas (montaje de equipos y postes)	5

Construcción de accesos

La construcción de un parque eólico precisa del acondicionamiento de accesos con ciertos requerimientos, debido a las dimensiones de los componentes que hay que trasladar y a las de la propia maquinaria encargada de dicho transporte. Estos viales deben cumplir las especificaciones técnicas necesarias para soportar las condiciones de trabajo, curvaturas, pendientes, anchos y sobre anchos. El camino de acceso y el vial interno principal será de



asfalto. Por otro lado, los caminos de circulación interna y los trazados provisionales, sólo serán realizados por medio de nivelación y compactado.

La etapa de obra vial cumplirá con el trabajo en los primeros 180 días desde la obtención del usufructo del terreno a explotar. Siendo aproximadamente 12 kilómetros de vías, la construcción de caminos se hará a razón de 70 metros por día de promedio.

Edificaciones anexas

La obra civil del proyecto, concluye con la construcción de los edificios de explotación, relativos a las operaciones de control y a la subestación elevadora de tensión.

El edificio albergará el centro de control de la planta, la base de mantenimiento, los almacenes y los servicios administrativos. Para cumplir con su propósito requiere una planta rectangular de unos 10m de ancho, por unos 25m de largo, con una altura de 6m. A su vez contará con construcciones auxiliares para abastecimiento de agua y saneamiento.

La construcción de las edificaciones anexas tomará un tiempo estimado de 210 días.

Construcción de plataformas y cimentación

La cimentación de los equipos de generación se hará con zapatas superficiales de hormigón armado, ancladas con pernos de sujeción. Las 58 bases serán construidas a medida que los caminos lo vayan posibilitando. El diámetro de cada base será de 18 metros con una profundidad de 2 metros. Ocupando un volumen de 412m^3 .

La capacidad portante del suelo de la zona supera $1,5\text{kg}/\text{cm}^2$ por tanto que al ser la tensión de contacto del equipo más la base de cimentación de $1,37\text{kg}/\text{cm}^2$, no hay riesgo de hundimiento. De igual manera, el área de 260m^2 con los que cuenta la base, provoca la suficiente resistencia al vuelco del



equipo. A su vez, las precipitaciones de la zona no afectan la capacidad portante del suelo.

Las bases tendrán en su interior un anillo de fundación hecho con varillas de hierro. Cada anillo contará con un peso total de 30,5tn.

Para sustentar el trabajo de los equipos de izado de los aerogeneradores, se deben disponer de plataformas que junto al pedestal de la base completan un área de 350m².

El total de la plataforma de maniobra y la cimentación toman un volumen total de 500m³ de hormigón, los que serán producidos en una planta hormigonera colocada en el predio, la misma tiene capacidad para entregar 300m³ por hora, dando la posibilidad de trabajar en 2 bases en paralelo.

El tiempo estimado de trabajo por cada base es de 5 días. Completando la construcción en un estimado de 6 meses,

Instalación eléctrica

El sistema eléctrico de un parque eólico, tiene como objeto la transferencia de la energía producida por cada aerogenerador hacia la red del sistema interconectado. La instalación eléctrica del parque tendrá un tendido de media tensión (33kV) que tome la energía producida por los aerogeneradores, el cual irá a través de caños de PVC dentro de zanjas paralelas a los caminos del parque. También dentro del parque se encontrará la subestación colectora, que tomará la energía producida a 33kV y la elevará a 132kV, para luego poder conectarla al SADI por medio de cableado aéreo.

Sumado a los elementos auxiliares a la generación, se deben disponer de elementos de protección como interruptores y controladores, los cuales serán instalados paralelamente a la obra de conexión.

La obra eléctrica de construcción y montaje tomará otros 240 días, los cuales comenzarán cuando los caminos y las fundaciones de los aerogeneradores lo permitan.



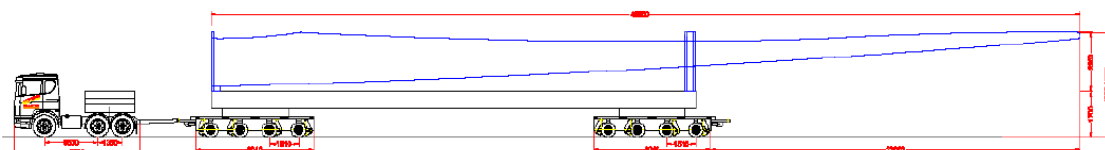
Montaje de aerogeneradores

El montaje de los aerogeneradores comprende el hito más importante dentro de la fase de ejecución. Dependerá de la construcción de los caminos, la construcción de las bases y el inicio de las conexiones, como así también del suministro de las diferentes partes de los equipos generadores.

La logística necesaria para el montaje dependerá en gran medida del suministro de las palas y las góndolas por parte de la empresa General Electric, como así también por el suministro de las torres por parte de la empresa Metalúrgica Calviño S.A. Los equipos de generación llegarán al puerto de Ing. White en la ciudad de Bahía Blanca, desde donde se trasladarán al emplazamiento del parque en Coronel Pringles (153km) en 5 camiones diferentes por cada equipo, uno por cada pala (carga cercana a 50m de largo y 12tn de peso), uno para la góndola (12m de largo y 80tn) y uno para el rotor (4m y 50tn). Teniendo la posibilidad de trasladar todos los equipos en un lapso de 15 días, a través de 232 viajes. En cambio, las torres llegarán en camión desde la localidad de Bosques, en el partido de Florencio Varela, cada una dividida en 3 partes de 30m, siendo cerca de 170 viajes a realizarse. Cada grupo de partes irá llegando a la par, permitiendo su disposición en el lugar donde serán instalados.



41- Transporte de torres de aerogeneradores.

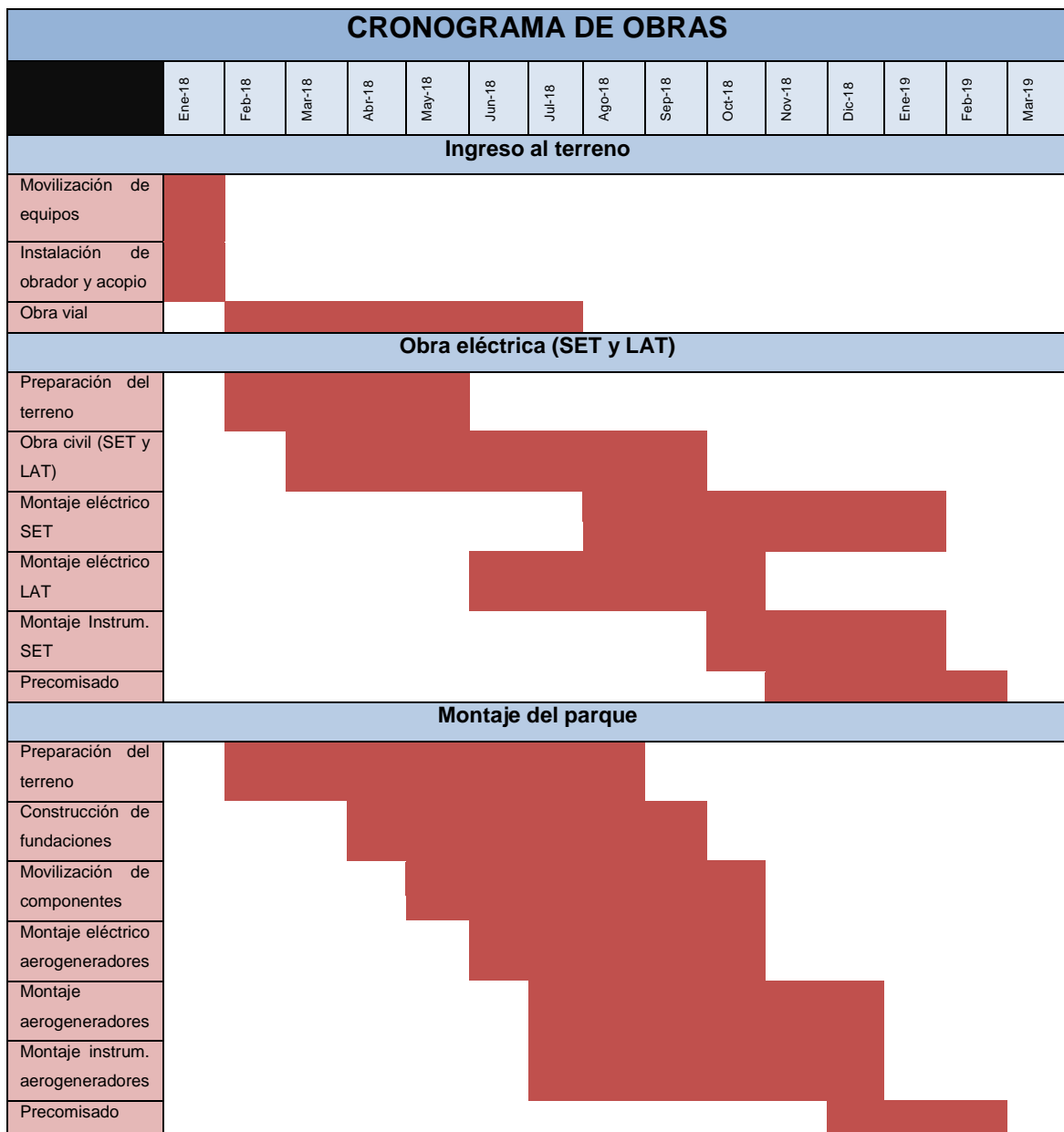


42- Transporte de palas de aerogeneradores.



Con la posibilidad que da el suelo del paraje “El Despeñadero”, se pueden trasladar las grúas armadas, por lo tanto, se podrán izar 2,5 aerogeneradores por semana, cumpliendo un total de 180 días para el montaje.

Sumados al trabajo de conexión del parque con la red nacional, se cumplirán cerca de 450 días, desde el inicio del usufructo hasta el inicio de la posible generación, teniendo más de 250 días para posibles demoras, antes de incurrir en multas.





Recursos Humanos

Respecto a los recursos humanos, un parque eólico difiere en gran medida este concepto dependiendo de la etapa en la que se encuentre. Podemos diferenciar 3 etapas, en las cuales la cantidad y calidad de los empleados con los que debe contar la instalación difieren. Estas etapas son construcción, operación y mantenimiento programado.

Durante la etapa de construcción, en el parque se deberán cumplir una gran cantidad de actividades, entre las que podemos nombrar construcción, montaje e instalación electromecánica. Por lo tanto se contará con una cuadrilla de 70 personas, divididas en 30 para la construcción y 40 para las actividades de montaje e instalación eléctrica. Cabe destacar que las capacidades técnicas de los trabajadores serán correspondientes al trabajo a realizar. También en esta etapa se deberá contar con 4 empleados para las tareas administrativas anexas a la construcción del parque y 2 técnicos en seguridad e higiene.

En la etapa de operación general del parque, el total de empleados será mucho menor, las labores normales que se deben cumplir son pequeñas, pero requieren de conocimientos técnicos. Es por esto que 4 operarios serán asignados a las tareas de control del parque, que dividirán su trabajo en 3 turnos diarios de 8 horas. Por otro lado se tendrá una cuadrilla de 4 operarios de mantenimiento que cumplirán guardias de 8 horas en grupos de 2, que realizarán las operaciones de mantenimiento necesarias y/o repararan fallos que hayan tenido los equipos durante su ausencia. A su vez, se contará con un supervisor general de la planta y un empleado administrativo que trabajará en un turno general de 6 horas.



Remuneración empleados durante operación	
Puesto	Ingreso
Supervisor general	\$ 64.000.-
Administrativo	\$ 23.500.-
Operación y control	\$ 46.800.-
Mantenimiento	\$ 38.300.-

La etapa de mantenimiento programado es distinta de la operación normal, en esta etapa, elegida en el año por ser un momento de escasa generación, se realizan los mantenimientos programados y legalmente exigidos. Para cumplirlos, se toma una cuadrilla especial, altamente calificada, la cual generalmente es suministrada por la empresa proveedora de los aerogeneradores, para un caso normal de mantenimiento programado, se designa un equipo de 10 trabajadores.



MANTENIMIENTO



Gestión del Mantenimientos

Alcanzado el momento de la estabilización de la operación del parque eólico, con datos sin variabilidades y sesgos, se realizarán los estudios correspondientes para obtener las causas de las indisponibilidades y las posibles alternativas de mejora.

Seis Sigma

Utilizando la filosofía 6 Sigma, se analizarán los datos operativos de las máquinas y órdenes de trabajo necesarias.

La metodología 6 Sigma cuenta de 5 pasos que tienen por fin la mejora continua de los distintos procesos correspondientes a la generación de energía en el parque eólico:

- 1- Definir: Definir el problema y los objetivos buscados. Se pretende maximizar la labor del mantenimiento en el parque.
- 2- Medir: Se mide la forma de trabajar del encargado del mantenimiento, para saber los tiempos muertos, tiempos de operación, frecuencias y tipo de incidencias, desarrollo de mantenimientos preventivos y adaptaciones.
- 3- Analizar: Esta fase se utiliza para procesar los datos medidos y reducir las posibles causas de mal funcionamiento.
- 4- Mejorar: La estrategia se centra en un enfoque sistemático para, a partir de los factores vitales que afectan al proceso de mantenimiento, confirmadas en la fase de análisis, determinar la mejor forma de hacer funcionar el proceso para conseguir que el proceso de mantenimiento sea más eficaz y eficiente. Se priorizan las debilidades del encargado de mantenimiento para asignar esfuerzos en los puntos que permiten obtener los mayores aumentos en la disponibilidad económica del parque.
- 5- Controlar: Se utilizan medios adecuados de control para asegurar los resultados obtenidos.



Protocolos de mantenimiento

Para asegurar la vida útil del parque, se deberán realizar actividades básicas y fundamentales de mantenimiento preventivo y predictivo:

- Mantenimientos preventivos periódicos (semestrales);
- Mantenimientos legales (anuales o trianuales);
- Controles y chequeos basados en observaciones, tendencias, alarmas y rendimientos;
- Monitorizaciones para análisis de evolución y prácticas predictivas.

Mantenimiento preventivo

Se deberán coordinar adecuadamente los mantenimientos preventivos para realizar un aprovechamiento adecuado del recurso eólico, así evitar realizar actividades en momentos de condiciones óptimas de trabajo.

Los mantenimientos preventivos corresponden a la revisión, inspección, control y monitorización de los elementos constitutivos del parque. Por cada elemento se debe controlar o buscar lo siguiente:

- Cimentación y torre: Grietas en la fundación y pares de apriete;
- Palas: Fisuras o marcas de grietas, decoloración y rugosidad o borde de ataque;
- Rotor: Fisuras y tornillos del soporte de buje, retenes y engrase de rodamiento de paras, pares de apriete pala-buje, aprietes y holguras en coronas de orientación de palas, uniones rotor-eje principal, alineación eje principal;
- Caja multiplicadora: Aprietes y holguras del amortiguador, aceite (análisis, nivel y fugas), aspecto de rodamiento y engranajes, ruidos y vibraciones, sistemas de refrigeración, fugas, revisión válvulas;
- Eje de alta velocidad: Freno (desgaste, fisuras y alabeos), sistema hidráulico de freno (aceite, fugas, precarga, pruebas de funcionamiento), uniones cardan (juntas, engrase), rodamientos;



- **Generador:** Engrase de rodamientos, inspección y apriete de bornes, inspección de anillos y escobillas, limpieza de intercambiador y filtros, aislación del estator-rotor;
- **Sistema de paso:** Comprobar ajustes, pruebas de recorrido, comprobación de sistemas hidráulicos y servomotores;
- **Sistema de orientación:** Engrase de corona y superficies deslizantes, reapriete de discos y holgura de placas deslizantes, comprobación del sistema hidráulico y frenos;
- **Conectores:** Inspección, prueba y limpieza de conexiones, aislamiento de los conectores.

Mantenimiento correctivo

Para asegurar la disponibilidad del parque, se requerirá de prácticas básicas en mantenimiento correctivo que cuenten con equipo local de intervención capacitado, con conocimientos y repuestos, atención continua para averías y disposición pre organizada ante grandes correcciones.

Con los mantenimientos correctivos, se busca la reducción de incidentes, la minimización de tiempos muertos y la optimización de los tiempos de operación.

Este tipo de mantenimiento se lo divide en pequeños y grandes mantenimientos, entre los que podemos nombrar:

Pequeños correctivos:

- **Seguridades de rearme local:** vibraciones, presión o termostato de freno, error por torsión de cable, temperatura del convertidor o caja multiplicadora;
- **Averías de instrumentación:** termostatos, sensores de vibración y anemómetro;
- **Averías electrónicas de control:** placas de red o comunicación;
- **Elementos del sistema hidráulico:** filtros, bombas, servoválvulas;
- **Dispositivos eléctricos:** Contactos, térmicas o imanes;



- Elementos mecánicos: retenes de aceite, zapatas de freno, acoplamientos, desalineaciones, ventiladores de refrigeración;
- Palas: reparaciones de picaduras, pinturas, bordes de ataque y refuerzos.

Grandes correctivos

- Generadores: defectos de aislamiento en bobinado y rodamientos;
- Multiplicadora: rodamientos y piñones, su cambio implica desmontar y sustituir la caja multiplicadora;
- Palas: perforaciones o doblamientos;
- Sistema de orientación: rotura de dientes;
- Fisuras o grietas en el bastidor;
- Rodamiento de palas;
- Sustitución de transformadores;
- Celdas de media tensión: fugas de gas.

Mejoras en la explotación del parque

Con el fin de obtener el máximo aprovechamiento del recurso eólico, se plantean las siguientes mejoras en el servicio de explotación del parque:

- Crear equipos de mantenimiento autónomos en el parque que puedan atender cualquier incidencia y resolverla. Tener una menor dependencia del exterior implica menor tiempo en que el parque está parado;
- Contar con expertos idóneos en el parque a fin de predecir averías y que permitan adelantar y planificar las paradas para mantenimiento;
- Supervisión y mando en línea, se gana capacidad de maniobra y versatilidad para las reparaciones;
- Predicción fiable que ayude a aumentar la generación y a la vez en la optimización de la programación de los mantenimientos.



ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL



Evaluación de Impacto Ambiental

Se considera que hay impacto ambiental cuando una acción o actividad produce una alteración favorable o desfavorable en el medio. El impacto en el medio presenta una mayor o menor incidencia dependiendo de tres factores fundamentales, el carácter de la acción en sí misma, la fragilidad ecológica que tenga el territorio donde va a llevarse a cabo la acción y la calidad ecológica que tenga el lugar donde se desarrolla el proyecto. Cuanto más intensa sea la acción, más frágil sea el territorio y mayor calidad posea, el impacto producido será mayor.

La energía eólica está considerada como una de las fuentes de energía renovable más limpia y con menor impacto en el medio ambiente. El carácter de los proyectos eólicos genera escaso impacto, por lo que, al evaluarlo, deberemos centrarnos fundamentalmente en el análisis de los otros dos puntos, la fragilidad y la calidad ecológica, lo que requiere un estudio del lugar en que va a realizarse el proyecto.

No obstante, existen efectos comunes a las instalaciones eólicas que pueden sintetizarse en los siguientes aspectos, impacto sobre el entorno, impacto visual y sonoro.

Sin embargo, también muestra una serie de inconvenientes como son el ruido, el daño causado en aves, la ocupación de grandes superficies de terreno, y el fuerte impacto visual en el paisaje.

Metodología de evaluación de impacto ambiental

El estudio debe estar orientado a la identificación de los impactos ambientales, tanto del medio ambiente natural como de los factores socioeconómicos. Para alcanzar este objetivo se desarrollarán los siguientes pasos:



1. Identificar las actividades que generen impactos. Para lograrlo se utilizará una matriz de relación entre los factores naturales y socioeconómicos más relacionados con el proyecto, con las actividades relacionadas y con las etapas del proyecto. El alcance de esta etapa es la identificación de impactos, sin realización de análisis o valoraciones.
2. Análisis de los impactos. Se utilizará matriz simple en la cual se listarán los factores ambientales afectados, su carácter referido a las etapas del proyecto, las actividades que generen impacto y por último observaciones respecto a la forma en la que producirá el impacto y sus consecuencias.
3. Evaluación de la magnitud e intensidad de cada impacto. Para la evaluación se empleará el método de los indicadores. Para aplicarlo se le asigna un peso a cada efecto, seleccionando los criterios, las variables de medición y el puntaje final del impacto, será el resultado de ponderar estos indicadores.

A través de este proceso se determinará la importancia de los impactos potenciales y el nivel de las medidas de mitigación a aplicar para evitar, reducir, controlar, compensar o revocar los impactos identificados.



Criterios para la evaluación

Los criterios de valoración con su respectiva calificación que se utilizarán para evaluar los impactos de las actividades a desarrollar en el proyecto se presentan en el siguiente cuadro.

Criterio	Valorización	Calificación
(Ca) Carácter: define si la acción impactante genera un efecto positivo o negativo en el componente ambiental afectado.	Negativo Positivo	-1 1
(Ro) Riesgo de ocurrencia: califica la probabilidad de que un impacto pueda darse como resultado de una actividad del proyecto.	Cierto Muy probable Probable Poco probable	9-10 7-8 4-6 1-3
(Ex) Extensión geográfica. Magnitud del área afectada por el impacto, superficie relativa donde se resienten los efectos del impacto.	Local Regional Estratégico (nacional/internacional)	0,1-0,3 0,4-0,7 0,8-1
(Du) Duración: Unidad de medida temporal que permite evaluar el período durante el cual serán sentidas o resentidas las repercusiones del impacto sobre el elemento afectado.	Inmediato (< que 2 años) Media (2 a 5 años) Larga (5 a 10 años) Permanente (10 años o más)	0,1-0,2 0,3-0,4 0,5-0,7 0,8-1
(De) Desarrollo: Evalúa el tiempo en que se evoluciona el impacto, desde que se inicia y manifiesta hasta que se hace presente plenamente, con todas sus consecuencias.	Muy rápido (<1mes) Rápido (1-6 meses) Medio (6-12 meses) Lento (12-24 meses) Muy lento (más de 24 meses)	0,9-1 0,7-0,8 0,5-0,6 0,3-0,4 0,2-0,1
(Re) Reversibilidad: Califica la posibilidad del factor afectado de retornar a las condiciones previas a la acción del impacto.	Reversible Parcialmente reversible Irreversible	0,1-0,3 0,4-0,7 0,8-1
Intensidad (I): Indica la importancia relativa de efecto de una fuente sobre el componente ambiental afectado de la interacción entre el grado de perturbación y el valor ambiental del componente afectado.	Muy alto Alto Medio Bajo	1 0,7 0,4 0,1

Tabla 22- Evaluación de impacto ambiental.



Grado de perturbación: Amplitud de la alteración producida por la fuente de impacto sobre el componente ambiental. Se evalúa en función del siguiente rango:

- Fuerte: modificación importante de las características del elemento;
- Medio: modificación de sólo algunas características del elemento;
- Suave: modificación no significativa de las características del elemento.

Valor ambiental: Criterio de evaluación del grado de resistencia, que expresa una unidad territorial. Se define por el interés y calidad que traducen el juicio de un especialista y, por otra parte, el valor social que resulta de consideraciones populares legales y políticas en materia de protección y valoración ambiental. Se evalúa con el siguiente rango: muy alto, alto, medio y bajo.

Para determinar el grado de intensidad de un impacto, se utilizará una matriz de doble entrada para la calificación de ambos criterios y la obtención de un sólo rango.

Grado de perturbación	Valor ambiental			
	Muy alto	Alto	Medio	Bajo
Fuerte	Muy alto	Alto	Mediano	Suave
Medio	Alto	Alto	Mediano	Suave
Suave	Mediano	Mediano	Suave	Suave

Tabla 23- Grado de impacto ambiental.



Índice de calidad ecológica (Ce)

El índice de calidad ecológica (Ce), constituye la expresión numérica de la interacción conjunta de los distintos criterios usados en la calificación de los impactos ambientales. El valor de la calidad ecológica está dado por la siguiente fórmula:

$$Ce = \frac{Ca \times (I + Ex + Du + De + Re) \times Ro}{5}$$

El resultado deberá ser aproximado al entero más cercano.

La escala de valores que se obtiene del cálculo de la calidad ecológica, es -10 a 10.

Calidad ecológica	
Muy bueno	5 a 10
Bueno	0 a 5
Malo	-5 a 0
Muy malo	-10 a -5

Tabla 24- Categorías de calidad ecológica.

Valoración ambiental de cada componente

Luego de calcular el índice de calidad ecológica para cada una de las acciones impactantes evaluadas, se procede a analizar las consecuencias de los impactos sobre cada componente ambiental potencialmente afectado. Este análisis se efectúa considerando las medidas de mitigación, lo cual permite realizar un pronóstico de la calidad ambiental del sitio, como resultado de la ejecución del proyecto.

Resultados de la evaluación ambiental

Identificación de los impactos

A través de una lista de chequeo se identificaron las obras o acciones más impactantes como resultado de la ejecución del proyecto.



Factor ambiental impactado	Campamentos provisionarios	Acopio y transporte de materiales	Construcción de caminos	Excavación de cimientos	Transporte de equipos	Construcción de torres y sistema eléctrico	Abastecimiento de combustible	Generación y manejo de desechos	Tráfico vehicular	Generación de energía eólica	Mantenimiento de equipos o instalaciones	Manejo de aguas pluviales	Demanda de mano de obra	Inversiones, plusvalía y comercio
	Medio natural													
Aire														
Calidad	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
Suelo														
Calidad	x						x	x			x			
Porosidad	x	x	x	x	x	x			x					
Fertilidad			x	x		x						x		
Agua														
Drenaje natural e infiltración	x		x	x		x			x					
Calidad de agua subterránea y superficial					x		x	x	x			x		
Flora y fauna														
Vegetación herbácea y arbustiva	x	x	x	x		x								
Fauna terrestre y acuática lacustre y fluvial	x		x	x		x			x	x				
Medio perceptual														
Estética del proyecto	x	x	x		x					x		x		
Vista panorámica					x					x				
Medio social														
Uso del territorio		x	x		x				x					x
Aspecto cultural					x				x	x				
Aspecto social										x	x		x	x
Aspecto económico	x	x	x			x	x	x		x			x	x

Tabla 25- Identificación de acciones de impacto ambiental



Una vez identificadas las actividades impactantes, se procedió a identificar los impactos y los factores impactados para cada una de las etapas (construcción y operación), derivados de las acciones del proyecto.

Factor ambiental/ efecto del impacto	Fases del proyecto		Acción del proyecto que genera impacto	Observaciones
	C	O		
Aire				
Contaminación por emisiones de ruido, material particulado en suspensión, gases de combustión y olores externos.	-	+	<ul style="list-style-type: none"> • Acopio y transporte de materiales; <ul style="list-style-type: none"> • Construcción de caminos; • Excavación para cimientos; <ul style="list-style-type: none"> • Transporte de equipos; • Construcción de torres y sistemas eléctricos; • Abastecimiento de combustibles; • Generación y manejo de desechos; <ul style="list-style-type: none"> • Tráfico vehicular; • Generación de energía eólica; • Manejo de aguas pluviales. 	<p>La contaminación del aire será temporal y se percibirá principalmente durante la construcción de las vías de acceso interno y las excavaciones. Una vez concluida esta etapa, la calidad del aire será recuperada.</p> <p>En la etapa de operación las afectaciones por ruidos y gases de combustión se percibirán cuando se realice la supervisión y mantenimiento de los aerogeneradores, debido al aumento de tráfico vehicular.</p>
Suelo				
Contaminación por desechos sólidos y líquidos, compactación y erosión.	-	+	<ul style="list-style-type: none"> • Campamentos provisionales; • Acopio y transporte de materiales; <ul style="list-style-type: none"> • Construcción de caminos; • Excavación de cimientos; <ul style="list-style-type: none"> • Transporte de equipos; • Construcción de torres y sistema eléctrico; • Abastecimiento de combustible; • Generación y manejo de desechos; <ul style="list-style-type: none"> • Tráfico vehicular; • Manejo de aguas pluviales. 	<p>La mayor producción de desechos sólidos (madera, escombros, plásticos) y líquidos (aceite, grasas, combustibles y aguas residuales) ocurrirán esencialmente durante la etapa de construcción, al igual que la compactación y erosión del suelo. Estos procesos también estarán presentes en la etapa de operación si no se maneja adecuadamente las técnicas de protección del suelo y los residuos sólidos y líquidos.</p>
Agua				
Drenaje natural e infiltración, calidad del agua subterránea y superficial	-	+	<ul style="list-style-type: none"> • Campamentos provisionales; • Acopio y transporte de materiales; <ul style="list-style-type: none"> • Construcción de caminos; • Excavación de cimientos; • Construcción de torres y sistema eléctrico; <ul style="list-style-type: none"> • Tráfico vehicular; • Manejo de aguas pluviales. 	<p>El cambio de la dirección y el manejo inadecuado de las aguas pluviales, pueden rebasar la capacidad del sistema de drenaje y provocar que las corrientes pluviales arrastren sedimentos y otros sólidos o bien dañar las instalaciones y caminos en ambas etapas del proyecto.</p>



Flora y fauna				
Corte de vegetación y huida de fauna terrestre y acuática lacustre y pluvial	-	+	<ul style="list-style-type: none"> • Campamentos provisionales; • Acopio y transporte de materiales; • Construcción de caminos; • Excavación de cimientos; • Transporte de equipos; • Construcción de torres y sistema eléctrico; <ul style="list-style-type: none"> • Tráfico vehicular; • Generación de energía eólica; • Mantenimientos de equipos e instalaciones. 	Los impactos en la flora como resultado de las actividades del proyecto se consideran casi nulos puesto que en el área del proyecto los árboles están principalmente ubicados en las riberas de los cauces y arroyos. La construcción de las diferentes obras de infraestructura generará polvo y ruidos que pueden ahuyentar temporalmente fauna. Durante la etapa de operación no se esperan mayores afectaciones, sin embargo, las aves serán las más perjudicadas por la presencia de las torres que dificultarán su vuelo.
Medio perceptual				
Estética del proyecto y vista panorámica	-	+	<ul style="list-style-type: none"> • Campamentos provisionales; • Acopio y transporte de materiales; • Construcción de caminos; • Transporte de equipos; • Construcción de torres y sistema eléctrico; • Generación de energía eólica; 	Durante la etapa de construcción, la estética de sitio se deteriorará, pero en la etapa de operación se recobrará, aunque cambiará drásticamente por la presencia de las torres, las cuales podrán ser vistas desde diferentes ángulos y hasta kilómetros de distancia del sitio.
Medio social				
Uso del territorio	+	+	<ul style="list-style-type: none"> • Construcción de torres y sistema eléctrico; • Inversiones, plusvalía y comercio; • Demanda de mano de obra; 	Desde el punto de vista socioeconómico, la intensificación del uso de suelo generará impactos positivos a las propiedades aledañas al sitio del proyecto, puesto que aumentará la plusvalía de los terrenos.
Aspecto cultural	-	+	<ul style="list-style-type: none"> • Transporte de equipos; • Construcción de torres y sistema eléctrico; <ul style="list-style-type: none"> • Tráfico vehicular; • Generación de energía eólica; • Mantenimientos de equipos e instalaciones; • Inversiones, plusvalía y comercio. 	El transporte de materiales y equipamientos que involucran el uso de maquinaria pesada y el tráfico de camiones, generará ruidos y emisiones de partículas que provocarán molestas en los habitantes aledaños.
Aspecto económico	+	+	<ul style="list-style-type: none"> • Acopio y transporte de materiales; • Construcción de caminos; • Construcción de torres y sistema eléctrico; • Abastecimiento de combustible; • Generación de energía eólica; • Mantenimientos de equipos e instalaciones; • Demanda de mano de obra; • Inversiones, plusvalía y comercio. 	La inversión económica para la construcción del parque eólico es uno de los beneficios más importantes de este proyecto. La generación de energía limpia es el impacto más importante para el medio ambiente y el país.



Aspecto social	+	+	<ul style="list-style-type: none"> • Generación y manejo de desechos; • Demanda de mano de obra; • Generación de energía eólica; • Inversiones, plusvalía y comercio. 	Las actividades relacionadas con el fortalecimiento de la capacidad del personal disminuyen el riesgo de accidentes y preparan al personal para enfrentarlos de forma organizada, son otros beneficios generados por el proyecto.
----------------	---	---	---	---

Tabla 26- Matriz de identificación de impactos y factores impactados por etapa.

Medidas de prevención y mitigación de impactos

Una vez identificados los impactos ambientales del proyecto, se desarrolla una serie de medidas a fin de prevenir o mitigar dichos impactos. Se presentan una serie de recomendaciones y medidas de mitigación ejecutivas, las cuales tiene como objetivo reducir y/o mitigar gran parte de los potenciales impactos negativos causados por el proyecto, preservar el patrimonio arqueológico como paleontológico y garantizar que el proyecto se desarrolla de manera ambientalmente responsable, en cumplimiento con el marco legal vigente y en armonía con el medio ambiente.

Se describen medidas tanto de carácter genérico para este tipo de proyectos como así también medidas particulares en función del análisis de la información. Las medidas de mitigación se categorizan en:

- Preventivas: evitan la aparición del efecto impactante. Se las identifica con **(P)**;
- Correctivas: reparan consecuencias de los efectos. Se las identifica con **(C)**;
- Mitigadoras: atenúan y minimizan los efectos, recuperando recursos. Se las identifica con **(M)**;
- Compensadoras: no evitan la aparición del efecto, ni lo minimizan, pero contrapesan la alteración del factor, de manera compensatoria. Se las identifica con **(Co)**.



Etapa de construcción

- Campamentos provisionales
 - La instalación de obradores debe realizarse en un sitio del predio ya preparado **(P)**.
 - Durante la instalación de obradores se recomienda, dadas las condiciones del relieve, no desmontar el área seleccionada para su emplazamiento y apoyar las instalaciones aplastando la vegetación, a fin de promover una óptima y pronta recuperación del sitio, una vez finalizada las obras y retirado el obrador **(M)**;
 - En la obra deberán instalarse baños para el personal, preferenciando el uso de baños químicos en aquellos lugares alejados de los obradores, cuyos efluentes deberán ser periódicamente recolectados y trasladados por el contratista encargado de los mismos **(Co)**;
 - Se deberá implementar la prohibición de encender fuego en el sector de las obras, dada la existencia de vegetación y vientos considerables **(P)**;
 - De ser necesario el uso de recipientes con combustible y/o lubricantes, los mismos deberán apoyarse sobre superficies impermeabilizadas con láminas plásticas u otras similares, y estar rodeados de un muro de contención, también impermeabilizado, para evitar que las eventuales pérdidas alcancen el suelo **(P)**;
 - Es conveniente contar con materiales absorbentes para utilizar en caso de pérdidas de combustible o lubricantes **(P)**;
 - Es conveniente disponer los residuos en recipientes separados, según se trate de orgánicos e inorgánicos y/o contaminados, siguiendo normativas existentes sobre clasificación, recolección, tratamiento y disposición final, a cargo del contratista de la obra. En el caso de los residuos que pueden ser transportados por el viento, es conveniente que los recipientes que los contengan posean una red para evitar la voladura **(P)**;



- Una vez levantados los obradores se deberá restaurar el sitio lo más aproximado posible al estado inicial, limpiando el lugar de todo residuo y disposición de residuos tóxicos **(C)**.
- Construcción de caminos
 - Se deben aprovechar los accesos existentes, en la medida de lo posible no abrir nuevos, circulando exclusivamente por los mismos durante toda la construcción de la obra **(P)**;
 - Los movimientos de suelos vinculados a la adecuación del camino de acceso y la construcción de los viales internos, deberán ser mínimos evitando tareas de nivelación o corte de pendientes y realizando tareas exclusivamente en las franjas de sendas a ser removidas y evitando en todo momento extenderse fuera de estos límites, ya sea por circulación de maquinarias y/o derrames de material sobrante **(P)**;
 - El ancho de los corredores internos que comunica entre sí los aerogeneradores con la respectiva estación de transmisión, deberá ser el mínimo necesario, tratando en todo momento de mantener este criterio **(P)**;
 - El material del terreno previamente separado a lo largo de la construcción de los viales internos, en caso que sea posible su recuperación, deberá ser acopiado en sitios apropiados para luego ser reutilizado para remediar aspectos de vegetación en el predio **(P)**;
 - Mientras dure la obra, para alertar acerca de posible obstaculización temporaria del camino involucrado en el acceso a la locación a construir, se deberán señalar correctamente los sectores y dar aviso a los pobladores cercanos, a fin de que puedan planificar sus actividades **(P)**;
 - Todo movimiento de personal y maquinaria deberá realizarse dentro de las franjas de trabajo planificadas, a los fines de evitar afectaciones innecesarias al suelo (compactación y ahuellamiento) a lo largo del camino de acceso y los viales internos a construir **(P)**;



- El personal a cargo de las tareas de movimientos de suelo para la adecuación del camino de acceso y la construcción de los viales internos se encontrará interiorizado sobre las probabilidades de ocurrencia de hallazgos arqueológicos o paleontológicos. En caso que ello ocurra, se deberá convocar a la autoridad de aplicación para proceder a su rescate antes de continuar con las actividades **(P)(M)**;
- Durante las obras y durante el funcionamiento del parque eólico, el camino de acceso al predio deberá ser acondicionado periódicamente, evitando su deterioro por la continua circulación de vehículos y maquinarias **(M)**;
- Para disminuir la generación de polvo en suspensión, se respetarán las velocidades establecidas y se deberá prever el eventual regado de los mismos en épocas de sequía **(Co)**;
- Controlar que los camiones mixer que trasladen el producto de la hormigonera, respeten los circuitos de tránsito previamente diseñados.**(P)**
- Transporte de equipos, circulación de maquinarias, operación de equipos y transporte de materiales
 - Todos los vehículos deberán ser operados por el personal con conocimiento de prácticas de manejo profesional y debidamente habilitados **(P)**;
 - Previo al traslado de los aerogeneradores, se controlará que la empresa transportista cuente con los permisos para su realización **(P)**;
 - Se controlará que, durante el citado transporte de estos equipos en camiones de alto porte, los vehículos involucrados respeten las velocidades máximas en todo el recorrido **(P)**;
 - Se controlará que las maniobras de maquinarias y equipos se realicen de modo tal que eviten daños en la línea eléctrica presente en el área **(P)**;



- Se evitará la circulación de vehículos y personal fuera de las áreas de trabajo, evitando así el eventual ahuyentamiento de la fauna nativa, compactación de suelo y afectación de la vegetación **(P)**;
- En caso que durante la circulación de maquinarias y operación de equipos y transporte de materiales, los alambrados o tranqueras de terceros sean dañadas, al finalizar las tareas se deberá repararlos a fin de evitar conflictos **(Co)**;
- Se realizará un periódico seguimiento y mantenimiento de motores, maquinarias y/o vehículos afectados a la obra, a fin de evitar que los gases de combustión emitidos durante su funcionamiento superen los límites permitidos, según la reglamentación vigente **(P)**;
- El abastecimiento de combustibles y lubricantes a las maquinarias deberá realizarse en el obrador, cuidando que el mismo se realiza cuidadosamente y en lugares habilitados para ello, evitando derrames que afecten el suelo **(P)**;
- Se controlará que se impermeabilice el terreno bajo los motores y maquinarias, colocando bandejas colectoras de posibles pérdidas. Se verificará que los equipos de trabajo cuenten con materias absorbentes para actuar en caso de ocurrir derrames de fluidos **(M)**;
- Se controlará que los vehículos de obra respeten las velocidades máximas establecidas **(P)**.
- Excavación de cimientos
 - Se controlará que se respete la superficie mínima establecida en el proyecto que ocupará cada fundación, con el fin de evitar despejes innecesarios y perturbaciones del suelo más allá de lo planificado **(P)**;
 - En caso de ser necesario efectuar soldaduras, se deberán extremar las precauciones, debido a los vientos, para evitar así dispersiones de chispas **(P)**;



- Una vez colocados los aerogeneradores, en las fundaciones se procederá a realizar la nivelación del terreno con el suelo extraído previamente, primero el inorgánico y luego el orgánico seleccionado. De ser necesario, se escarificará el entorno a cada fundación en sentido contrario a los vientos dominantes de la zona, para evitar erosión eólica y aprovechar la cama de semillas **(M)**;
- Si se efectuara algún hallazgo de restos arqueológicos y/o paleontológicos, las tareas de excavación deberán interrumpirse inmediatamente y dar aviso a las autoridades de aplicación. Si las características y la magnitud de los hallazgos lo permiten, un profesional procederá a realizar rescates en tiempos de obra para liberar el sector **(M)**.
- Construcción de torres y sistema eléctrico
 - Durante la construcción de la locación para la estación de transformación se deberá realizar el menor movimiento de tierra posible, respetando las medidas y dimensiones preestablecidas en el proyecto, con el fin de producir la menor alteración del paisaje. Asimismo, se deberán arbitrar los medios necesarios para la implementación de las futuras obras, acerca de posibles rellenos y/o nivelaciones **(P)**;
 - Después de cada lluvia, se deberán realizar inspecciones visuales con el fin de determinar el comportamiento en patrones de drenaje de escurrimiento superficial, y de evitar formación de diques, considerando las condiciones de relieve **(Co)**;
 - Durante las excavaciones que se realizarán en fundaciones y zanjos. Las mismas deberán estar abiertas el menor tiempo posible y verificar periódicamente que no se arrojen residuos o restos de obra, para evitar posibles afectaciones sobre el recurso subterráneo **(P)**;



- Se deberá implementar la prohibición de movimientos de personal y maquinaria fuera de las áreas de trabajo, con el fin de evitar afectaciones innecesarias al recurso suelo. Se deberá señalar adecuadamente el acceso a la locación **(P)**;
- Debido a que algunas de las actividades durante la construcción se realizarán con líneas energizadas, se deberá efectuar un análisis de riesgos operativos (ARO) o análisis de riesgo específico (ARE) antes del inicio de las mismas **(P)**;
- Los alambrados y tranqueras que pudieran eventualmente ser dañadas por las obras deberán ser reparadas o restituidas al final de las acciones **(M)**;
- El camino que sirva de acceso al sitio de obra, deberá ser periódicamente mantenido, teniendo en cuenta que el mismo estará sometido al paso de maquinaria, equipos pesados y vehículos vinculados a las obras. Asimismo, se deberá mantener contacto constante con los superficiarios de los campos afectados, con el fin de evitar perturbaciones o inconvenientes en las tareas habituales de los campos **(P)**;
- Se deberá implementar la prohibición de encender fuego en el sector de las obras, debido a la existencia de vegetación y los vientos de la zona **(P)**;
- Como principal medida de prevención sobre la protección del patrimonio cultural, el personal a cargo de las tareas de movimientos de suelo se encontrará interiorizado acerca de las probabilidades de ocurrencia de hallazgos arqueológicos o paleontológicos para que, en caso de ocurrencia, se suspendan las actividades y se convoque a la autoridad de aplicación con el fin de proceder a su rescate antes de continuar con los trabajos **(M)**;
- Para disminuir la generación de polvo en suspensión, se respetarán las velocidades máximas establecidas **(P)**;



- El acopio de las torres debe realizarse de manera de no interrumpir el libre desplazamiento de la fauna nativa y del ganado, si lo hubiera **(P)**;
- Durante las tareas de elevación e instalación de las torres se debe procurar afectar la menor superficie posible en las cercanías de las fundaciones, de manera de degradar el suelo y la vegetación en la menor superficie posible, compatible con esta tarea y la longitud de las torres **(P)**;
- Durante las tareas de excavación de las zanjas, de ser posible es aconsejable realizar una selección de la tierra removida. La misma consiste en separar la capa de suelo del material parental que se encuentra por debajo, ubicándolo al costado de la zanja de tal manera que no se mezcle con el resto del material de la excavación, para que pueda ser puesto nuevamente en su lugar durante el tapado de la misma **(C)**;
- Durante las acciones de zanjeo se deberá evitar que las zanjas permanezcan mucho tiempo abiertas, para que las mismas no sean vías encauzadoras del escurrimiento pluvial o bien se conviertan en trampas por caídas ocasionales de animales. Asimismo, no se deberán arrojar residuos o material con restos combustibles dentro de las mismas, que puedan ocasionar afectaciones en el suelo e indirecta y excepcionalmente en las aguas subterráneas **(P)**;
- Verificar que, durante las maniobras en cercanías a la línea eléctrica, esta última esté señalizada y cuente con un sistema de demarcación de las alturas máximas desde el suelo (distancias mínimas a los conductores) y de las distancias mínimas de maniobra a estructuras y riendas para el paso de los equipos en tránsito, respetando la franja de servidumbre de la LAT 132 kV **(P)**;



- Durante las tareas de elevación e instalación de las torres se debe procurar afectar la menor superficie posible en las cercanías de las fundaciones, de manera de degradar el suelo y la vegetación en la menor superficie posible, compatible con esta tarea y la longitud de las torres **(P)**;
- El acopio de las estructuras debe realizarse de manera de no interrumpir el libre desplazamiento de la fauna nativa **(P)**;
- Terminación de obra
 - Controlar que las tareas de limpieza se efectúen constantemente durante todas las etapas de la obra **(M)**;
 - Verificar que se promuevan tanto la revegetación natural como el escarificado de los suelos removidos **(Co)**;
 - Restaurar pendientes o líneas de drenaje que hayan sido modificados por el camino de acceso **(M)**;
 - Controlar que se recolecte todo desecho, incluyendo los combustibles, grasas y aceites en general, y se les dé un destino final seguro **(M)**;
 - Controlar que se restauren alambrados, caminos laterales, huellas y/o cualquier obra menor de carácter rural que se haya efectuado y que no forme parte del área del proyecto **(Co)**;
 - Controlar que se instalen controles de altura para máquinas y equipos en los caminos internos, a fin de no afectar de modo alguno la LAT 132kV existente dentro del predio del futuro parque **(P)**
- Manejo de residuos
 - Se deberá controlar que se haya cumplimentado la gestión de residuos de acuerdo a su tipo **(P)**;
 - Se debe impedir que el personal de obra utilice arbustos desarrollados que hubiere allí como sitio para colocar ropas y objetos, especialmente durante los períodos de descanso, ya que son potenciales residuos que pueden quedar sin disponerse adecuadamente, además de afectar la integridad de los ejemplares **(P)**;



- Los desechos producidos durante las tareas de encofrado y hormigonado de fundaciones y montaje de torres deben tener una disposición final apropiada. Una alternativa es disponer de recipientes donde depositarlos transitoriamente durante la ejecución de los trabajos **(M)**;
- Se prevé la instalación de baños químicos, en sectores de obra alejados de los obradores, cuyos efluentes, retiro, traslado y disposición final estará a cargo del contratista responsable de los mismos **(M)**;
- Los obradores dispondrán de comedor, servicios sanitarios y duchas. Por tal motivo, para los efluentes se instalarán cámaras sépticas, con descarga en pozos ciegos. La construcción de estos últimos tendrá en cuenta las características del suelo y la profundidad de la napa freática, para evitar su contaminación **(P)**;
- Al finalizar la obra se realizará el tratamiento de las cámaras y de los pozos ciegos, que no serán utilizados durante la operación del parque eólico, cumpliendo estrictamente con las normas vigentes **(M)**;
- Al finalizar las jornadas de trabajo deberán recolectarse todos los residuos generados, disponerse en contenedores identificados provistos por la empresa contratada para el traslado y darles el tratamiento seguro **(M)**;
- Periódicamente, durante la ejecución de las tareas de obra y en plazos a concretar con el transportista, los residuos serán retirados por el transportista autorizado y trasladados al sitio de disposición final habilitado **(P)**;
- Se deberá limpiar y recolectar inmediatamente cualquier tipo de derrame de combustible y/o lubricantes que pudiera ocurrir durante el movimiento de maquinarias y equipos, especialmente en zonas con posibilidad de acumulación de agua si se presentaran lluvias **(M)**;



- En los obradores será conveniente disponer los residuos en recipientes separados, en particular siguiendo todas las indicaciones que sobre clasificación, recolección, tratamiento y disposición especifique el sistema de gestión de residuos del contratista a cargo **(P)**;
- Se verificará que los recipientes con residuos líquidos, como aceites usados, sean trasladados diariamente al obrador, donde serán almacenados transitoriamente **(P)**;
- Se verificará que los recipientes de almacenamiento transitorio se apoyen sobre superficies impermeabilizadas con láminas plásticas y estén rodeados de un muro de contención y bajo techo, de manera de evitar y minimizar la posibilidad de derrame o vuelco sobre el suelo, lo que podría ocasionar la contaminación del mismo **(P)**.

Etapas de operación y mantenimiento

- Generación de energía
 - Antes de la puesta en marcha de la central eólica se deberá tener la certeza de que la misma se encuentra en perfectas condiciones de operatividad. Para ello se realizará una serie de operaciones que incluyen entre otras, las tareas de verificación de la compactación en las fundaciones, control de los resultados de laboratorio de materiales de todas las fundaciones y torres, situación de circulación por los corredores para el futuro mantenimiento, control de puesta a tierra, etc. **(P)**;
 - Deberá cumplirse con todos los requisitos de seguridad, tales como avisos, comunicación permanente, verificación de uso de elementos de seguridad por el personal, coordinación de equipos, etc. **(P)**;
 - Dentro del plan de tareas deben quedar perfectamente definidas las responsabilidades de cada equipo interviniente, según el plan de gestión a utilizarse. Se deberá efectuar monitoreo de ruidos de acuerdo a las normativas de aplicación vigentes **(P)**;



- Se deberá proveer al personal de mantenimiento de todos los equipos de protección personal necesarios para asegurar las condiciones de salubridad y seguridad que establecen las normas vigentes de higiene y seguridad industrial **(P)**;
- Mantenimiento de los equipos e instalaciones
 - El personal encargado del mantenimiento del parque deberá ser especializado y contar con la capacitación adecuada **(P)**;
 - Los sitios de peligro deberán estar señalizados con carteles de aviso. Las instalaciones que trabajen con tensión deberán estar bien señalizadas **(P)**;
 - Deberá evitarse la contaminación del suelo y del agua subterránea durante las tareas de mantenimiento con combustibles, aceites y otros desechos provenientes del eventual acopio de materiales y del movimiento de equipos y vehículos **(P)**;
 - Todas aquellas instalaciones propensas a generar explosiones o incendios deberán contar con un sistema de previsión contra incendios adecuado o sensores, equipando a todos los sectores con matafuegos especiales para incidentes eléctricos **(P)**;
 - En caso de haber almacenamiento de aceites, los tanques de contención de los mismos deberán estar rodeados por canales colectores o deberán disponer de bateas con volumen suficiente para encauzar o soportar un derrame **(P)**;
 - Se deberá contar con polvo absorbente para esparcir, en caso de derrame de aceite durante las operaciones de mantenimiento, sobre la pérdida inmediatamente si está sobre la tierra **(P)**;
- Generación y disposición de residuos
 - Se deberán arbitrar los medios para que ningún combustible, aceite, sustancia química y/o cualquier producto contaminante sea derramado, de manera que contamine los suelos y las aguas subterráneas durante las tareas de mantenimiento de los equipos **(P)**;



- En caso de generarse restos de cables, maderas de embalaje, plásticos, etc., durante el mantenimiento deberán ser gestionados según el procedimiento que el operador del parque adopte **(P)**;
- Los residuos con restos de hidrocarburos, filtros usados, etc., deberán también gestionarse acorde al sistema de gestión ya mencionado **(P)**;
- El depósito de materiales deberá contar con un sistema contra incendios y matafuegos instalados, ya que se pueden generar incendios o explosiones por el tipo de material que se almacena **(P)**.



Evaluación de los impactos

Se utilizará el método de los indicadores para evaluar los impactos ambientales de cada actividad del proyecto, luego se volverá a evaluar las actividades, pero esta vez tomando en cuenta los resultados obtenidos con las medidas de mitigación aplicadas.

Factor ambiental		Aire	Agua	Suelo	Flora y fauna	Medio perceptual	Uso del territorio	Aspecto cultural	Aspecto social	Aspecto económico
Criterios de evaluación										
1	Carácter (Ca)	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1
2	Intensidad (I)	0,4	1	1	0,7	0,7	0,4	0,7	0,4	0,7
3	Extensión (Ext)	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
4	Riego de ocurrencia (Ro)	10	7	7	6	4	8	7	7	7
5	Desarrollo (De)	0,9	0,9	0,8	1	1	0,8	0,6	0,6	0,6
6	Duración (Du)	0,2	0,2	0,7	0,4	0,7	0,5	0,4	0,2	0,5
7	Reversibilidad (Re)	0,4	0,3	0,7	0,4	0,4	0,7	0,4	0,4	0,4
8	Calidad ecológica calculada (Ce)	-4,4	-3,9	-4,9	-3,4	-2,5	4,48	3,5	2,8	3,64
9	Calidad ecológica real (Ce)	-4	-4	-5	-3	-3	4	4	3	4

Tabla 27- Evaluación de impacto ambiental, después de medidas de mitigación.



Para comparar el resultado de los impactos se procedió a estimarlos con la aplicación de las medidas de mitigación.

Factor ambiental		Aire	Agua	Suelo	Flora y fauna	Medio perceptual	Uso del territorio	Aspecto cultural	Aspecto social	Aspecto económico
Criterios de evaluación										
1	Carácter (Ca)	-1	1	-1	1	1	1	1	1	1
2	Intensidad (I)	0,1	0,1	0,4	0,4	0,7	0,6	1	0,7	1
3	Extensión (Ext)	0,1	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,8	0,7
4	Riego de ocurrencia (Ro)	4	6	4	4	7	9	8	8	8
5	Desarrollo (De)	1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,6	0,7
6	Duración (Du)	0,1	0,1	0,3	0,3	0,5	0,8	0,7	0,8	0,7
7	Reversibilidad (Re)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4	0,4	0,7	0,7	0,7
8	Calidad ecológica calculada (Ce)	-1,12	1,32	-2,6	1,44	3,64	5,22	6,08	5,76	6,08
9	Calidad ecológica real (Ce)	-1	1	-3	1	4	5	6	6	6

Tabla 28- Estimación final del impacto ambiental.



Ordenamiento de los impactos

Con este paso se procede a ordenar los impactos que fueron identificados en el proyecto sin considerar medidas de mitigación, según el resultado de la evaluación por el método de los indicadores.

N°	Factor ambiental impactado	Valoración	Calidad ecológica
1	<i>Contaminación del suelo</i>	-5	Muy malo
2	<i>Contaminación del aire</i>	-4	Malo
3	<i>Afección al curso de agua</i>	-4	Malo
4	<i>Impacto al medio perceptual</i>	-3	Malo
5	<i>Impacto a la flora y la fauna</i>	-3	Malo
6	<i>Aspecto social</i>	3	Bueno
7	<i>Aspecto cultural</i>	3	Bueno
8	<i>Uso del territorio</i>	3	Bueno
9	<i>Aspecto económico</i>	3	Bueno

Tabla 29- Orden de impacto ambiental, de más negativos a más positivos.

A continuación, se presenta el orden de los impactos identificados en el proyecto, considerando la aplicación de las medidas de mitigación, ordenándolos a partir de los impactos más negativos a los más positivos, según el resultado de la evaluación por el método de los indicadores.

N°	Factor ambiental impactado	Valoración	Calidad ecológica
1	<i>Contaminación del suelo</i>	-3	Malo
2	<i>Contaminación del aire</i>	-1	Malo
3	<i>Afección al curso de agua</i>	1	Bueno
4	<i>Impacto al medio perceptual</i>	1	Bueno
5	<i>Impacto a la flora y la fauna</i>	4	Muy Bueno
6	<i>Aspecto social</i>	5	Muy Bueno
7	<i>Aspecto cultural</i>	6	Muy Bueno
8	<i>Uso del territorio</i>	6	Muy Bueno
9	<i>Aspecto económico</i>	6	Muy Bueno

Tabla 30- Orden de impacto ambiental, con mitigación, de más negativos a más positivos.



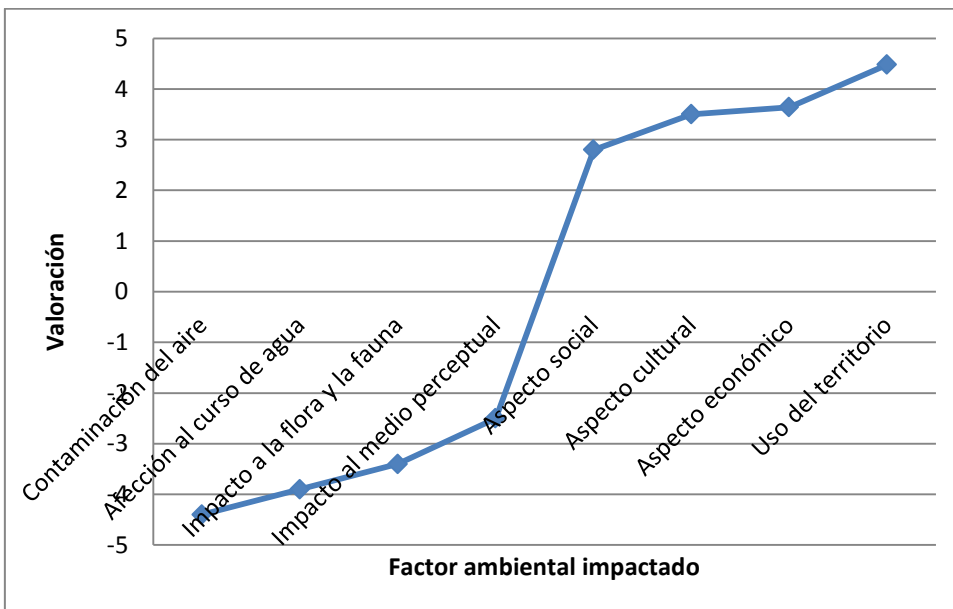
Interpretación del balance de los impactos

Con el objeto de conocer la viabilidad ambiental del proyecto, se presentan gráficamente los dos escenarios para comparar los efectos de los componentes ambientales como resultado de la implementación de las diferentes etapas del proyecto.

Balance de los impactos sin medidas de mitigación

En la siguiente figura se puede observar una similitud entre la parte positiva y negativa. Los impactos negativos se concentran en el medio físico, mientras que los positivos se agrupan en el socioeconómico. Entre los impactos más negativos se identifican la contaminación en el suelo, el medio perceptual, el aire y la fauna.

El resultado que se obtiene es un balance negativo y por lo tanto la ejecución del proyecto sin la aplicación de medidas de mitigación, *no es factible ambientalmente*.



43- Relación: Valoración del impacto- Factor ambiental sin mitigación.

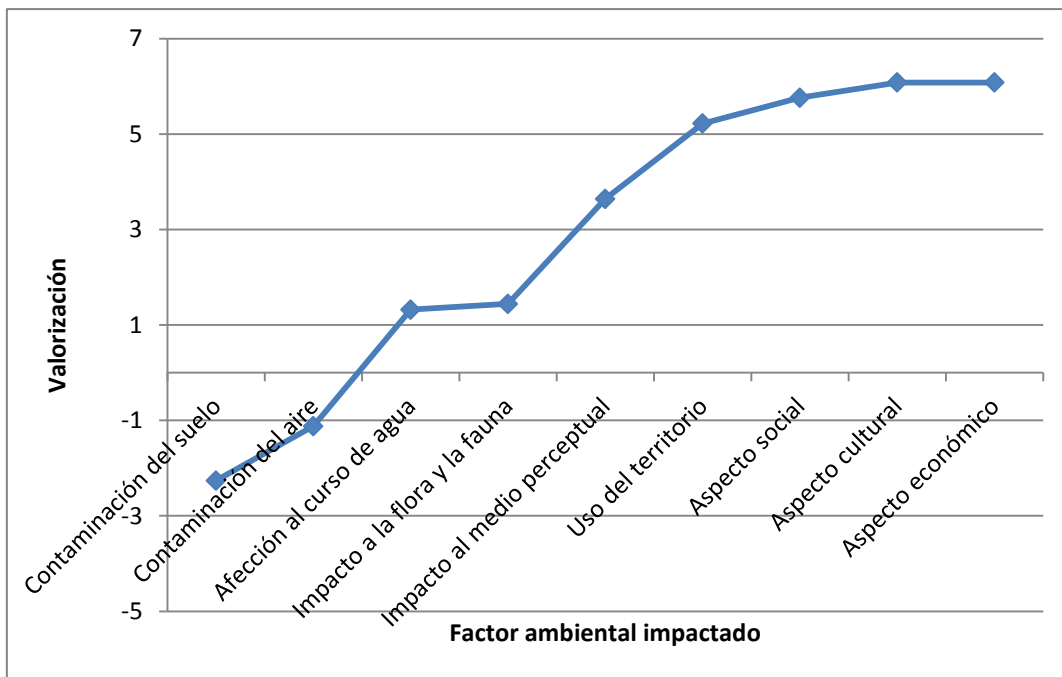


Los impactos más negativos corresponden a las actividades de construcción de caminos internos, los cimientos de las torres, así como el cableado subterráneo. Los impactos positivos corresponden al uso del territorio, aspectos sociales y económicos.

Sin embargo, estos impactos serían transitorios si no se aplican las medidas ambientales pertinentes, pues la operación del proyecto a corto plazo los convertiría en impactos negativos.

Balace de los impactos con medidas de mitigación

Al considerar las medidas de mitigación que se plantean en el presente estudio y si se realiza nuevamente la valoración de la calidad ecológica, la situación cambia indudablemente y el balance del proyecto resulta positivo y *ambientalmente viable*.



44- Relación: Valoración del impacto- Factor ambiental con mitigación.



Con la aplicación de las medidas de mitigación adecuadas, permanecerán los impactos negativos, pero con menor intensidad, ya que no es posible que puedan anularse totalmente. Por ejemplo, durante el movimiento de tierra para la construcción de los caminos se producirá polvo. No obstante, al ejecutar la medida ambiental correspondiente no se suprimirá la producción de material particulado completamente, pero sí será mitigada y el impacto será temporal.



ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO



Caso Base

Programa RenovAr

El proyecto de evaluación del parque eólico “VetaMadre”, se planeó bajo los lineamientos del programa RenovAr. Este es un programa de incentivo para la instalación de generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables que brinda a los proyectos estímulos para su evaluación, construcción, puesta en marcha y futura operación.

- ❖ Exenciones impositivas y beneficios
- ❖ Exenciones de quebrantos
- ❖ Amortización acelerada
- ❖ Exención de ganancias mínimas presuntas
- ❖ Tasas de importación
- ❖ Iva venta

Estos incentivos son obtenidos por el proyecto si logra ser uno de los adjudicatarios de las licitaciones que el programa RenovAr propone. Para obtenerla debe entrar en un proceso licitatorio en el que se presentará con una tarifa de venta de la unidad de energía [USD/MWh], la cual será cotejada entre todas las propuestas que se den con la misma fuente de energía utilizada. Con todas las ofertas sobre la mesa, el siguiente dato a tener en cuenta para la adjudicación es el porcentaje de componente nacional que tenga el proyecto, para este punto, en el ámbito de la energía eólica, se creó el *cluster eólico*, que es un grupo de empresas nacionales proveedoras de equipos y servicios asociados a la energía eólica.

Tomando en cuenta estos lineamientos y exigencias, se planteó el proyecto del parque eólico “VetaMadre”.



Producción

La generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables tiene el gran inconveniente del recurso errático y poco predecible. Con respecto a la energía eólica, se pueden hacer cálculos probabilísticos para estimar la producción energética, los mismos pueden ser afectados por ciertas pérdidas en el rendimiento específicas del proyecto, respecto de los equipos, el poder de transformación, la disposición de la instalación, las conexiones y algunos aspectos medioambientales que puedan afectar al proyecto por la zona donde se lo ubique.

El parque eólico “VetaMadre”, se ubicará en la zona de Coronel Pringles, en la provincia de Buenos Aires, siendo esta una zona con características excepcionales para la ubicación de un proyecto de su envergadura. Así mismo, los equipos que se utilizarán se acoplan de la mejor manera a las condiciones de la ubicación. Por este motivo, es que al solapar los cálculos probabilísticos de la potencialidad del viento con los datos técnicos de los equipos utilizados, se puede ver que la conversión en energía eléctrica da factor de capacidad cercano al 70%. Suponiendo una certidumbre de la estimación del 50%, se podrían tomar otros valores, pero estos son los convencionales en evaluaciones de este tipo.

Mercado

Debido a estar en un momento de alto incentivo para las energías renovables y una apertura importante de los mercados, este proyecto se plantea con una amplia apertura a los mercados externos, donde buscará proveedores y a la vez financistas. El programa RenovAr plantea una garantía de cobro utilizando como entidad garante al *Banco Mundial*, esto implica un respaldo importante a la hora de salir a buscar una entidad que pueda financiar la inversión necesaria para dar vida a este proyecto. Esta garantía permite obtener créditos a tasas anuales bajas, menores al 10% anual, lo que resulta en un período de repago a las inversiones de accionistas mucho menor.



Para hacer el cálculo de la tasa de descuento también nos encontramos en un estadio del mercado provechoso. Las bolsas de comercio y los estados cambiarios son beneficiosos para la evaluación de este proyecto, de igual manera lo hace el sector eléctrico.

El *cluster eólico* formado por empresas nacionales, sumado al programa RenovAr, también es un concepto a tener en cuenta en la evaluación del proyecto, debido a la baja de costos que obtienen los productores al momento de ver un mercado con el gran movimiento que tienen.

Variables clave

Un proyecto de generación de energía tiene como variables clave más importantes a la obtención del recurso generador y la venta de la energía generada.

Como ya se ha mencionado, las generaciones “renovables”, tienen un recurso de fácil obtención, pero a su vez errático, por lo que su estimación debe ser lo más ajustada posible. Se tienen que tomar en cuenta distintos aspectos a la hora de realizar las estimaciones, de nivel técnico y medioambiental para no incurrir en errores o sesgos de la realidad que provoquen una predicción errónea. Más adelante, en el análisis de riesgo, se tendrán en cuenta estos posibles sesgos, pero al momento de modelizar el proyecto se tomó una estimación moderada, suponiendo su mantenimiento durante el horizonte del proyecto.

Las nuevas leyes promulgadas en el país y la tendencia mundial en la generación de energía eléctrica, llevan a que la necesidad de energía generada por fuentes renovables sea cada vez mayor. Mundialmente se tiende a que para el año 2050, la mitad de la generación de energía eléctrica sea a través de fuentes renovables. En la Argentina, la ley nacional n°27,191/15 impone un incremento en el uso de energía eléctrica generada por fuentes renovables, con lo que se genera un horizonte altamente provechoso para el proyecto y para futuras ampliaciones del mismo.



Costos de inversión y explotación

En los proyectos de generación renovable se diferencian las inversiones en bienes de capital de los costos operativos, con estos dos luego se calculará la tarifa de producción de energía.

Capex (Capital expenditures)

Los bienes de capital incurridos para la puesta en marcha del proyecto, se dividen en 3 grandes grupos, los costos de las turbinas (torre, palas y góndola), los costos financieros (sumados a ellos se tienen en cuenta los costos de contingencias e imprevistos) y los costos denominados BOS (balance of system) que engloban a todos aquellos costos necesarios para llevar a cabo el proyecto pero que no se relacionan directamente con la generación de energía.

Los aerogeneradores GE Energy 1,7-100 serán comprados a la empresa General Electric Co. Norteamericana, por lo que los equipos llegarán en buque al puerto de Ing. White en Bahía Blanca.

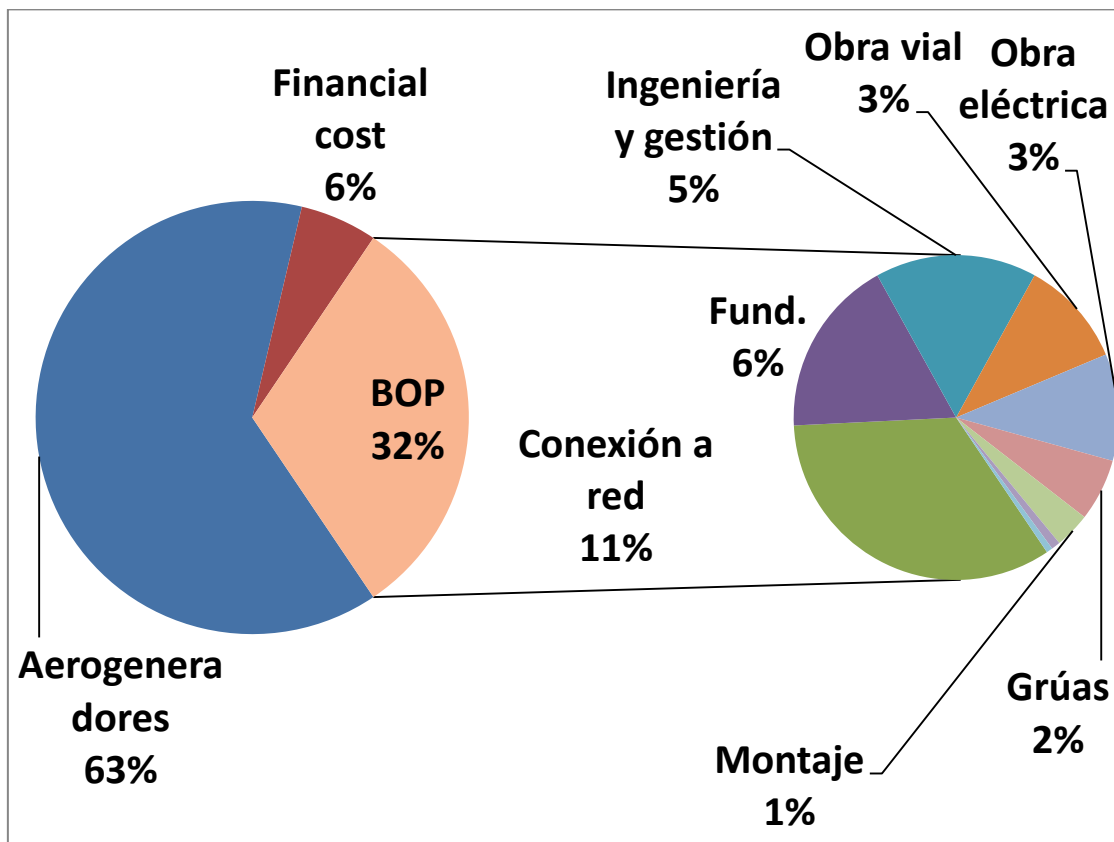
Las torres serán compradas a la empresa Metalúrgica Calviño del partido de Florencia Varela, provincia de Buenos Aires, de manera que llegarán a la localización del parque vía camión.

La empresa EDVSA se encargará de la obra eléctrica, desde la conexión de los equipos hasta la conexión del parque con el SADI, contando también con la construcción y armado de la subestación de transformación.



Aerogeneradores	72.314
Grúas	2.210
Obra Civil	10.101
Obra eléctrica	15.783
Ingeniería y gestión	5.731
Imprevistos	5744

Tabla 31- Valores CAPEX (en miles USD).



45- Composición de costos.

Todas las inversiones en bienes de capital serán tomadas bajo el método de entrega "llave en mano", completando un total en inversiones de USD 114.318.815



OPEX (Operational Expenditures)

Generalmente los costos operativos se expresan en 2 categorías, una de ellas es de operación, que incluye los costos de sueldos, arrendamiento de terrenos, mantenimiento programado de la planta, impuestos y servicios, normalmente son costos fijos y no varían con la producción. Por otro lado, se encuentran los costos de mantenimiento, la parte variable del opex, entre los que podemos nombrar a los mantenimientos no programados y los mantenimientos de los aerogeneradores o cualquier otro costo que tenga relación con la cantidad de energía producida.

Respecto de estos costos, se ha tomado una indexación mayor al 5% cada 3 años los primeros 10 años de vida del proyecto.

LCOE

Para obtener la tarifa de generación o el *costo nivelado de generación* (LCOE por sus siglas en ingles), se utilizó la fórmula mencionada en el apartado *localización y dimensionamiento del parque*, dónde se toman los costos anualizados durante el horizonte del proyecto, para luego dividirlos por la energía generada.

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{PAE} \left[\$/MWh \right]$$

Dando como resultado del mismo una tarifa de 33,60 [USD/MWh]



Precio de venta

El proyecto del parque eólico “VetaMadre” se planificó para ingresar a las licitaciones del RenovAr, así poder obtener los beneficios que el programa brinda. A tal efecto, el precio al que deberíamos ofertar la energía deberá ser lo suficientemente bajo como para lograr la adjudicación, pero sin dejar de lado las ganancias del proyecto.

Se hizo un estudio de los proyectos adjudicados en las ronda 2 del programa RenovAr. La adjudicación de los mismos se hizo según los siguientes parámetros: recurso utilizado, zona de ubicación (provincia o región) y precio de venta. Por lo tanto, se listaron los distintos proyectos que se asemejaban al parque eólico “VetaMadre”, para luego hacer un promedio ponderado de la potencia ofertada con su precio. Resultando del mismo un precio de venta por MWh generado de USD 41,23. Siendo este valor USD 3,93 más caro que el menor valor y USD 5,44 menor que el valor más caro.

Potencia [MW]	Precio Adjudicado [USD/MWh]
79,8	37,3
82,8	38,9
57,6	38,9
100	39,55
86,625	40,9
99	41,5
60	45,67
100	46,67
Promedio ponderado	
41,23	

Tabla 32- Precios adjudicados RenovAr 2 – Energía eólica.



Estructura de capital

El parque eólico “VetaMadre” es un proyecto de capital intensivo, es decir que para su instalación tendrá un alto costo al inicio respecto del que costo que incurrirá en su operación. Por tal motivo se planteó una estructura de capital 70-30, 70% del capital de inicio será tomado por una deuda financiera y el 30% restante será aportado por los accionistas del proyecto.

Deuda capital

El 70% del capital inicial será tomado en un préstamo al BICE (Banco de Inversión y Comercio Exterior) que es una entidad pública que otorga créditos a largo y mediano plazo destinado a la inversión productiva y al comercio exterior. Esta entidad habilitó una línea de créditos para proyectos del programa RenovAr, que permite tomar deuda de hasta el 70% de la operación, con 2 años de gracia de capital, con un plazo de 15 años. La tasa nominal a la que toma intereses este préstamo es del 7% anual y carga sobre los saldos afectados.

Inversión total [USD]	133.195.967
% de inversión a financiar	70%
Monto a financiar [USD]	93.237.176
Tasa de interés anual	7%
Total de intereses [USD]	74.081.076
Sistema de financiamiento	Alemán
Cuota (semestral) [USD]	4.976.291

Tabla 33- Valores correspondientes a la Deuda Capital.



Capital inversor

El resto de la inversión inicial se planifica que sea aportado por los accionistas del proyecto, dentro del modelo *Project finance*. Este 30% restante que equivale a USD 33.958.790 será aportado en los primeros 3 años del proyecto, utilizados para cubrir el restante de la inversión inicial y gastos operacionales hasta que el parque comience a generar ingresos.

El modelo de participación de los accionistas permite la creación de un fondo de deuda, que servirá para la devolución de lo apartado a medida que el proyecto tenga ingresos correspondientes. Sumado a esto, los accionistas recibirán dividendos por los resultados que el proyecto vaya obteniendo.

Inversión total [USD]	133.195.967
% de inversión a cubrir con equity	30%
Monto total a aportar [USD]	39.958.790
Reducciones de capital [USD]	74.940.345
Dividendos pagados	26.165.470

Tabla 34- Valores correspondientes a el Capital Inversor.



Amortizaciones y depreciaciones

Debido a los beneficios del programa RenovAr, las amortizaciones del proyecto serán diferentes según el momento y el tipo de bien que se vaya a depreciar. Este programa permite la aceleración del proceso de amortización, haciendo que los equipos de generación comprados se puedan depreciar en 4 años, y las obras de infraestructura en 14 años. Permitiendo esto una reducción en el impuesto a las ganancias de los primeros años de operación del proyecto.

Aerogeneradores		
Inversión antes de 31/12/16	Inversión entre 1/1/17 y 31/12/17	Inversión entre 1/1/18 y 31/12/21
2 años	3 años	4 años
Obras de infraestructura y eléctricas		
Inversión antes de 31/12/16	Inversión entre 1/1/17 y 31/12/17	Inversión entre 1/1/18 y 31/12/21
10 años	12 años	14 años
Otras inversiones		
Inversión antes de 31/12/16	Inversión entre 1/1/17 y 31/12/17	Inversión entre 1/1/18 y 31/12/21
20 años	20 años	20 años

Tabla 35- Valores correspondientes a amortizaciones según RenovAr.



Evaluación del proyecto

Estado de resultados

Para conocer los márgenes de ganancia que el proyecto generaría durante los años del horizonte de planeamiento se evaluó su estado de resultados proyectado durante los 20 años de operación.

Se puede apreciar que el inicio de ingresos es prometedor, generando un margen de ganancias cercano al 50%, luego cuando comienzan los pagos del financiamiento, estos márgenes descienden, pero al finalizar los pagos, en los últimos años del horizonte, vuelven a elevarse hasta un 45%. Cabe destacar que el margen neto sólo desciende del 30% en aquellos años donde se pagan amortizaciones considerables y el servicio de deuda es importante.

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos Operativos	779,189	-	-	-	-	-	8,155	33,176	33,744	34,321	34,905	35,501
Costos Operativos	(200,996)	-	-	-	-	(348)	(2,111)	(7,527)	(7,797)	(8,319)	(8,486)	(8,769)
Costos de Administración	(1,686)	-	-	-	-	(72)	(73)	(73)	(74)	(74)	(75)	(75)
Impuesto Cred y Debitos	(10,504)	-	-	-	(11)	(651)	(475)	(342)	(347)	(395)	(420)	(441)
Impuesto Ingresos Provinciales	(5,633)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	560,371	-	-	-	(11)	(1,071)	5,497	25,234	25,526	25,533	25,925	26,217
Margen EBITDA (%)		0%	0%	0%	0%	0%	67%	76%	76%	74%	74%	74%
Amortizaciones		-	-	-	-	-	(1,447)	(5,786)	(5,786)	(5,786)	(5,786)	(5,786)
EBIT	446,097	-	-	-	(11)	(1,071)	4,050	19,448	19,740	19,747	20,139	20,431
Intereses Devengados Senior	(74,081)	-	-	-	-	-	-	(6,527)	(6,527)	(6,467)	(6,218)	(5,952)
Resultado antes de impuestos		-	-	-	(11)	(1,071)	4,050	12,921	13,213	13,281	13,920	14,478
Impuesto a las Ganancias	(96,059)	-	-	-	-	-	(114)	(470)	(591)	(695)	(1,425)	(3,723)
Resultado después de impuestos	275,957	-	-	-	(11)	(1,071)	3,936	12,451	12,622	12,586	12,496	10,755
Margen Neto (%)		0%	0%	0%	0%	0%	48%	38%	37%	37%	36%	30%

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ingresos Operativos	779,189	36,108	36,723	37,352	37,990	38,638	39,299	39,969	40,652	41,345	42,051	42,769
Costos Operativos	(200,996)	(9,293)	(9,479)	(9,668)	(9,861)	(10,059)	(10,260)	(10,465)	(10,674)	(10,888)	(11,106)	(11,328)
Costos de Administración	(1,686)	(76)	(76)	(77)	(77)	(78)	(78)	(79)	(79)	(80)	(80)	(81)
Impuesto Cred y Debitos	(10,504)	(453)	(462)	(470)	(478)	(486)	(495)	(503)	(512)	(521)	(531)	(540)
Impuesto Ingresos Provinciales	(5,633)	-	(367)	(374)	(380)	(386)	(393)	(400)	(407)	(413)	(421)	(428)
EBITDA	560,371	26,286	26,339	26,764	27,194	27,629	28,073	28,522	28,980	29,443	29,913	30,392
Margen EBITDA (%)		73%	72%	72%	72%	72%	71%	71%	71%	71%	71%	71%
Amortizaciones		(5,786)	(5,786)	(5,786)	(5,786)	(5,786)	(5,786)	(5,786)	(5,786)	(5,786)	(5,786)	(5,786)
EBIT	446,097	20,500	20,553	20,978	21,407	21,843	22,287	22,736	23,194	23,657	24,127	24,606
Intereses Devengados Senior	(74,081)	(5,667)	(5,362)	(5,035)	(4,685)	(4,310)	(3,908)	(3,477)	(3,016)	(2,522)	(1,993)	(1,426)
Resultado antes de impuestos		14,833	15,191	15,942	16,722	17,533	18,379	19,259	20,178	21,134	22,134	23,180
Impuesto a las Ganancias	(96,059)	(4,432)	(4,543)	(4,755)	(4,974)	(5,199)	(5,432)	(5,672)	(5,922)	(6,238)	(6,670)	(6,936)
Resultado después de impuestos	275,957	10,401	10,648	11,187	11,748	12,334	12,947	13,586	14,256	14,896	15,464	16,244
Margen Neto (%)		29%	29%	30%	31%	32%	33%	34%	35%	36%	37%	38%

46- Estado de resultados.



Flujo de fondos

Tomando como punto de partida el caso base, en que la generación del proyecto es la media, respecto de los valores normales hallados en la localización, el mercado tiene un ritmo creciente respecto de la necesidad de energía y utilizando los beneficios del programa RenovAr, se proyectaron los flujos de fondo del proyecto. En los mismos se pueden apreciar los primeros 2 años en los que sólo se realizarán inversiones y gastos, pero al tercer año, cuando la generación comienza, se varía la tendencia y comienza a tener resultados positivos para los accionistas del proyecto.

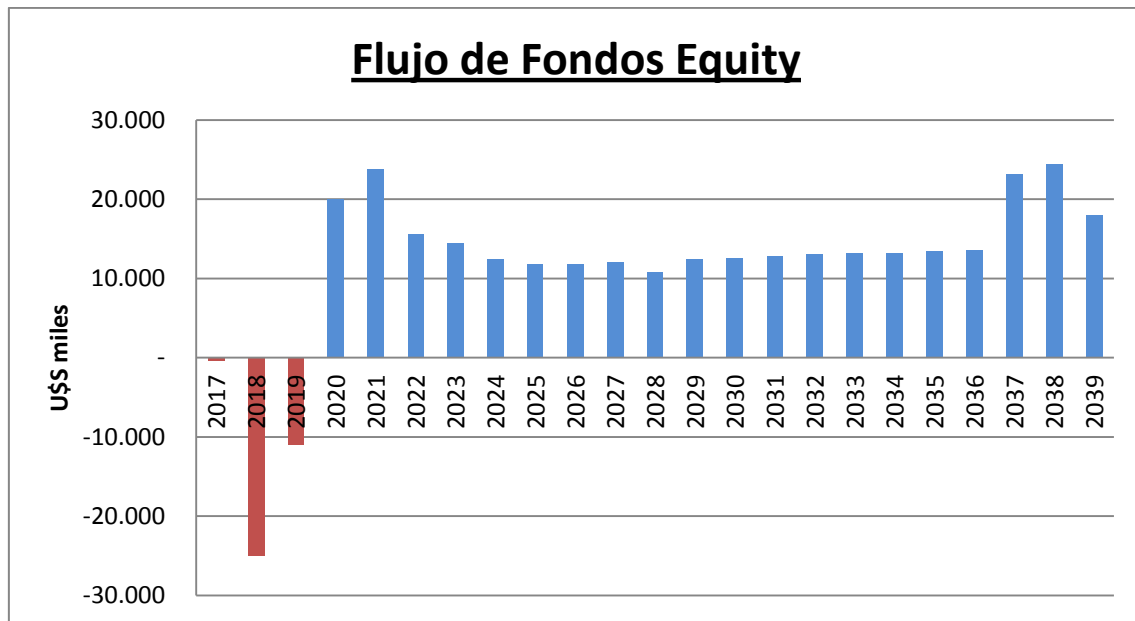
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos (más IVA)	901,983	-	-	-	-	9,868	40,143	40,830	41,529	42,235	42,957
Egresos Operativos (más IVA)	(249,458)	-	-	(11)	(1,160)	(3,117)	(9,538)	(9,871)	(10,551)	(10,778)	(11,142)
Pagos de IVA	(102,997)	-	-	-	-	(1,174)	(320)	-	(2,994)	(5,532)	(5,598)
+/- Res. Extraordinarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Impuesto a las Ganancias	(90,295)	-	-	-	-	(114)	(470)	(591)	(695)	(1,425)	(3,723)
Cash Flow Operativo	459,232	-	-	(11)	(1,160)	5,463	29,814	30,368	27,289	24,500	22,493
+/- Inv en K de Trabajo	(3,750)	-	-	-	-	(2,718)	(46)	(47)	(48)	(49)	(50)
- Inversiones CAPEX (cash)	(115,721)	-	-	(1,402)	(71,915)	(42,404)	-	-	-	-	-
- IVA Inversiones	(15,539)	-	-	-	(10,347)	(5,192)	-	-	-	-	-
Free Cash Flow	324,222	-	-	(1,413)	(83,422)	(44,852)	29,768	30,321	27,241	24,452	22,444
Fuentes de Fondos											
Aportes de Capital	39,959	-	-	424	25,026	14,508	-	-	-	-	-
Deuda Bancaria	93,237	-	-	989	58,395	33,853	-	-	-	-	-
Total Fuentes	133,196	-	-	1,413	83,422	48,362	-	-	-	-	-
Saldo de Caja anterior	-	-	-	-	-	-	(9,790)	(9,953)	(13,379)	(11,666)	(11,666)
Caja Disponible para Deuda	-	-	-	-	-	3,510	19,978	20,368	13,862	12,786	10,778
Repaño de Deuda Senior	(74,954)	-	-	-	-	-	(1,713)	(3,608)	(4,000)	(4,285)	(4,751)
Intereses Deuda Senior	(59,243)	-	-	-	-	(6,527)	(6,527)	(6,345)	(5,952)	(5,667)	(5,202)
Caja Disponible para DSRA	-	-	-	-	-	(3,017)	11,738	10,416	3,910	2,833	825
Fondeo DSRA	-	-	-	-	-	(3,263)	(1,713)	-	-	-	-
Saldo DSRA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caja Disponible para Dividendos	-	-	-	-	-	(6,280)	10,025	10,416	3,910	2,833	825
Dividendos	(247,625)	-	-	-	-	(2,140)	(11,801)	(12,648)	(11,469)	(10,874)	(9,368)
Caja Disponible para Reducción de Capital	-	-	-	-	-	(8,420)	(1,776)	(2,233)	(7,559)	(8,041)	(8,543)
Reducción de Capital	(40,458)	-	-	-	-	(1,370)	(8,177)	(11,146)	(4,106)	(3,625)	(3,123)
Saldo de Caja Final	-	-	-	-	-	(9,790)	(9,953)	(13,379)	(11,666)	(11,666)	(11,666)

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ingresos (más IVA)	43,690	44,435	45,196	45,968	46,752	47,552	48,363	49,189	50,028	50,881	51,751
Egresos Operativos (más IVA)	(11,789)	(12,391)	(12,635)	(12,884)	(13,138)	(13,397)	(13,661)	(13,930)	(14,206)	(14,487)	(14,773)
Pagos de IVA	(6,615)	(6,705)	(6,798)	(6,891)	(6,985)	(7,082)	(7,179)	(7,279)	(7,379)	(7,482)	(7,586)
+/- Res. Extraordinarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Impuesto a las Ganancias	(4,432)	(4,543)	(4,755)	(4,974)	(5,199)	(5,432)	(5,672)	(5,922)	(6,238)	(6,670)	(6,936)
Cash Flow Operativo	21,854	21,796	22,008	22,219	22,430	22,641	22,850	23,059	23,204	23,243	23,456
+/- Inv en K de Trabajo	(51)	(51)	(52)	(53)	(54)	(55)	(56)	(57)	(58)	(59)	(60)
- Inversiones CAPEX (cash)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- IVA Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Free Cash Flow	21,804	21,745	21,956	22,166	22,376	22,586	22,794	23,002	23,147	23,184	23,396
Fuentes de Fondos											
Aportes de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deuda Bancaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Fuentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo de Caja anterior	(11,666)	(11,666)	(11,666)	(11,666)	(10,210)	(10,182)	(10,160)	(10,138)	(10,115)	4,822	14,794
Caja Disponible para Deuda	10,138	10,080	10,290	10,501	12,166	12,403	12,634	12,864	13,032	28,006	38,191
Repaño de Deuda Senior	(5,089)	(5,643)	(6,045)	(6,702)	(7,179)	(7,960)	(8,526)	(9,453)	-	-	-
Intereses Deuda Senior	(4,863)	(4,310)	(3,908)	(3,251)	(2,774)	(1,993)	(1,426)	(499)	-	-	-
Caja Disponible para DSRA	186	127	338	548	2,213	2,451	2,681	2,911	13,032	28,006	38,191
Fondeo DSRA	-	-	-	-	-	-	-	-	4,976	-	-
Saldo DSRA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caja Disponible para Dividendos	186	127	338	548	2,213	2,451	2,681	2,911	18,008	28,006	38,191
Dividendos	(8,889)	(8,844)	(9,002)	(10,758)	(12,396)	(12,611)	(12,819)	(13,026)	(13,186)	(13,212)	(13,419)
Caja Disponible para Reducción de Capital	(8,703)	(8,717)	(8,665)	(10,210)	(10,182)	(10,160)	(10,138)	(10,115)	4,822	14,794	24,771
Reducción de Capital	(2,963)	(2,948)	(3,001)	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo de Caja Final	(11,666)	(11,666)	(11,666)	(10,210)	(10,182)	(10,160)	(10,138)	(10,115)	4,822	14,794	24,771

47- Flujo de fondos.



Por otro lado, los flujos de los accionistas muestran una ganancia mucho mayor.



48- Diagrama de Flujo de Fondos.

Tasa de descuento

Para hacer el cálculo de la tasa a la que se van a descontar los flujos de fondo y los gastos del VAN y el LCOE, se utilizó el método del CAPM. Este procedimiento de cálculo utiliza tasas de riesgo del mercado mundial como del específico, para poder suponer el riesgo de la colocación de dinero en este proyecto; el método responde a la siguiente fórmula:

$$K_e = R_f + R_p + \beta(R_m - R_f)$$

Donde:

- K_e : tasa obtenida;
- R_f : tasa libre de riesgo;
- R_p : Tasa riesgo país;
- β : Coeficiente de rendimiento de mercado;
- R_m : Riesgo de mercado asociado.



Para la obtención de los valores, se utilizaron medianas y series de datos cortas, ya que representarán mejor el estado actual y proyectado de la variable.

Tasa libre de riesgo

Este valor se obtuvo del rendimiento de un bono del tesoro norteamericano (t-bond) con igual horizonte que el proyecto, 20 años. Dando un resultado de 2,62%.

Tasa riesgo país

El riesgo país es una medida del riesgo inherente a operaciones entre países, permite reconocer que tan fiable es el mercado de un país respecto al pago de obligaciones. El mismo se determina en base al EMBI (indicador de bonos de mercados emergentes), se basa en el comportamiento del país respecto de la deuda externa emitida. Para la Argentina, se calcula un valor de 5,3%

Beta (β)

Para la obtención de este parámetro, se utilizó el método determinado por Pereiro y Galli, “para empresas comparables cotizando en bolsa argentina”. En el mismo se busca una empresa del sector que cotice en la bolsa de comercio argentina, luego se determine su parámetro beta desapalancado, a continuación se debe determinar el valor beta reapalancando con el ratio D/E del proyecto en cuestión. El valor de beta para el proyecto fue de 1,54.

Riesgo de mercado

El riesgo de mercado en la Argentina se mide basándose en los movimientos que tenga el índice Merval. Como el proyecto está dolarizado, hubo que obtener la variación del Merval en dólares, la cual obtuvo el valor de 4,55%.



Obtenidos todos los parámetros correspondientes se pasó a calcular la tasa del costo de capital anual invertido en el proyecto.

Tasa libre de riesgo (t-bond 20 años)	2,62%
Tasa riesgo país (EMBI)	5,3%
Beta	1,54
Riesgo de mercado (Merval-USD)	4,55%
Ke	10,89%

Tabla 36- CAPM.

Rentabilidad del proyecto

VAN

Utilizando los flujos de fondo proyectados y la tasa de descuento calculada, el proyecto brinda un valor actual neto anual, para el proyecto y el accionista:

Proyecto [USD]	32.293.017
Inversor [USD]	50.847.099

Tabla 37- VAN.

TIR

De igual manera que con el VAN, se utilizaron los flujos de fondo del proyecto para obtener la tasa interna de retorno, para el proyecto y para el inversor:

Proyecto	15,29%
Inversor	33,1%

Tabla 38- TIR.

Como podemos ver, el proyecto supera la tasa de descuento en un 50%, mucho más lo hacen los indicadores financieros del accionista del proyecto. Siempre considerando las especiales condiciones del caso base utilizado.



Sensibilidad

Se estudió la sensibilidad que el proyecto posee ante las variables clave y otras variables, para ver el efecto que estas tenían sobre el rendimiento del mismo.

La veracidad de la estimación de generación es más que importante en este proyecto, por esto es que se estudió a fondo su repercusión en los parámetros de rendimiento del mismo.

El descenso en la generación de energía no sólo tiene que ver con una mala estimación del recurso, las pérdidas de rendimiento que los equipos puedan tener un efecto importante en la generación y a su vez en el rendimiento del proyecto.

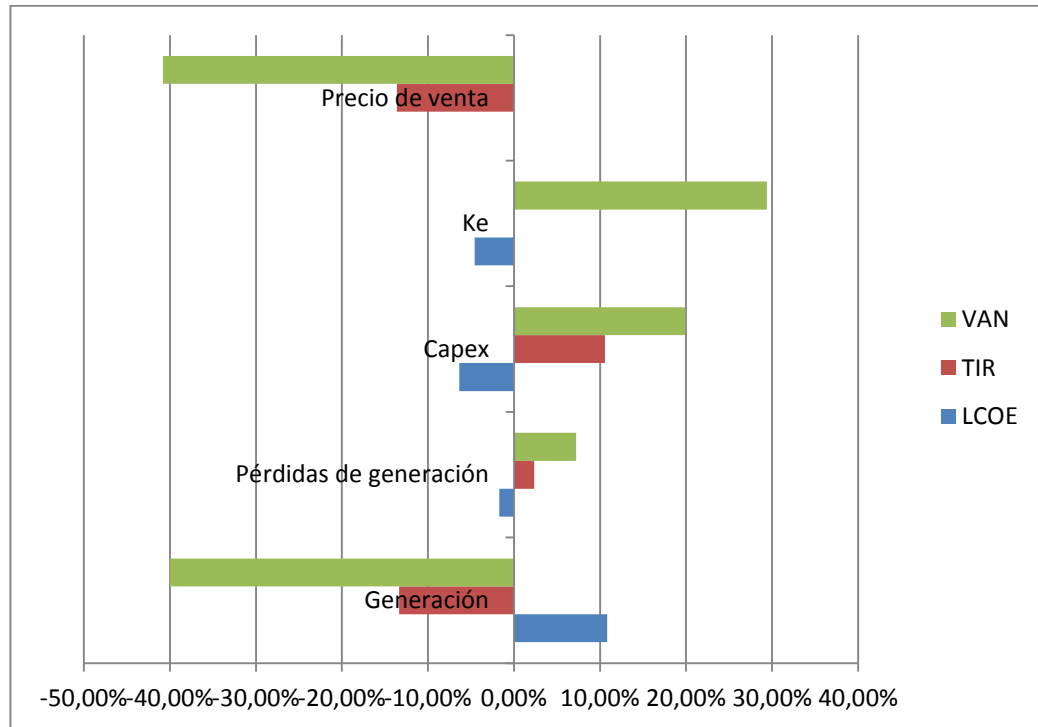
Las inversiones en activos fijos son el gasto más importante que tiene el proyecto en los primeros años de vida, es por esto que se estudió el efecto que tenía la variación en los indicadores financieros.

La tasa de costo de capital es un cálculo estimativo del riesgo del proyecto, al utilizarse métodos empíricos se buscó ver el efecto que tenía un cálculo erróneo.

Por último, se tomó el precio de venta de la energía como otra variable a estudiar, ya que es la mejor forma de estudiar un cambio en las políticas nacionales respecto de la energía.

Se tomaron variaciones de la TIR, el VAN y el LCOE, ya que se vio que no todas las variables tenían el igual efecto en los parámetros importantes del proyecto.

Se utilizó un cambio de 10% en cada uno de los aspectos.



49- Diagrama de relación: VAN- TIR- LCOE.

Se puede apreciar que respecto del LCOE, un error en la estimación de la generación es lo que más afecta, sumado a este parámetro, el precio de venta son los que más afectan negativamente al valor del proyecto. Por su parte, la TIR se ve afectada positivamente con un descenso del 10% en el valor de las inversiones, pero de igual manera, la estimación errónea o un descenso del precio de venta generan que el proyecto pierda rentabilidad.

Como conclusión a este estudio, se puede entender el por qué la estimación acertada en la presencia del recurso eólico es tan importante, es el único parámetro que afecta de igual manera a los 3 conceptos utilizados para la comparación.



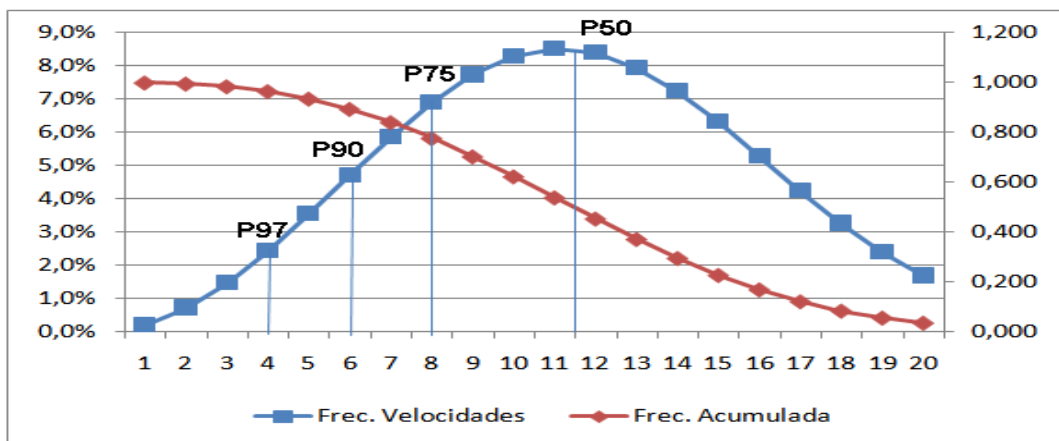
Análisis de riesgo

El caso base formulado tomó los parámetros que este tipo de proyectos se pueden encontrar al momento de ser evaluados, es por esto que en el estudio de escenarios no se han planteado contextos optimistas, ya que el presente es más que favorable.

Siguiendo con un estudio de variables que fueran a afectar el desarrollo del proyecto, se consideró que había un aspecto sumamente importante y que sus efectos se podían apreciar en todos los indicadores de evaluación que es la certidumbre del recurso estimado.

El riesgo asociado a una mala estimación del recurso, afecta al proyecto, tanto operativa como financieramente. Se incurriría en errores en la proyección de flujos de fondos, dimensionamiento del proyecto, estimación de gastos, planificación de financiamiento y a su vez en multas por falta de producción.

Bajo estos supuestos, se planteó analizar los riesgos de una mala estimación a través del concepto de probabilidad de excedencia. Se evalúa que el recurso estimado tiene una incertidumbre del 50%, por ende, tiene 50% de probabilidades de ocurrir que el recurso real sea mayor y menor que el estimado. A su vez, toman probabilidades de excedencia del 75, 90 y 97%, dando a entender que la media del recurso se corre, dando lugar a menores velocidades de viento como valores medios.



50- Relación: Frec. velocidades- Frec. Acumulada.



La variación de estas probabilidades se utiliza en la evaluación financiera de proyectos de energía renovable, debido a su recurso inestable. El conocimiento de las distintas probabilidades de excedencia aporta seguridad de pago al accionista.

	LCOE [USD/MWh]	TIR [%]	VAN [USD]
P50	33,6	15,29	32.293.017
P75	37,97	13,25	16.850.563
P90	84,47	2,35	-51.755.863
P97	442,56	-	-104.165.192

Tabla 39- Riesgo por excedencia (relación con indicadores financieros y LCOE)

Obviamente una mala estimación del recurso puede hacer que se invierta en proyectos inviables. Es por esto que se deben tener sumos cuidados en los detalles de la medición del recurso y la selección de los equipos, a su vez el mantenimiento a realizar en los aerogeneradores puede afectar el rendimiento del equipo una vez que comience la operación,

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el estudio del riesgo, consideramos que tener un proyecto rentable con un 75% de probabilidades de excedencia hace que el riesgo sea bajo. Aunque no se debe dejar de lado la importancia de un meticuloso estudio del recurso existente en la localización.



CONCLUSIÓN

El proyecto de instalación del parque eólico “VetaMadre” en la zona de “El Despeñadero” en el partido de Coronel Pringles, se planteó bajo los parámetros y condiciones del programa RenovAr, con el fin de ingresar en futuras licitaciones.

Los beneficios que este programa ayudan a la alta rentabilidad que el proyecto brinda. De no existir estos beneficios, se vería comprometida la rentabilidad del proyecto. El financiamiento es conseguido con ayuda de la garantía de pago que el Banco Mundial ha concedido a la empresa CAMMESA, también las amortizaciones aceleradas y la disminución o eliminación de tasas impositivas a los proyectos de generación de energía “renovable”, dan un alivio a los flujos de fondos de los primeros años de explotación.

La localización del parque es excepcional dentro de la provincia de Buenos Aires, quedando a la vera de una ruta provincial y a escasos kilómetros de un tendido eléctrico de alta tensión, lo que provoca menores gastos de inversión. Desde el punto de vista del recurso eólico de la zona, se realizó una estimación bastante pesimista del mismo compuesto por las altas velocidades medias, pero adicionándole valores de pérdidas de capacidad considerables. Teniendo en cuenta esta estimación, el parque eólico “VetaMadre” obtiene valores de capacidad geniales, cercanos al 70%, de los más altos de la Argentina.

Los beneficios del programa RenovAr, sumados a la excelente zona donde se va a explotar el parque, permiten que el proyecto tenga valores de rentabilidad altos, suponiendo una tasa de retorno superior al 15% y un valor actual que supera USD 30.000.000. Los inversores en modalidad *project finance* tendrán retornos cercanos al 30% y el valor actual su retribución rondará los USD 50.000.000, habiendo aportado menos de USD40.000.000.

Los riesgos asociados al proyecto, en la manera que fueron presentados y estudiados, no deberán ser un inconveniente a la hora de evaluar una inversión.



BIBLIOGRAFIA

- Ministerio de Energía y Minería de la Presidencia de la Nación
www.energía.gov.ar – www.sigeolico.minplan.gob.ar
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
www.cammesa.com
- Asociación Argentina de Energía Eólica www.argentinaeolica.org.ar
- Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires
www.mapaeolicobsas.org.ar
- Asociación Mundial de la Energía Eólica www.wwindea.org
- Energías de Mi País www.energiasdemipais.educ.ar
- Comisión Nacional de Energía Atómica www.cnea.gov.ar
- Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas
- Ministerio de Energía de los Estados Unidos www.iea.gov
- Consejo Mundial de Energía www.worldenergy.org
- Consejo Mundial de Energía Eólica www.gwec.net
- Base de datos del mercado de energía eólica www.thewingpower.net
- General Electric Co. www.gerenewableenergy.com
- “Guía práctica para la determinación del costo de capital”, Pereiro y Galli