

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES
PROVINCIA DE BUENOS AIRES

**VIABILIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA COMO
HERRAMIENTA PARA DISMINUIR LA HUELLA DE CARBONO
EN PRODUCTOS EXPORTABLES DE LA PROVINCIA DE
BUENOS AIRES**

CENTRO DE ESTUDIOS FEDERALES

INFORME FINAL

FEBRERO DE 2013

AUTORIDADES

Provincia de Buenos Aires

Gobernador

Sr. Daniel Osvaldo Scioli

Ministro de Economía

Lic. Silvina Batakis

Director Ejecutivo del Organismo Provincial
para el Desarrollo Sostenible (OPDS)

Ing. Hugo Bilbao



Consejo Federal de Inversiones

Secretario General

Ing. Juan José Ciáccera

Director de Recursos Financieros

Ing. Ramiro Otero

Autor

Centro de Estudios Federales

Coordinador

Ing. Mariela Beljansky

Consultores Expertos

Ing. Adrián Blanco

Ing. Luis Pedraza

Dr. José Molina Ruiz

CPN Pedro Lusarreta

Ing. Miriam Elisabeth Presutti

Srta. Myrian Levy

Abogada María Cristina Betti

Contraparte técnica provincial

Responsable Área Cambio Climático OPDS: Ing. Agr. Mónica Casanovas

Contraparte técnica CFI

Lic. Bozidar Bakarcic

TABLA DE CONTENIDOS

LISTA DE TABLAS	9
RESUMEN EJECUTIVO	16
OBJETIVOS DE ESTE INFORME Y RESUMEN DE RESULTADOS	16
I RECOPIACIÓN DE DATOS	25
1. RECOPIACIÓN DE DATOS DE PRODUCCIÓN DE BIENES EXPORTABLES Y DE LAS INDUSTRIAS.....	26
2. AGRUPAMIENTOS INDUSTRIALES	28
3. CONSIDERACIONES POR ASPECTOS CULTURALES, SITIOS CON VALORES ARQUEOLÓGICOS/PALEONTOLÓGICOS.....	31
4. ÁREAS PROTEGIDAS DE LA PROVINCIA Y POSIBLES IMPACTOS EN LAS AVES.....	36
4.1. ÁREAS NATURALES PROTEGIDAS (ANP):	36
4.2. POSIBLES IMPACTOS EN LAS AVES:	37
4.2.1.Colisiones:	37
4.2.2.Molestias y desplazamiento:	38
4.2.3.Efecto barrera:	39
4.2.4.Aves con riesgo de colisión:	40
5. ÁREAS ELEGIBLES EN BASE A LOS DATOS RECOLECTADOS Y TENIENDO EN CUENTA LAS RESTRICCIONES	45
II TECNOLOGÍAS EN USO Y PROYECTADAS PARA LOS PRÓXIMOS 5 AÑOS. ANÁLISIS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN CON DISTINTOS FACTORES DE CAPACIDAD	47
1. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EÓLICA	47
1.1. FÍSICA DE LA CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA	47
1.1.1.Curvas de Potencia y energía producida	50
1.1.2.Aspectos Aerodinámicos	52
1.2. TECNOLOGÍAS DE GENERADORES EÓLICOS	56
1.2.1.Tipo de Turbinas: disposición eje	57
1.2.2.Tipo de Turbinas: palas paso variable y paso fijo	59
1.3. SISTEMAS DE CONTROL	67
1.4. CONTROL DE POTENCIA	69
2. PRINCIPALES FABRICANTES: CARACTERÍSTICAS DE EQUIPOS	70
2.1. IMPSA	70
2.2. VESTAS	72
2.3. GENERAL ELECTRIC	73
2.4. GAMESA	74
2.5. SIEMENS	75

2.6.	NRG PATAGONIA	76
2.7.	ENERCON	77
2.8.	INVAP	77
2.9.	ALSTOM	78
2.10.	TENDENCIAS FUTURAS	79
3.	LA GENERACIÓN EÓLICA Y SU INTERRELACIÓN CON EL SISTEMA ELÉCTRICO.....	80
3.1.	EFFECTOS SOBRE LA RESERVA DE POTENCIA	80
3.2.	PREVISIBILIDAD DE LA GENERACIÓN	81
3.3.	EFFECTOS EN LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO	81
3.4.	HUECOS DE TENSIÓN	83
4.	DETERMINACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN	85
4.1.	COSTOS HISTÓRICOS INTERNACIONALES	87
4.2.	COSTOS REGIONALES	91
4.3.	COSTOS EN ARGENTINA	92
4.4.	DRIVERS DE COSTOS DE TURBINAS	94
4.5.	POTENCIALES FUENTES DE REDUCCIÓN DE COSTOS FUTUROS	97
5.	DETERMINACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	99
5.1.	COSTOS HISTÓRICOS 2010	99
5.2.	COSTOS O&M EN ARGENTINA	101
5.3.	ESTIMACIÓN COSTOS FUTUROS O&M	102
6.	DETERMINACIÓN DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA PARA DIFERENTES FACTORES DE CAPACIDAD	103
6.1.	COSTOS DE INVERSIÓN Y O&M PARA BUENOS AIRES	103
6.2.	COSTOS DE PRODUCCIÓN	106
	6.2.1. Modelo de Flujo de Caja	107
	6.2.2. Resultados Costos de Producción en Buenos Aires	109
	6.2.3. Comparación costos producción regionales.....	112
7.	BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO	113
ANEXO I – RESULTADOS DE SENSIBILIDADES DEL COSTO DE PRODUCCIÓN ...		114
III HERRAMIENTA METODOLÓGICA PARA EVALUAR AMBIENTALMENTE LOS PROYECTOS EÓLICOS		117
1.	INTRODUCCIÓN	117
2.	DISEÑO METODOLÓGICO	118
2.1.	ESCALAS DE TRABAJO	118
2.2.	ÁMBITOS DE TRABAJO	119
2.3.	ESQUEMA METODOLÓGICO	119
3.	DESARROLLO METODOLÓGICO	125

3.1. ANÁLISIS, VALORACIÓN Y ELECCIÓN DE ALTERNATIVAS.....	125
3.2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y SUS ACCIONES.....	127
3.2.1.REALIZACIÓN DEL INVENTARIO AMBIENTAL	128
3.2.2.IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS POTENCIALES.....	128
3.2.3.DISEÑO DE MEDIDAS PROTECTORAS Y CORRECTORAS	172
3.2.4.DISEÑO DEL PLAN DE VIGILANCIA AMBIENTAL	186
3.3. BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO	195
IV HERRAMIENTA METODOLÓGICA PARA CALIFICAR PROYECTOS CON HUELLA ENERGÉTICA DE CARBONO NULA.....	199
1. OBJETIVO.....	199
2. HUELLA DE CARBONO DE PRODUCTOS EXPORTABLES	199
3. PRODUCTOS CUYA HUELLA YA SE CALCULA	202
4. CRITERIOS DE EVALUACIÓN PARA CALIFICAR PROYECTOS CON HUELLA DE CARBONO NULA	207
5. BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO	210
V LINEAMIENTOS REGULATORIOS.....	211
1. INCENTIVOS A LAS ENERGÍAS NO CONVENCIONALES O RENOVABLES.....	211
1.1. INTRODUCCIÓN	211
1.2. TARIFAS FEED-IN	214
1.3. ESTÁNDARES O CUOTAS PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES	218
1.4. SUBSIDIOS A LA INVERSIÓN O SUBVENCIONES.....	219
1.5. LICITACIONES	220
1.6. CERIFICADOS VERDES	221
1.7. NET METERING.....	222
1.8. INCENTIVOS EMPLEADOS A NIVEL MUNDIAL	223
1.9. INCENTIVOS EN ESPAÑA.....	225
1.9.1.Marco Histórico.....	225
1.9.2.Marco Vigente	228
1.9.3.Conclusiones del Marco Regulatorio.....	233
1.10. INCENTIVOS EN EE.UU.....	235
1.10.1.Incentivos a Nivel Federal	237
1.10.2.Incentivos a Nivel Estatal	239
1.10.3.Breve Análisis de los incentivos en EEUU	244
1.11. INCENTIVOS EN BRASIL.....	245
1.11.1.El sistema de subastas en el mercado eléctrico.....	246
1.11.2.PROINFA	246
1.11.3.Subastas de energías renovables	248

1.11.4.Esquemas de incentivo fiscales.....	251
1.11.5.Breve Análisis de los incentivos en Brasil	253
VI PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN PROPORCIONADA POR EL MAPA EÓLICO ELÉCTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES (MEEBA)	255
1. MEEBA.....	255
2. SITIOS CON POTENCIAL PARA GENERACIÓN EÓLICA	259
2.1. PRIMER POTENCIAL.....	260
2.2. SEGUNDO POTENCIAL	262
2.3. TERCER POTENCIAL	263
3. MUESTRA DE CAPAS EN INTERNET	268
VII SIMULACIONES DE DESPACHO, DETERMINACIÓN DE AHORRO DE COMBUSTIBLES FÓSILES E IMPACTO EN LA HUELLA DE CARBONO DE LOS PRODUCTOS ELABORADOS	272
1. POTENCIAL DE ENERGÍA EÓLICA FACTIBLE DE NETEAR DE LA DEMANDA INDUSTRIAL	272
2. SIMULACIONES DE DESPACHO.....	272
2.1. ESCENARIO DE LAS SIMULACIONES.....	273
2.2. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES.....	275
2.2.1.Con proyectos eólicos relacionados con parques industriales.....	275
2.2.1.Sin proyectos eólicos relacionados con parques industriales.....	276
3. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI DEBIDAS AL DESPACHO DE 36 MW DE GENERACIÓN EÓLICA DISTRIBUIDA EN PARQUES INDUSTRIALES.....	278
4. BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO	281
VIII HOJA DE RUTA PARA UN INVERSOR.....	282
1. OPERACIÓN COMO GENERADOR	283
1.1. RESOLUCIÓN SE 1281/06 CONTRATOS DE VENTA DE ENERGÍA PLUS.....	284
1.1.1.Aplicación de la Resolución SE 1281/2006. Respaldo.....	285
1.1.2.Generadores Plus.....	287
1.1.3.Listado de Generadores Plus	287
1.1.4.Precios de Generadores Plus	289
1.2. NOTA SE 511/2009. NUEVAS UNIDADES, NO ENERGÍA PLUS.....	289
1.3. CONTRATOS.....	290
2. OPERACIÓN CONJUNTA	290
2.1. OPERACIÓN CON LA DISTRIBUIDORA.....	290
2.1.1.Resolución SE 1782/2006. generadores en áreas de distribución.	290
2.1.2.Resolución SE 280/2008. generadores renovables en áreas de distribución.....	290
2.2. OPERACIÓN CON UN DEMANDANTE.....	292
2.2.1.Autogenerador.....	292

2.2.2. Autogenerador Distribuido. Resolución sE 269/2008.....	295
3. ANEXO DE INFORMACIÓN ÚTIL PARA UN POTENCIAL INVERSOR	297
3.1. DETALLES DE LAS NORMAS SOBRE ENERGÍAS RENOVABLES	297
3.1.1. Primeros Pasos de la Energías Renovables en Argentina	297
3.1.2. Resultados de la Ley 25019.	299
3.2. RÉGIMEN DE ENERGÍAS RENOVABLES A PARTIR DE 2006	301
3.2.1. Ley 26190/2006.....	301
3.3. INSTRUMENTOS DE PROMOCIÓN	303
3.3.1. Remuneración	305
3.3.2. Mecanismo de Aplicación del Régimen de Beneficios	305
3.3.3. Invitación a otras Jurisdicciones	308
3.4. RESULTADOS DE LA LEY 26190.	308
3.5. DESPACHO DE FUENTES RENOVABLES	309
IX PROPUESTA DE PROYECTOS PILOTOS.....	311
1. DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS PILOTO PROPUESTOS:	318
2. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE LOS PROYECTOS PILOTOS QUE PERMITIRÁN REDUCIR HUELLA DE CARBONO DE PRODUCTOS DEL PARQUE INDUSTRIAL:	319

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Provincia de Buenos Aires. Valor FOB de las exportaciones y participación en el total nacional.....	26
Tabla 2. Exportaciones. Tasas de crecimiento país y Provincia de Buenos Aires.....	27
Tabla 3. Exportaciones totales por grandes rubros Provincia de Buenos Aires y total País. Año 2010. En millones de U\$S.....	27
Tabla 4. Provincia de Buenos Aires. Exportaciones. Principales mercados destino. Años 2008-2009.	27
Tabla 5. Provincia de Buenos Aires. Clusters industriales. Principales productos de exportación.....	28
Tabla 6. Agrupamientos Industriales en la provincia de Buenos Aires	30
Tabla 7. Participación de costos de inversión en parques onshore.....	86
Tabla 8. Proyectos Eólicos en Argentina con costos conocidos (valores a fines de 2010).	93
Tabla 9. Apertura costo proyectos en Argentina conocidos. Dólares 2010.	94
Tabla 10. Impacto de 7 drivers de costos de turbinas eólicas en US\$/kW de 2010 (Fuente: Berkeley Lab).....	96
Tabla 11. Estimación de costos de inversión futuros para parques eólicos en China, India Europa y USA para 2015. En dólares de 2010. IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012)	98
Tabla 12. Costos de O&M totales de parques eólicos. En dólares de 2010. IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012).....	99
Tabla 13. Costos de O&M de parques eólicos durante 2010. En dólares de 2010. IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012).....	100
Tabla 14. Costos de O&M totales futuros de parques eólicos durante 2010. En dólares de 2010.1: 2012 IEA Wind Task 26 - The Past and Future Cost of Wind Energy 2: 2010 NREL - Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies.....	102
Tabla 15. Estimación Costos Futuros O&M Totales en función del factor de capacidad (FC). En dólares de 2010.....	102
Tabla 16. Estimación Costos Futuros O&M Totales en función del factor de capacidad (FC) para parques en Chubut. En dólares de 2010.....	102
Tabla 17. Estimación Costos Inversión para Buenos Aires 2010 para equipos mayores a 1 MW. En dólares de 2010.	104
Tabla 18. Estimación Costos Inversión para Buenos Aires 2010 para equipos menores a 1 MW. En dólares de 2010.	105
Tabla 19. Estimación Costos Futuros O&M Totales en función del factor de capacidad (FC) para parques en Buenos Aires.En dólares de 2010.....	105
Tabla 20. Costos empleados de inversión y de O&M totales en función del factor de capacidad (FC) para parques en Buenos Aires Caso Base. En dólares de 2010	106

Tabla 21. Ejemplo de cuadro de control (datos de entrada) del modelo de flujo de caja para parques en Buenos Aires. En dólares de 2010.	109
Tabla 22. Evaluación de alternativas	127
Tabla 23. Tamaño de objeto, distancias y tamaño observable	136
Tabla 24. Caracterización de residuos L.E.R.	138
Tabla 25. Impactos y factores ambientales afectados en Fase de Construcción.	140
Tabla 26. Impactos y factores ambientales afectados en Fase de Construcción.	141
Tabla 27. Caracterización de residuos L.E.R.	147
Tabla 28. Impactos y factores ambientales afectados en Fase de Funcionamiento.	148
Tabla 29. Matriz de identificación de impactos en la fase de funcionamiento.	149
Tabla 30. Caracterización de residuos L.E.R.	155
Tabla 31. Impactos y factores ambientales afectados en Fase de Abandono	156
Tabla 32. Matriz de identificación de impactos en la fase de abandono.	157
Tabla 33. Parámetros cuantificables de la matriz de importancia.	159
Tabla 34. Valor de la escala predeterminada que el juez "i" asigna al factor ambiental "e"	161
Tabla 35. Valor ponderal que el juez "i" asigna al factor ambiental "e" (Vei).	162
Tabla 36. Valor ponderal que se asigna al factor ambiental "e" (Ve).	162
Tabla 37. Ejemplo de Matriz de Importancia.	164
Tabla 38. Control del confort sonoro. Silenciadores.	189
Tabla 39. Control de la calidad del aire (1). Reducir la velocidad de tránsito de los camiones durante el transporte.	190
Tabla 40. Control de la calidad del aire (2). Regado de vías de acceso, zona de explotación y de depósito de material.	191
Tabla 41. Control de la calidad del suelo. Acopio de tierra vegetal.	191
Tabla 42. Protección de la fauna. Centrar las actividades y evitar que el personal circule por zonas fuera de la explotación.	192
Tabla 43. Protección de la vegetación. Revegetación del área	192
Tabla 44. Protección del paisaje. Conservar la tipología arquitectónica tradicional de la zona en las nuevas construcciones.	193
Tabla 45. Control de residuos (1). Evitar depósitos de materiales sobrantes en las inmediaciones procedentes de las obras a realizar.	193
Tabla 46. Control de residuos (2). Tratamiento y gestión de residuos adecuado.	194
Tabla 47. Control de residuos de edificación. Retirada de las instalaciones de obra con total limpieza de las zonas afectadas	195
Tabla 48. Sistemas de apoyo o incentivo a las energías renovables.	213
Tabla 49. Variaciones del sistema de Feed-in Tariff (FIT).	216
Tabla 50. Incentivos en los 15 Países con mayor desarrollo de energías renovables durante 2010. Adicionalmente se incluye Argentina. Fuente REN21.	224
Tabla 51. Variaciones metas renovables Plan 2001-2010 vs Plan 2005-2010.	227

Tabla 52. Límites de potencia para acceder a la retribución del Real Decreto 661/2007	231
Tabla 53. Ordenamiento del registro de preasignación (Resolución 19 de noviembre de 2009)	232
Tabla 54. Ejemplos de incentivos en California.....	239
Tabla 55. FIT en California (2009).	244
Tabla 56. Subastas energías renovables en Brasil (sin hidro grandes).	249
Tabla 57. Brasil: resultados subasta energía renovables 2010.....	250
Tabla 58. MEEBA: principales parámetros identificados del recurso eólico.....	255
Tabla 59. MEEBA: áreas de restricción y exclusión consideradas.....	257
Tabla 60. MEEBA: criterios de áreas de restricción y de exclusión.	258
Tabla 61. MEEBA: criterios del análisis eléctrico.....	258
Tabla 62. Clases para Turbinas Eólicas. IEC 61400	259
Tabla 63. Potencial máximo eólico celdas 10 x 10 km. Fuente: elaboración propia sobre base de datos MEEBA.	261
Tabla 64. Potencial eólico celdas 10 x 10 km. Limitado por potencia transportable en la red de MT. Fuente: elaboración propia sobre base de datos MEEBA.....	262
Tabla 65. Potencial eólico celdas 10 x 10 km. Limitado por caída de tensión en la red de MT. Fuente: elaboración propia sobre base de datos MEEBA.....	262
Tabla 66. Potencial eólico celdas 10 x 10 km. Limitado por potencia transportable y caída de tensión en la red de MT. Fuente: elaboración propia sobre base de datos MEEBA.	263
Tabla 67. Potencial eólico celdas 10 x 10 km asociado a parques industriales incluyendo todas las restricciones y exclusiones del estudio. Fuente: Elaboración Propia	266
Tabla 68. Proyección de la demanda utilizada en las simulaciones.	273
Tabla 69. Potencia instalada de generación (MW) sistema interconectado a Dic 2012. Fuente: CAMMESA.....	274
Tabla 70. Proyección de la potencia instalada por tipo.	274
Tabla 71. Detalle de incorporación de potencia 2013-2017.....	275
Tabla 72. Resultados Energéticos con la inclusión de generación eólica de Parques Industriales.....	276
Tabla 73. Resultados Energéticos sin la inclusión de generación eólica de Parques Industriales.....	277
Tabla 74. Incremento en el consumo de combustibles fósiles si no se consideran la generación eólica asociada a parques industriales.	277
Tabla 75. Factores de emisión de CO ₂ de los combustibles fósiles. Fuente: Segunda Comunicación Nacional de Argentina. Página 151.....	281
Tabla 76. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero evitadas por el despacho de 36 MW de proyectos eólicos asociados a polos industriales de la provincia de Buenos Aires.	281
Tabla 77. Proveedores del servicio de Energía Plus al 30 de marzo 2012. Fuente: CAMMESA, Programación Estacional de verano 2012.....	288

Tabla 78. Tabla identificando parques industriales y Zonas Aptas y Muy Aptas. Elaboración propia en base a datos MEEBA 313

Tabla 79. Tabla con datos agentes. Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA 314

Tabla 80. Tabla con datos parques industriales en Zonas Muy Aptas. Elaboración propia. . 318

Tabla 81. Tabla con datos de contacto de los parques industriales en Zonas Muy Aptas. Elaboración propia..... 318

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Mapa de Agrupamientos Industriales en la Provincia de Buenos Aires.	31
Gráfico 2. Mapa de Áreas Naturales Protegidas en la Provincia de Buenos Aires.	36
Gráfico 3. Rutas migratorias y áreas de invernada del Cauquén Colorado y del Gaviotín. Fuente elaboración propia	44
Gráfico 4. Zonas Aptas / No aptas/ con restricciones. Agrupamientos industriales y rutas migratorias de aves. Fuente elaboración propia.....	46
Gráfico 5. Esquema del flujo a través de una turbina eólica.....	47
Gráfico 6 .Esquema del flujo a través de una turbina eólica.....	48
Gráfico 7 .Teoría Glauert. Eficiencia del rotor en función de la relación V_2/V_1	49
Gráfico 8 . Curva de potencia vs velocidad de viento Turbina Vestas V90-3.0 MW	50
Gráfico 9 . Regiones de funcionamientos dentro de la curva de potencia.	51
Gráfico 10 . Cálculo de la energía anual producida por un aerogenerador	52
Gráfico 11 .Fuerzas principales sobre un perfil alar.	53
Gráfico 12 .Comportamiento de los coeficientes de sustentación (C_L) y arrastre (C_D) para diferentes ángulos de ataque (α)	54
Gráfico 13. Diagrama de velocidades y fuerzas sobre un aspa.	55
Gráfico 14. Diagrama de conversión de la energía del viento.	56
Gráfico 15 .Diagrama de rendimiento de conversión de la energía del viento.	57
Gráfico 16 .Turbinas de eje horizontal y vertical.	58
Gráfico 17 .Turbinas vertical Savonius y Darreius.	58
Gráfico 18.Componentes básicos de un generador eólico.	61
Gráfico 19. Generador UNIPOWER de IMPSA.	71
Gráfico 20. Modelos de turbinas eólicas comercializados por IMPSA.	72
Gráfico 21. Modelos de turbinas eólicas comercializados por VESTAS	73
Gráfico 22. Modelos de turbinas eólicas comercializados por General Electric	74
Gráfico 23. Modelos de turbinas eólicas comercializados por GMMESA.....	75
Gráfico 24. Modelos de turbinas eólicas comercializados por SIEMMENS.....	76
Gráfico 25. Modelos de turbinas eólicas comercializados por NRG Patagonia	77
Gráfico 26. Modelos de turbinas eólicas comercializados por ENERCON	77
Gráfico 27. Modelos de turbinas eólicas comercializados por ALSTOM	78
Gráfico 28. Evolución del tamaño y potencia turbinas eólicas (IRENA).	80
Gráfico 29. Evolución de un hueco de tensión (Red Eléctrica).	84
Gráfico 30. Apertura costos turbinas onshore según NREL 2 de la tabla anterior.	86

Gráfico 31. Costos medios de inversión tecnología eólica en Dinamarca (fig superior) y USA (figura inferior). En dólares de 2005. Fuente: 2011 Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the IPCC	87
Gráfico 32. 2002-2010 Costos medios inversión en parques eólicos en USA, Dinamarca, España y promedio Europa. En dólares de 2010. Fuente: 2012 IEA Wind Task 26 - The Past and Future Cost of Wind Energy	88
Gráfico 33. 2009-2010 Costos de inversión en USA en función del tamaño del parque eólico. En dólares de 2010. Fuente: IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012)	89
Gráfico 34. 2009-2010 Potencia instalada durante 2009-2010 y costos totales en USA En dólares de 2010. Fuente: IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012)	89
Gráfico 35. Costos turbinas eólicas en USA (sin instalación ni demás inversiones requeridas para un parque eólico). En dólares de 2010. Fuente: 2011 Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the Past Decade, Berkeley Lab	90
Gráfico 36. Costos turbinas eólicas en USA (sin instalación ni demás inversiones requeridas para un parque eólico). En dólares de 2010. IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012)	91
Gráfico 37. Costos turbinas eólicas en USA (sin instalación ni demás inversiones requeridas para un parque eólico) y su comparación con análisis de impacto botton up. En dólares de 2010. Fuente: 2011 Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the Past Decade, Berkeley Lab.	97
Gráfico 38. Tasa histórica de reducción de costos de turbinas eólicas por curva de aprendizaje. En dólares de 2010. IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012)	98
Gráfico 39. Costos de O&M totales de parques eólicos en USA. En dólares de 2010. IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012).....	100
Gráfico 40. Costos de Producción en función del FC, tasa de retorno y tamaño del parque para inversiones unitarias (Caso Base Inversión Unitaria). Dólares 2010.....	110
Gráfico 41. Costos de Producción en función del FC, tasa de retorno y tamaño del parque para inversiones unitarias (Caso Base Inversión Unitaria -10%). Dólares 2010.....	110
Gráfico 42. Costos de Producción en función del FC, tasa de retorno y tamaño del parque para inversiones unitarias (Caso Base Inversión Unitaria +10%). Dólares 2010.....	111
Gráfico 43. Costos de Producción regionales obtenidos en licitaciones en función del FC. Dólares corrientes	113
Gráfico 44. Impactos Actividad Humana.	121
Gráfico 45. Evaluación Impacto Ambiental.	121
Gráfico 46. Esquema metodológico del estudio.....	124
Gráfico 47. Letra de Snellen 20/20.	134
Gráfico 48. Resumen de principales iniciativas sobre Huella de Carbono. Fuente: La Huella de Carbono y su impacto potencial sobre las exportaciones argentinas. Centro de Economía Internacional.....	202

Gráfico 49. Esquema de Prima según Real Decreto 661/2007. Fuente: Energía y Sociedad.	229
Gráfico 50. Esquema de RPS (cuotas) en EE.UU. Fuente: DSIRE.....	241
Gráfico 51. Feed-in tariff en EE.UU. Fuente: NREL.....	242
Gráfico 52. Evolución de la potencia eólica anual instalada en función de la política PTC. Fuente: AWEA.....	244
Gráfico 53. Evolución las Subastas de energía eólica en Brasil.	254
Gráfico 54. Velocidad media del viento a 80 m (fuente: MEEBA).....	256
Gráfico 55. Delimitación de zonas aptas y muy aptas de recurso eólico (fuente: elaboración propia).	261
Gráfico 56. Agrupamientos industriales y restricciones/exclusiones (fuente: elaboración propia).	264
Gráfico 57. Agrupamientos industriales localizados en zonas MUY APTAS (fuente: elaboración propia).....	267
Gráfico 58. Agrupamientos industriales, restricciones/exclusiones y potencias máximas inyectables (fuente: elaboración propia).	268
Gráfico 59. Cobertura de la demanda de energía anual por tecnología [GWh].	276
Gráfico 60. Velocidades de viento a 80 metros de altura. Provincia de Buenos Aires. Fuente: Elaboración propia en base a datos grilla 500x500 metros MEEBA	312
Gráfico 61. Localización de proyectos pilotos ubicados en Zonas Muy Aptas de Provincia de Buenos Aires. Fuente: Elaboración propia en base a datos grilla 500x500 metros MEEBA..	315
Gráfico 62. Agrupamientos industriales y Potencias demandadas en Zonas Muy Aptas de Provincia de Buenos Aires. Fuente: Elaboración propia en base a datos grilla 500x500 metros MEEBA	317

RESUMEN EJECUTIVO

OBJETIVOS DE ESTE INFORME Y RESUMEN DE RESULTADOS

Con una tendencia a un aumento en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a nivel mundial, que ha batido un nuevo récord alcanzando las 400 ppm de CO₂ en la atmósfera del polo norte, será necesario tomar medidas contundentes para quebrar esta tendencia que conduce a la humanidad hacia un futuro que no es sostenible y que cada vez resulta más hostil para la vida como la conocemos hoy. Si bien el sector energético es en gran parte responsable de los gases de efecto invernadero que ya están presentes en la atmósfera, es un sector que tiene una enorme posibilidad de disminuir sus emisiones mediante la inclusión de fuentes de energía renovable.

Las normas que apuntan a definir prescripciones, en materia de etiquetado, sobre la base de criterios ambientales asociados al cambio climático podrían dar lugar a distorsiones en el comercio e imponer costos excesivos para los productores, en particular de los países en desarrollo como la Argentina.

En este trabajo se ha mostrado que existen muchas iniciativas tendientes a que se exija el cálculo de la huella de carbono de los productos, ya sea por normas obligatorias o por requerimientos del mercado.

La incidencia de las emisiones de GEI por consumo de electricidad puede ser muy importante en la huella de carbono de algunos productos. En este trabajo se ha estudiado la posibilidad de generar energía eólica asociada con polos industriales de la provincia de Buenos Aires.

Para lograr el desarrollo sostenido de Argentina y de la provincia de Buenos Aires es clave el sector energético. Que el mismo sea sustentable en términos económicos y ambientales requiere una política nacional y provincial y una estrategia que planifique a largo plazo estableciendo un rumbo y dando señales para que sea posible construir el sendero hacia el futuro deseado que requerirá de importantes inversiones, recursos humanos capacitados, servicios e infraestructura.

Se trata de un estudio que complementa los resultados del trabajo desarrollado en el marco del Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida (PROINGED) denominado ESTUDIO, DISEÑO Y EJECUCIÓN DE UN MAPA EÓLICO – ELÉCTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES agregando aspectos ambientales a tener en cuenta para el desarrollo de los parques eólicos. Además el estudio propone una herramienta metodológica para evaluar ambientalmente este tipo de emprendimientos y busca que se viabilicen. Para ello, este trabajo elabora una hoja de ruta para un potencial inversor en función de los caminos alternativos que existen para que el proyecto de energía renovable pueda vender su energía.

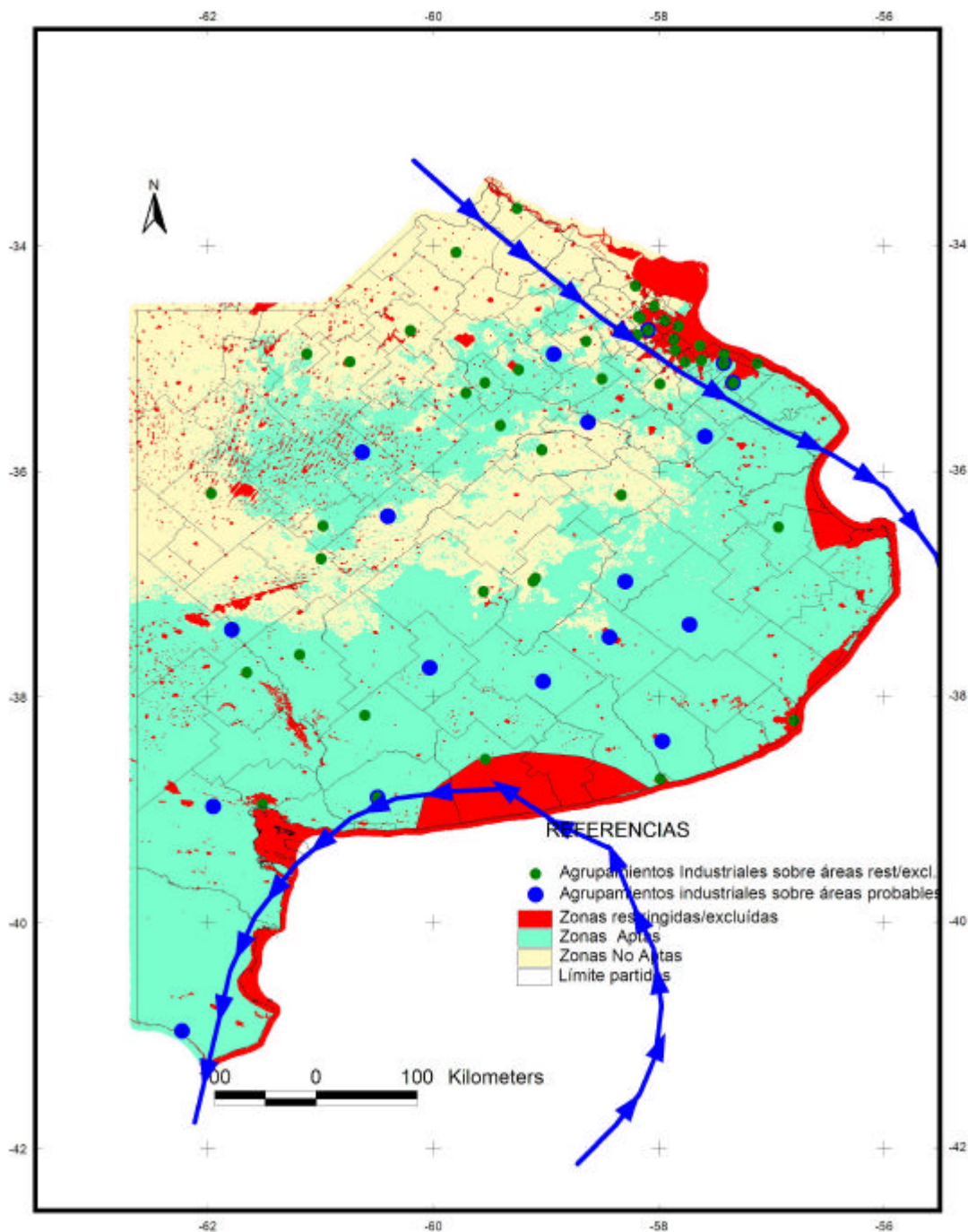
La herramienta metodológica para evaluar correctamente los impactos ambientales de los parques eólicos a instalarse en el territorio provincial tiene en cuenta factores tales como las rutas migratorias de aves, sitios de interés paleontológico, etc. por mencionar algunos. Indica medidas preventivas y correctoras, planes de monitoreo de variables y su frecuencia. La posibilidad de que se desarrolle un importante número de proyectos eólicos debe ser acompañada de herramientas de gestión del estado provincial para velar por el cuidado del ambiente en su conjunto.

Se ha propuesto una herramienta para evaluar y calificar proyectos eólicos alternativos que serían desarrollados en el territorio provincial de manera de poder determinar cuál es más beneficioso.

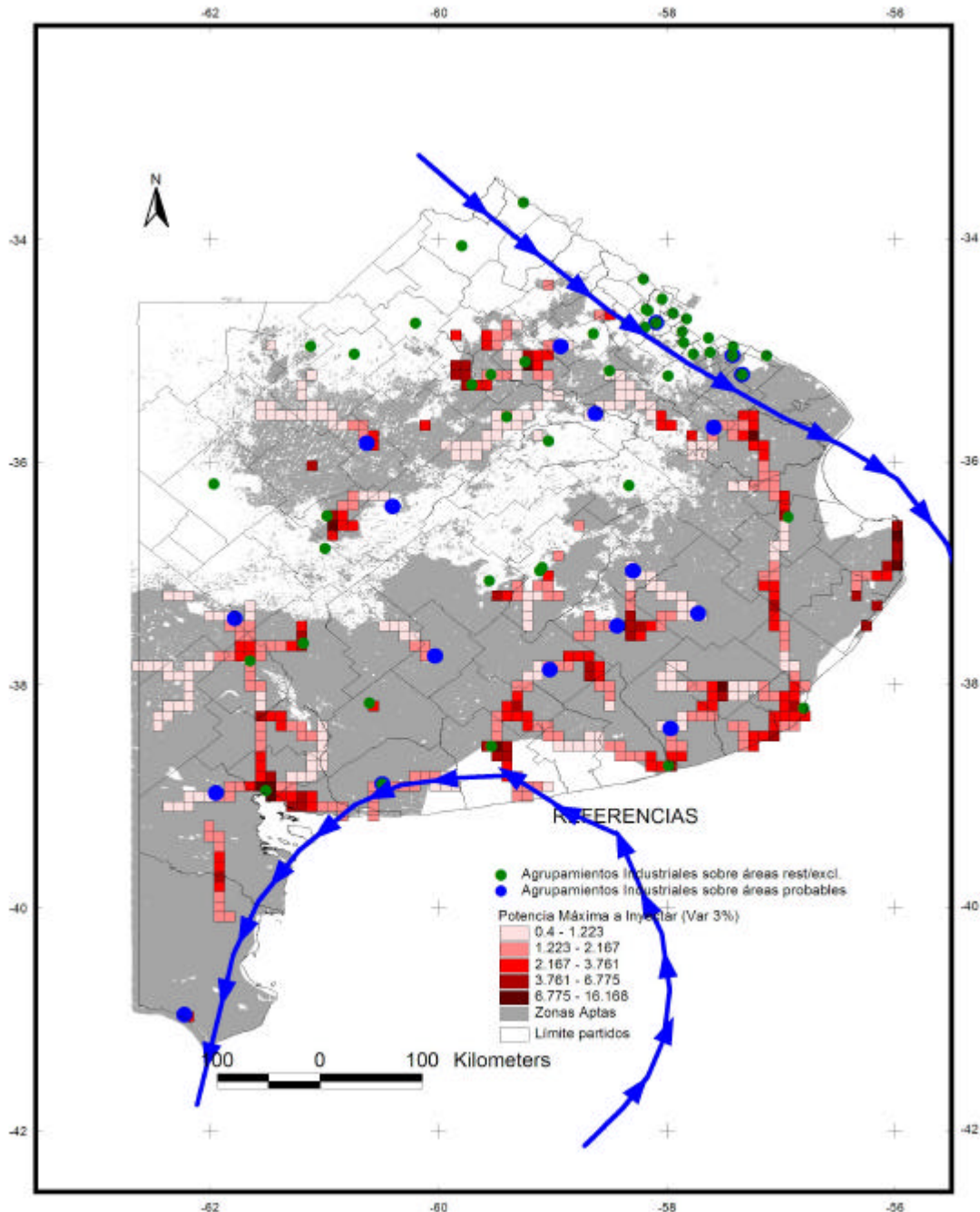
Para una evaluación ambiental se requiere de un inventario o línea de base que debe ser desarrollado por un grupo interdisciplinario que realiza campañas de medición y visitas de campo. Esto se recomienda que se lleve a cabo en un futuro estudio, al menos en las zonas que han sido identificadas como MUY APTAS.

El trabajo vincula los datos de recurso eólico con los polos industriales, con el fin de detectar los sitios donde sería recomendable promover la instalación de aerogeneradores que permitan a la industria/ el polo industrial netear demanda de la red. La concreción de proyectos eólicos en estos sitios tendría una consecuencia directa sobre la huella de carbono de los productos. Esto permitiría que la amenaza que hoy tienen los productos exportables pueda convertirse en una fortaleza en el mediano plazo.

Se consideran zonas Aptas para instalar proyectos eólicos a aquellas que dispongan de viento que supere los 6 m/s a 80 metros de altura y que estén fuera de las zonas con alguna restricción debida a urbanizaciones, espejos de agua, pendientes pronunciadas, cercanía a la línea costera, áreas naturales protegidas, ruta migratoria de aves, zona de invernada del Cauquén Colorado, sitios con valores arqueológicos. Se muestra un mapa de la provincia con los polos industriales que se encuentran en zonas aptas.



Se presenta a continuación las posibilidades de inyección de energía a la red de transmisión actual sin considerar nuevas inversiones. Cabe destacarse que la evolución de las redes es dinámica en el tiempo:



El presente estudio concluye que teniendo en cuenta las limitaciones de inyección a la red actual (sin hacer ningún tipo de inversión en la red de Media Tensión) es posible que se instalen 36 MW en 18 polos industriales de la provincia ubicados en Zonas Aptas. Con estos proyectos de generación eólica distribuida será posible descargar líneas de transmisión, disminuir pérdidas, evitar no sólo emisiones de CO₂

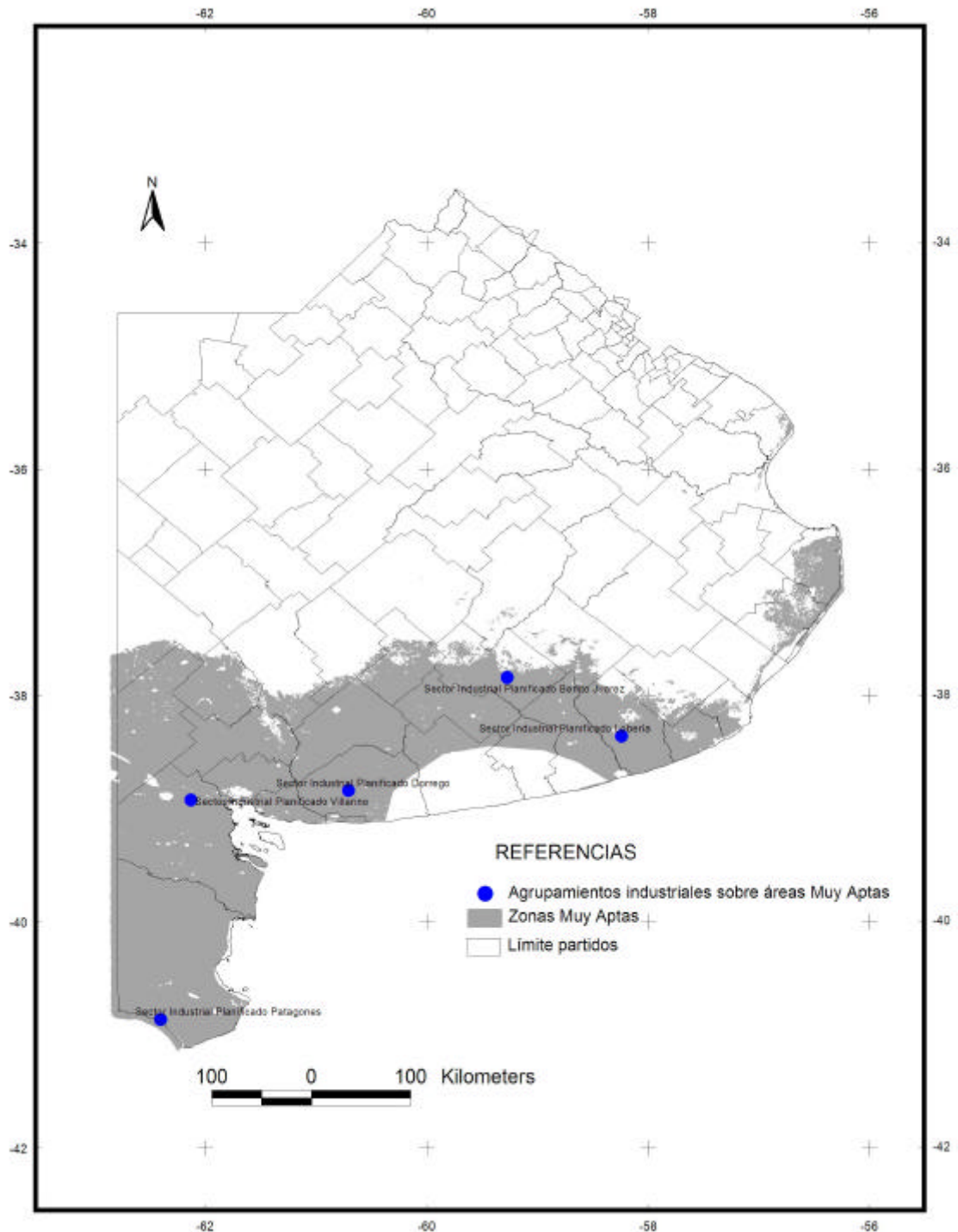
sino también otros impactos ambientales de carácter local asociados con la quema de combustibles fósiles. La quema de carbón, fuel oil y gasoil emite material particulado y contribuye a la lluvia ácida por sus emisiones de NO_x (óxidos de Nitrógeno) y SO₂ (dióxido de azufre) con las consiguientes consecuencias negativas para el ambiente.

Las emisiones evitadas de GEI que se han estimado del orden de 52.000 tCO₂/año en base a simulaciones del despacho¹ del sistema con y sin estos proyectos eólicos servirán para disminuir la huella de carbono de los productos a los que la industria decida atribuirles y que estén vinculados con la generación eólica.

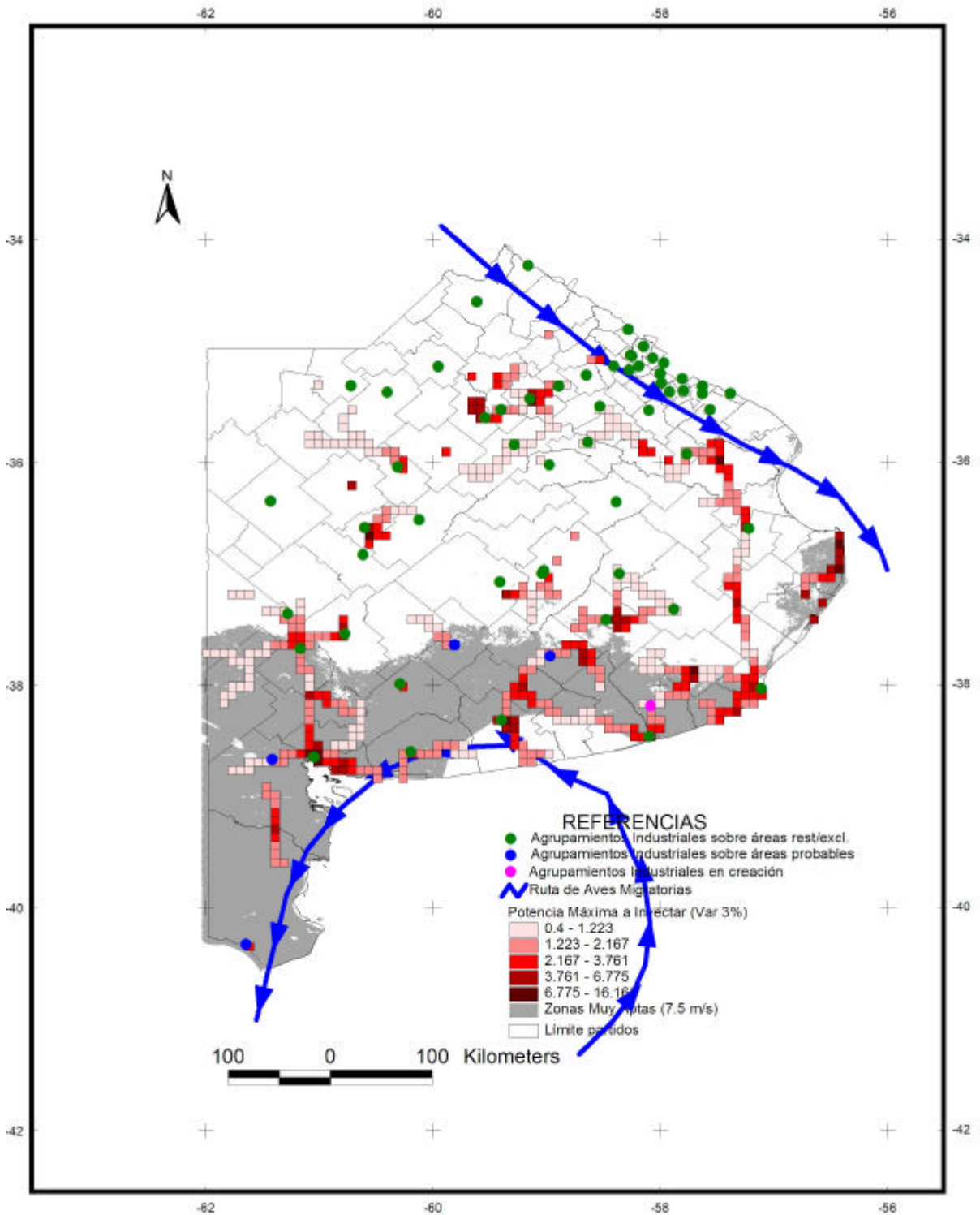
De esta misma simulación del despacho surge que la operación de los proyectos eólicos vinculados a polos industriales de la provincia permitirá que se ahorren combustibles fósiles que para el año 2017 se estiman en 1859 Tn de carbón, 7490 m³ de gas oil, 4680 Tn de fuel oil, 6.5 millones de m³ de gas natural y 14.1 kg de uranio.

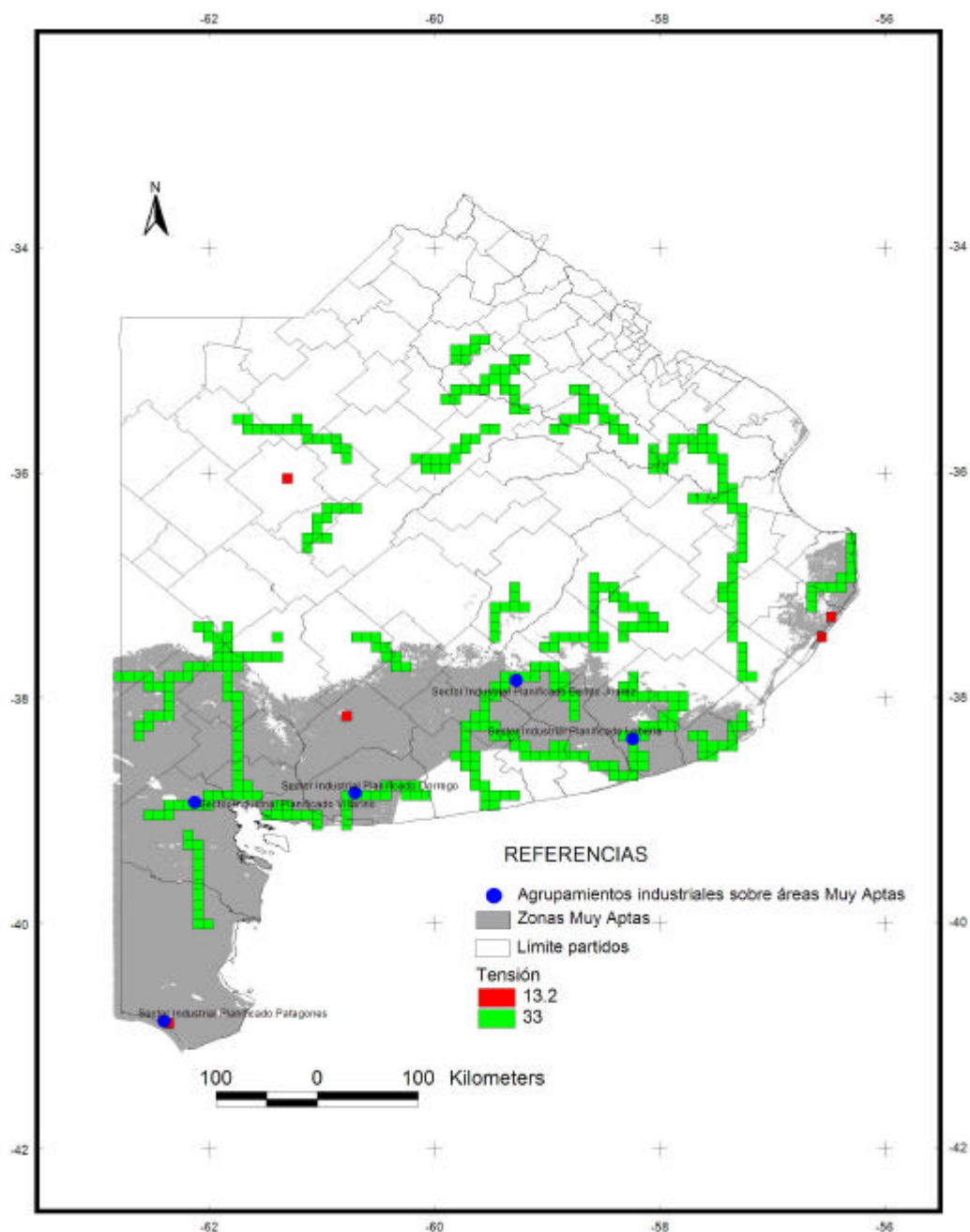
Adicionalmente en el presente trabajo se definieron zonas MUY APTAS en las cuales existe un gran potencial de generación eólica (viento a 80 metros que supera los 7,5 m/s con probabilidad del 75%). Se muestra el mapa de la provincia teniendo en cuenta esta aptitud del recurso viento, todas las restricciones ya mencionadas y las localizaciones de los polos industriales:

¹ Simulación realizada con los programas Oscar-Margo que utiliza CAMMESA para el período 2013-2017



Las posibilidades de inyección de energía tienen en cuenta las siguientes capacidades de las líneas de media tensión:





El trabajo ha identificado 5 sitios donde se recomienda que se lleven adelante proyectos pilotos por existir polos industriales con bienes exportables actualmente o potencialmente exportables localizados en sitios con un gran potencial de generación eólica (viento a 80 metros que supera los 7,5 m/s con probabilidad del 75%). Estos proyectos son estratégicos para la promoción de la instalación de proyectos eólicos que permitan al polo industrial netear demanda de la red para poder disminuir de manera significativa la huella de carbono de los productos y a la vez descargar las líneas de transmisión, permitiendo así, que haya capacidad

remanente para que se desarrolle mayor capacidad de parques eólicos que puedan inyectar energía a la red sin tener que asumir los costos de conexión al sistema.

Los proyectos pilotos que se proponen son los siguientes:

Sitio elegidos para proyectos pilotos	Potencia instalada en el parque industrial (dato sumido) (MW)	Potencia a instalar sin inversiones de líneas (MW)	Factor de planta máximo y clase
Sector Industrial Planificado Dorrego	0,9	1,8	43% clase 2
Sector Industrial Planificado Benito Juárez	0,15	2,1	35,5% clase 3
Sector Industrial Planificado Lobería	0	1,8	41,5% clase 3
Sector Industrial Planificado Villarino	0,45	1	39,4% clase 2
Sector Industrial Planificado Patagones	0,45	3	44,8% clase 2

Como puede apreciarse se propone que se instalen 10 MW de proyectos eólicos en 5 sitios con factores de carga elevados. Se espera que estos proyectos generen del orden de 35 GWh/año. Las reducciones de emisiones anuales que podrían obtenerse son del orden de 24.100 tCO₂ las que serían utilizadas para disminuir la huella de carbono de los productos que se exportan que están vinculados con el proyecto eólico y la industria productora de estos bienes.

Por último, en el marco de este trabajo se montó y configuró un servidor de mapas Open Source para poder servir las diferentes capas a mostrar en el proyecto. El servidor es una máquina Virtual Box con S.O. Linux (Ubuntu). El servidor de mapas es GeoServer, el cual es una implementación Java (J2EE) totalmente transaccional de las especificaciones Web Feature Service, Web Coverage Service y Web Map Service del Open Geospatial Consortium.

El sitio donde se pueden visualizar las capas generadas es: <http://www.arggis.com.ar/>

I RECOPIACIÓN DE DATOS

Los datos de partida del presente informe son aquellos que surgen del trabajo desarrollado en el marco del Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida (PROINGED) denominado ESTUDIO, DISEÑO Y EJECUCIÓN DE UN MAPA EÓLICO – ELÉCTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES y del estudio desarrollado por el Organismo Provincial de Desarrollo Sostenible (OPDS) denominado HUELLA DE CARBONO EN LAS EXPORTACIONES DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES. Segunda Parte. Sector Industria.

Se han tenido en cuenta datos de áreas naturales protegidas y de sitios con valor cultural, paleontológico, etc. que sea recomendable preservar. Se han recopilado datos de polos industriales que se obtuvieron del Ministerio de la Producción, Ciencia y Tecnología: subsecretaría de industria, comercio y minería.

La información de las exportaciones de la provincia de Buenos Aires se recabó del Ministerio de Economía y Finanzas de la Nación y de la Dirección Provincial de Estadísticas en base a datos del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC).

Datos tecnológicos, de costos de inversión, de operación y mantenimiento de los aerogeneradores se obtuvieron de diferentes fuentes bibliográficas y de proyectos desarrollados en la región.

Los datos normativos y regulatorios se obtuvieron de Los Procedimientos de CAMMESA, de la Secretaría de Energía y del ENRE entre otros.

Datos de los productos que en otros países se cuantifica su huella de carbono y que por lo tanto son productos más vulnerables a estos requerimientos se obtuvieron del Centro de Economía Internacional (CEI) y de bibliografía.

En general al finalizar cada capítulo se ha indicado la bibliografía utilizada y las fuentes de información.

1. RECOPIACIÓN DE DATOS DE PRODUCCIÓN DE BIENES EXPORTABLES Y DE LAS INDUSTRIAS.

Sector exportador provincial:

La Provincia de Buenos Aires tiene un perfil exportador con un significativo grado de diversificación, tanto en productos como en destinos. Al poseer un entramado industrial con cierto grado de desarrollo, con un núcleo de empresas maduras y competitivas, ha logrado diversificar su oferta exportable más allá de los productos agro-ganaderos. Esta diversificación de productos le permite alcanzar mercados más lejanos que los socios comerciales limítrofes, tales como países de Europa, Estados Unidos, China o Rusia, entre otros.

Las exportaciones provinciales, presentan una variación interanual promedio en el porcentaje de la producción provincial que es exportada que resulta para el período 1993-2009 de alrededor del 11%. La participación de las exportaciones se duplica si se toma un período más reciente como el de 2003-2009.

En cuanto a la composición de dichas exportaciones, se evidencia un patrón algo diferente del observado a escala nacional. En particular, consideradas en términos globales, el porcentaje de exportaciones manufactureras de la Provincia de Buenos Aires como indicador de valor agregado a la producción ya sea de origen agropecuario o industrial es significativamente mayor que el registrado a nivel nacional.

Una primera caracterización del sector exportador bonaerense pone de manifiesto su importancia relativa en el conjunto de las exportaciones nacionales y, en consonancia, la correspondencia en las tasas de crecimiento en las exportaciones registradas a nivel nacional y provincial.

	Valor FOB								
	(en millones de U\$S)			Participación en el total			Ranking provincial		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Buenos Aires	24.698	18.172	22.740	35,3	33,2	33,8	1	1	1
Total Nacional	70.044	54.693	67.334	100,0	100,0	100,0			

Fuente: Ministerio de Economía Finanzas de la Nación. Dirección de Análisis Sectorial (en base a INDEC)

Tabla 1. Provincia de Buenos Aires. Valor FOB de las exportaciones y participación en el total nacional

	Tasa de Crecimiento Promedio Acumulativa Anual (en %)			Tasa de Crecimiento (en %)			Tasa de Crecimiento interanual (en %)		
	2002-2008	2003-2009	2003-2010	2002-2008	2003-2009	2003-2010	2007-2008	2008-2009	2009-2010
Buenos Aires	18,0	10,1	12,1	169,3	78,0	122,8	20,3	-27,2	23,8
Total Nacional	18,2	10,8	12,5	172,4	85,0	127,7	25,6	-21,9	21,0

Fuente: Ministerio de Economía Finanzas de la Nación. Dirección de Análisis Sectorial (en base a INDEC)

Tabla 2. Exportaciones. Tasas de crecimiento país y Provincia de Buenos Aires

Si el análisis se realiza a nivel de grandes rubros, surge como dato relevante adicional la significativa participación de las Manufacturas de Origen Industrial (MOI) del total exportado por la Provincia de Buenos Aires en su análogo a nivel país².

Grandes rubros	En millones de U\$S		Estructura		Participación Buenos Aires
	Buenos Aires	Total País	Buenos Aires	Total País	
Productos Primarios	3.923	15.171	17,3%	22,1%	25,9%
Manufacturas de Origen Agropecuario	4.628	22.910	20,4%	33,4%	20,2%
Manufacturas de Origen Industrial	12.454	24.018	54,8%	35,1%	51,9%
Combustible y Energía	1.735	6.401	7,5%	9,4%	27,1%
Total	22.740	68.500	100,0%	100,0%	33,2%

Nota: datos provisorios

Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censos

Elaboración: Dirección Provincia de Estadística

Tabla 3. Exportaciones totales por grandes rubros Provincia de Buenos Aires y total País. Año 2010. En millones de U\$S

Como ya fuera mencionado, la diversificación de productos que presenta el sector exportador de la Provincia de Buenos Aires, le permite alcanzar una variedad de mercados de destino, de los cuales Brasil explicó en 2010 un 38,8% del total provincial exportado.

Año	2008	2009
Brasil	29%	37%
UE	12%	8%
Estados Unidos	8%	5%
México	4%	3%
China	5%	4%
Chile	7%	7%
Resto Mercosur	9%	10%
Resto del Mundo	26%	26%

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación. Subsecretaría de Programación Económica.

Tabla 4. Provincia de Buenos Aires. Exportaciones. Principales mercados destino. Años 2008-2009.

² Para el año 2011, de acuerdo a datos de la Dirección Provincial de Estadística del Ministerio de Economía de la Provincia de Buenos Aires, las exportaciones provinciales alcanzaron, en los primeros siete meses, los US\$15.653 millones, 21,8% más que en el mismo período del año anterior. En particular, en lo que hace a las manufacturas de origen industrial, el crecimiento del 20% estuvo impulsado principalmente por los materiales de transporte terrestre y los productos químicos y conexos, que subieron 38,4% y 14,1%, con ventas por US\$3.471 y US\$1.477 millones, respectivamente.

La relevancia de las MOI también queda evidenciada si se consideran los principales productos exportados por los clusters industriales provinciales durante 2008 y 2009. En tal sentido, seis productos han explicado respectivamente el 16,9% y el 18,5% de las exportaciones totales provinciales para cada uno de los años.

Producto	Complejo	2008		2009	
		Valor (millones de U\$s)	Participación en el total provincial (en %)	Valor (millones de U\$s)	Participación en el total provincial (en %)
Automóviles medianos	Automotriz	1.417,0	5,7	1.223,2	6,7
Camionetas diesel	Automotriz	1.260,0	5,1	1.013,7	5,6
Tubos sin costura	Siderúrgico	538,0	2,2	388,9	2,1
Automóviles chicos	Automotriz			379,5	2,1
Otras camionetas	Automotriz	475,0	1,9	363,3	2,0
Gasolinas	Petrolero-Petroquímico	490,0	2,0		
Total 5 productos		4.180,0	16,9	3.368,6	18,5

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación. Subsecretaría de Programación Económica.

Tabla 5. Provincia de Buenos Aires. Clusters industriales. Principales productos de exportación.

2. AGRUPAMIENTOS INDUSTRIALES

En este trabajo se identifican los agrupamientos industriales presentes o futuros de la provincia de Buenos Aires en base a los datos del Ministerio de la Producción, Ciencia y Tecnología. Subsecretaría de Industria Comercio y Minería³.

Los Agrupamientos Industriales son espacios físicos especialmente desarrollados para la instalación de industrias, actividades productivas y de servicios. Los mismos cuentan con infraestructura y equipamientos, que optimizan la radicación y organización territorial de las actividades productivas.

En la provincia existen 2 tipos de agrupamientos, los Parques Industriales y los Sectores Industriales Planificados. Los primeros, de acuerdo al origen de la iniciativa que determine su creación, podrán ser oficiales, privados o mixtos (iniciativa conjunta del gobierno y privados). Los Sectores podrán ser oficiales o mixtos.

En la provincia de Buenos Aires se han registrado 61 agrupamientos industriales:

³ http://www.mp.gba.gov.ar/sicm/agrupamientos/i_listado.php

	TIPO	SUPERFICIE	CANT.
		HA	EMPRESAS
1	Sector Industrial Planificado Adolfo Alsina	15	4
2	Sector Industrial Planificado Alberti	12	14
3	Sector Industrial Planificado Almirante Brown	258	183
4	Sector Industrial Planificado Ayacucho	8	6
5	Parque Industrial Azul	23	17
6	Sector Industrial Planificado Azul (SIP)	30	11
7	Parque Industrial Bahía Blanca	100	40
8	Sector Industrial Planificado Benito Juarez	10	1
9	Parque Industrial Berazategui PLATANOS	54	48
10	Parque Industrial CIR - 2 Berazategui	35	22
11	Sector Industrial Planificado Polígono Industrial	9	74
12	Sector Industrial Planificado Bolívar	41	18
13	Parque Industrial Bragado	42	20
14	Parque Industrial Campana	162	12
15	Parque Industrial Carlos Casares	79	15
16	Parque Industrial Parque Industrial Cañuelas	100	10
17	Parque Industrial Chivilcoy	42	51
18	Sector Industrial Planificado Dorrego	39	6
19	Sector Industrial Planificado Coronel Pringles	20	7
20	Parque Industrial Coronel Suárez	51	11
21	Sector Industrial Planificado Daireaux	22	20
22	Sector Industrial Planificado Dolores	42	6
23	Parque Industrial CIPO Escobar	70	30
24	Parque Industrial Ezeiza (PIP CANNING)	10	10
25	Sector Industrial Planificado General Paz	80	13
26	Sector Industrial Planificado General Pinto	10	2
27	Parque Industrial General Pueyrredón	126	62
28	Sector Industrial Planificado General Rodriguez	40	26
29	Parque Industrial Parque Suárez	6	45
30	Sector Industrial Planificado Hipólito Yrigoyen	7	9
31	Parque Industrial Junín	105	28
32	Parque Industrial La Matanza S.A.	250	27
33	Parque Industrial La Plata	58	15

	TIPO	SUPERFICIE	CANT.
		HA	EMPRESAS
34	Parque Industrial CEPILE Lanús	46	39
35	Sector Industrial Planificado Laprida	11	2
36	Sector Industrial Planificado Las Flores	10	5
37	Parque Industrial Lincoln	27	16
38	Sector Industrial Planificado Lobería	10	0
39	Parque Industrial Villa Flandria Luján	32	19
40	Parque Industrial Malvinas Argentinas	88	21
41	Sector Industrial Planificado Mercedes	19	16
42	Parque Industrial Parque Ind. Privado del Oeste Morón	24	0
43	Parque Industrial La Cantábrica Morón	18	44
44	Sector Industrial Planificado Navarro	34	16
45	Sector Industrial Planificado Necochea	46	18
46	Parque Industrial Olavarría	81	88
47	Sector Industrial Planificado Patagones	34	3
48	Parque Industrial Pergamino	70	33
49	Parque Industrial Pilar	920	167
50	Parque Industrial Pilar (PIP AUSTRAL Tecnológico)	26	10
51	Parque Industrial COMIRSA Ramallo	400	101
52	Sector Industrial Planificado Rauch	24	33
53	Sector Industrial Planificado Roque Pérez	15	13
54	Sector Industrial Planificado Saavedra (Pigue)	45	30
55	Sector Industrial Planificado Saladillo	8	13
56	Sector Industrial Planificado Suipacha	19	6
57	Parque Industrial Tandil	22	36
58	Sector Industrial Planificado Trenque Lauquen	46	11
59	Parque Industrial Tres Arroyos	93	34
60	Sector Industrial Planificado Veinticinco de Mayo	22	32
61	Sector Industrial Planificado Villarino	49	3

Tabla 6. Agrupamientos Industriales en la provincia de Buenos Aires

En base a la información disponible se elaboró un mapa de la provincia con las ubicaciones de los parques y sectores industriales.

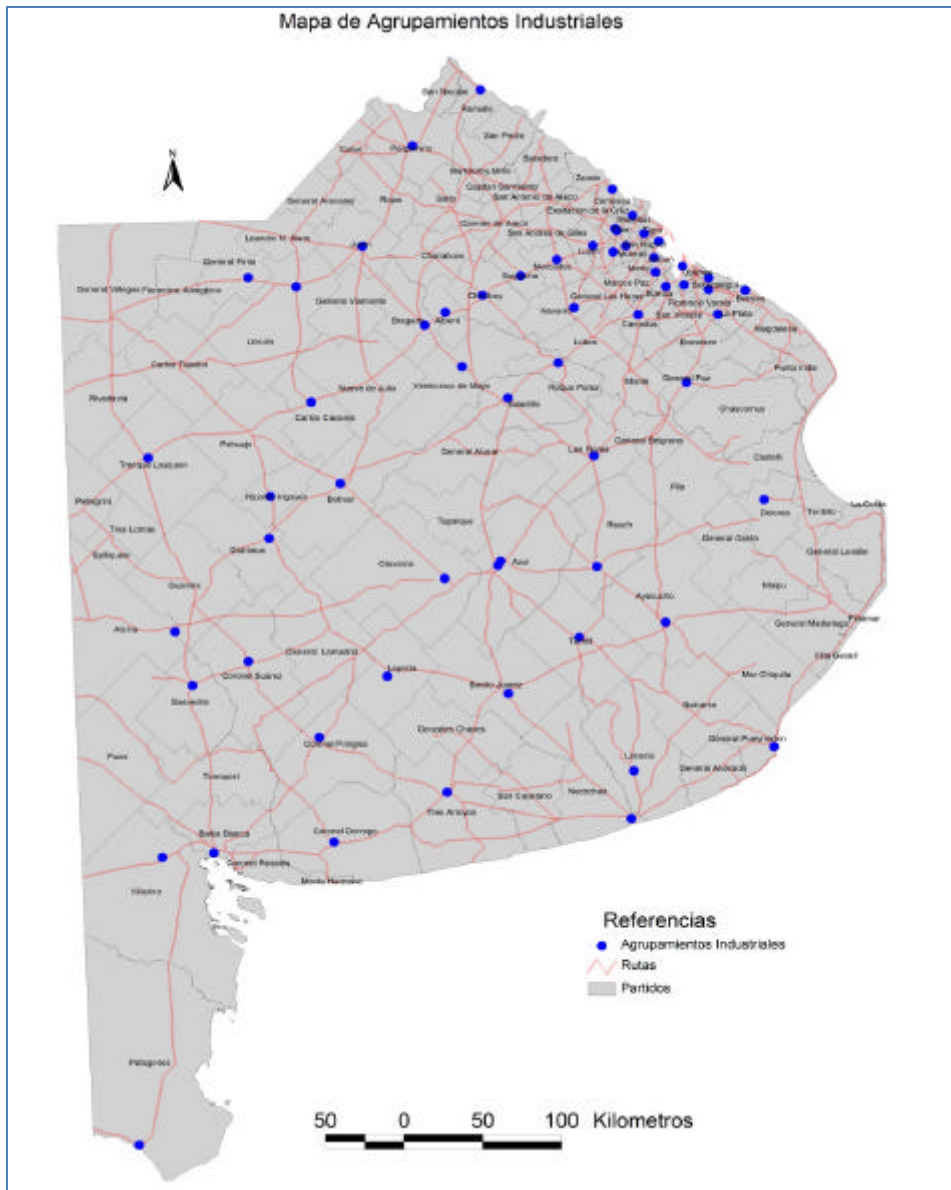


Gráfico 1. Mapa de Agrupamientos Industriales en la Provincia de Buenos Aires.

3. CONSIDERACIONES POR ASPECTOS CULTURALES, SITIOS CON VALORES ARQUEOLÓGICOS/PALEONTOLÓGICOS

En el marco del presente proyecto se han mantenido reuniones con representantes de otros organismos provinciales para fortalecer el trabajo interinstitucional y de este modo avanzar en la elaboración de una herramienta metodológica que permita evaluar ambientalmente a los proyectos de generación eólica que pretendan

instalarse en el territorio provincial. Es importante destacar que el ambiente tiene en cuenta no sólo a los ecosistemas y recursos naturales sino también los patrimonios culturales, y sitios con valor histórico, arqueológico o paleontológico. En este sentido se han mantenido reuniones con:

- Directora Provincial de Patrimonio Cultural dependiente del Instituto Cultural de la Provincia de Buenos Aires, Sra. Marián Farías Gómez.
- Subdirector de museos y sitios históricos de la Dirección de Patrimonio Cultural, Sr. Diego Rétola.
- Curador del Centro de Registro del Patrimonio Arqueológico y Paleontológico, Lic. Fernando Oliva.
- Personal del OPDS dedicado a Áreas Protegidas.

De estas reuniones se puede destacar la buena voluntad para colaborar con el proyecto y la importancia del trabajo interinstitucional. Resaltaron que lo mejor es que se determinen las áreas con potencial eólico, y con industrias que demandan electricidad o con capacidad remanente en las líneas de transmisión eléctrica para luego determinar en esas zonas puntuales qué otros factores deberían ser tenidos en cuenta.

Se recomienda que se exija a los proyectos un Estudio previo de Impacto arqueológico y paleontológico y que además haya un monitoreo durante las excavaciones ya que puede ser que las mismas se realicen en una zona donde hoy no se conozca que hay recursos arqueológicos o paleontológicos y que luego resulte que los haya. Estos Estudios si bien podrían formar parte del Estudio de Impacto Ambiental que evalúa el OPDS deberían ser revisados por la Dirección de Patrimonio Cultural- Centro de Registro Arqueológico y Paleontológico (CRAP).

En función de las imágenes obtenidas del SIG eólico provincial se conversó sobre las existencias de recursos en esas regiones de donde surgieron por parte de los expertos entrevistados las siguientes consideraciones a tener en cuenta:

La instalación de aerogeneradores podría impactar visualmente y ocasionar problemas geomorfológicos. Algunas ideas para evitar estos impactos son:

- 1) Respecto de la línea de costa: instalar los aerogeneradores retirados al menos 800 metros de la línea de costa actual dado los procesos erosivos

continuos de la línea costera. Consulta Dr. Iñaki Isla de la Universidad Nacional del Mar del Plata (UNMDP). Es importante destacar que las restricciones asumidas en el Mapa eólico-eléctrico provincial incluyen sólo 250 metros de distancia a la línea costera. Esta recomendación debería ser tenida en cuenta y evaluada de manera particular para cada proyecto.

- 2) Sistema Serrano de Ventania: Evitar el cordón central del Sistema de Ventania (desde localidades Pigue a Saldungaray y 3 Picos) ya que se produciría Impacto visual. Además de acuerdo a lo indicado por el Lic. Fernando Oliva en los valles colaterales se forman corredores de viento (experiencia de campo de los últimos 25 años) y el impacto visual sería menguado.

Cabe destacar que el recurso arqueológico es un recurso no renovable y el impacto visual es una de las cuestiones que afectan sustancialmente a este tipo de registro presente en Ventania.

Existen al presente unos treinta y cinco sitios arqueológicos en los cuáles se ejecutaron representaciones rupestres y, en muchos de los casos, su ubicación habría correspondido a factores tales como el entorno, las localizaciones de los emplazamientos y de las visibilidades que desde y hacia el paisaje circundante tendrían estos sitios.

Se muestra a modo de ejemplo una fotografía del paisaje circundante a los sitios donde hay arte rupestre presente en la ventania. Internacionalmente se está dando mucha relevancia a lo que se denomina Cuenca visual de los sitios arqueológicos que se debe considerar al proteger a estos sitios:



Foto 1. Arte rupestre de Ventania. Cuencas visuales

Como ya se mencionó ante cualquier obra serían necesarios dos tipos de estudios: estudio de impacto arqueológico y monitoreo de obra. En el primer caso se debe tener en cuenta no sólo el impacto en el bien arqueológico sino también en la cuenca visual que afecta el mismo. El estado de las cuencas visuales es una de las consideraciones generales que tiene en cuenta la UNESCO a la hora de declarar un sitio como sitio de interés. Este es un aspecto a considerar para no comprometer futuras medidas de protección arqueológica.

El monitoreo debe ir siguiendo la obra en el momento de las excavaciones para las bases de las torres. En este sentido es importante contar con el asesoramiento de arqueólogos de campo trabajando in situ.

Existen además de los sitios con arte rupestre una amplia variedad de ejemplos de sitios arqueológicos. Entre ellos se pueden mencionar sitios al aire libre, sitios en cueva con materiales en superficie, sitios con materiales en estratigrafía y entierros humanos con estructuras de piedra. De los últimos es importante considerar que una excavación en un terreno puede llegar a destruir un lugar de entierros humanos y por lo cual se profanarían las tumbas de los antepasados de las sociedades originarias, de allí la importancia de realizar el monitoreo de obra.

El otro tipo de sitios a los cuales hay que tener en consideración siguiendo las mismas pautas que con los sitios con arte rupestre son los sitios pircados o con estructuras de piedra que junto a los sitios con arte rupestre representan los sitios monumentales del Sistema de Ventania como se muestra en la siguiente fotografía:



Foto 2. Estructura de piedra del Sistema de Ventania.

Finalmente un punto importante es que dentro del monitoreo de obra se dé un curso de capacitación al personal interviniente para un rápido cuidado del patrimonio arqueológico.

En las áreas del sur de la provincia cercanas a Bahía Blanca, Carmen de Patagones, Punta Alta, etc. hasta el momento no se conoce que haya sitios de interés arqueológico y paleontológico.

Es importante destacar que por cuestiones de pendiente en la zona de Ventania hay zonas con recurso viento que han quedado excluidas.

4. ÁREAS PROTEGIDAS DE LA PROVINCIA Y POSIBLES IMPACTOS EN LAS AVES

4.1. ÁREAS NATURALES PROTEGIDAS (ANP):

Las ANP fueron generadas en la Dirección de Áreas Naturales Protegidas, dependiente del Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible, quienes las han demarcado sobre la base del SIG del ARBA trasladando las parcelas afectadas por ley a las reservas y en el caso de la costa marina usando cartas náuticas.

Se presenta a continuación el mapa de la provincia con las Áreas Naturales Protegidas:

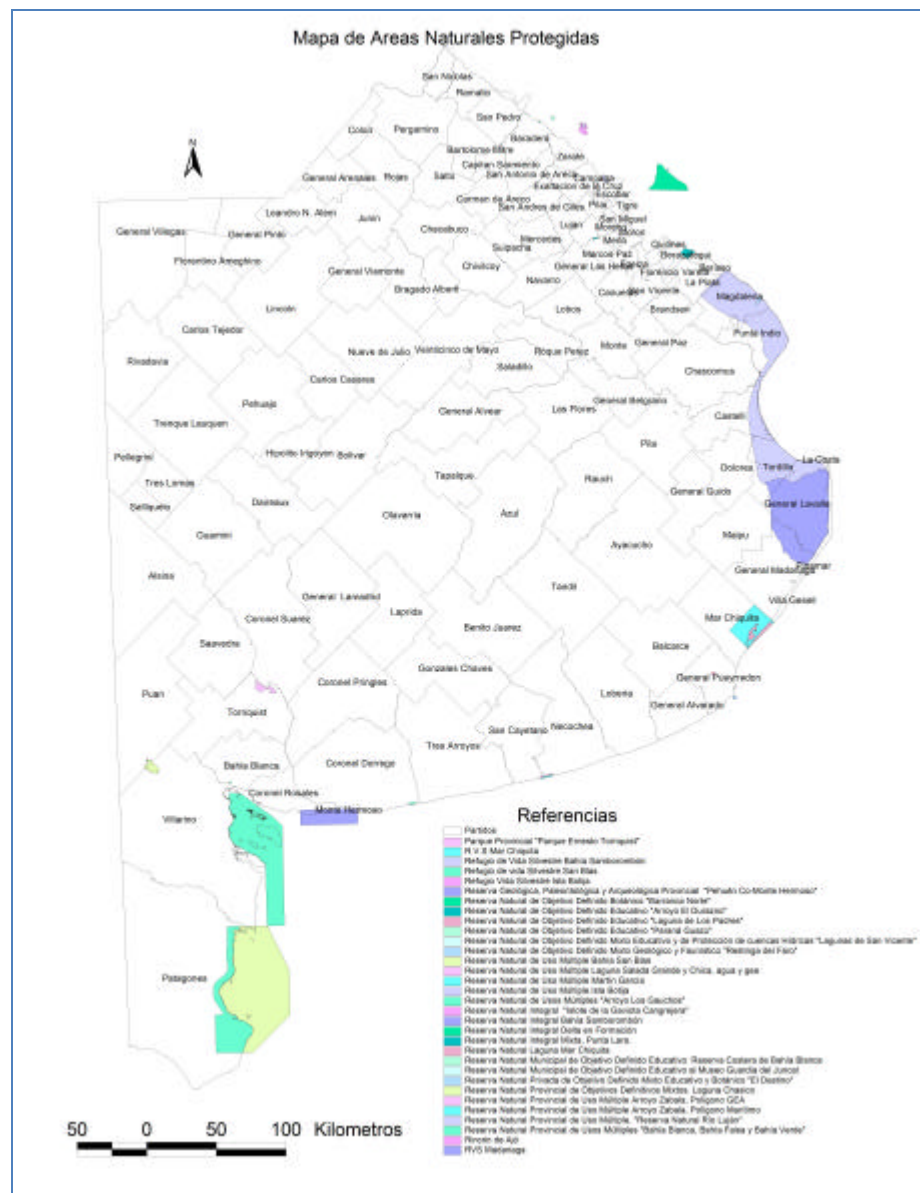


Gráfico 2. Mapa de Áreas Naturales Protegidas en la Provincia de Buenos Aires.

4.2. POSIBLES IMPACTOS EN LAS AVES:

La relación entre los parques eólicos y su impacto sobre la avifauna se encuentra en discusión a nivel mundial.

En el marco de este proyecto se analizó la avifauna presente en las áreas protegidas de la provincia y en particular aquellas que están en peligro de extinción y presentes en la línea costera de la provincia y en las regiones central y sur por ser éstas las zonas con recursos eólicos interesantes de aprovechar con fines energéticos. El objetivo es detectar áreas donde se instalarían los parques eólicos con alto impacto en las especies potencialmente más comprometidas.

La avifauna puede verse afectada debido a Colisiones o por molestias ocasionadas por los aerogeneradores que hacen que se desplacen o por la barrera que éstos representan. A continuación se describen estos afectos para su mejor comprensión:

4.2.1. COLISIONES:

Se trata de impactos directos de aves y murciélagos con las palas de la turbina, con las torres y con los cables tensores. La presencia de especies con estado especial de conservación en las áreas donde se pueden poner en riesgo es suficiente para determinar que existen impactos potenciales.

Las colisiones se dan cuando las aves o murciélagos no consiguen esquivar los aerogeneradores o líneas eléctricas de evacuación, siendo causa de mortalidad directa, así como de lesiones debido a la turbulencia que generan los rotores. Sus efectos son evidentes y medibles, siendo uno de los motivos principales de preocupación a la hora de considerar los riesgos de los parques eólicos.

Aunque las aves colisionan con los aerogeneradores en algunos sitios, las modernas plantas de energía eólica son menos dañinas para las aves que muchos otros peligros. La muerte de las aves debido al desarrollo de la producción eólica nunca será más que una fracción muy pequeña de las causadas por otras actividades humanas. De acuerdo con el servicio de pesca y fauna de los Estados Unidos, las principales causas relacionadas con la muerte de aves en los Estados Unidos son: los gatos (1 millones de muertes al año), los edificios (hasta 1 mil millones), los cazadores (100 millones), vehículos (60 a 80 millones), así como torres de comunicaciones, los pesticidas y las líneas eléctricas. El excesivo uso de agroquímicos sumado a la modificación de hábitat por deterioro de los pastizales en

la provincia de Buenos Aires parecen ser los principales factores de deterioro en la conservación de determinadas especies.

Las aves aprenden a esquivar obstáculos que lleguen a su espacio como lo son las aspas de las turbinas y son capaces de seguir alimentándose y reproduciéndose, el problema ocurre cuando el sitio está en una ruta de migración, con grandes bandadas de aves que pasan por la zona, o la utilizan para la alimentación o anidación. (<http://www.gwec.net>).

Estudios hechos confirman que las tasas de colisión dependen fuertemente de los parámetros de evitación activa de los molinos por parte de las aves y las alturas de vuelo, además de otros factores como el número de aerogeneradores que las aves deben cruzar, la distancia entre ellos, el diseño de la turbina, iluminación, propiedades paisajísticas, número de aves volando, rutas migratorias, comportamiento y consideraciones de tipo meteorológico (Mateos et al, 2012).

Un factor importante para comprender las colisiones son las características del sentido de la visión en las aves. Las colisiones ocurren bajo condiciones de alta y baja visibilidad. Durante el vuelo las aves pueden girar sus cabezas tanto en inclinación como en orientación, ya sea con el campo binocular o con la parte lateral del campo visual del ojo. Este tipo de comportamiento es habitual y los resultados obtenidos en determinadas especies, incluyendo grullas, buitres y otras rapaces, demuestran que, al menos temporalmente, permanecen ciegas en la dirección de vuelo, lo que las hace particularmente vulnerables a las colisiones. Sin embargo, especies como garzas, patos y gansos tienen una cobertura visual ininterrumpida, incluso cuando inclinan sus cabezas, lo que hace que sean menos vulnerables a las colisiones. (Graham, 2012).

4.2.2. MOLESTIAS Y DESPLAZAMIENTO:

Los aerogeneradores, el ruido, el electromagnetismo y las vibraciones que provocan, así como el tráfico de personas o vehículos durante las obras suponen molestias para las aves que pueden llevar a que éstas eviten las zonas donde están emplazadas, viéndose obligadas a desplazarse a otros hábitats. El problema surge cuando estas áreas alternativas no tienen la suficiente extensión o se encuentran demasiado lejos, en cuyo caso el éxito reproductivo y supervivencia de la especie puede llegar a disminuir. De igual manera, la mortalidad así como otros efectos

negativos provocados por un parque eólico pueden depender de la cantidad de hábitat adecuado presente en la zona ya que la escasez de hábitat obliga a las aves a estar más cerca de los aerogeneradores (Landscape Design Associates, 2000). Estas molestias se presentan en especial en aves marinas y en aves esteparias (Kingsley y Whittam, 2007). (SEO/BirdLife, 2008).

4.2.3. EFECTO BARRERA:

Los parques eólicos suponen una barrera para la movilidad de las aves, ya que fragmentan la conexión entre las áreas de alimentación, invernada, cría y muda. Además, los rodeos necesarios para esquivar los parques eólicos provocan un mayor gasto energético que puede llegar a mermar su estado físico. Este tipo de efecto puede darse tanto en el caso de un gran parque eólico como por el efecto acumulativo de varios parques. (SEO/BirdLife, 2006). Aunque a este impacto apenas se le ha prestado atención, puede representar un importante efecto sinérgico que comprometa la conservación de ciertas especies. (García et al. 2012).

Existen impactos indirectos que se refieren a la alteración de las poblaciones locales y el desplazamiento posterior o evitación del sitio y la interrupción de patrones de migración o movimiento por parte de las aves (NWCC, 2004). Varios estudios han sido publicados o están en curso sobre los efectos de desplazamiento y evitación de los aerogeneradores e infraestructura asociada, algunos de éstos han documentado la disminución de la densidad poblacional y evasión en función de la distancia a los aerogeneradores y las carreteras (Leddy et al, 1999; Erickson et al, 2003; Schmidt et al, 2003).

Los impactos indirectos también pueden resultar de las actividades de construcción y operación, así como los cambios en el uso de la tierra, por ejemplo, cambios en las prácticas de pastoreo, la alteración de los suelos, o la introducción de plantas que atraen presas como insectos y pequeños mamíferos. Estas presas pueden, a su vez atraer a las aves rapaces, aves insectívoras y murciélagos a la zona de turbinas y ponerlos en mayor riesgo de colisión.

Parece que las aves invernantes tienen tasas de mortalidad superiores a las residentes (Kingsley y Whittam, 2007) y en especial se ven afectadas las aves migratorias (Johnson et al., 2002). La probabilidad de que las aves en migración colisionen con los aerogeneradores dependerá de varios factores, especialmente de

la especie, de la topografía del lugar, de las condiciones climáticas del día, de la hora en la que crucen por el parque eólico (la altura de migración varía según el horario), de la cantidad de hábitat adecuado para el reposo, de la densidad de migración por la zona, etc. (Kerlinger, 1995; Richardson, 2000; Robbins, 2002; Langston y Pullan, 2002; Mabey, 2004).

4.2.4. AVES CON RIESGO DE COLISIÓN:

Todas las aves son susceptibles de sufrir colisión, pero se espera una mayor probabilidad para las aves planeadoras, puesto que utilizan el mismo recurso que el aerogenerador: el viento. Igualmente las aves migratorias encuentran un riesgo elevado cuando vuelan a baja altura con el viento en contra, como lo han reflejado los estudios en los parques eólicos de Tarifa en Cádiz, España.

Entre las especies migratorias que potencialmente podrían utilizar rutas cercanas al área de los proyectos eólicos durante su traslado desde o hacia Tierra del Fuego, se encuentran el Cauquén Común (*Chlœphaga picta*), el Cauquén Real (*Chlœphaga poliocephala*) y el Cauquén Colorado (*Chlœphaga rubidiceps*). Se pueden mencionar otras especies de aves marinas migratorias como el playero rojizo, (*Calidris canutus*) y gaviotines (*Sterna hirudinaceae*, *S. paradisaea*). Otras especies de gaviotines que llegan a la Provincia de Buenos Aires son el Gaviotín Real, el Gaviotín Pico Amarillo, el Gaviotín Sudamericano y el Gaviotín Lagunero. Las aves marinas migratorias habitan en la Reserva Natural Punta Rasa. A continuación se describen las aves migratorias que además han sido clasificadas con riesgo de conservación: el Cauquén Colorado y otros tipos de Cauquén y el Gaviotín Golondrina.

a) **Cauquén Colorado:**

La única especie que se identificó en zonas de la provincia con recurso eólico y con peligro de extinción es el **Cauquén Colorado**. Esta ave podría afectarse por la instalación de aerogeneradores en el sur de la provincia. El Cauquén Colorado ha sido declarado Monumento Natural por la ley provincial 12250/98 bajo los términos de la Ley Nº 10907 de Reservas y Parques Naturales.

En el 2011, el OPDS de la Provincia de Buenos Aires y la Cooperativa Obrera, difundieron la conservación del Cauquén Colorado mediante la campaña “El Cauquén Colorado Necesita de Tu Ayuda”. El OPDS de la Provincia de Buenos

Aires a través de su Dirección de Áreas Naturales Protegidas y la Cooperativa Obrera y su área de Sostenibilidad Ambiental, sumaron esfuerzos para difundir la conservación de esta ave.

En Resolución 99/08 del Ministerio de Asuntos Agrarios y Producción de la Provincia de Buenos Aires se indica que se prohíbe la caza en cualquiera de sus especies, de la “avutarda” o cauquén común (*Chloephaga picta*), en los Partidos de Necochea, San Cayetano, Tres Arroyos, Patagones, Villarino, Bahía Blanca, Coronel Rosales, Monte Hermoso y Coronel Dorrego, por ser éstos la ruta migratoria y zona de invernada del cauquén colorado (*Chloephaga rubidiceps*), según el informe del Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible.

El **Cauquén Colorado** es un ave migratoria que habita Argentina y Chile, que en la actualidad se encuentra en peligro de extinción. Se cría en el norte de Tierra del Fuego y sur de la Patagonia. A mediados de abril comienza la migración hacia el norte, arribando a la zona de invernada en el sur de la provincia de Buenos Aires, aproximadamente en mayo. Allí se queda hasta fines de agosto cuando retorna hacia el sur para reproducirse.

El Cauquén convive en su entorno con otras dos especies que se le asemejan a simple vista, diferenciándose en tamaño y color del plumaje: el Cauquén Común y el Cauquén de Cabeza Gris. Frecuentan zonas abiertas y descampadas, donde se alimentan de pastos tiernos y en ocasiones de cultivos y pasturas.

Desde fines del siglo pasado que los Cauquenes han sido perseguidos tanto en Argentina como en Chile al ser considerados perjudiciales para la agricultura. Con la resolución 551 de 2011 de la SAyDS de la Nación se prohíbe la caza en el territorio de Argentina de todo tipo de Cauquén (Colorado, de Cabeza gris, común, etc.) así como el comercio de estas aves vivas.

Su conservación está amenazada por:

- La prelación en zonas de nidificación por el zorro gris patagónico.
- La caza deportiva de Cauquenes en algunas regiones de Argentina y Chile, donde éstos son una pieza atractiva para el cazador.
- El uso excesivo de agroquímicos en las zonas agrícolas del sur de la provincia de Buenos Aires.

- La modificación del hábitat en toda su área de distribución y en particular el deterioro de los pastizales.

El Cauquén Colorado es un ave de unos 50 centímetros de longitud, con el dorso pardo grisáceo y el vientre gris con finas barras negras. La cabeza y el cuello son pardo-rojizos y de esa característica deriva el nombre vulgar de cauquén o avutarda de cabeza colorada. Esa tonalidad por lo general palidece en la frente y la corona. Las alas tienen partes verdes tornasoladas y la cola presenta la parte superior negra. El pico es negro y las patas, anaranjadas.



Foto 3. Cauquén Colorado.

b) Gaviotín Golondrina (*Sterna hirundo*)

El Gaviotín Golondrina todos los años llega a la Reserva Natural Punta Rasa desde sus colonias de nidificación en América del norte. Forma bandadas de hasta 30.000 individuos, convirtiendo a Punta Rasa en el sitio de mayor concentración no reproductiva en toda América, lo que le aporta a la Reserva Natural Punta Rasa una real importancia internacional.

Esta reserva se ubica en la unión de dos ecosistemas, por el oeste el del estuario del Río de La Plata y por el este el del Océano Atlántico. La costa de la provincia de Buenos Aires que se encuentra en los alrededores del cabo San Antonio, es baja, arenosa y con médanos de escasa altura. En esta zona, y tal como lo señala el sector de la carta náutica, se encuentra Punta Rasa, que constituye uno de los sitios de mayor concentración del Gaviotín golondrina durante la invernada (verano austral). La diversidad de ambientes que presenta, gracias a la confluencia de las aguas del Río de la Plata con el océano Atlántico, genera una importante riqueza biológica. Dándole un significativo valor como sitio de descanso y alimentación de

aves migratorias que vienen del hemisferio norte y de nuestra Patagonia. El Gaviotín Golondrina se encuentra en estado de conservación de preocupación menor por eso ha sido incluido en el presente trabajo.



Foto 4. Gaviotín Golondrina en Punta Rasa. Fuente: RN. Punta Rasa Gabriel Battaglia.

Se muestran las rutas migratorias del Gaviotín y del Cauquén así como el área de invernada del cauquén:

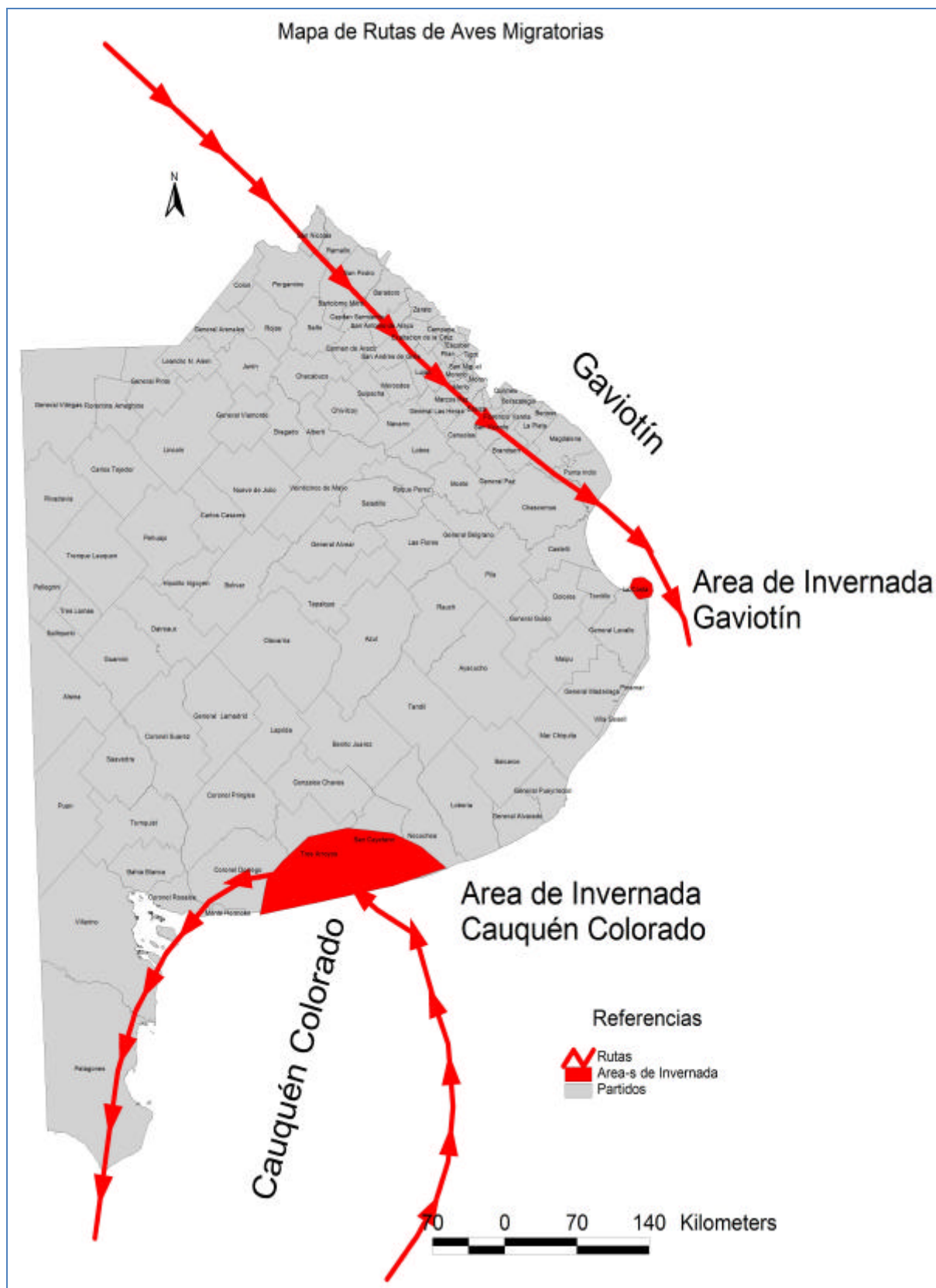


Gráfico 3. Rutas migratorias y áreas de invernada del Cauquén Colorado y del Gaviotín. Fuente elaboración propia

5. ÁREAS ELEGIBLES EN BASE A LOS DATOS RECOLECTADOS Y TENIENDO EN CUENTA LAS RESTRICCIONES

En base a los datos de viento del Mapa Eólico provincial calculados con una grilla de 500 x 500 metros se define como zona con recurso eólico a toda aquella en la que el viento medio resulte mayor a 6 m/s con probabilidad del 75%.

Se muestra a continuación un mapa de la Provincia de Buenos Aires donde se muestran las zonas APTAS para desarrollar proyectos eólicos que tienen en cuenta que haya recurso eólico y que se hayan respetado las zonas de exclusión debido a pendientes pronunciadas, zonas urbanas o suburbanas, espejos de agua, restricciones por rutas migratorias de aves, restricciones por sitios de valor arqueológico o paleontológico, restricciones por cercanía con la línea costera y por área natural protegida. Sobre el mismo mapa se han localizado los polos industriales y se ha indicado si están en zona apta o con restricciones/exclusiones. Hay 18 parques industriales que se localizan dentro de Zonas Aptas.

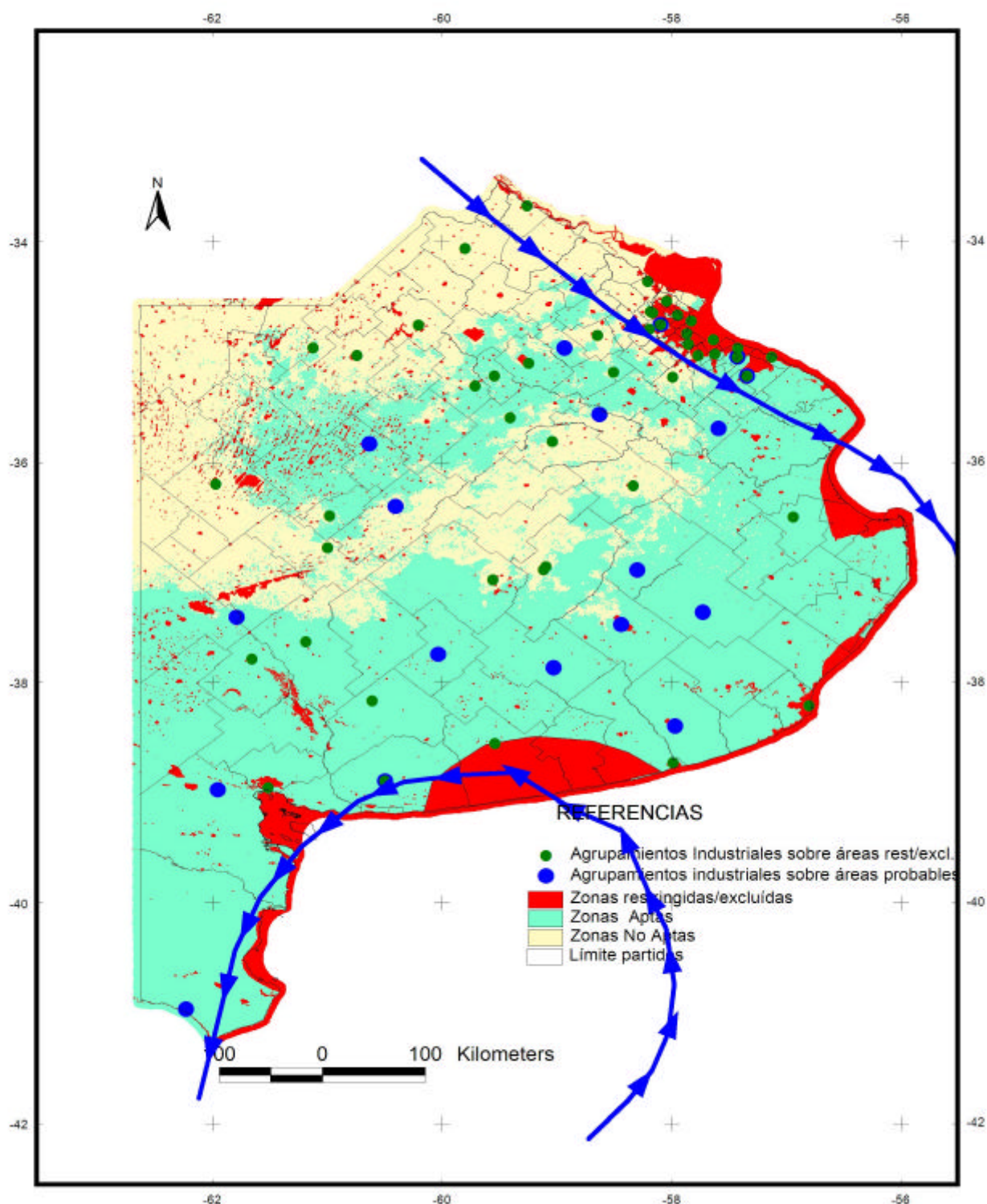


Gráfico 4. Zonas Aptas / No aptas/ con restricciones. Agrupamientos industriales y rutas migratorias de aves.
Fuente elaboración propia

II TECNOLOGÍAS EN USO Y PROYECTADAS PARA LOS PRÓXIMOS 5 AÑOS. ANÁLISIS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN CON DISTINTOS FACTORES DE CAPACIDAD

1. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EÓLICA

1.1. FÍSICA DE LA CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

La potencia contenida en un flujo de viento que sopla a una velocidad V a través de un área A (perpendicular a V) se modela con la siguiente ecuación:

$$P_{\text{viento}} = \frac{1}{2} \rho A V^3$$

Donde:

- P_{viento} potencia contenida en el viento [W]
- ρ densidad del aire⁴ [kg/m³]
- V velocidad no perturbada del viento [m/s]
- A área perpendicular al viento en [m²]

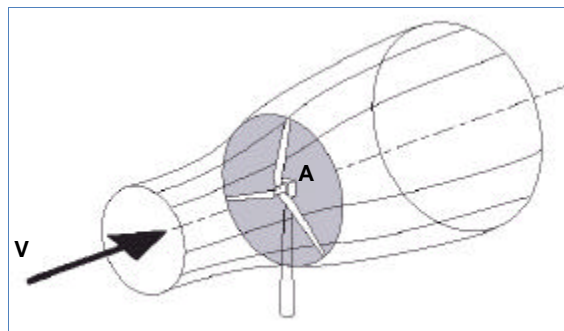


Gráfico 5. Esquema del flujo a través de una turbina eólica⁵.

Sin embargo, no toda esta potencia contenida en el viento puede ser extraída, ya que el flujo de aire no perturbado, al atravesar las aspas, experimenta una reducción en la velocidad debido a la presencia de la turbina. Como existe una caída de presión, la velocidad del aire disminuye y consecuentemente el flujo de corriente se expande⁶ (Gráfico 6).

⁴ Aproximadamente 1.225 kg/m³ a nivel del mar.

⁵ Wind Energy Handbook, Tony Burton et al. (2001)

⁶ Se asume que el flujo de corriente en el tubo de corriente es unidireccional, enteramente axial, incompresible y sin viscosidad.

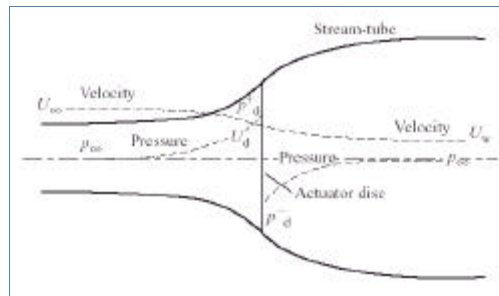


Gráfico 6 .Esquema del flujo a través de una turbina eólica⁷.

Se demuestra que la condición de máxima extracción de energía del flujo se realiza cuando la velocidad del viento a través de las aspas es 2/3 de la velocidad no perturbada y la velocidad aguas abajo es 1/3 de la misma. La potencia máxima bajo condiciones ideales es referida a la velocidad del viento incidente (V_1) es:

$$P_{max} = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{2} \rho A V_1^3 \right)$$

El factor 16/27 es conocido como “Coeficiente de Betz”, quien por primera vez lo dedujo en 1926. A través del Coeficiente de Betz, se puede afirmar que la máxima potencia extraíble del viento es $16/27 = 59,3\%$. Este límite obedece a que las turbinas no pueden extraer el total de la energía del viento, ya que deben dejar fluir el mismo, por lo que existe cierta cantidad de energía cinética que no se puede aprovechar. Esto era esperable ya que esta teoría se basa en simplificaciones importantes, por lo que los coeficientes de rendimientos reales serán menores al límite de Betz.

Como formulación general (teoría Glauert) se define el “coeficiente de potencia” (C_P) al número que define la relación entre la potencia realmente extraída y la potencia disponible en el viento.

$$\Delta P = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{V_1 + V_2}{2} \right) (V_1^2 - V_2^2) \text{ operando matemática mente; } \Delta P = \frac{1}{2} \rho A V_1^3 \left[\frac{1}{2} \left(1 + \frac{V_2}{V_1} \right) \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 \right) \right]$$

$$\Delta P = \frac{1}{2} \rho A V_1^3 C_P$$

$$C_P = \left[\frac{1}{2} \left(1 + \frac{V_2}{V_1} \right) \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 \right) \right]; \frac{V_2}{V_1} = \text{velocidad específica}$$

⁷ Wind Energy Handbook, Tony Burton et al. (2001)

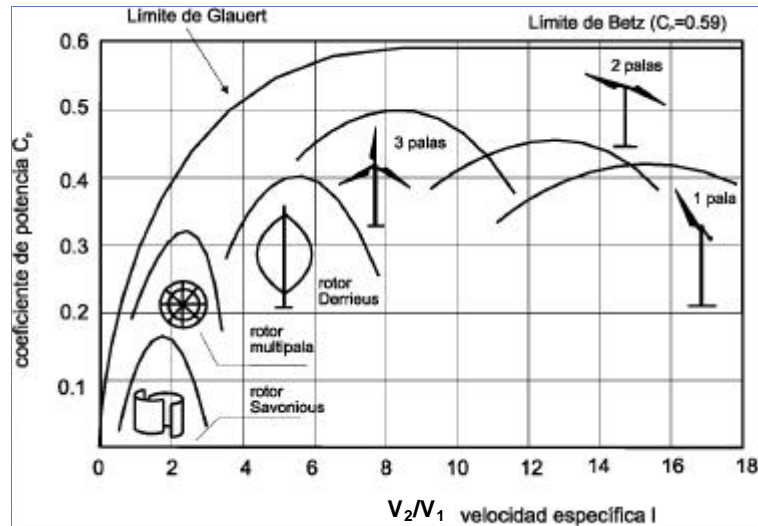


Gráfico 7 .Teoría Glauert. Eficiencia del rotor en función de la relación V_2/V_1 .⁸

El Gráfico 7 ilustra los resultados del Análisis de Glauert, junto con el rendimiento de turbinas eólicas típicas. La curva de la teoría de Glauert muestra el rendimiento del rotor de una turbina ideal:

- no existen pérdidas por fricción en la medida que el flujo de aire atraviesa el rotor.
- y el rotor tiene un número infinito de palas.

Por lo tanto dicha curva teórica debe ser considerada como el límite de rendimiento máximo para diferentes rotores eólicos, cada uno operando con su velocidad específica óptima.

La curva de Glauert muestra que las turbinas de velocidad específica baja, tienen un rendimiento de extracción de potencia menor a los de alta velocidad específica, cuyo rendimiento tiende en forma asintótica al límite de Betz. Sin embargo estas teorías no ofrecen información sobre el diseño de las aspas de la turbinas. Se debe combinar la teoría de Glauert con información aerodinámica de perfiles que facilitan el estudio, el diseño y predicción del rendimiento de rotores eólicos reales. Sin embargo, el rendimiento de los rotores eólicos reales no responderá a la idealidad y su coeficiente de potencia será menor debido a diversos factores como el numero finito de palas, arrastre aerodinámico, etc.

⁸ "Actualidad de la Energía Eólica", Cristóbal López. 2002

1.1.1. CURVAS DE POTENCIA Y ENERGÍA PRODUCIDA

La curva de potencia de un generador eólico es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento (Gráfico 8).

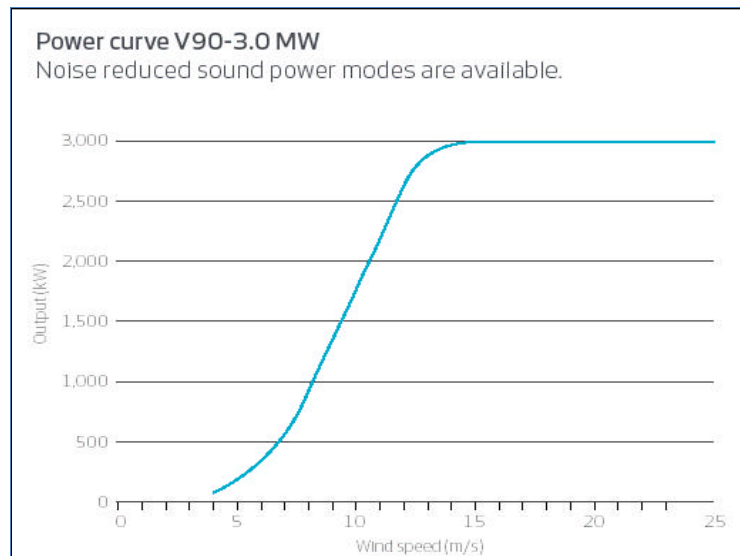


Gráfico 8 . Curva de potencia vs velocidad de viento Turbina Vestas V90-3.0 MW

Las curvas de potencia se obtienen a partir de mediciones realizadas en túneles de viento o en campo, dónde un anemómetro es situado sobre un mástil, relativamente cerca del aerogenerador.

Como es difícil realizar medidas exactas de la propia velocidad del viento, las curvas de potencia pueden tener errores hasta de $\pm 10\%$, incluso en curvas certificadas.

Las curvas de potencia están basadas en medidas realizadas en zonas de baja intensidad de turbulencias, y con el viento viniendo directamente hacia la parte delantera de la turbina. Las turbulencias locales y los terrenos complejos pueden implicar que ráfagas de viento golpeen el rotor desde diversas direcciones. Por lo tanto, puede ser difícil reproducir exactamente la curva en una localización cualquiera dada.

La curva de potencia posee varias regiones de funcionamiento características (Gráfico 9):

1. Cut-in-Speed: cuando el viento supera la velocidad mínima, la máquina comienza a suministrar potencia,
2. Cit-in-speed hasta Rated Wind Speed: es la zona típica de funcionamiento, en

donde la potencia aumenta en la medida que se incrementa la velocidad del viento, hasta que éste alcanza la velocidad nominal de la turbina (rated speed) que se corresponde con la potencia nominal del generador,

3. Rated wind speed hasta Storm Protection Shut Down: para velocidades superiores los sistemas de control mantienen constante la potencia, evitando una sobrecarga en la turbina y en el generador. Al llegar a los 25 m/s de velocidad de viento, los sistemas de control hacen que el rotor se detenga en forma paulatina.

Entendiendo que la distribución de frecuencia del viento es la duración en el tiempo de una velocidad de encontrarse entre dos velocidades (V y $V + \Delta V$), en consecuencia la multiplicación (integración) de la distribución de frecuencia para cada rango de velocidad de viento y la curva de potencia eléctrica produce la curva de energía eléctrica (Gráfico 10). El área bajo la curva de integración corresponde a la generación anual.

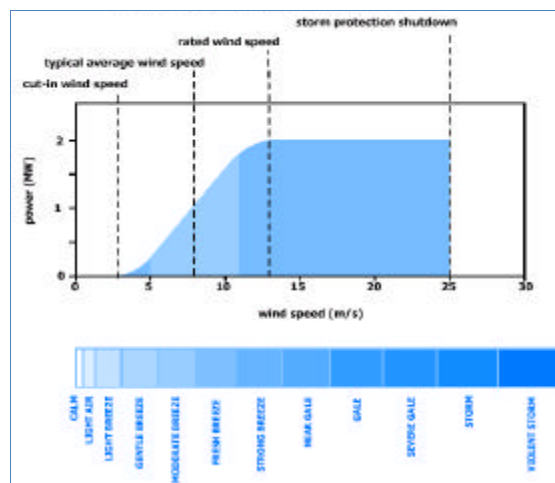


Gráfico 9 . Regiones de funcionamientos dentro de la curva de potencia.

El Factor de Capacidad (FC), o de planta, es un indicador que mide la productividad de una turbina eólica o cualquier sistema de generación. Este indicador compara la producción real o esperada, durante un período dado, con la cantidad que se habría producido si hubiese funcionado a plena capacidad en el mismo tiempo, incluyendo todas las fluctuaciones entre el máximo y cero o casi cero. Se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Factor de Capacidad} = \frac{\text{Energía Generada}}{\text{Potencia}_{\text{no\ min\ al}} \times \text{horas}} [\%]$$

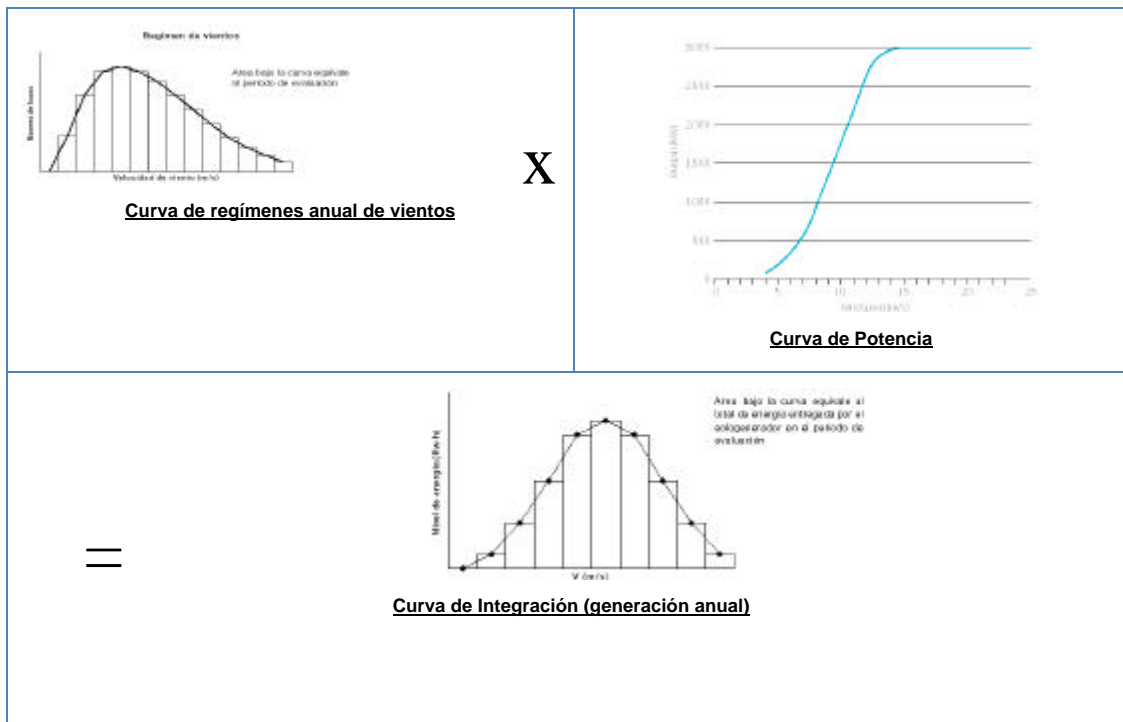


Gráfico 10 . Cálculo de la energía anual producida por un aerogenerador

1.1.2. ASPECTOS AERODINÁMICOS⁹

El conocimiento de los aspectos aerodinámicos básicos es de fundamental importancia, no sólo para calcular la eficiencia aerodinámica real de una turbina, sino para familiarizarse con los principios básicos de su control.

En términos físicos, la fuerza que el aire ejerce sobre las aspas de una turbina, son producidos por cambios en la velocidad y dirección del flujo alrededor de ellas. Las variaciones de velocidad del aire provocan cambios de presión alrededor de las aspas y estas diferencias de presión son las que producen la fuerza aerodinámica.

⁹ Basado en gran parte en "GUÍA PARA LA UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA", UPME 2003.

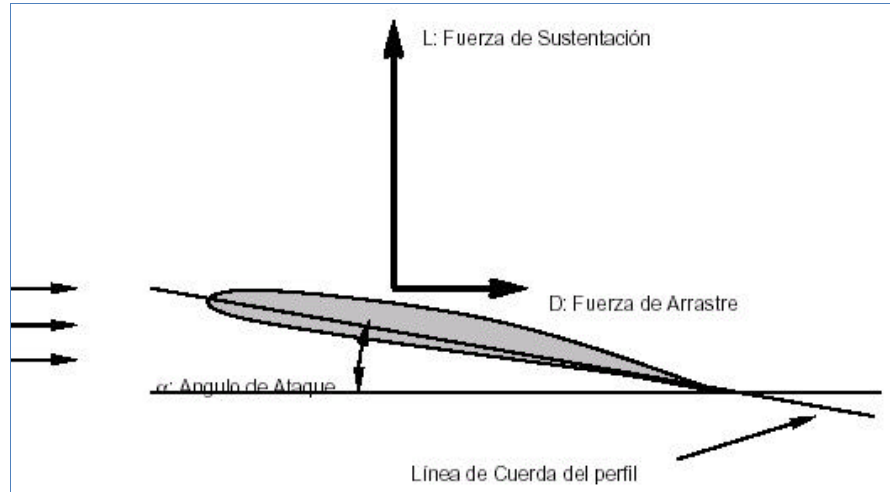


Gráfico 11 .Fuerzas principales sobre un perfil alar¹⁰.

La fuerza aerodinámica total es la suma vectorial de la fuerza de Sustentación (L : Lift) y de Arrastre (D : Drag). Diferentes formas aerodinámicas tendrán características distintas según la composición de dichas fuerzas.

Para facilitar el análisis y la comparación entre perfiles aerodinámicos, se acostumbra definir dos coeficientes adimensionales, de Sustentación y Arrastre:

$$C_L = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho V^2 A} : \text{Coeficiente de Sustentación}$$

$$C_D = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho V^2 A} : \text{Coeficiente de Arrastre}$$

A través de experimentos en túneles de viento, se han determinado los mencionados coeficientes para varios perfiles alares. (Gráfico 12)

¹⁰ El Ángulo de Ataque (α) es el formado por la línea de cuerda del perfil aerodinámico y la dirección del viento que incide.

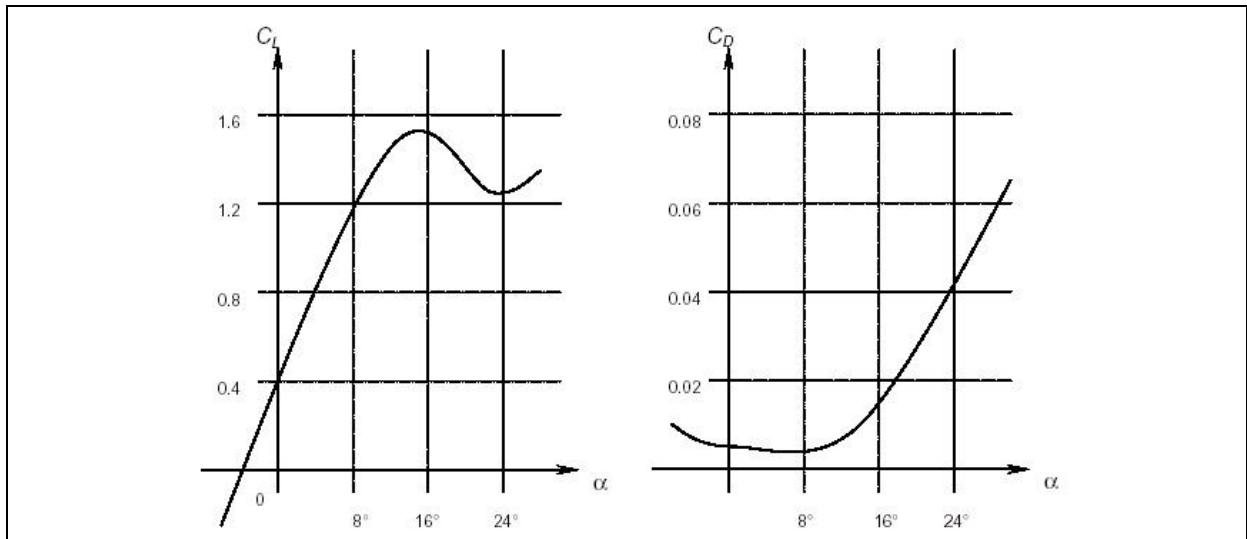


Gráfico 12 .Comportamiento de los coeficientes de sustentación (C_L) y arrastre (C_D) para diferentes ángulos de ataque (α)

Los perfiles aerodinámicos genéricos representados alcanzan su valor máximo de coeficiente de sustentación en ángulo de ataque entre 10° y 15° . Superados estos ángulos se entra en lo que se conoce como “condición de pérdida”, en donde los perfiles disminuyen severamente su capacidad de generar fuerza de sustentación y su arrastre crece rápidamente.

Los perfiles aerodinámicos de las palas de las turbinas eólicas son elegidos para operar entre la condición de pérdida y valores de ángulos de ataque bajos o aún negativos. La condición de pérdida se emplea para controlar aerodinámicamente la operación de los rotores con el fin de mantener velocidad de rotación constante. Por supuesto, además el comportamiento aerodinámico de los perfiles es afectado por la rugosidad de la superficie y los efectos de fricción entre el fluido y el aspa.

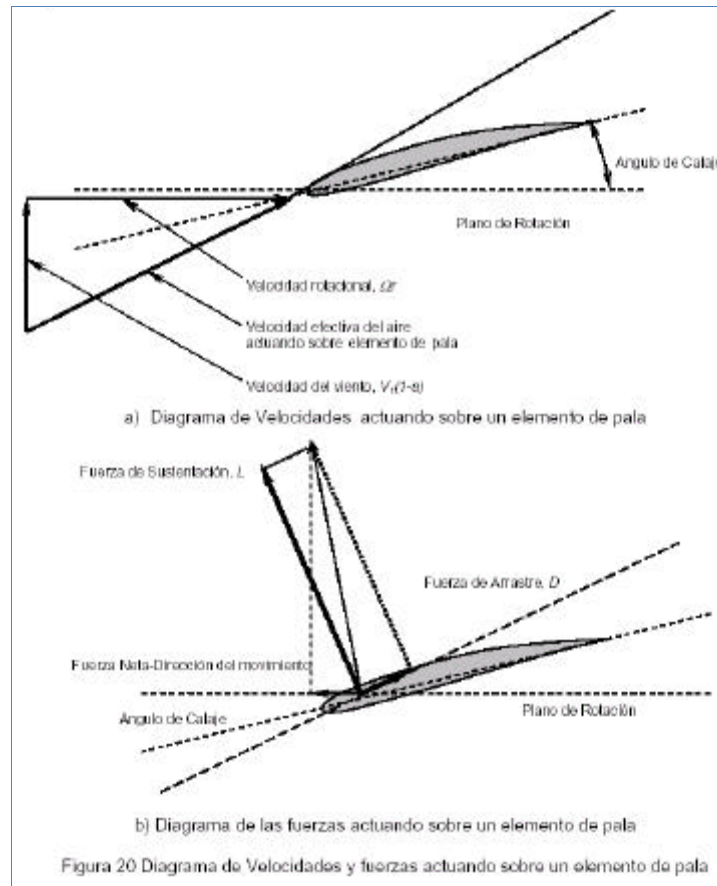


Gráfico 13. Diagrama de velocidades y fuerzas sobre un aspa.

Conocida la información aerodinámica (Gráfico 13), se pueden calcular las fuerzas generadas en una sección a través del diagrama de velocidades que inciden sobre un elemento de pala. Cada elemento de la pala está desplazándose a una velocidad rotacional diferente en función de su distancia al eje de rotación; al igual que para cada posición radial, los elementos de pala están sometidos a diferentes ángulos de ataque y por consiguiente varía el ángulo de calaje a lo largo de la pala.

Para el diseño de rotores de eje horizontal, en cada elemento de la pala se procura mantener un mismo ángulo de ataque aerodinámico que corresponda a la máxima relación entre la fuerza de sustentación y de arrastre del perfil aerodinámico.

De esta forma, los fabricantes introducen variaciones en el ángulo de calaje (ó ángulo de paso) a lo largo de la pala, lo mismo que permitir variaciones en la longitud de la cuerda del perfil aerodinámico para maximizar la extracción de energía.

1.2. TECNOLOGÍAS DE GENERADORES EÓLICOS

La tecnología que envuelve la conversión de la energía del viento consta de las siguientes etapas:

1. Empuje Aerodinámico como consecuencia de la energía cinética del aire.
2. Esto provoca un momento de rotación
3. El momento de rotación es transformado en energía mecánica
4. Conversión de energía mecánica en electricidad (28% del total ingresado en forma de energía cinética del viento)

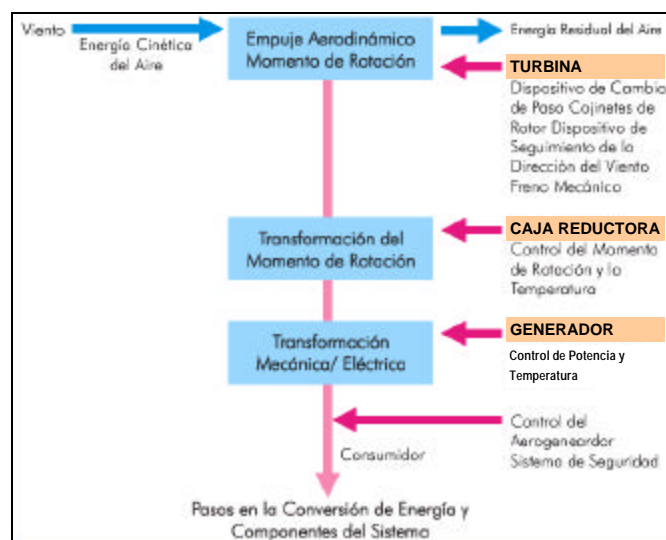


Gráfico 14. Diagrama de conversión de la energía del viento¹¹.

¹¹ Basado en el Boletín Energético N° 13, CAMMESA.

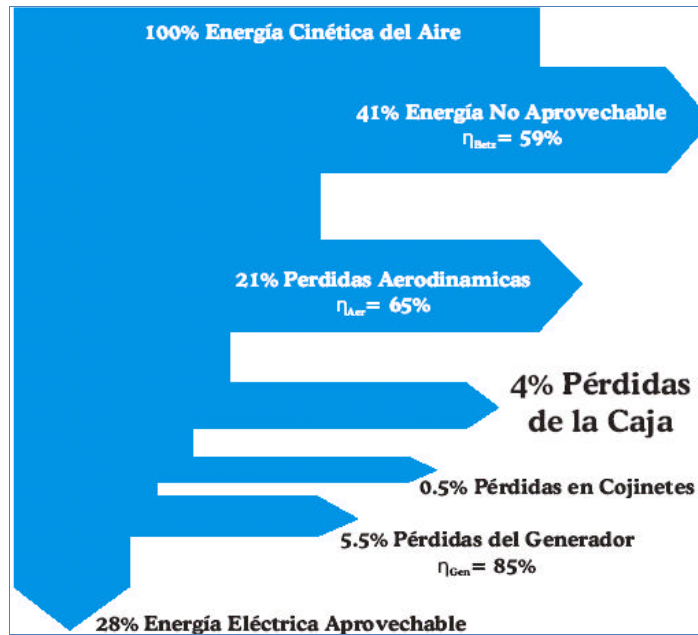


Gráfico 15 .Diagrama de rendimiento de conversión de la energía del viento¹².

1.2.1. TIPO DE TURBINAS: DISPOSICIÓN EJE

Las turbinas eólicas pueden clasificarse en función de la disposición del eje de rotación de las palas, sea éste horizontal o vertical.

1. Los sistemas de eje horizontal se subdividen en turbinas de baja velocidad (muchas aspas) o de alta velocidad (pocas aspas). Son las más ampliamente utilizadas.
2. Los sistemas de eje vertical, se subdividen de la misma forma que las de eje horizontal y si bien no son muy comunes, en los últimos años han adquirido importancia creciente.

Como se mencionó anteriormente, el principio de operación de las turbinas de eje horizontal se basa en el fenómeno aerodinámico de sustentación que se presenta en álabes y formas aerodinámicas, tal como sucede con los perfiles de las alas de los aviones.

¹² Basado en el Boletín Energético N° 13, CAMMESA.

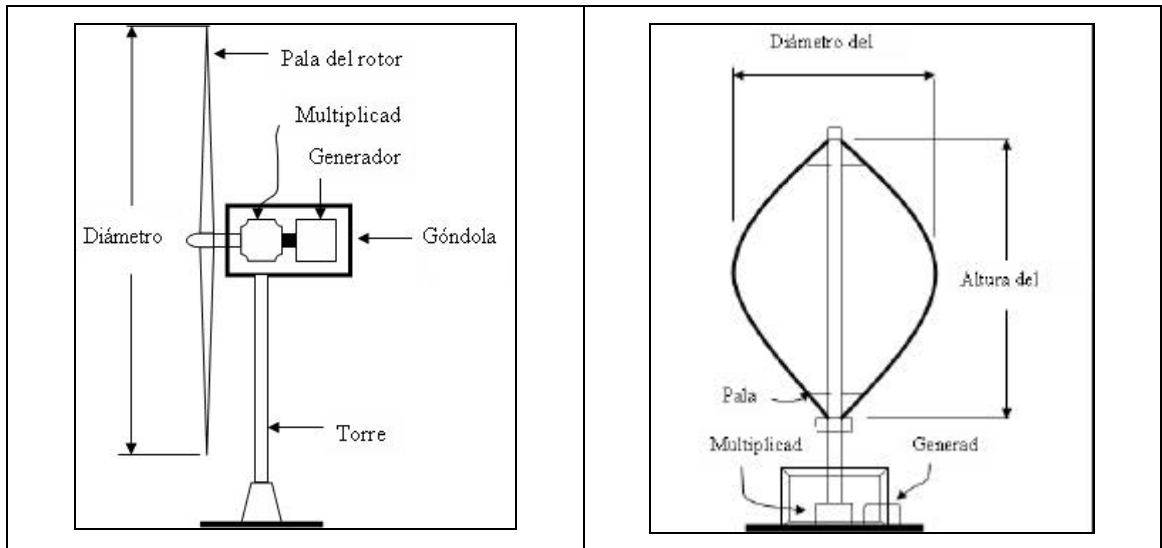


Gráfico 16 .Turbinas de eje horizontal y vertical.

En el caso de algunos equipos de eje vertical, el principio de funcionamiento está basado en la fuerza de arrastre, como sucede en el molino de viento Savonius o en los anemómetros de cazoletas. A excepción de estos dos equipos, los demás equipos de eje vertical, como los diseños Darreius, utilizan el principio de sustentación aerodinámica para la extracción de energía.

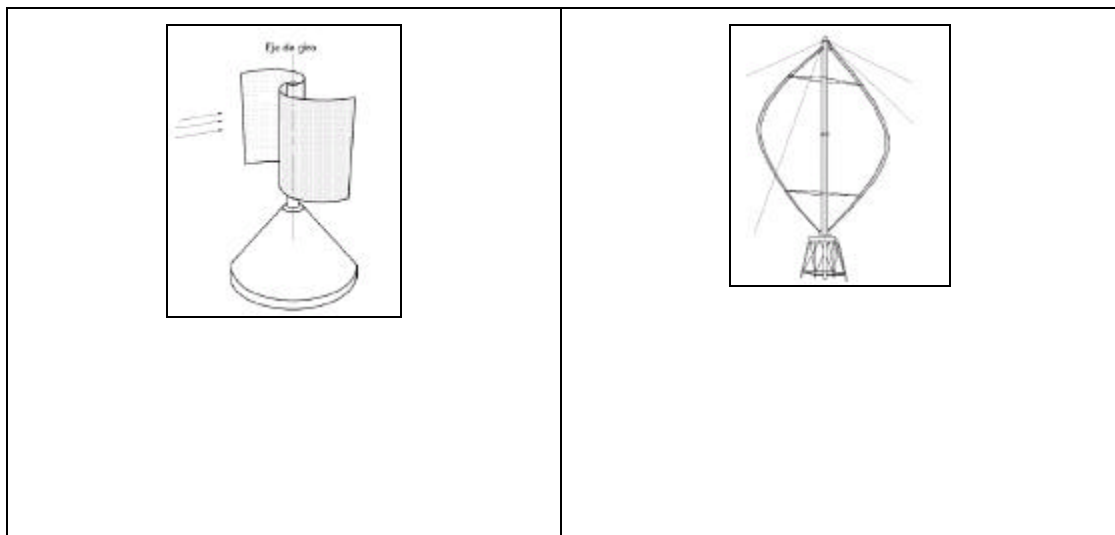


Gráfico 17 .Turbinas vertical Savonius y Darreius.

La selección de turbinas horizontales o verticales no depende de la eficiencia de conversión, ya que ambas tecnologías presentan valores similares (Gráfico 7), sin embargo difieren en lo que respecta a su comportamiento y características mecánicas.

Los sistemas de eje vertical pueden captar el viento en cualquier dirección (son

omnidireccionales), mientras que los equipos de eje horizontal requieren de un sistema de control para que el rotor siempre se encuentre enfrentado a la dirección de viento.

En lo que respecta a la ubicación del equipo mecánico de funcionamiento y control (caja multiplicadora, generador eléctrico, frenos, controles, etc.), en las turbinas de eje vertical los mismos se pueden localizar en la base de la torre, facilitándose su mantenimiento y reduciendo los costos de la estructura y fundaciones. En los sistemas de eje horizontal estos subsistemas deberán estar colocados en lo alto de la torre o en la góndola del equipo.

Los equipos verticales de alta velocidad (pocas aspas) usualmente vienen provistos de un pequeño motor para iniciar el arranque, mientras que los de eje horizontal se diseñan para que arranquen a velocidades adecuadas del viento.

Los turbinas de eje vertical más sólidas como el equipo Savonius, requieren de un soporte estructural fuerte, dadas las fuerzas que se generan en la conversión de energía, limitándose así la altura a la cual se puede instalar este equipo a unos cuantos metros desde el nivel del piso. Entre tanto, los de eje vertical pueden tener torres más altas para emplazar el rotor a alturas mayores sobre la superficie, donde la intensidad del viento es mayor y a su vez es menos turbulento.

1.2.2. TIPO DE TURBINAS: PALAS PASO VARIABLE Y PASO FIJO

Los diseños actuales de aerogeneradores se pueden clasificar en aquellos de pala de paso fijo y de pala de paso variable:

- Palas de Paso fijo: presentan un ángulo de inclinación de la pala constante cara al viento.
- Palo de Paso variable: permiten adaptar la inclinación de pala en función de la velocidad del viento, rotando alrededor del eje longitudinal, modificando por lo tanto las propiedades aerodinámicas frente al viento incidente.

a.1) Aerogeneradores con palas de paso fijo

Sus ventajas fundamentales son la simplicidad del equipo y costo, por lo que se utilizan mayoritariamente en sistemas de baja potencia.

Por otra parte, a velocidades de viento elevadas esta configuración no aprovecha

óptimamente las propiedades aerodinámicas de las palas, reduciéndose la energía capturada. A altas velocidades de viento, los esfuerzos mecánicos son considerablemente altos, con lo que las palas se deben construir de tal manera que soporten esfuerzos superiores, incrementando los costos. No disponen de sistema de auto-frenado, con lo que en caso de que se embalen, se debe instalar un freno que sea capaz de absorber toda la energía cinética de las palas. Este tipo de control tiene problemas para arrancar el rotor (de par de arranque), con lo que en ocasiones la puesta en funcionamiento debe ser asistida empleando el mismo generador de la turbina como motor.

a.2) Aerogeneradores con pala de paso variable.

Es el sistema que emplean los sistemas de alta potencia, ya que es rentable instalar un mecanismo de giro de inclinación de las palas, a pesar de la mayor complejidad y costo del equipo.

El sistema de pala de paso variable presenta las siguientes ventajas:

- Optimiza el aprovechamiento de la energía del viento en todo el rango de velocidades: muy particularmente por encima de la velocidad nominal de la turbina.
- Menores cargas mecánicas sobre las palas y el resto del aerogenerador: el diseño de las palas es más ligero y más económico. Las cargas horizontales sobre la turbina se reducen, minimizando también los costos de las fundaciones.
- Resolución aerodinámica del frenado de la turbina en caso de que se embalen: el freno hidráulico de emergencia se puede diseñar más pequeño sin comprometer la seguridad de la operación. En ciertas turbinas de paso fijo se incluyen ciertos frenos aerodinámicos como control de punta de pala, alerones, etc., para evitar que se embalen. En las turbinas de paso variable la pala es un elemento estructural único, con la consiguiente simplicidad.
- El par de arranque de la turbina es bueno puesto que el ángulo de paso de las palas se regula, consiguiéndose el óptimo par de arranque (ángulo de paso de 45°), y con posibilidad de arranque a velocidades inferiores de viento.
- Ayuda a disminuir el ruido a altas velocidades de viento mediante paso

variable a cualquier velocidad de viento¹³.

- La turbina se puede ajustar, mediante un software adecuado, a trabajar a una potencia inferior a la establecida normalmente, en caso de redes eléctricas débiles, o para realizar ciertos ensayos, consiguiéndose además de evitar el problema e entrada en pérdida de la pala ante ciertos parámetros, como la densidad del aire o la suciedad en la pala.
- El único parámetro a considerara la hora de diseñar una pala es el de optimizar la captación de energía y no el punto de entrada en pérdida del perfil aerodinámico

b) Componentes de un generador eólico

Las siguientes figuras muestran los componentes típicos externos e internos de un generador eólico:

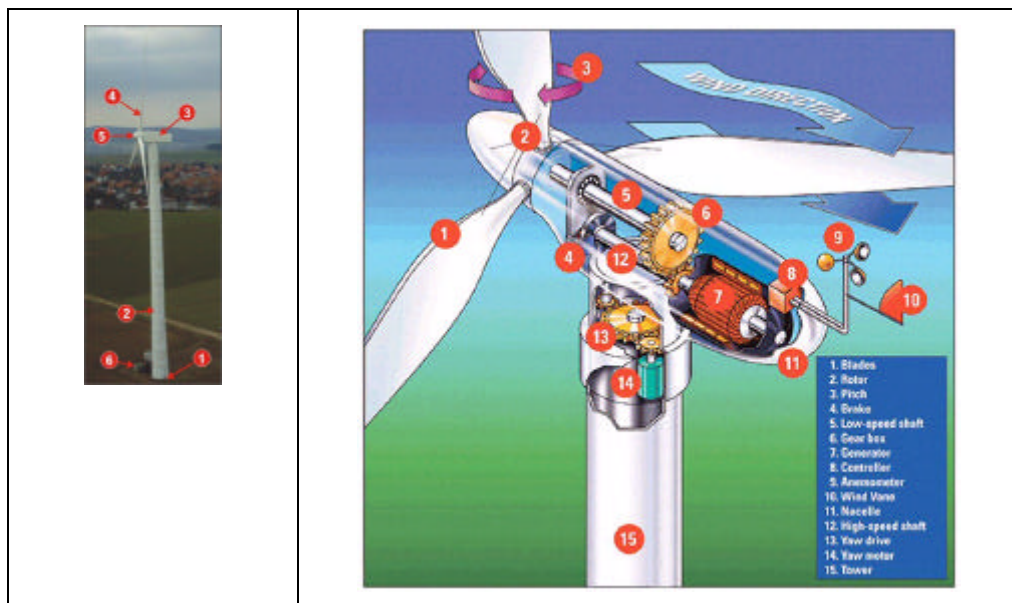


Gráfico 18. Componentes básicos de un generador eólico¹⁴.

La fundación (1): la torre soportará todo el empuje del viento sobre el molino además de ráfagas, que dependiendo del lugar pueden llegar a 20 o 25 m/s, por lo que para garantizar la estabilidad y vida útil de la turbina se requiere de una base estructuralmente adecuada.

¹³ En Alemania existen turbinas en zonas habitadas que se desconectan si el nivel de ruido excede cierto valor.

¹⁴ World Wind Energy Association.

La torre (2): Soporta la góndola y el rotor. Hoy en día suelen ser tubulares de acero. Las torres de perfiles de acero soldados son más económicas, pero han dejado de usarse por estética y por ser más incómodas e inseguras para los trabajadores. Las alturas de torres típicas son¹⁵:

- 40-65 m: \approx 600 kW; diámetro rotor entre 40 y 65 m
- 65-114 m: 1.5 a 2 MW; diámetro rotor 70 m
- 120-130 m: 4.5 a 6 MW; diámetro rotor 112 a 126 m

Góndola o nacelle (3): En su interior se encuentran los diferentes dispositivos que transforman la energía mecánica del rotor en energía eléctrica. Además, en su exterior cuentan con un anemómetro y una veleta que facilitan información continua a todo el sistema para su control. Dentro de la góndola se encuentran los siguientes equipos y sistemas:

- *Caja Multiplicadora*: Multiplica la velocidad de giro que llega del rotor para adaptarla a las necesidades del generador. El movimiento de giro de los aerogeneradores suele ser bastante lento. El rotor de una turbina suele girar a una velocidad de entre 10 y 20 revoluciones por minuto. El multiplicador aumentará esta velocidad hasta las 1.500 rpm (generador de 4 polos)
- *Generador*: Transforma la energía mecánica en energía eléctrica. El generador puede ser sincrónico o asincrónico. El primero suministra una energía de mayor calidad, pero es más caro y complejo. Esta es la razón por la que el generador asincrónico es el más extendido de los dos.
- *Controlador electrónico*: Una computadora controla continuamente las condiciones de funcionamiento del aerogenerador mediante el análisis de las señales captadas por múltiples sensores que miden temperaturas, presiones, velocidad y dirección del viento, tensiones e intensidades eléctricas, así como vibraciones.
- *Sistemas hidráulicos*: Elementos auxiliares que permiten el accionamiento del giro de las palas sobre su eje, así como el frenado del rotor o el giro y frenado de la góndola.

¹⁵ World Wind Energy Association

- *Sistema de orientación*: Los aerogeneradores disponen de un sistema de orientación que, con ayuda de los datos recogidos por la veleta, colocan siempre el rotor de manera perpendicular al viento.

Las palas o aspas (4): La mayoría de las turbinas cuentan con tres palas, suelen ser de poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio. También se emplea fibra de carbono.

Rotor (5): Conjunto formado por las palas y el buje que las une. Transforma la energía cinética del viento en energía mecánica. Cuanto mayor sea el área barrida del rotor mayor será la producción. Los rotores pueden ser de paso variable (que permiten girar sobre sí mismas a las palas) o de paso fijo (en el que no pueden girar). También puede ser de velocidad variable (cuando la velocidad de giro del rotor es variable) o constante.

Transformador: se encuentra sobre la base de la torre y eleva la tensión obtenida en los bornes del generador para su transporte hasta la subestación o sistema eléctrico más cercano.

Luego de esta breve descripción de los principales sistemas, se describen a continuación los sistemas de generación y control comúnmente empleados.

c) **Sistema Generador**¹⁶

Las turbinas eólicas pueden ser diseñadas tanto con generadores sincrónicos como asincrónicos, y con varias formas de conexión directa o conexión indirecta del generador a la red. La conexión directa a red significa que el generador está conectado directamente a la red de corriente alterna, mientras que en la conexión indirecta el generador pasa a través de una serie de dispositivos electrónicos que ajustan la frecuencia de la corriente producida para igualarla a la de la red. En generadores asincrónicos esto ocurre de forma automática.

A continuación se describen las formas más comunes de generación eléctrica en los generadores eólicos comerciales, son:

1. Velocidad de generación eólica fija con conexión directa a la red eléctrica, cuenta con un generador eléctrico de inducción de jaula de ardilla asincrónico.

¹⁶ Basado en World Wind Energy Association y en "GUÍA PARA LA UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA", UPME 2003.

2. Velocidad de generación eólica variable con generador de inducción (asincrónico) doblemente alimentado (rotor bobinado)
3. Velocidad de generación eólica variable con generador sincrónico con conexión directa al eje del rotor.
4. Velocidad variable con generador de doble inducción.

La estructura del aerogenerador de velocidad fija es básicamente un sistema multiplicador y un generador asincrónico directamente acoplado a la red por su estator (la red le fija la frecuencia), con una serie de baterías de capacitores para compensar la energía reactiva que demanda. La mayoría de los aerogeneradores de potencia que operan hoy en día e instalados hasta el año 2005 son de este tipo. Incorporan un generador asincrónico de rotor estándar (jaula de ardilla), el más económico de todos.

La velocidad de un generador asincrónico varía con el par torsor o fuerza de giro, que se le aplica. En términos prácticos, la diferencia entre la velocidad de rotación a potencia máxima y en vacío es muy pequeña, alrededor de un 1-2%. Esta diferencia entre la velocidad sincrónica impuesta por la red (y el número de polos del generador) se lo denomina deslizamiento¹⁷. El hecho de que el generador eléctrico tenga prácticamente la misma velocidad en casi cualquier estado de carga es una propiedad mecánica muy útil y buscada: se reduce la probabilidad de fallas y el desgaste en la caja de velocidades. Esta es una de las razones más importantes para la utilización de generadores asincrónicos en generadores eólicos directamente conectados a la red eléctrica.

Los generadores de jaula de ardilla toman potencia reactiva de la red, lo cual es indeseable, cuando están conectados a redes eléctricas débiles. Generalmente el consumo de potencia reactiva de estos generadores casi siempre es compensado con bancos de capacitores.

Una de las ventajas de un equipo de generación de velocidad constante es que es relativamente más sencillo en su diseño y su precio tiende a ser más bajo. Sin embargo, las turbinas deben ser más robustas desde el punto de vista mecánico con

¹⁷ Un generador de 4 polos girará en vacío a 1500 rpm. si se conecta a una red con una corriente alterna de 50 Hz. Si el generador está funcionando a la máxima potencia, girará a 1515 rpm: 1% de deslizamiento

respecto a otros diseños, debido a las mayores cargas estructurales inherentes a velocidad del rotor constante, y las fluctuaciones del viento se traducen en mayores cargas en el tren de transmisión mecánico. Estas fluctuaciones de potencia en el viento transmiten, aunque filtradas, fluctuaciones en la potencia eléctrica generada. La inestabilidad del viento supone por ello un problema para la maquinaria del aerogenerador y para la red eléctrica de distribución.

Para pequeños aerogeneradores (menores a 10 kW) se suelen emplear alternadores (generador sincrónico) de imanes permanentes con conexión directa entre el eje del rotor y el alternador, es decir sin caja multiplicadora o sea de velocidad variable. Esta configuración permite la generación eléctrica trifásica, la cual puede ser rectificada a corriente continua (CC), por ejemplo para la carga de baterías o es convertida en corriente alterna (CA), a través de un inversor, para cargas convencionales. Esta estrategia de generación es típica en sistemas de generación autónomos o para sistemas híbridos cuando la generación eólica se combina con el recurso solar o con sistemas diesel.

Para equipos de capacidad intermedia, entre 10 kW y 700 kW empleados en sistemas aislados, en general se emplean turbinas operando con velocidad variable del rotor, lo cual implica fluctuaciones en la frecuencia eléctrica generada. Como en casi todas las cargas eléctricas se requiere que la frecuencia permanezca en forma estricta dentro de ciertos límites, la operación de velocidad variable del sistema eólico se hace posible mediante el desacople de las frecuencias mecánica y eléctrica, empleando un conversor Corriente Alterna-Corriente Continua- Corriente Alterna (CA-CC-CA o *back to back*)

En los generadores de velocidad fija se utiliza mayoritariamente un único convertidor de potencia, constituido por un grupo de tiristores, utilizado en el instante de la conexión a la red. Dicho convertidor provee la posibilidad de aumentar gradualmente el voltaje aplicado a la máquina en ese instante, evitando de esta forma que circulen corrientes de grandes magnitudes. El convertidor queda fuera de servicio cuando el aerogenerador opera en su régimen normal, funcionando la máquina conectada directamente a la red.

Como estos generadores no pueden variar su velocidad, o admiten una pequeña variación, se producen problemas con la calidad de la energía que se obtiene de ellos, puesto que las variaciones de la velocidad del viento se transmiten

directamente a la red.

Todos los inconvenientes enumerados anteriormente han hecho que las máquinas asincrónicas de jaula de ardilla se hayan ido descartando paulatinamente en aplicaciones de gran potencia.

En generadores eólicos sin caja multiplicadora, es decir de acople directo, se emplean generadores sincrónicos, por lo que el generador y la red eléctrica, a la cual alimenta, se encuentran desacoplados eléctricamente. La conexión eléctrica se realiza a través de avanzados convertidores electrónicos de potencia, lo que posibilita la operación a velocidad variable.

Operación a velocidad variable con generador asincrónico doblemente alimentado.

Durante muchos años, los fabricantes de motores eléctricos se han enfrentado al problema de que sus motores sólo podían girar a velocidades prácticamente fijas¹⁸, determinadas por el número de polos del motor. Sin embargo, el deslizamiento es función de la resistencia eléctrica de los devanados del rotor del generador: a mayor resistencia, mayor deslizamiento. Por lo que una de las formas de variar el deslizamiento, y por lo tanto la velocidad, es modificar la resistencia del rotor, pudiéndose aumentar el deslizamiento del rotor hasta un 10%.

Tener la capacidad de modificar la resistencia del rotor implica que el mismo debe ser bobinado en lugar de jaula de ardilla, y conectado a resistencias variables externas, además de un sistema de control electrónico para operar las mismas. El inconveniente de este tipo de generadores es que la conexión rotor-resistencias externas suele hacerse con escobillas y anillos rozantes, lo que supone un claro inconveniente respecto al diseño simple y económico de una máquina con rotor en jaula de ardilla. Tanto las escobillas como los anillos rozantes ocasionan que los costos de mantenimiento se incrementen.

Una variación tecnológica para evitar los problemas mencionados consiste en montar las resistencias externas en el propio rotor, así como el sistema electrónico de control, empleando comunicaciones de fibra óptica y enviando la señal a través de la electrónica del rotor por una fibra óptica fija (sistema Opti-Slip®). Este sistema permite a los aerogeneradores absorber las ráfagas de viento, reduciendo las cargas

¹⁸ Deslizamiento muy bajo, entre 1-2%.

extremas sobre el multiplicador, a la vez que se genera eléctrica sin fluctuaciones. La energía adicional en momentos de ráfagas se elimina mediante un ligero aumento de la velocidad de la cadena mecánica y mediante la disipación en resistencias en el rotor. El sistema necesita compensación de energía reactiva mediante baterías de condensadores. El control es relativamente sencillo, el aumento de precio no es sustancial y el generador sigue siendo un generador estándar de rotor bobinado, al que se le añade un módulo de resistencias variables en la parte trasera.

Velocidad variable con generador de doble inducción. Está formado por un sistema multiplicador y un generador asincrónico cuyo estator está conectado directamente a la red y cuyo rotor lo está a través de dos convertidores de frecuencia. Con esta estructura se consigue regular la velocidad del sistema en un rango amplio alrededor de la velocidad nominal. Los convertidores no deben soportar toda la potencia de la máquina, sino sólo una fracción de ella, resultando de esto un equipo electrónico más sencillo. Al poder variar la velocidad se puede operar en puntos donde el rendimiento aerodinámico es más elevado. La potencia activa de salida no tiene fluctuaciones y la potencia reactiva se puede controlar, como en el caso de un generador sincrónico. Las ráfagas no implican sobrecargas en el multiplicador, sino que es una energía que se emplea en aumentar la velocidad. El inconveniente es el aumento del precio debido a la utilización de un control más sofisticado y de los equipos electrónicos de conversión de potencia en el rotor.

Velocidad variable con generador sincrónico multi-polo de imanes permanentes. En esta tecnología la turbina es acoplada directamente al generador, sin caja multiplicadora. El generador es multipolar, de velocidad variable, con excitación por imanes permanentes, lo que disminuye los costos de mantenimiento y no consumen potencia reactiva. Emplea conversores de potencia para controlar la tensión, la corriente, el factor de potencia y la frecuencia entregada a la red.

1.3. SISTEMAS DE CONTROL

Los sistemas de control y controladores electrónicos de potencia son una pieza fundamental en el diseño de un generador eólico, ya que regulan el suministro de potencia.

Los sistemas de control de un generador eólico tienen por función:

- Mantener el rotor eólico dentro de un margen preestablecido de condiciones de operación,
- Limitar la velocidad de rotación, especialmente en condiciones de alta intensidad de viento
- Mantener el rotor enfrentado al viento
- Limitar el momento-par transmitido, la potencia suministrada al sistema de carga y las cargas de empuje ejercidas sobre el rotor.
- Mantener los parámetros eléctricos dentro de los límites preestablecidos

Se han desarrollado diversos tipos de controles, entre los cuales están los sistemas de protección para velocidades de embale, los sistemas de control sencillos y protección en tormentas y los sistemas de control rápido.

Generalmente la limitación de potencia eléctrica se logra con sistemas pasivos de control, con el diseño de las palas del rotor las cuales, en algunos casos, son flexibles torsionalmente y las puntas de las palas pueden deformarse actuando como frenos aerodinámicos para limitar la velocidad de rotación.

Los sistemas de protección para velocidades de rotación excesivas consisten en el movimiento, por acción de la fuerza centrífuga, de algún mecanismo interno de regulación tales como la puesta en posición de pérdida aerodinámica o posición de bandera de alguna porción ó la totalidad de las palas del rotor. También pueden consistir en frenos activados por fuerzas centrífugas, solución típica en pequeños equipos eólicos.

Los sistemas de control simples no solamente protegen los rotores de aumentos excesivos de velocidad, sino que además, cumplen la tarea de limitar la potencia transmitida y las fuerzas de empuje excesivas sobre el rotor, las que se transmiten directamente a la torre. Generalmente estos sistemas se denomina “controladores proporcionales” utilizando la fuerza centrífuga o la presión sobre el rotor para actuar de manera continua.

Para las bombas de extracción de agua (molinos), el control típico es aquel que utiliza una cola o veleta detrás del rotor y una placa paralela al mismo, que ayudan a sacar el rotor paulatinamente de la dirección del viento, y así regular la velocidad y las fuerzas transmitidas.

El sistema que mantiene el rotor enfrentado al viento, consiste de un sistema de orientación con cola en sistemas eólicos de tamaños pequeños, hasta 8 metros de diámetro. En sistemas eólicos más grandes, los sistemas de control de orientación son electrónicos, ya que sistemas de orientación con cola se vuelven voluminosos y pesados.

Los sistemas rápidos de control, también limitan la velocidad de rotación y la potencia suministrada por el equipo. Estos sistemas regulan el paso de las palas para mantener la frecuencia eléctrica necesaria. Estos equipos requieren servomecanismos, sistemas hidráulicos y controladores electrónicos de respuesta rápida, para responder a condiciones extremas. Generalmente se utilizan en equipos eólicos para potencias mayores de 100 kW.

Adicionalmente a los controles pasivos y activos que actúan sobre el rotor, los generadores eólicos cuentan además con controles adicionales que permiten regular la carga eléctrica del aerogenerador. Este tipo de control es particularmente importante en sistemas de suministro eléctrico aislado o conectados a redes eléctricas débiles.

1.4. CONTROL DE POTENCIA

Los aerogeneradores están diseñados para producir energía eléctrica de la forma más barata posible. Es por ello que están generalmente diseñados para rendir al máximo a velocidades alrededor de 15 m/s. Es mejor no diseñar aerogeneradores que maximicen su rendimiento a vientos más fuertes, ya que los vientos tan fuertes no son comunes.

En el caso de vientos más fuertes es necesario emplear parte del exceso de la energía del viento para evitar daños en el aerogenerador. En consecuencia, todos los aerogeneradores están diseñados con algún tipo de control de potencia. Hay dos formas de hacerlo modernamente:

- "*Pitch controlled*": por cambio del ángulo de paso, o de regulación activa
- "*Stall controlled*": por pérdida aerodinámica, o de regulación pasiva

En un aerogenerador con regulación por cambio del ángulo de paso, el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada.

Cuando ésta alcanza un valor elevado predeterminado, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo. Se requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado. En este tipo de aerogeneradores, la computadora de control generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento. El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele funcionar de forma hidráulica.

Los aerogeneradores de regulación por pérdida aerodinámica tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento, provocando pérdida de sustentación y evitando que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor.

La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo, y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación.

2. PRINCIPALES FABRICANTES: CARACTERÍSTICAS DE EQUIPOS

A continuación se muestran los equipos que los principales fabricantes de equipos ofrecen a nivel mundial para aplicaciones *onshore*.

2.1. IMPSA

IMPSA es una empresa Argentina dedicada a la conversión de la energía. IMPSA Wind es la unidad de negocios que diseña, produce y comercializa equipos de generación eólica de alta potencia, y suministra parques eólicos en condiciones llave en mano.

Comercializa turbinas de 1,5 a 2,1 MW con tecnología DDPM WEC: Direct Drive Permanent Magnet – Wind Energy Converter, cuyas principales características son:

- Turbina acoplada directamente, sin caja multiplicadora de velocidad.
- Generador multipolo, velocidad variable, con excitación por imanes permanentes.
- Control del sistema inversor con salida SVPWM (Space Vector Pulse With Modulation), IGBTs para controlar la tensión, la corriente, el factor de potencia y la frecuencia.
- Generador eléctrico y cubo del rotor integrados en una única pieza para formar un componente funcional denominado UNIPOWER. Esta integración reduce las dimensiones de la turbina, el peso total de la máquina, los costos y los ruidos. Fusiona en un solo componente las funciones tradicionales del generador eléctrico y el cubo rotor minimizando las partes activas. Utiliza imanes permanentes y control de potencia por paso de palas.



Gráfico 19. Generador UNIPOWER de IMPSA.

Modelo	IV70	IV77	IV82	IWP70	IWP83	IWP85	IWP100
Potencia Nominal	1,5 MW	1,5 MW	1,5 MW	1,5 / 1,8 MW	2,1 MW	2,0 MW	2,0 MW
Diámetro del Rotor	70 m	77 m	82 m	70 m	83 m	85 m	103 m
Clase de Viento	IEC Class II	IEC Class II - III	IEC Class III	IEC Class I	IEC Class S*	IEC Class S*	IEC Class S***
Altura de Torre	65 / 85 m	61,5 / 85 / 100 m	85 / 100 m	72,5 / 85 / 100 m	72 / 85 / 100 m	60 / 72,5 m	85 / 100 m
Patente	Vensys®	Vensys®	Vensys®	Unipower®	Unipower®	Unipower®	Unipower®
Tipo de Generador	DDPM						
Control	Pitch Control						
Grid Feeding	Electrónico con Convertidor de Frecuencia						

(*) Tiene clase de diseño II pero no fue homologado

(**) ? $V_m = 12\text{m/s}$ $V_{ref} = 50\text{m/s}$

(***) ? $V_m = 8.5\text{m/s}$ $V_{ref} = 37.5\text{m/s}$

Gráfico 20. Modelos de turbinas eólicas comercializados por IMPSA.

2.2. VESTAS

Vestas es una empresa danesa, y es el primer proveedor de turbinas eólicas. En 2004, Vestas se fusionó con otro fabricante danés de aerogeneradores, NEG Micon A/S.

Principales modelos que comercializa:

Modelo	V80-2,0 MW	V90-1,8 a 2,0 MW	V100-1,8a 2,0 MW
Potencia	2,0 MW	1,8 a 2,0 MW	1,8 a 2,0 MW
Diámetro rotor	80	90	100
Altura Torre	60, 67, 78, 80 y 100	80, 95, 105 y 125	80 y 95
Tipo de Generador	Asincrónico 4 polos con velocidad variable, rotor bobinado	Asincrónico 4 y 6 polos con velocidad variable	Asincrónico con rotor bobinado,
Multiplicadora	Si	Si	Si
Regulación y Control	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable
Conexión a la Red	Directa	Directa	Directa
Velocidad Nominal Viento [m/s]	16	12	12
Clase de viento	IEC Class IA y II A	IEC Class IIA para 1,8 MW y III A para 2 MW	IEC class S (IEC IIIA viento medio IEC IIA viento máx.)

Modelo	V90-3,0 MW	V100-2,6 MW	V112-3,0 MW	V126-3,0 MW
Potencia	3,0 MW	1,8 MW	3,0 MW	3,0 MW
Diámetro rotor	90	100	112	126
Altura Torre	65, 80 y 105		84, 94,119 140	119
Tipo de Generador	Asincrónico 4 polos con velocidad variable	Asincrónico 4 polos con rotor bobinado	Sincrónico Imanes permanentes	Sincrónico Imanes permanentes
Caja Multiplicadora	Si	Si	No	No
Regulación y Control	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable
Conexión a la Red	Directa	Directa	Convertidor de frecuencia total	Convertidor de frecuencia total
Velocidad Nominal Viento [m/s]	15	12.5	13	12
Clase de viento	IEC Class IA y IIA	IEC Class IIB	IEC Class IIA y IIIA	IEC Class III

Gráfico 21. Modelos de turbinas eólicas comercializados por VESTAS

OptiSpeed® permite que la velocidad del rotor varíe un 60 por ciento aproximadamente en relación con la velocidad nominal. Así, con OptiSpeed®, la velocidad del rotor puede variar hasta un 30% por encima o por debajo de la velocidad sincrónica.

En sus últimos modelos, VESTAS emplea generadores con imanes permanentes y convertidores de frecuencia. Se encuentra es desarrollo una turbina *offshore* de 8 MW.

En el parque eólico Rawson I y II se han instalado aerogeneradores de Vestas de 1,8 MW.

2.3. GENERAL ELECTRIC

General Electric comercializa dos potencias para equipos eólicos: 1,5 y 2,5 MW:

Modelo	GE-1,5sle	GE-1,5xle	GE-1,6	GE-2,5xl
Potencia	1,5 MW	1,5 MW	1,6 MW	2,5 MW
Diámetro rotor	77	77	82.5 a 100	88, 100 y 103
Altura Torre	65 y 80	80		75, 85 y 100
Tipo de Generador	Asincrónico doblemente alimentado	Asincrónico doblemente alimentado	Asincrónico doblemente alimentado	Imanes Permanentes
Caja Multiplicadora	Si	Si	Si	Si
Regulación y Control	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable
Conexión a la Red				Convertidor de frecuencia total
Velocidad Nominal Viento [m/s]	14	11,5	11,5	12,5

Gráfico 22. Modelos de turbinas eólicas comercializados por General Electric

También ha instalado máquinas de 3,6 MW en el pasado, pero no se ha encontrado información en la página de la empresa.

2.4. GAMESA

Gamesa es una empresa española que opera desde 1976.

Modelo	G52-850 kW	G58-850 kW	G80-2,0 MW
Potencia	850 kW	850 kW	2,0 MW
Diámetro rotor	52	58	80
Altura Torre	44, 49, 55 y 65	44, 55, 65 y 71	60, 67, 78 y 100
Tipo de Generador	Asincrónico doblemente alimentado	Asincrónico doblemente alimentado	Asincrónico doblemente alimentado
Caja Multiplicadora	Si	Si	Si
Regulación y Control	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable

Conexión a la Red	Directa	Directa	Directa
Velocidad Nominal Viento [m/s]	14	12	14

Modelo	G87-2,0 MW	G90-2,0 MW	G128-4,5 MW
Potencia	2,0 MW	2,0 MW	4,5 MW
Diámetro rotor	87	90	128
Altura Torre	67, 78 y 100	78 y 100	120
Tipo de Generador	Asincrónico doblemente alimentado	Asincrónico doblemente alimentado	Sincrónico imanes permanentes
Caja Multiplicadora	Si	Si	Si
Regulación y Control	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable
Conexión a la Red	Directa	Directa	Convertidor de frecuencia total
Velocidad Nominal Viento [m/s]	12	11	14 (¿)

Gráfico 23. Modelos de turbinas eólicas comercializados por GAMMESA

2.5. SIEMENS

El catálogo de productos principales de Siemens se muestra en la siguiente y tabla.

Modelo	SWT-2.3-82 VS	SWT-2.3-93	SWT-2.3-101	SWT-2.3-108
Potencia	2,3 MW	2,3 MW	2,3 MW	3,6 MW
Diámetro rotor	82	93	101	107
Altura Torre	60 a 80	80 o más	80 o más	80 o más
Tipo de Generador	Asincrónico doblemente alimentado	Asincrónico doblemente alimentado	Asincrónico doblemente alimentado	Asincrónico doblemente alimentado

Caja Multiplicadora	Si	Si	Si	Si
Regulación y Control	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable
Conexión a la Red				Convertidor de frecuencia total
Velocidad Nominal Viento [m/s]	13-14	13-14	12	13-14

Modelo	SWT-2.3-113	SWT-3.0-101	SWT-3.6-120	SWT-2.3-108
Potencia	2,3 MW	3,0 MW	3,6 MW	3,6 MW
Diámetro rotor	113	101	120	107
Altura Torre	99.5 o más	80 o más	90 o más	80 o más
Tipo de Generador	Imanes Permanentes	ND	Asincrónico doblemente alimentado	Asincrónico doblemente alimentado
Caja Multiplicadora	No	ND	Si	Si
Regulación y Control	paso variable, con velocidad variable	ND	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable
Conexión a la Red	Convertidor de frecuencia total			Convertidor de frecuencia total
Velocidad Nominal Viento [m/s]	12-13	12-13	12	13-14

Gráfico 24. Modelos de turbinas eólicas comercializados por SIEMMENS

2.6. **NRG PATAGONIA**

NRG Patagonia es un consorcio local de fabricantes y compañías de servicios, localizado en las provincias de Chubut y Santa Cruz. La compañía posee derechos de una patente alemana y a fines del año 2009 estaba construyendo su primer prototipo que debería ser instalado y certificado.

NRG tiene un prototipo de 1,5 MW clase I homologado en abril de 2012.

Modelo	NRG 1500 IEC Clase II y I "S"
Potencia	1,5 MW
Diámetro rotor	71
Altura Torre	70
Tipo de Generador	Asincrónico con mejora por resbalamiento (h 3,5%)
Caja Multiplicadora	Si
Regulación y Control	paso variable, con velocidad variable
Conexión a la Red	Directa
Velocidad Nominal Viento [m/s]	12/13

Gráfico 25. Modelos de turbinas eólicas comercializados por NRG Patagonia

2.7. ENERCON

Enercon es una empresa Alemana, con plantas de producción en Alemania, Suecia, Brasil, Turquía y Portugal. Los modelos más sobresalientes que comercializa son:

Modelo	E-70	E-82	E-82 E2	E-92	E-82 E3	E-101	E-126
Potencia	2,3 MW	2,0 MW	2,3 MW	2,3 MW	3,0 MW	3,0 MW	7,5 MW
Diámetro rotor	71	82	82	92	101		126
Altura Torre	57 a 113	78 a 138		85 a 138	78 a 138		135
Tipo de Generador	Sincrónico						
Caja Multiplicadora	No						
Regulación y Control	Paso variable, con velocidad variable						
Conexión a la Red	Convertidor de frecuencia total						
Velocidad Nominal Viento [m/s]	14	13	14	14	17	12	15-16

Gráfico 26. Modelos de turbinas eólicas comercializados por ENERCON

Además vende equipos de potencias medianas entre 800-900 kW.

2.8. INVAP

INVAP es una empresa de base tecnológica, que se dedica al desarrollo de tecnología de avanzada en varios campos diferentes: realiza proyectos tecnológicos multidisciplinarios en las áreas nuclear, aeroespacial, médica e industrial.

En lo que concierne a la generación eólica, ha desarrollado un equipo de 4,5 kW (modelo IVS 4500), turbina durable, diseñada para funcionar casi sin mantenimiento en lugares casi prácticamente inaccesibles.

INVAP está actualmente en la etapa de ingeniería de su primera turbina de viento de tamaño industrial: Eolis-15 con una potencia de 1,5 MW. Esta turbina será Clase I, sobre todo diseñada para el viento fuerte y constante de Patagonia y Comahue. Los proyectos adicionales incluyen el desarrollo de una Clase 2-MW II.

2.9. ALSTOM

Alstom posee en su portfolio 3289 MW de parques eólicos instalados o en construcción. El catálogo de productos principales de Alstom se muestra en la siguiente y tabla.

Modelo	ECO 80	ECO 86
Clase	II-A	III-A
Potencia	1,67 MW	
Diámetro rotor	80	85.5
Altura Torre	80	80
Tipo de Generador	Asincrónico doblemente alimentado	Asincrónico doblemente alimentado
Caja Multiplicadora	Si	Si
Regulación y Control	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable

Modelo	ECO 100	ECO 110	ECO 122
Clase	I-A	II-A	III-A
Potencia	3,0 MW		2,7 MW
Diámetro rotor	100	110	122
Altura Torre	75, 90	75, 90	89
Tipo de Generador	Asincrónico doblemente alimentado	Asincrónico doblemente alimentado	Asincrónico doblemente alimentado
Caja Multiplicadora	Si	Si	Si
Regulación y Control	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable	paso variable, con velocidad variable

Gráfico 27. Modelos de turbinas eólicas comercializados por ALSTOM

Alstom ha desarrollado el modelo ECO-100 de 3 MW Clase I-A que es el que se está instalando en el parque eólico Loma Blanca IV.

2.10. TENDENCIAS FUTURAS

Las tendencias futuras en relación a la tecnología se enfocan a:

- Hacer más eficiente las turbinas con las potencias actuales.
- Adaptar las turbinas off-shore, que son de mayor potencia a las on-shore y de esta manera aumentar la potencia de modelos on-shore.
- Eliminar caja multiplicadora para hacerlos más económicos y eficientes. Generadores de imanes permanentes multipolos.
- Incorporar convertidores electrónicos para hacer más confiable la operación y eliminar armónicos, flickers, etc. inyectados a la red.
- A futuro lo que se considera que será más problemático es la logística de transporte.
- Parques off-shore sin fundaciones: flotantes y unidos entre sí.
- Están bajo estudio turbinas de hasta 12 MW de potencia unitaria. Lo realiza el laboratorio RISOE de Dinamarca. Este equipo tendrá 190 metros de diámetro y 170 metros de altura de torre.
- Para el año 2020 se estima que se habrán desarrollado turbinas de 20 MW de potencia, con rotores de más de 250 m de diámetro.
- Otra prueba piloto bajo análisis es la construcción de parques eólicos con turbinas de eje horizontal de menor potencia unitaria, lo que reduce notablemente el espacio requerido a la vez que se emplean efectos aerodinámicos de este tipo de configuración que potenciarían la energía producida por metro cuadrado, a pesar de la cercanía entre turbinas y la escasa altura que se encontrarían del terreno (Biological Propulsion Laboratory, California Institute of Technology)

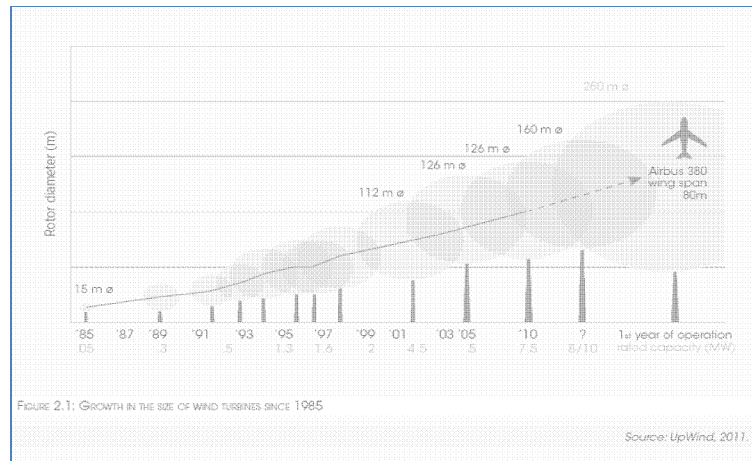


Gráfico 28. Evolución del tamaño y potencia turbinas eólicas (IRENA).

3. LA GENERACIÓN EÓLICA Y SU INTERRELACIÓN CON EL SISTEMA ELÉCTRICO

Los sistemas eléctricos de potencia están experimentando un gran cambio en su estructura con la incorporación de la producción eléctrica de las energías renovables. La generación de energías renovables y en particular la eólica impacta negativamente en el sistema eléctrico en dos ámbitos: incrementos en los costos de operación y control del despacho, y sobre las redes como consecuencia de la introducción de perturbaciones.

Cuestiones tales como la influencia de los parques eólicos en la regulación de frecuencia y tensión, reserva del sistema, oscilaciones sincrónicas, huecos de tensión, etc., vienen siendo estudiados desde hace dos décadas en el marco de este nuevo escenario.

3.1. EFECTOS SOBRE LA RESERVA DE POTENCIA

Los principales efectos negativos de la generación eólica sobre el sistema eléctrico se deben a la variabilidad del recurso eólico, cuyos efectos sobre el sistema son:

1. Aumento de variaciones de los flujos de potencia
2. Aumento de las reservas “rápidas regulantes”
3. Aumento significativo de las reservas lentas para regulación secundaria
4. Aumento de la incertidumbre en el despacho de unidades en reserva fría

Si la generación eólica se incrementa, se requiere más reserva de potencia debido a que dicha generación:

- Aumenta la variabilidad neta de la carga (minutos, horas, días)
- Aumenta la incertidumbre de la carga neta (horaria, diaria, semanal)
- Aumenta la incertidumbre en la producción energética

Mediante un preciso pronóstico del viento se puede obtener una significativa reducción de las reservas.

3.2. PREVISIBILIDAD DE LA GENERACIÓN

La previsibilidad de la generación eólica es una herramienta muy valiosa para la operación de un sistema electro energético. Ante una menor producción eólica, se requiere el empleo de las Reservas de Corto Plazo, con posibilidad de que se reduzcan los márgenes de seguridad. En el caso de mayor energía eólica no pronosticada, la misma desplaza energía con capacidad de almacenamiento, por ejemplo hidroeléctrica, o se deben quitar de servicio unidades de bajos costos de arranque y parada.

Conociendo con cierta certeza la generación eólica dentro del día, se utiliza en menor grado la regulación de frecuencia secundaria y terciaria.

Los modelos de predicción eólicos colaboran en la reducción de los costos operativos, disminuyendo los requerimientos de reserva.

3.3. EFECTOS EN LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Los principales efectos de la generación eólica sobre los parámetros de calidad del servicio eléctrico son los siguientes:

- Fluctuaciones de potencia
- Desviaciones en la frecuencia y en la tensión (flicker¹⁹).
- Distorsión armónica de la onda de tensión

La calidad en la potencia de los aerogeneradores se ve modificada como consecuencia de las fluctuaciones de carga a que los mismos son sometidos, las

¹⁹ Se denomina flicker a las fluctuaciones de tensión, que tienen una frecuencia de variación entre 0.5 y 25 Hz y que causan variaciones visibles en la iluminación.

que provocan oscilaciones de tensión:

- Fluctuaciones de carga estocásticas debidas a la naturaleza aleatoria de la fuente de energía primaria: el viento.
- Fluctuaciones de carga regulares provocadas por fenómenos aerodinámicos de la torre sobre las palas (sombra de la torre), por la estratificación del viento y por el denominado “rotational sampling”²⁰.

Otros fenómenos que afectan a la tensión son las caídas de tensión en la conexión y las sobretensiones provocadas por conexión/desconexión de condensadores.

Las causas del flicker en operación continua se encuentran también relacionadas con las fluctuaciones de potencia. En operaciones de maniobra el flicker se produce como consecuencia de la conexión/desconexión tanto de equipos como etapas de compensación (banco de capacitores).

La solución a los problemas de variaciones de tensión depende del tipo de generador:

- Generadores de velocidad fija
 1. Se realiza una compensación de reactiva por medio de condensadores.
 2. La compensación estática no resuelve las oscilaciones de tensión causadas por la variación rápida de la carga.
 3. La solución es realizar un control de tensión mediante compensadores estáticos.
- Generadores de velocidad variable: Disponen de convertidores electrónicos de potencia que permiten realizar un control dinámico de tensión (excitación)

Como se vio en puntos anteriores, la mayoría de los equipos modernos (y la tendencia futura) es la utilización de electrónica de potencia en los aerogeneradores, lo que por su naturaleza intrínseca impacta sobre la calidad de la energía generada debido al contenido armónico. Las emisiones de armónicas deben ser minimizadas para evitar condiciones de resonancia del sistema y para prevenir un excesivo calentamiento en los equipos de las redes de distribución de los usuarios. En la

²⁰ O “muestreo rotacional”: en una turbina de tres aspas los armónicos de tercer orden de la componente de turbulencia (que poseen una frecuencia fundamental igual a la velocidad del rotor) son los que generan fluctuaciones en el torque aerodinámico.

actualidad los convertidores incorporados en las turbinas producen una salida con muy bajo contenido de armónicas.

3.4. HUECOS DE TENSIÓN

En un sistema eléctrico se efectúan maniobras (arranque de grandes motores, acoplamiento de transformadores a la red, inserción de condensadores) que producen una alteración de la tensión. Asimismo, el sistema recibe impactos de rayos, se producen faltas entre fases o a tierra. En todos estos casos, la tensión sufre una brusca variación, que se transmite a todo el sistema, atenuándose.

El hueco de tensión²¹ es la reducción brusca de la tensión en una fase y posterior recuperación de la misma en milisegundos.

El hueco de tensión afecta a los parques eólicos que emplean generadores asincrónicos, aunque si el hueco tiene una duración grande, superior a los 600 milisegundos, también afecta a los generadores sincrónicos.

Para protegerse y evitar daños en sus circuitos, los generadores eólicos están diseñados para desconectarse si los huecos de tensión duran más de un tiempo determinado. El problema es que la desconexión de los aerogeneradores agudiza los huecos de tensión en el conjunto de la red, por lo que los operadores de los sistemas eléctricos se encuentran abocados a la minimización de estos inconvenientes en conjunto con el sector tecnológico y productor de energía eólica.

Típicamente, un parque eólico debe ser diseñado y disponer de los equipos de control para mantenerse conectado a la red frente a huecos de tensión por fallas (salida de generadores, cortocircuitos, etc.), cuya profundidad y duración no exceda a una curva límite Tensión – Tiempo definida (Gráfico 29)

²¹ Generalmente se asimila a una onda cuadrada con una tensión remanente UR, en % de la tensión nominal, y un tiempo que oscila entre 100 y 600 milisegundos, y se recupera entre 1 y 3 segundos después.

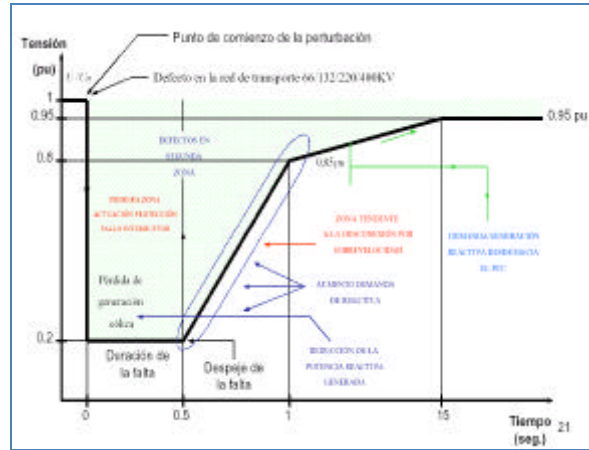


Gráfico 29. Evolución de un hueco de tensión (Red Eléctrica).

4. DETERMINACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN

El costo de inversión de un parque eólico está fuertemente influenciado por los costos de inversión de las turbinas (incluyendo las torres y su instalación). Este costo tiene tanta importancia, que su participación oscila normalmente entre 65-85% de los costos totales para granjas onshore, dependiendo de la clase de la turbina, es decir de la velocidad de diseño²².

Otros costos importantes están relacionados con la conexión a la red y la construcción de las fundaciones. Por lo tanto, el costo de la inversión a realizar dependerá, más allá de la opción tecnológica, del sitio donde el parque sea instalado, siendo relevantes aspectos de accesibilidad, distancia con respecto a la red eléctrica, topografía, disponibilidad y costo de servicios de grúas y logística, tipo de suelo entre otros.

De esta manera, los costos de inversión de un parque eólico pueden agruparse en las siguientes categorías principales (Tabla 7 y Gráfico 30):

1. Turbinas: en donde se incluye el rotor, la torre, el conjunto generador (generador, caja reductora, etc.) y transformador de máquina;
2. Obras civiles: incluye los costos de preparación del sitio, las fundaciones para las torres y la instalación de las mismas;
3. Conexión a la red: puede incluir subestaciones y transformadores, así como la conexión física a las redes de transmisión o de distribución; no incluyen gastos de refuerzos en las líneas de transmisión locales o regionales
4. Otros gastos de capital: éstos pueden incluir la construcción de edificios, sistemas de control, consultoría, contingencias, ingeniería financiera entre otros.

²² Para velocidades bajas de diseño, se requiere que el rotor sea de mayor tamaño para poder capturar la mayor energía posible y consecuentemente la torre es más alta, lo que incrementa notablemente no sólo los costos totales sino también el costo del propio rotor.

	Min	Max	Típica	Otra	NREL 1	NREL 2
Turbinas	65%	84%	70%	71-76%	68%	68%
Obras Civiles	9%	14%	12%	7-9%	17%	14%
Conexión a la Red	4%	16%	11%	10-12%	10%	9%
Otros Gastos Capital	4%	10%	7%	5-8%	5%	9%
Total Gastos Capital			100%		100%	100%

Tabla 7. Participación de costos de inversión en parques onshore.

Fuentes:

Min, Max, Otra: Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (2011)

IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (2012)

NREL 1: NREL - COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES (2012)

NREL 2: NREL - 2010 Cost of Wind Energy Review

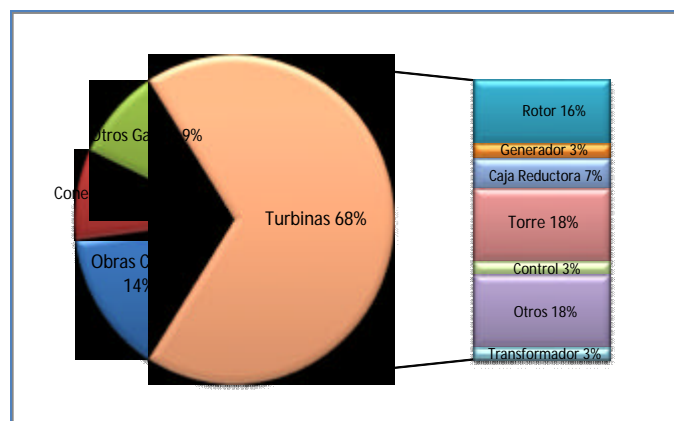


Gráfico 30. Apertura costos turbinas onshore según NREL 2 de la tabla anterior.

Los arreglos financieros, que incluyen el costo de la deuda, pueden también influenciar el costo final de la energía eólica. En USA las estructuras de financiamiento evolucionaron para minimizar el costo de capital al mismo tiempo que aprovechan los diversos incentivos existentes (tanto fiscales como no fiscales, ciertos estudios han analizado la importancia de la estabilidad de dichas medidas de apoyo²³).

²³ 2011 Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the IPCC

4.1. COSTOS HISTÓRICOS INTERNACIONALES

La tecnología vinculada al sector de la energía eólica ha mostrado ser muy dinámica en los últimos años, habiendo mostrado ganancias en economías de escala así como diversificación de los países fabricantes, sistemas y sus componentes.

Desde los comienzos del desarrollo de la energía eólica²⁴ en escala comercial hasta mediados de la década del 2000, los costos de inversión de parques eólicos onshore han venido disminuyendo, de la mano del incremento en el tamaño de las turbinas. Sin embargo entre 2004 y 2009 se han venido incrementándose (Gráfico 31)

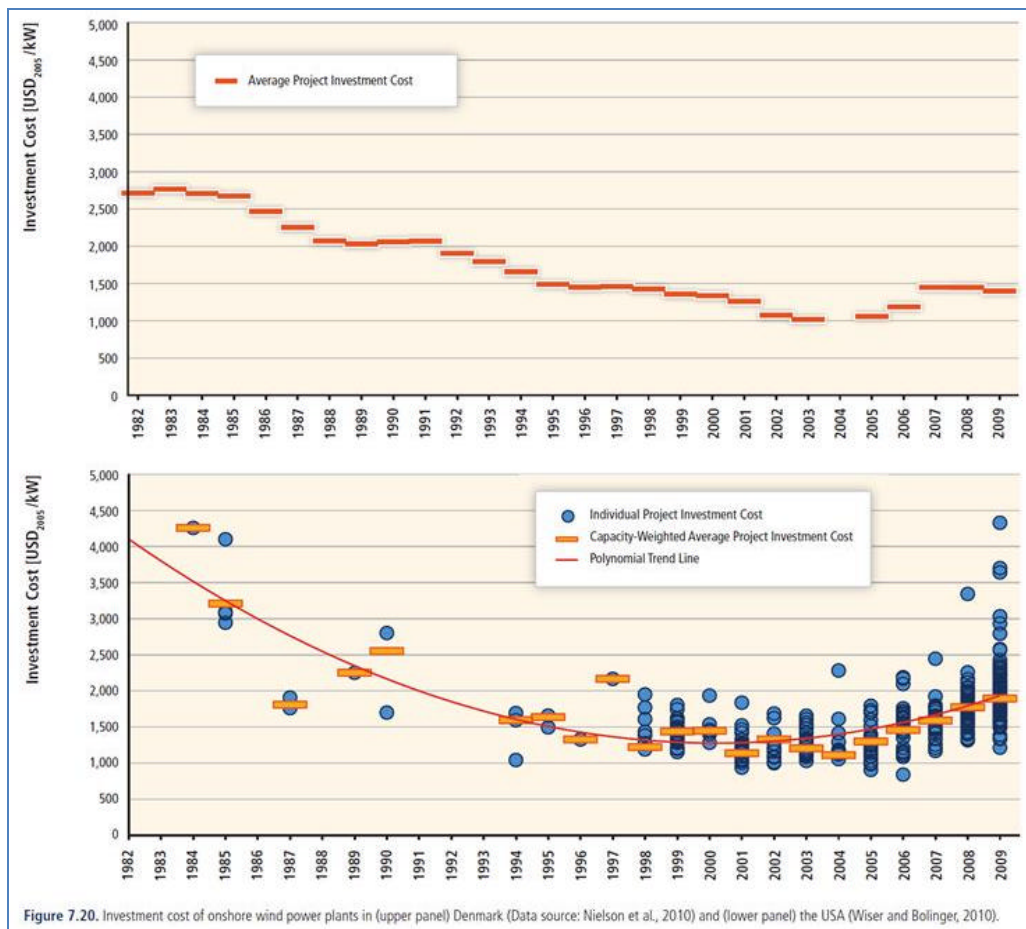


Gráfico 31. Costos medios de inversión tecnología eólica en Dinamarca (fig superior) y USA (figura inferior). En dólares de 2005. Fuente: 2011 Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the IPCC

Los costos de inversión alcanzaron un mínimo entre los años 2000-2004, con valores cercanos a 1000 US\$/kW en Dinamarca y 1250 US\$/kW en USA mientras que en 2009 los valores correspondientes fueron cercanos a 1500 y 2000 US\$/kW

²⁴2011 Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the IPCC

respectivamente (todos los montos en US\$ de 2005). Otros estudios²⁵ muestran tendencias similares, incluyendo costos totales de inversión hasta comienzos de 2011, en donde los costos de inversión totales se ubicaron entre 1600 y 2200 US\$/kW (dólares 2100). Ver Gráfico 32

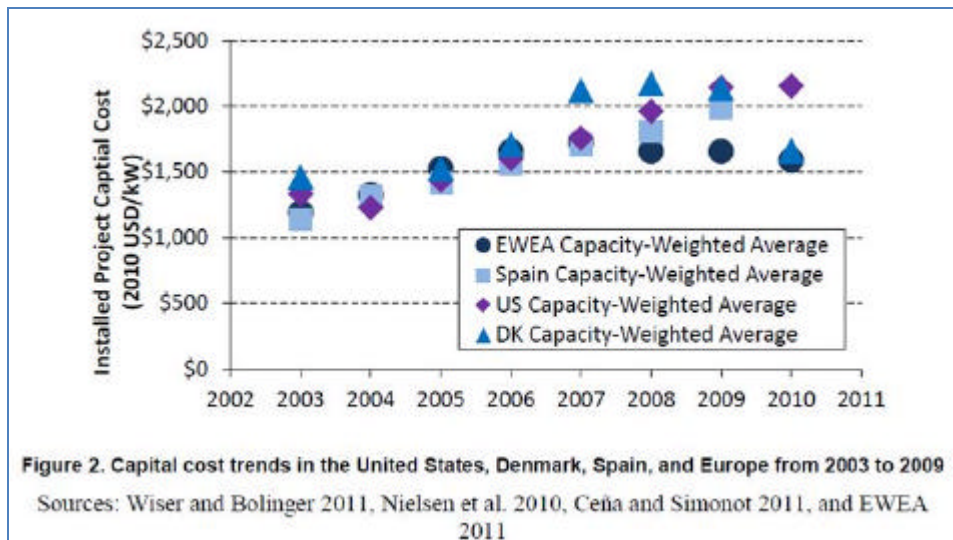


Gráfico 32. 2002-2010 Costos medios inversión en parques eólicos en USA, Dinamarca, España y promedio Europa. En dólares de 2010. Fuente: 2012 IEA Wind Task 26 - The Past and Future Cost of Wind Energy

En USA las expectativas para el año 2011 indicaban que los costos de inversión serían levemente inferiores a los del año 2010, y que esta tendencia se trasladaría para el año 2012 debido a que la mayoría de los desarrolladores esperaban bajas en los costos de las turbinas a ser entregadas durante ese año. Esta tendencia a la baja se espera que sea replicada globalmente en el corto o mediano plazo, en la medida que los fabricantes de bajos costos, especialmente en China, comiencen a entrar en el mercado mundial.

Las economías de escala son importantes en los proyectos eólicos, por ejemplo proyectos con potencias totales menores a 5 MW tiene costos superiores a proyectos de mayor capacidad. En el caso de costos registrados en USA durante 2009 y 2010 los proyectos con potencias totales menores a 5 MW enfrentaron costos de inversión del orden de 2550 US\$/kW, mientras que los superiores a dicha potencia se ubicaron entre 2100 y 2200 US\$/kW (Gráfico 33 33), siendo la diferencia entre 16-21% (promedio 18.5%). Esta economía de escala no parece reflejarse de

²⁵2011 Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the Past Decade, Berkeley Lab 2012 IEA Wind Task 26 - The Past and Future Cost of Wind Energy
IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012)

igual manera si se comparan proyectos en función del tamaño de la turbina (Gráfico 34). Se observa que si bien la dispersión de costos es mayor para proyectos con turbinas menores o iguales 1 MW, los costos medios totales por turbina son relativamente estables, pasando de 2250 US\$/kW para aquellos parques con turbinas menores o iguales a 1 MW a 2100 US\$/kW para los que poseen turbinas superiores a 1.75 MW.

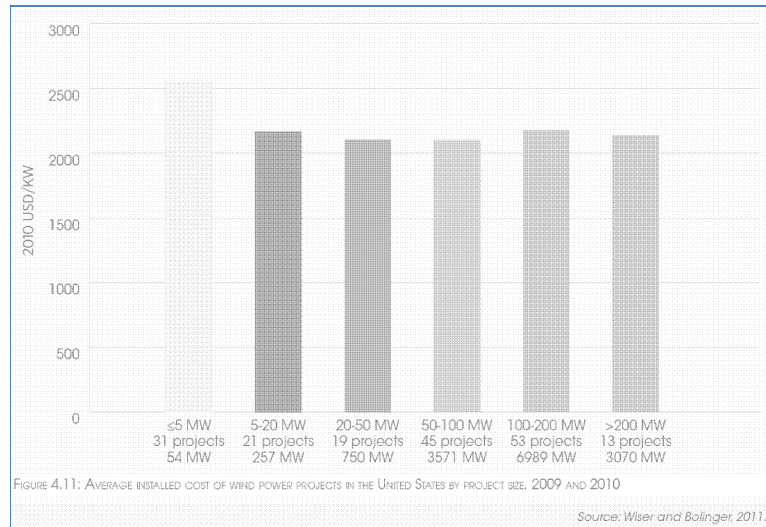


Gráfico 33. 2009-2010 Costos de inversión en USA en función del tamaño del parque eólico. En dólares de 2010. Fuente: IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012)

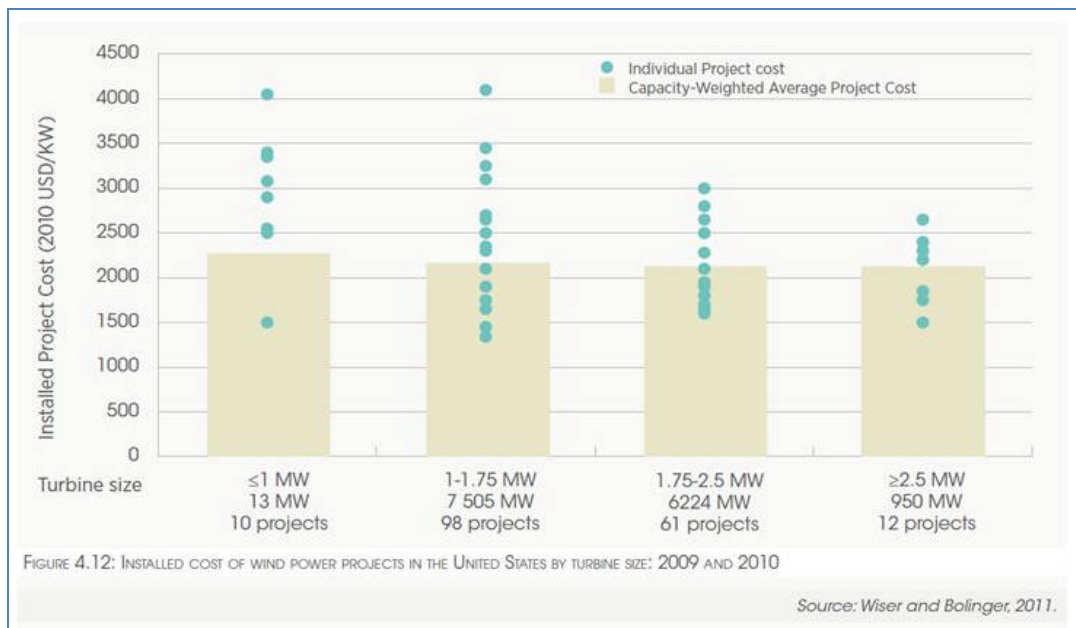


Gráfico 34. 2009-2010 Potencia instalada durante 2009-2010 y costos totales en USA En dólares de 2010. Fuente: IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012)

En caso de que se decida concentrarse en los costos de adquisición del conjunto aerogenerador (rotor, generador, torres, sistemas de control) Berkeley Lab ha elaborado un informe²⁶ en el cual se incluye la evolución de los precios de las turbinas eólicas en USA, junto con los valores medios informados por el fabricante VESTAS a nivel mundial (Gráfico 35). Se aprecia gran dispersión en los valores representados, la que se explica no sólo por el tamaño de las órdenes de compra (los costos son inversamente proporcionales al tamaño de la orden) sino que además por otros factores muy importantes, como la clase de viento de diseño, ya que dada la misma potencia instalada, a menor velocidad de viento la turbina es más grande y por lo tanto es más costosa por kW. En los años 2009 y 2010 los costos unitarios oscilaron entre 1100 y 2000 US\$/kW, con un tendencia polinomial que arroja valores en 1400-1500 US\$/kW, similar a la estimada de acuerdo a los informes financieros de VESTAS a nivel mundial (1300-1500 US\$/kW). Todos los valores están expresados en dólares de 2010. Finalmente los valores informados a mediados de 2011 registraban una tendencia que los ubicaba entre 900 y 1400 US\$/kW.

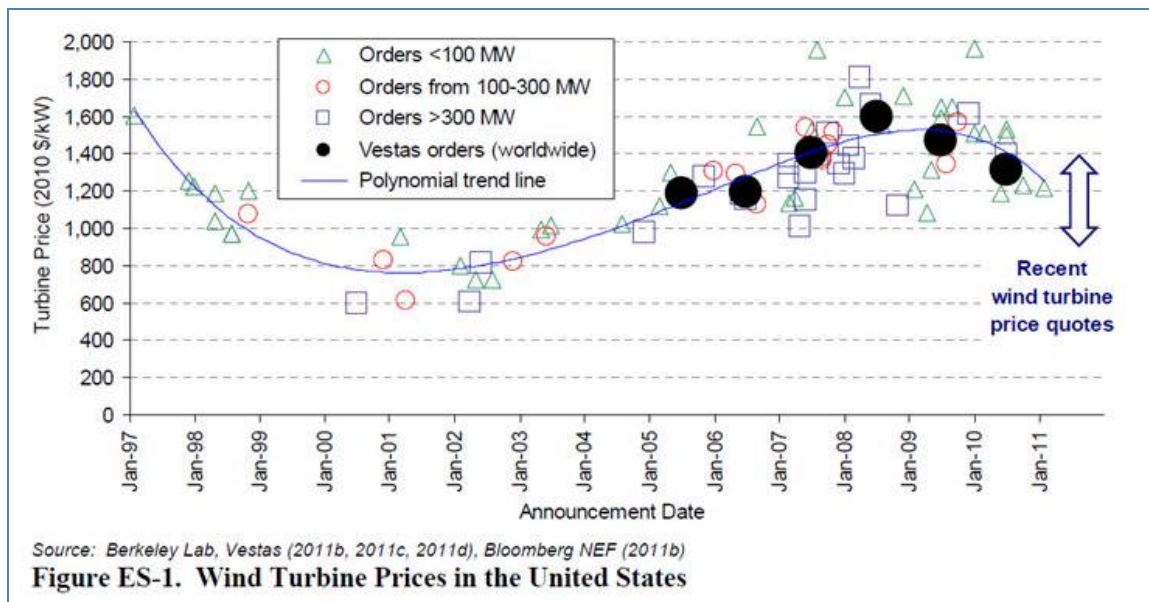


Gráfico 35. Costos turbinas eólicas en USA (sin instalación ni demás inversiones requeridas para un parque eólico). En dólares de 2010. Fuente: 2011 Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the Past Decade, Berkeley Lab

²⁶2011 Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the Past Decade, Berkeley Lab

Finalmente el estudio realizado por IRENA mencionado anteriormente, indica valores similares a los anteriores, encontrándose en la franja de 1100 y 1500 US\$ en 2010-2012 (Gráfico 36)

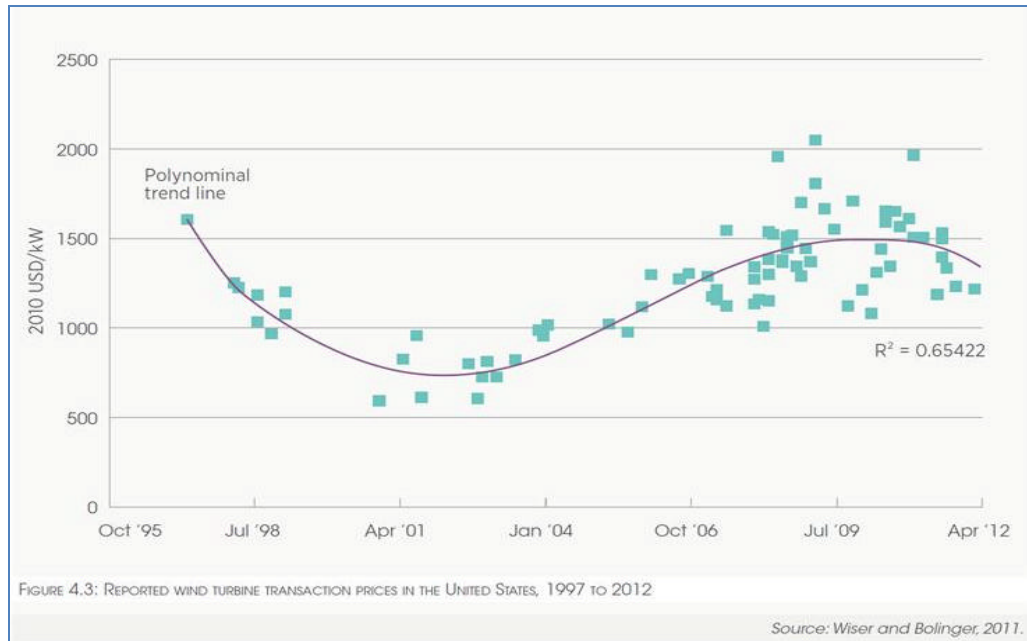


Gráfico 36. Costos turbinas eólicas en USA (sin instalación ni demás inversiones requeridas para un parque eólico). En dólares de 2010. IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012)

4.2. COSTOS REGIONALES

En el ámbito regional se han analizado los antecedentes de inversiones eólicas en Brasil, Uruguay y Chile, países que llevan la delantera en potencia instalada.

En diciembre de 2009, Brasil efectuó una subasta de energía eólica, que adjudicó contratos por un total instalado de 1807 MW. De la inversión total declarada por los inversores se estima que el unitario de inversión fue de 2800 US\$/kW. Esta cifra es superior a las estimaciones de algunos desarrolladores de Brasil respecto a una inversión en energía eólica, que la ubican en el entorno de los 2000 y 2500 US\$/kW instalado.

De acuerdo al BNDES²⁷, los resultados de las últimas licitaciones llevadas a cabo en Brasil a mediados de 2011 tuvieron costo promedio de inversión del orden de 3400

²⁷Banco Nacional do Desenvolvimento de Brasil, "Políticas estratégicas de inovação e desenvolvimento tecnológico em energia eólica". Septiembre 2011.

R\$/kW, que dependiendo de la tasa de cambio empleada²⁸ se ubica entre 2000 a 2250 US\$/kW.

Por su parte en Uruguay, en trámites presentados durante los años 2010 y 2011 ante la Dirección Nacional de Energía (DNE), para la obtención de la autorización para generación de energía eléctrica eólica, se han registrado diferentes valores de la inversión. Sin embargo el promedio es de 1900 US\$/kW instalado. En función del Plan de Inversiones 2011-2015 (Nov 2010) de UTE el costo estimado de inversión para esta tecnología es de 2000 US\$/kW.²⁹

En Chile, de acuerdo a medios periodísticos, los valores medios estimados para futuros parques eólicos se ubican en la franja de 2000 a 2400 US\$/kW a instalarse³⁰.

4.3. COSTOS EN ARGENTINA

También en base a informaciones periodísticas se pueden estimar las inversiones entre 1850 y 1950 US\$/kW incluidos los impuestos. Los tres proyectos de los cuales se ha hallado información más precisa son:

Parque	Desarrollador	Ubicación	Inversión [10 ⁶ US\$]	Potencia [MW]	Inversión Unitaria [US\$/kW]	Estado
Rawson I y II	Emgasud	Rawson. Chubut	149.6	43 x 1.8	1935 ³¹	Operativo desde fines 2011. Contrato turbinas fines 2010

²⁸ Cabe recordar que entre Junio y Diciembre de 2011, Brasil devaluó su moneda un 17%.

²⁹ Análisis de Rentabilidad para Parques Eólicos en Uruguay. Dirección Nacional de Energía Uruguay. 2011

³⁰ <http://www.lanacion.cl/calama-mayor-parque-eolico-de-chile-recibe-aprobacion-ambiental/noticias/2011-12-15/130838.html>

<http://descontamina.cl/blog/2012/02/minera-los-pelambres-construira-parque-eolico-mas-grande-de-chile/>

<http://descontamina.cl/blog/2012/06/e-cl-anuncia-parque-eolico-en-calama/>

<http://economia-hoy.blogspot.com.ar/2012/06/parque-eolico-llay-llay-chile.html>

<http://descontamina.cl/blog/2009/09/aprueban-parque-eolico-punta-palmeras-el-que-costara-us-230-millones/>

Loma Blanca IV	ISOLUX CORSAN	Chubut	95	17 x 3	1862	En Construcción
-----------------------	------------------	--------	----	--------	------	--------------------

Tabla 8. Proyectos Eólicos en Argentina con costos conocidos (valores a fines de 2010).

Si bien se ha encontrado información periodística u oficial de los proyectos, con respecto a los montos totales de inversión, los mismos no son coherentes en muchos casos:

Parque Eólico Rawson I y II³²:

1. 174.3 MMUS\$ según fuentes periodísticas (Julio 2012) citando al presidente de Emgasud como fuente.
2. 144.3 MMUS\$ según comunicado Emgasud en 17/11/2011.
3. 135 MMUS\$ información obtenida de diversos medios no periodísticos a Abril de 2011.
4. 149.6 MMUS\$ de acuerdo a información obtenida extraoficialmente en Octubre de 2012.

Parque Eólico Loma Blanca IV

1. 100 MMUS\$ información obtenida de medios periodísticos.
2. 95 MMUS\$ información extraoficial obtenida en Octubre de 2012.

En ambos casos fue posible estimar la apertura aproximada de los rubros de inversión de acuerdo a ítem 3 último de cada parque.

Parque	Potencia [MW]	Turbinas	Obras Civiles	Conexión a la Red	Otros Gastos	Comentario
Rawson	43 x 1.8	66%	8.4%	15%	10.6%	10 km LAT 132 kV hasta

³¹ Costo inversión obra llave en mano incluidos los impuestos

³² <http://blogs.lanacion.com.ar/ecologico/desarrollo-sustentable/el-parque-eolico-de-rawson-funciona-a-pleno/>

<http://www.emgasud.com.ar/comunicados.asp>

						ET. Rawson de Transpa Madryn
Loma Blanca IV	17 x 3	75 %	8.6%	13%	3.4%	
Inversión Unitaria aproximada	[US\$/kW]	1.250				1.850-1.950 US\$/kW

Tabla 9. Apertura costo proyectos en Argentina conocidos. Dólares 2010.

Las posibles discrepancias con respecto a la apertura porcentual en los valores de inversión internacionales mostrados en la Tabla 7 se puede deber a los diferentes costos de terrenos, obras civiles en los países analizados (mayoritariamente del primer mundo) así como el costo de los terrenos en donde se ubican los parques³³.

En el caso del parque eólico Loma Blanca IV los terrenos no son propios a diferencia de los parques eólicos Rawson I y II en que sí lo son.

4.4. DRIVERS DE COSTOS DE TURBINAS

Como se mencionó anteriormente, los costos inversión de las turbinas eólicas se han incrementado entre 2004 y 2009 (Gráfico 35), no existiendo una causa única que explique los aumentos. Entre los factores que han influenciado este comportamiento se encuentran:

1. **Tamaño de la turbina:** el aumento en el tamaño del rotor y altura de la torre, si bien mejoraron la capacidad de captura de energía, han incrementado el costo unitario de las turbinas.
2. **Costo de materiales** (acero, fibras sintéticas, aluminio, cobre): han aumentado sus costos entre 2004 y 2008 debido al importante crecimiento de la economía mundial.
3. **Costos Laborales:** la fuerte demanda de turbinas en dicho período ha puesto presión sobre el costo de la mano de obra en este sector.
4. **Ganancias de los fabricantes de turbinas:** la creciente demanda de turbinas ha permitido también que los fabricantes incrementen sus márgenes de ganancia.

³³Por ejemplo un parque de 50 MW se ubica en un predio de aproximadamente 1500 has. Si asumimos que el valor máximo de la hectárea de 1000 US\$ en las zonas aptas del sur de Argentina, impondría un costo menor al 1% del total como máximo.

5. **Alta dependencia de equipos de fabricación Europea:** en la unión Europea se ha concentrado históricamente la mayor cantidad de fabricantes de turbinas, al igual que varios componentes críticos, por lo que la revalorización del euro con respecto al dólar y a otras monedas contribuyó al incremento de precios.

En la medida que la oferta de equipos se ha visto superada por la demanda, varios fabricantes han expandido sus instalaciones en todo el mundo (un ejemplo regional es Brasil), lo que unido a la crisis económica mundial que comenzó a fines del año 2008, resultó en que esta tendencia se viera revertida en 2009.

Es de particular importancia un estudio realizado por Berkeley Lab en el año 2011³⁴, en donde se realiza un enfoque botton-up examinando 7 drivers que han influenciado los costos de las turbinas entre 2002 y 2010 para USA. Los siete drivers analizados en este estudio explican entre el 68% y 89% dependiendo del año. Los drivers y su impacto se muestran en la siguiente tabla, en donde se han separado en endógenos (propios de la industria) y exógenos (que de alguna manera su formación de precios es independiente de la industria, como el costo de las materias primas), valores en US\$/kW de 2010:

³⁴Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the Past Decade, Berkeley Lab. 2011

Drivers	Tipo	Comentario	Variación	Variación
			2002-2008	2009-2010
Costos Laborales	Endógeno	Se han incrementado durante épocas de gran demanda de turbinas	+91	+12
Garantías	Endógeno	Reflejan la madurez de la tecnología, y son incluidas en los costos de las turbinas	+42	-20
Ganancias fabricantes	Endógeno	Impactan los precios finales independientemente de los costos reales	+59	-78
Diseño Turbina	Endógeno	A mayor tamaño y eficiencia de la turbina se incrementan los costos unitarios	+184	+50
Precios Materias Primas	Exógeno	Afecta el costo de los materiales de producción	+71	-31
Acero		+65	+29	
Cobre		+7	-2	
Aluminio		+9	+1	
Fibra de Vidrio		+2	-1	
Precios Energía	Exógeno	Afecta el costo de producción y transporte	12	-7
Diesel		+10	-4	
Carbón		0	0	
Gas Natural		+2	-3	
Tipo de Cambio	Exógeno	Incrementa costos de manufactura (valorización del Euro) y modifica costos de adquisición en moneda local	+136	-15
Total Endógenos			+376	-37
Total Exógenos			+219	-53
Total			+595	-89

Tabla 10. Impacto de 7 drivers de costos de turbinas eólicas en US\$/kW de 2010 (Fuente: Berkeley Lab).

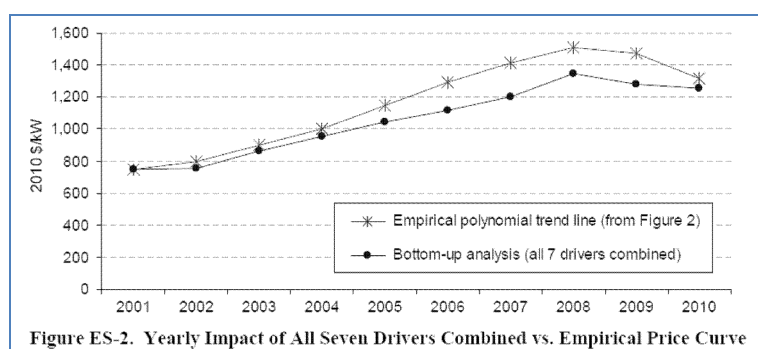


Gráfico 37. Costos turbinas eólicas en USA (sin instalación ni demás inversiones requeridas para un parque eólico) y su comparación con análisis de impacto botton up. En dólares de 2010. Fuente: 2011 Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the Past Decade, Berkeley Lab.

De acuerdo a este análisis no existe un factor preponderante que influya en el costo de las turbinas. Sin embargo los dos factores que más influyen en el costo de las turbinas son:

- Diseño o tamaño de la turbina: los precios unitarios se han incrementado con el tamaño de las mismas, en gran medida mitigado con el aumento en la eficiencia de extracción de energía (mayor generación por kW instalado).
- Tipo de cambio: este factor es común a toda mercadería importada cuando se producen cambios relativos importantes en los valores de las monedas de los distintos países.

4.5. **POTENCIALES FUENTES DE REDUCCIÓN DE COSTOS FUTUROS**

Si bien el aprovechamiento de la energía eólica lleva cientos de años de continuo desarrollo en la historia de la humanidad, la tecnología asociada a la generación de electricidad se ha desarrollado intensamente en el último cuarto de siglo. Aunque se han registrado reducciones de costos impresionantes durante este período, esta tendencia no podrá continuar indefinidamente. Internacionalmente es aceptado que el mayor potencial de reducción de costos se dará en tecnologías off shore dado que esta tecnología tiene un estado de maduración menor al de la tecnologías on shore.

Las potenciales fuentes de reducción de costos³⁵ se asocian a la estimación de costos futuros sobre la base de:

1. “Curva de Aprendizaje” (Learning Curve) que asume que los costos futuros seguirán una trayectoria que es similar a una curva de aprendizaje histórica: en la medida que se acumula la producción de turbinas, la experiencia ganada ayuda en la reducción de costos. El parámetro principal empleado se denomina tasa de aprendizaje, la que determina que cada vez que se duplica la producción o instalación dicha tasa es igual a la reducción de costos

³⁵IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012)

porcentual obtenida. Los últimos estudios realizados estiman reducciones de costos futuros que se ubican entre 9-17% en los costos de inversión.

2. Estimaciones de las probabilidades de reducción de costos de ingeniería asociadas con mejoras en tecnologías existentes o nuevas, así como en los procesos de fabricación. Estas estimaciones se basan en modelos ingenieriles y se enfocan en las reducciones de coste posibles asociadas con cambios de diseño específicos y/o avances técnicos.

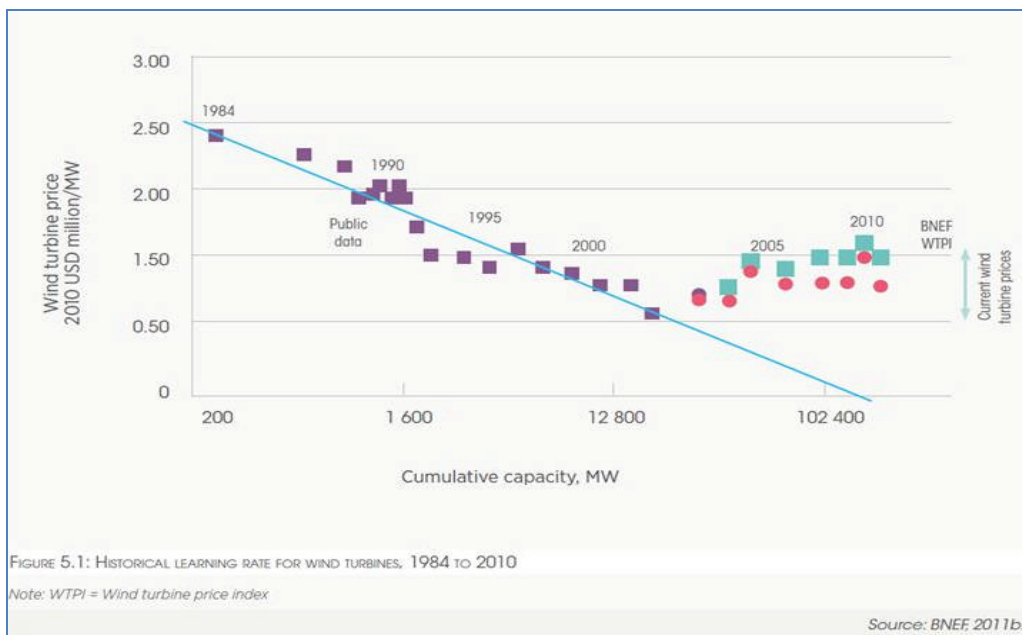


Gráfico 38. Tasa histórica de reducción de costos de turbinas eólicas por curva de aprendizaje. En dólares de 2010. IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012)

TABLE 6.1: TOTAL INSTALLED COSTS FOR ONSHORE WIND FARMS IN CHINA/INDIA, EUROPE AND NORTH AMERICA, 2010, 2011 AND 2015

	2010	2011 (2010 USD/kW)	2015
China/India	1 100 to 1 400	1 050 to 1 350	950 to 1 250
Europe*	1 850 to 2 100	1 800 to 2 050	1 700 to 1 950
North America	2 000 to 2 200	1 950 to 2 150	1 800 to 2 050

*Note: * These are typical values for the larger European wind markets in 2010 (Germany, Spain, Sweden and the United Kingdom).*

Tabla 11. Estimación de costos de inversión futuros para parques eólicos en China, India Europa y USA para 2015. En dólares de 2010. IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012)

En síntesis, de acuerdo a la literatura consultada, hacia el año 2015 se pueden esperar reducciones de costos de inversión totales que estarán entre 11-14% para China e India, 7.3-8.3% para Europa y 7-10% para USA. Un valor razonable para

Argentina podría estimarse similar a USA, asumiéndose como promedio para el año 2015 una tasa de reducción del 8.5%.

5. DETERMINACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) de los parques eólicos incluyen tanto costos fijos, como ser el alquiler del terreno, impuestos, costos de operación (personal, estructura, fee de operación), etc; así como variables relacionados con el mantenimiento y reparación de las turbinas, en donde se incluyen repuestos. Los costos de O&M representan aproximadamente el 20% al 25% de todos los costos asociados al precio final de la energía generada, en donde aproximadamente el 50% del total de costos de O&M están asociados directamente a costos de repuestos, reparaciones y mantenimiento.

5.1. COSTOS HISTÓRICOS 2010

Como en todo análisis de datos internacionales, los valores obtenidos muestran una alta volatilidad (entre 5-30 US\$/kWh), en especial debido a las diferentes tecnologías, escalas y países bajo análisis.

En los siguientes gráficos se muestran algunos gráficos extraídos de la bibliografía consultada:

TABLE 1: TYPICAL NEW WIND FARM COSTS AND PERFORMANCE IN 2010

	Installed cost (2010 USD/kW)	Capacity factor (%)	Operations and maintenance (USD/kWh)	LCOE* (USD/kWh)
Onshore				
China/India	1 300 to 1 450	20 to 30	n.a.	0.06 to 0.11
Europe	1 850 to 2 100	25 to 35	0.013 to 0.025	0.08 to 0.14
North America	2 000 to 2 200	30 to 45	0.005 to 0.015	0.07 to 0.11
Offshore				
Europe	4 000 to 4 500	40 to 50	0.027 to 0.048	0.14 to 0.19

* Assumes a 10% cost of capital

Tabla 12. Costos de O&M totales de parques eólicos. En dólares de 2010. IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012).

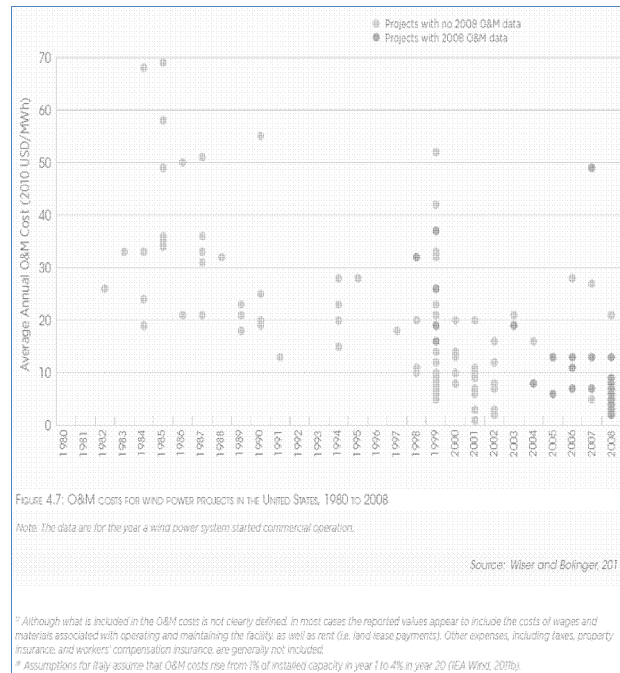


Gráfico 39. Costos de O&M totales de parques eólicos en USA. En dólares de 2010. IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012)

	Variable, USD/kWh	Fixed, USD/kW/year
Austria	0.038	
Denmark	0.0144 - 0.018	
Finland		35 - 38
Germany		64
Italy		47
Japan		71
The Netherlands	0.013 - 0.017	35
Norway	0.020 - 0.037	
Spain	0.027	
Sweden	0.010 - 0.033	
Switzerland	0.043	
United States	0.010	

Source: IEA Wind, 2011.

Tabla 13. Costos de O&M de parques eólicos durante 2010. En dólares de 2010. IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector - Wind Power (Jun 2012).

Se observa que la variación de los costos de O&M es amplia y dependiendo de la fuente de origen se informan variabilizados, es decir en función de la energía generada, o completamente fijos, por potencia instalada, e independiente de la producción. En realidad los costos de O&M poseen una parte fija y otra variable, pero en ninguno de los casos analizados en la bibliografía muestra esta apertura de valores (US\$ de 2010):

1. Si los costos de O&M se expresan como variables, se ubican típicamente en el rango 5-30 US\$/MWh.

2. Si los costos de O&M se expresan como fijos, sus valores se encuentran entre 35-70 US\$/kW instalado.
3. De los costos totales de O&M, típicamente la apertura entre fijos y variables puede estimarse en 50% para cada uno³⁶.

En general durante los primeros años (entre 2 y 5 años) una parte importante de los costos de O&M (típicamente los costos específicos de operación y mantenimiento sin incluir los gastos generales de estructura, impuestos o costos de transmisión) son cubiertos por las garantías de los fabricantes o por acuerdos entre el inversor y el fabricante. Por otra parte las turbinas más modernas tienen costos de O&M menores que las de tecnología más antigua; a su vez, como en cualquier equipo de generación, los costos se incrementan a lo largo de la vida útil (debido al envejecimiento).

5.2. **COSTOS O&M EN ARGENTINA**

Si bien en Argentina la actividad es muy incipiente, de charlas informales se pudieron obtener los siguientes valores de costos de O&M para parques eólicos (factores de capacidad superiores a 35%, en dólares 2010, ubicados en Chubut):

1. Costos de O&M: 8-10 US\$/MWh
2. Gastos Generales + Seguros: 8-10 US\$/MWh

Es decir que en Argentina una estimación de costos totales de O&M se encontraría en la franja 16-20 US\$/MWh (US\$ 2010).

Cabe destacar que debido a que aproximadamente entre 50%-60% de los costos totales de O&M³⁷ corresponden a gastos de generales de estructura y administración (sólo un 5% de los costos corresponden a seguros), en caso de que el conjunto inversor sea operador de varios parques eólicos, se estima que los costos totales de O&M podrían verse reducidos.

³⁶2011 Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the IPCC.

³⁷De acuerdo a conversaciones informales con desarrolladores en Argentina

5.3. ESTIMACIÓN COSTOS FUTUROS O&M

De la bibliografía consultada se obtuvieron varios escenarios de costos de O&M totales futuros, algunos de ellos considerados solamente como costos fijos y en otros casos como costos variables. La siguiente tabla sintetiza los valores hallados:

País	O&M Fijo [US\$/kW]	O&M Variable [US\$/MWh]	O&M Total [US\$/MWh]	Año	Fuente
USA	60.00			2012-2013	1
Dinamarca			16.00	2012-2013	1
USA	12-30	0.0-6.0		2015	2

Tabla 14. Costos de O&M totales futuros de parques eólicos durante 2010. En dólares de 2010.1: 2012 IEA Wind Task 26 - The Past and Future Cost of Wind Energy 2: 2010 NREL - Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies

En promedio, se puede estimar que los costos de O&M totales oscilan entre 14 y 18 US\$/MWh, para factores de capacidad entre 30% y 45%.

O&M Total [US\$/MWh] / FC	30%	35%	40%	45%
USA	24.0	20.6	18.0	16.0
Dinamarca	16.0	16.0	16.0	16.0
USA Mayor	18.0	16.3	15.0	14.0
USA Menor	10.8	10.1	9.6	9.2
Promedio	17.2	15.8	14.7	13.8

Tabla 15. Estimación Costos Futuros O&M Totales en función del factor de capacidad (FC). En dólares de 2010.

Los valores presentados como promedio (14-17 US\$/MWh) son similares a los estimados para Argentina (16-20 US\$/MWh) (Chubut). De forma tal que la estimación para parques ubicados en Chubut se asume lo siguiente:

O&M Total [US\$/MWh] / FC	30%	35%	40%	45%
O&M Propio	9.5	8.7	8.1	7.6
Seguros	0.9	0.8	0.7	0.7
Gastos generales	6.9	6.3	5.9	5.5
O&M Total	17.2	15.8	14.7	13.8

Tabla 16. Estimación Costos Futuros O&M Totales en función del factor de capacidad (FC) para parques en Chubut. En dólares de 2010.

6. DETERMINACIÓN DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA PARA DIFERENTES FACTORES DE CAPACIDAD

6.1. COSTOS DE INVERSIÓN Y O&M PARA BUENOS AIRES

Debido a que el presente estudio se enfoca en la provincia de Buenos Aires, se estimarán los costos de inversión y de O&M de los proyectos analizados en la provincia de Chubut, para que sean válidos en la Provincia de Buenos Aires. Todos los costos están referidos a moneda de 2010, sin considerar efectos inflacionarios.

Para ello se asume lo siguiente:

1. Los costos de las turbinas son idénticos en ambas ubicaciones, ya que las localizaciones más prometedoras de la provincia de Buenos Aires tendrán similares costos de fletes que en Chubut (tanto marítimos como terrestres) y las dificultades de traslado son similares. El costo de la turbina representa cerca del 80% del valor total de inversión. El caso analizado asume turbinas de 1,8 a 2,0 MW de potencia.
2. El costo del sitio de emplazamiento en Buenos Aires es notablemente superior al de Chubut, por lo que su impacto en los costos totales será de aproximadamente +5%, si el costo de la hectárea en la zona de Puerto Madryn o Rawson es 5 veces menor al promedio de la zona Sur de la Provincia de Buenos Aires³⁸.
3. Los costos laborales en Chubut son superiores a los de la provincia de Buenos Aires. De acuerdo al "Costo salarial promedio del sector privado por provincia" publicado por el INDEC³⁹, durante el período 2009-2012 (1 trim) los costos laborales promedio en Buenos Aires fueron entre 38%-42% inferiores a los de Chubut. El sector de la construcción empleado en este tipo de obras posee calificaciones particulares, por lo que la brecha no debería ser tan importante, se adopta que el costo salarial es 30% inferior en Buenos Aires.

³⁸Para un proyecto de 50 MW se requieren aproximadamente 1500 hs. Si se considera un precio promedio de 5000 US\$/ha en el sur de la provincia de Buenos Aires (costo terreno = 7.5 MMUS\$) y de 1000 US\$/ha en las afueras de Rawson (costo terreno = 1.5 MMUS\$), y el costo total de inversión de 2300 US\$/kW, el costo del terreno impacta en 1.3% en Chubut y de 6.5% en Buenos Aires. La diferencia asumida entonces es cercana al 5%.

³⁹www.mecon.gov.ar/download/infoeco/apendice3a.xls

4. En el caso de las obras civiles, si se asume que el 50% de las mismas (8.4% del total de inversión) corresponden a costos laborales, el impacto de estos menores costos será de $- 50\% \times 30\% = - 15\%$.
5. Para las obras de conexión a la Red (9.3%), si se asume que el 30% corresponde a mano de obra, el impacto de estos menores costos será de $30\% \times 30\% = -9\%$.
6. Se mantiene el % de otros gastos.
7. En el caso de parques de pequeña escala (menores a 5 MW), en donde el tamaño de turbina es menor a 1 MW, se sume que los costos de inversión se incrementan en promedio un 18.5%. Este valor debe considerarse como una aproximación rudimentaria debido a la escasa información disponible.
8. Para los Costos de O&M totales se asume que:
 - a. Los costos de O&M propios de la turbina en general son tercerizados a empresas internacionales, por lo que se asume que los costos en Chubut o en Buenos Aires son similares.
 - b. Los costos de seguros se consideran invariantes por provincia.
9. Los gastos generales (costos de overhead) se estima que corresponden 60% a salarios, por lo que en Buenos Aires dichas erogaciones se verán reducidas en $-30\% \times 60\% = -18\%$.

Bajo estas condiciones, los costos de inversión para Buenos Aires (2298 US\$/kW) serían 2.1% inferiores a los correspondientes a Chubut.

Inversión US\$/kW	Chubut	Delta	Buenos Aires
Turbinas	1.327	0%	1327
Obras Civiles	162	-15%	138
Conexión a la Red	272	-9%	247
Otros Gastos	150	0%	150
Total Inversión	1.910	-2,6%	1.861

Tabla 17. Estimación Costos Inversión para Buenos Aires 2010 para equipos mayores a 1 MW. En dólares de 2010.

Inversión US\$/kW	Chubut	Delta	Buenos
-------------------	--------	-------	--------

			Aires
Turbinas	1.572	0%	1572
Obras Civiles	192	-15%	163
Conexión a la Red	322	-9%	293
Otros Gastos	177	0%	177
Total Inversión	2.263	-2,6%	2.206

Tabla 18. Estimación Costos Inversión para Buenos Aires 2010 para equipos menores a 1 MW. En dólares de 2010.

Si de acuerdo a lo analizado en este informe, para el año 2015 se estima una reducción de costos de inversión de 8.5%, el **costo promedio de inversión total unitaria en la provincia de Buenos Aires** para dicho año sería de $1861 \times (100\% - 8.5\%) = 1703 \text{ US\$/kW}$, para instalaciones de turbinas de potencias superiores a 1 MW, y de $2206 \times (100\% - 8.5\%) = 2018 \text{ US\$/kW}$, para instalaciones de turbinas de potencias inferiores a 1 MW.

En lo que respecta a los costos de O&M totales, es decir O&M más gastos de estructura y generales, partiendo de los costos estimados en función del Factor de Capacidad y apertura prevista más las suposiciones listadas anteriormente, se obtienen los costos O&M totales para Buenos Aires:

O&M Total [US\$/MWh] / FC	30%	35%	40%	45%
O&M Propio	9.5	8.7	8.1	7.6
Seguros	0.9	0.8	0.7	0.7
Gastos generales	5.6	5.2	4.8	4.5
O&M Total	16.0	14.6	13.6	12.8

Tabla 19. Estimación Costos Futuros O&M Totales en función del factor de capacidad (FC) para parques en Buenos Aires. En dólares de 2010.

En síntesis, en la tabla siguiente se volcaron los valores de costos de inversión y O&M a ser empleados en el cálculo de los costos de producción:

Item de Costo / FC	30%	35%	40%	45%	Comentario
Inversión Unitaria turbinas < 1 MW [US\$/kW]	2206	2206	2206	2206	Parques entre 1 – 5 MW
Inversión Unitaria turbinas > 1 MW [US\$/kW]	1861	1861	1861	1861	Parques mayores a 5 MW
Costos Totales O&M [US\$/MWh]	16.0	14.6	13.6	12.8	

Tabla 20. Costos empleados de inversión y de O&M totales en función del factor de capacidad (FC) para parques en Buenos Aires Caso Base. En dólares de 2010

6.2. COSTOS DE PRODUCCIÓN

El costo de producción o LCOE (de acuerdo a sus siglas en inglés LevelizedCost of Energy) está influenciado por los siguientes conceptos:

1. Generación de energía: directamente proporcional a la potencia instalada y el Factor de Capacidad.
2. Costos de Inversión
3. Costos de O&M
4. Costos financieros
5. Vida útil del parque eólico

El primer punto está relacionado con el diseño de la turbina y la naturaleza del recurso eólico, que varía en el tiempo y de acuerdo a la ubicación geográfica. Estos factores que determinan la producción de energía que es el factor que más influye en el costo de producción.

La energía eólica requiere importantes erogaciones de capital, no sólo en concepto de montos iniciales de inversión, sino en costos operativos, especialmente de O&M. Las inversiones iniciales son responsables del 75-85% del total del costo de producción.

Si bien las políticas de apoyo estatales influyen el precio de las energías renovables, estos conceptos no serán tenidos en cuenta en el cálculo del costo de producción.

6.2.1. MODELO DE FLUJO DE CAJA

El análisis de descuento de flujos de caja incluye diversas técnicas para ayudar a la selección de proyectos en los que invertir. El punto común entre estas técnicas es que los flujos de caja son descontados para reflejar el valor del dinero en el tiempo.

La técnica de descuento de flujos de caja que se emplea en este estudio es el método del valor actual neto (o comúnmente denominado VAN). En este se calculan todos los flujos de caja asociados a un proyecto, tanto los positivos como los negativos y son descontados a la tasa seleccionada, para luego ser sumados. La tasa de descuento seleccionada es el tipo de rendimiento ideal que las compañías buscan para sus inversiones. Si el valor actual neto de un proyecto es positivo la inversión generará flujos de caja adecuados ya que su tasa de rentabilidad es mayor que el tipo ideal. Si por el contrario este es negativo, el proyecto no se debería llevar a cabo. La determinación del VAN simplemente indica si la rentabilidad de un proyecto es mayor o menor que la tasa objetivo.

El flujo de caja empleado incluye los siguientes datos de entrada:

1. Inversión inicial junto con el período de desembolso: para parques menores a 25 MW se consideró un período de 1 años de construcción; para el resto 2 años de construcción.
2. Costos de operación y mantenimiento en función de la energía generada (factor de capacidad)
3. Condiciones del préstamo: monto, período de repago, amortización constante y tasa. Se asumió que el 50% del capital es prestado a una tasa del 6% anual con un período de repago de 10 años.
4. Impuestos: IVA (21%); Impuesto a la Ganancias (35%).
5. Cargos CAMMESA y ENRE.
6. Energía generada en función de la potencia instalada y el factor de capacidad (o despacho). En el caso de proyectos de 2 años de construcción, se asume que durante el segundo año de construcción se genera el 50% de la energía total.
7. Tasas de descuento consideradas: 8%, 10% y 12%.

La variable de ajuste es el costo de producción, de forma tal que la tasa de retorno del proyecto coincida con la establecida. En otras palabras, el objetivo es encontrar el precio de venta de la producción de energía (o el costo de producción) que hace que la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto sea igual a cero.

Otra forma de ver este cálculo es que el Costo de Producción se estima a través de la igualdad del VAN de los gastos y de los ingresos, empleando la/s tasa/s de referencia asumidas.

$$\sum_{i=0}^n \frac{CP \times \text{Energía Vendida}}{(1 + \text{tasa})^i} = \sum_{i=0}^n \frac{\text{Inversiones}_i + \text{O\&M}_i + \text{Otros Gastos}_i}{(1 + \text{tasa})^i}$$

Donde:

i: año del ciclo

n: vida útil del proyecto

O&M: costos de O&M

Otros Gastos: gastos ENRE, CAMMESA, etc.

El siguiente cuadro resume los datos de entrada al modelo de flujo de caja:

Entrada en servicio	2015	
Características del Equipo		
Potencia Instalada	50,0	[MW]
Potencia Neta	49,7	[MW]
Factor de Capacidad [FC]	45%	
Energía Media Anual	188	[GWh]
Consumo Servicios Auxiliares	0,55%	
Indisponibilidad Forzada	2,0%	
Mantenimiento Programado	2,0%	
Vida Útil	20	[años]
Costo Operativo		
Gastos ENRE	0,15	[US\$/MWh]
Gastos CAMMESA	0,15	[US\$/MWh]
Gastos ENRE/CAMMESA	0,30	[US\$/MWh]
Costo Transporte	0,00	[US\$/MWh]
Costo O&M variable	12,81	[US\$/MWh]
Costo O&M fijo	0,00	[US\$/kW-año]
Costo Administración fijo	0,00	[US\$/kW-año]
Costos fijos O&M&Adm	0	[US\$/año]
Financiamiento		
Capital Propio	50%	
	51	[MUS\$]
Préstamo	50%	
	51	[MUS\$]
Condiciones del Préstamo		
Tasa Efectiva Anual	6%	
Plazo	10	[años]
Amortización	Constante	
Inversión		
Costo Inversión	2.047	[US\$/kW]
	102	[MMUS\$]
Año -1	51	[MUS\$] Año -1
Año -0	51	[MUS\$] Año -0
Otros Costos	0	[MUS\$] Año 0
Total Inversión	102	[MUS\$] Año 0
Impuestos		
IVA General	21,0%	
IVA Energía	21,0%	
IVA Inversión	21,0%	
Créditos Adicionales IVA	0	[MUS\$/año]
Impuesto a las Ganancias	35,0%	
Ganancias s/int.préstamo	0,0%	
Plazo Amort. p/Imp.Gan.	15	Años
Tasa Retorno	12,0%	
Costo Producción	99,6 [US\$/MWh]	

Tabla 21. Ejemplo de cuadro de control (datos de entrada) del modelo de flujo de caja para parques en Buenos Aires. En dólares de 2010.

6.2.2. RESULTADOS COSTOS DE PRODUCCIÓN EN BUENOS AIRES

Se han calculado un conjunto de valores de costos de producción en función de variaciones en los parámetros de entrada más relevantes: tamaño del parque, costos de inversión, factor de capacidad y tasa de retorno.

En la primer tanda de resultados se ha empleado la siguiente ingeniería de financiamiento: 10 años de repago y 6% tasa de interés, por el 50% de las inversiones (a las que se suman IVA de 21%). Los costos de producción sólo incluyen el efecto financiero del IVA y el impuesto a las ganancias, considerando que ésta es la única actividad del inversor,

Para un factor de capacidad de 40%, el costo de producción de parques mayores a 5 MW oscila entre 83 y 102 US\$/MWh, según la tasa de retorno asumida y para inversión unitaria de 1861 US\$/kW. Los siguientes gráficos muestran las sensibilidades a los costos de producción ante variaciones de las variables relevantes.

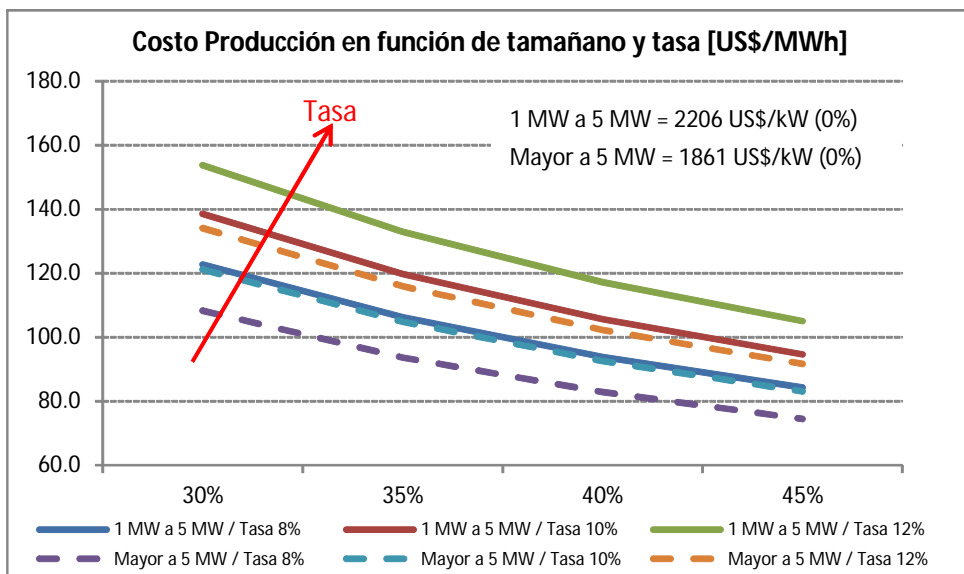


Gráfico 40. Costos de Producción en función del FC, tasa de retorno y tamaño del parque para inversiones unitarias (Caso Base Inversión Unitaria). Dólares 2010

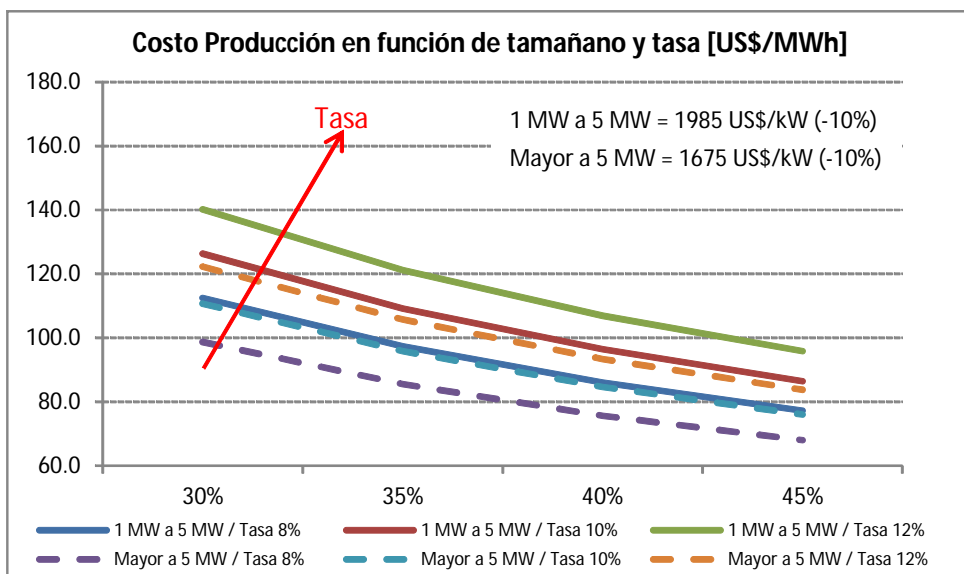


Gráfico 41. Costos de Producción en función del FC, tasa de retorno y tamaño del parque para inversiones unitarias (Caso Base Inversión Unitaria -10%). Dólares 2010

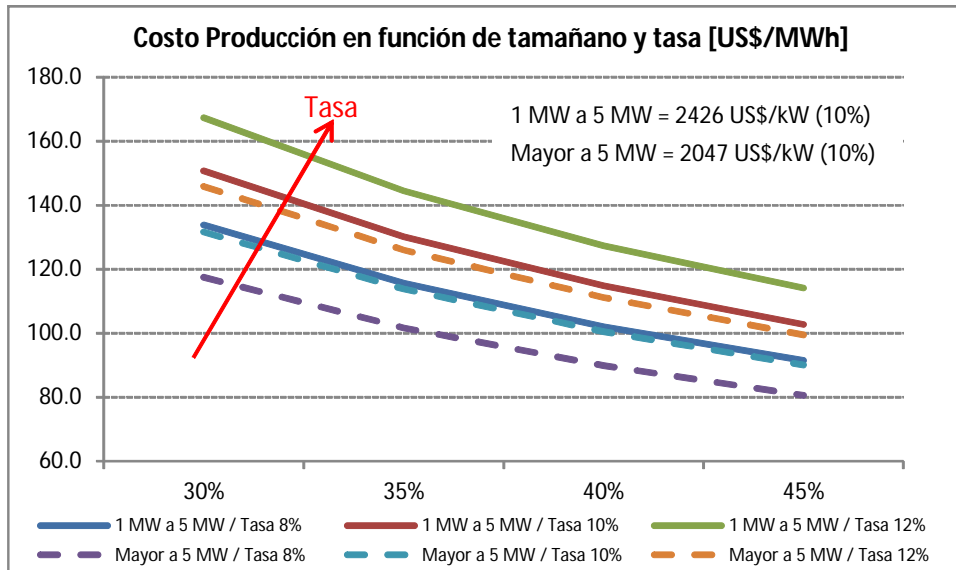


Gráfico 42. Costos de Producción en función del FC, tasa de retorno y tamaño del parque para inversiones unitarias (Caso Base Inversión Unitaria +10%). Dólares 2010

Para acotar el espectro de los resultados obtenidos se tomaron tres escenarios (sobre un costo base de 92,6 US\$/MWh, FC=40% y 1861 US\$/kW):

1. **Esc 1:** Tasa de Retorno de 10%, costos de inversión 1861 US\$/kW, para los cuales los costos se movieron entre +31% (para 30% FC) y -10% (para 45% FC) tomando como base FC=40%.
2. **Esc 2:** FC 40%, costos de inversión 1861 US\$/kW, para los cuales los costos se movieron entre +10,5% (para tasa 8%) y -10,5% (para tasa 12%) tomando como base Tasa=10%.
3. **Esc 3:** FC 40%, tasa 10%, para los cuales los costos se movieron entre -8,5% (para -10% costo inversión) y 8,5% (+10% costo inversión) tomando como base Costos de Inversión=1861 US\$/kW.

	Factor Capacidad			
	30%	35%	40%	45%
Tasa 10% - 1861 US\$/kW	31%	13%	0%	-10%

	Tasa		
	8%	10%	12%
FC 40% - 1861 US\$/kW	10,5%	0,0%	-10,5%

	Inversión 1861 US\$/kW		
	-10%	0%	10%
FC 40% - Tasa 10%	-8,5%	0,0%	8,5%

En “Anexo I – Resultados de sensibilidades del Costo de Producción” se incluye el listado completo de las sensibilidades realizadas.

6.2.3. COMPARACIÓN COSTOS PRODUCCIÓN REGIONALES

Los costos de producción se han visto reducidos en los últimos años a nivel regional, tomando como testigos los datos de los precios de la electricidad eólica en Brasil, Uruguay y Perú. La energía, que hasta hace tres años promediaba los US\$ 75 por MWh, hoy se encuentra por debajo de los 70 dólares. En la Argentina los costos de corte de la adjudicación de proyectos en el marco del GENREN fueron de 136 US\$/MWh.

Durante la primera licitación del Proinfa, realizada a fines de 2004, el gobierno brasileño se comprometió a pagar hasta 98.65 US\$/MWh de origen eólico. Los primeros parques estuvieron operativos recién dos años después, a mediados de 2006. En 2011 el promedio de valores se ubicó en el orden de 60 US\$/MWh.

El siguiente gráfico muestra los valores obtenidos en diversas licitaciones y contratos en la región, en donde se observa la enorme diferencia entre Argentina y el resto de los países, a pesar de que todos los países de la región brindan incentivos o beneficios fiscales.

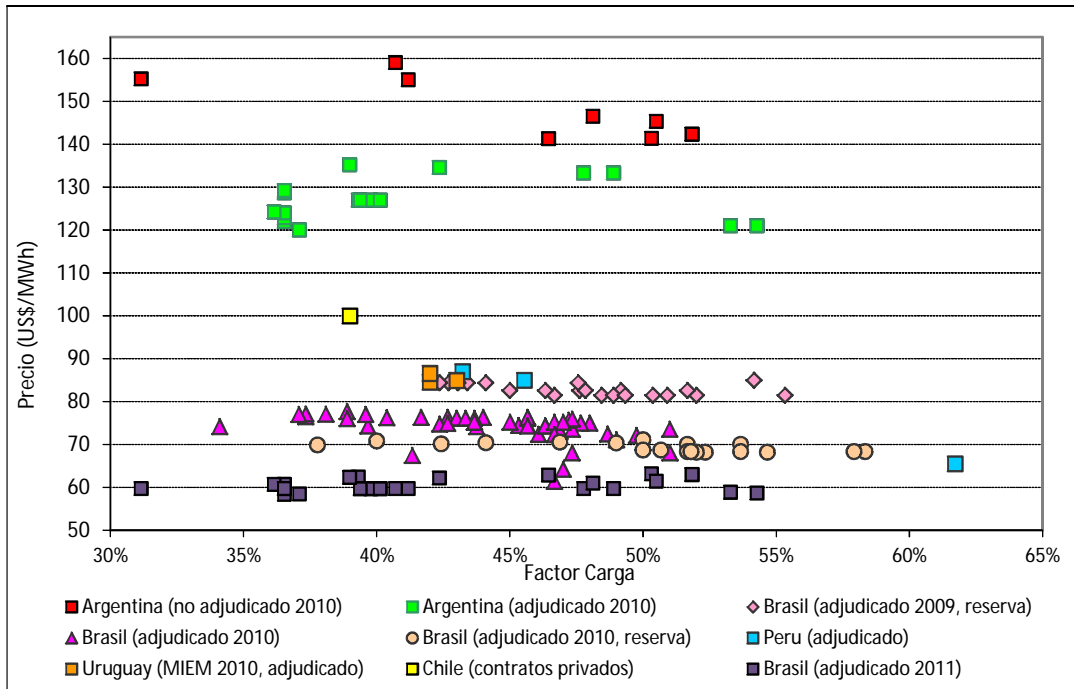


Gráfico 43. Costos de Producción regionales obtenidos en licitaciones en función del FC. Dólares corrientes

Como una primera aproximación se realizó una sensibilidad de los resultados obtenidos para el Caso Base del punto anterior a la tasa del IVA de la inversión inicial, reduciéndose de 21% a 10.5%, impacto sería del -7,4% (desde 92,6 US\$/MWh a 85,7 US\$/MWh), para una tasa de retorno de 10%.

7. BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO

Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (2010)

Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the Past Decade (2011)

IEA Wind Task 26 - The Past and Future Cost of Wind Energy (2012)

IEA Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition

EIA Outlook – Assumptions (2012)

EIA - Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants (2010)

IRENA - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES
Volume 1: Power Sector - Wind Power (2012)

ANEXO I – RESULTADOS DE SENSIBILIDADES DEL COSTO DE PRODUCCIÓN

En este anexo se muestran en forma tabular el costo de producción en US\$/MWh (dólares 2010) para las siguientes sensibilidades:

1. Tamaño Parque Eólico: 1, 5, 20 y 50 MW.
2. Inversión: 2206 US\$/kW (1 a 5 MW); 1861 US\$/kW (mayor a 5 MW), con variaciones $\pm 10\%$ en costo unitario inversión. Repago financiamiento en 10 años.
3. Factores de Capacidad: 30%; 35%; 40% y 45%.
4. Costos de O&M de acuerdo a FC asumido.

Tamaño [MW]	Tasa	Inversión Original [US\$/kW]	Delta Inversión	Inversión [US\$/kW]	ño -0	Año -1	FC	O&M [US\$/MWh]	Costo Producción [US\$/MWh]
1	8%	2.206	0%	2.206	0%	100%	30%	15,97	122,75
1	10%	2.206	0%	2.206	0%	100%	30%	15,97	138,54
1	12%	2.206	0%	2.206	0%	100%	30%	15,97	153,78
1	8%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	30%	15,97	112,51
1	10%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	30%	15,97	126,32
1	12%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	30%	15,97	140,22
1	8%	2.206	10%	2.426	0%	100%	30%	15,97	133,81
1	10%	2.206	10%	2.426	0%	100%	30%	15,97	150,77
1	12%	2.206	10%	2.426	0%	100%	30%	15,97	167,35
1	8%	2.206	0%	2.206	0%	100%	35%	14,62	106,18
1	10%	2.206	0%	2.206	0%	100%	35%	14,62	119,72
1	12%	2.206	0%	2.206	0%	100%	35%	14,62	132,89
1	8%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	35%	14,62	97,41
1	10%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	35%	14,62	109,25
1	12%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	35%	14,62	121,26
1	8%	2.206	10%	2.426	0%	100%	35%	14,62	115,66
1	10%	2.206	10%	2.426	0%	100%	35%	14,62	130,20
1	12%	2.206	10%	2.426	0%	100%	35%	14,62	144,53
1	8%	2.206	0%	2.206	0%	100%	40%	13,60	93,86
1	10%	2.206	0%	2.206	0%	100%	40%	13,60	105,61
1	12%	2.206	0%	2.206	0%	100%	40%	13,60	117,22
1	8%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	40%	13,60	86,08
1	10%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	40%	13,60	96,44
1	12%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	40%	13,60	106,96
1	8%	2.206	10%	2.426	0%	100%	40%	13,60	102,05
1	10%	2.206	10%	2.426	0%	100%	40%	13,60	114,78
1	12%	2.206	10%	2.426	0%	100%	40%	13,60	127,40
1	8%	2.206	0%	2.206	0%	100%	45%	12,81	84,24
1	10%	2.206	0%	2.206	0%	100%	45%	12,81	94,63
1	12%	2.206	0%	2.206	0%	100%	45%	12,81	105,03
1	8%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	45%	12,81	77,27
1	10%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	45%	12,81	86,48
1	12%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	45%	12,81	95,83
1	8%	2.206	10%	2.426	0%	100%	45%	12,81	91,47
1	10%	2.206	10%	2.426	0%	100%	45%	12,81	102,78
1	12%	2.206	10%	2.426	0%	100%	45%	12,81	114,09
5	8%	2.206	0%	2.206	0%	100%	30%	15,97	123,11
5	10%	2.206	0%	2.206	0%	100%	30%	15,97	138,54

VIABILIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA COMO HERRAMIENTA PARA DISMINUIR LA HUELLA DE CARBONO EN PRODUCTOS EXPORTABLES DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

Tamaño [MW]	Tasa	Inversión Original [US\$/kW]	Delta Inversión	Inversión [US\$/kW]	ño -0	Año -1	FC	O&M [US\$/MWh]	Costo Producción [US\$/MWh]
5	12%	2.206	0%	2.206	0%	100%	30%	15,97	153,78
5	8%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	30%	15,97	112,51
5	10%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	30%	15,97	126,32
5	12%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	30%	15,97	140,22
5	8%	2.206	10%	2.426	0%	100%	30%	15,97	133,81
5	10%	2.206	10%	2.426	0%	100%	30%	15,97	150,77
5	12%	2.206	10%	2.426	0%	100%	30%	15,97	167,35
5	8%	2.206	0%	2.206	0%	100%	35%	14,62	106,18
5	10%	2.206	0%	2.206	0%	100%	35%	14,62	119,72
5	12%	2.206	0%	2.206	0%	100%	35%	14,62	132,89
5	8%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	35%	14,62	97,41
5	10%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	35%	14,62	109,25
5	12%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	35%	14,62	121,26
5	8%	2.206	10%	2.426	0%	100%	35%	14,62	115,66
5	10%	2.206	10%	2.426	0%	100%	35%	14,62	130,20
5	12%	2.206	10%	2.426	0%	100%	35%	14,62	144,53
5	8%	2.206	0%	2.206	0%	100%	40%	13,60	93,86
5	10%	2.206	0%	2.206	0%	100%	40%	13,60	105,61
5	12%	2.206	0%	2.206	0%	100%	40%	13,60	117,22
5	8%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	40%	13,60	86,08
5	10%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	40%	13,60	96,44
5	12%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	40%	13,60	106,96
5	8%	2.206	10%	2.426	0%	100%	40%	13,60	102,05
5	10%	2.206	10%	2.426	0%	100%	40%	13,60	114,78
5	12%	2.206	10%	2.426	0%	100%	40%	13,60	127,40
5	8%	2.206	0%	2.206	0%	100%	45%	12,81	84,24
5	10%	2.206	0%	2.206	0%	100%	45%	12,81	94,63
5	12%	2.206	0%	2.206	0%	100%	45%	12,81	105,03
5	8%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	45%	12,81	77,27
5	10%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	45%	12,81	86,48
5	12%	2.206	-10%	1.985	0%	100%	45%	12,81	95,83
5	8%	2.206	10%	2.426	0%	100%	45%	12,81	91,47
5	10%	2.206	10%	2.426	0%	100%	45%	12,81	102,78
5	12%	2.206	10%	2.426	0%	100%	45%	12,81	114,09
20	8%	1.861	0%	1.861	50%	50%	30%	15,97	108,32
20	10%	1.861	0%	1.861	50%	50%	30%	15,97	121,18
20	12%	1.861	0%	1.861	50%	50%	30%	15,97	134,11
20	8%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	30%	15,97	98,70
20	10%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	30%	15,97	110,69
20	12%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	30%	15,97	122,33
20	8%	1.861	10%	2.047	50%	50%	30%	15,97	117,53
20	10%	1.861	10%	2.047	50%	50%	30%	15,97	131,67
20	12%	1.861	10%	2.047	50%	50%	30%	15,97	145,89
20	8%	1.861	0%	1.861	50%	50%	35%	14,62	93,65
20	10%	1.861	0%	1.861	50%	50%	35%	14,62	104,84
20	12%	1.861	0%	1.861	50%	50%	35%	14,62	115,92
20	8%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	35%	14,62	85,57
20	10%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	35%	14,62	95,85
20	12%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	35%	14,62	105,82
20	8%	1.861	10%	2.047	50%	50%	35%	14,62	101,71
20	10%	1.861	10%	2.047	50%	50%	35%	14,62	113,83
20	12%	1.861	10%	2.047	50%	50%	35%	14,62	126,02
20	8%	1.861	0%	1.861	50%	50%	40%	13,60	82,85
20	10%	1.861	0%	1.861	50%	50%	40%	13,60	92,58
20	12%	1.861	0%	1.861	50%	50%	40%	13,60	102,28
20	8%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	40%	13,60	75,73
20	10%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	40%	13,60	84,71
20	12%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	40%	13,60	93,44
20	8%	1.861	10%	2.047	50%	50%	40%	13,60	89,84
20	10%	1.861	10%	2.047	50%	50%	40%	13,60	100,45
20	12%	1.861	10%	2.047	50%	50%	40%	13,60	111,12
20	8%	1.861	0%	1.861	50%	50%	45%	12,81	74,44
20	10%	1.861	0%	1.861	50%	50%	45%	12,81	83,05
20	12%	1.861	0%	1.861	50%	50%	45%	12,81	91,67
20	8%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	45%	12,81	68,07

VIABILIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA COMO HERRAMIENTA PARA DISMINUIR LA HUELLA DE CARBONO EN PRODUCTOS EXPORTABLES DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

Tamaño [MW]	Tasa	Inversión Original [US\$/kW]	Delta Inversión	Inversión [US\$/kW]	Año -0	Año -1	FC	O&M [US\$/MWh]	Costo Producción [US\$/MWh]
20	10%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	45%	12,81	76,06
20	12%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	45%	12,81	83,82
20	8%	1.861	10%	2.047	50%	50%	45%	12,81	80,62
20	10%	1.861	10%	2.047	50%	50%	45%	12,81	90,05
20	12%	1.861	10%	2.047	50%	50%	45%	12,81	99,53
50	8%	1.861	0%	1.861	50%	50%	30%	15,97	108,25
50	10%	1.861	0%	1.861	50%	50%	30%	15,97	121,18
50	12%	1.861	0%	1.861	50%	50%	30%	15,97	134,11
50	8%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	30%	15,97	98,70
50	10%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	30%	15,97	110,69
50	12%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	30%	15,97	122,33
50	8%	1.861	10%	2.047	50%	50%	30%	15,97	117,53
50	10%	1.861	10%	2.047	50%	50%	30%	15,97	131,67
50	12%	1.861	10%	2.047	50%	50%	30%	15,97	145,89
50	8%	1.861	0%	1.861	50%	50%	35%	14,62	93,65
50	10%	1.861	0%	1.861	50%	50%	35%	14,62	104,84
50	12%	1.861	0%	1.861	50%	50%	35%	14,62	115,92
50	8%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	35%	14,62	85,57
50	10%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	35%	14,62	95,85
50	12%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	35%	14,62	105,82
50	8%	1.861	10%	2.047	50%	50%	35%	14,62	101,71
50	10%	1.861	10%	2.047	50%	50%	35%	14,62	113,83
50	12%	1.861	10%	2.047	50%	50%	35%	14,62	126,02
50	8%	1.861	0%	1.861	50%	50%	40%	13,60	82,85
50	10%	1.861	0%	1.861	50%	50%	40%	13,60	92,58
50	12%	1.861	0%	1.861	50%	50%	40%	13,60	102,28
50	8%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	40%	13,60	75,73
50	10%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	40%	13,60	84,71
50	12%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	40%	13,60	93,44
50	8%	1.861	10%	2.047	50%	50%	40%	13,60	89,84
50	10%	1.861	10%	2.047	50%	50%	40%	13,60	100,45
50	12%	1.861	10%	2.047	50%	50%	40%	13,60	111,12
50	8%	1.861	0%	1.861	50%	50%	45%	12,81	74,44
50	10%	1.861	0%	1.861	50%	50%	45%	12,81	83,05
50	12%	1.861	0%	1.861	50%	50%	45%	12,81	91,67
50	8%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	45%	12,81	68,07
50	10%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	45%	12,81	76,06
50	12%	1.861	-10%	1.675	50%	50%	45%	12,81	83,82
50	8%	1.861	10%	2.047	50%	50%	45%	12,81	80,62
50	10%	1.861	10%	2.047	50%	50%	45%	12,81	90,05
50	12%	1.861	10%	2.047	50%	50%	45%	12,81	99,53

III HERRAMIENTA METODOLÓGICA PARA EVALUAR AMBIENTALMENTE LOS PROYECTOS EÓLICOS.

1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo ha sido elaborado en base a la experiencia de España y en los casos que correspondía y fue posible se adaptó a las condiciones locales de Argentina y en particular de la provincia de Buenos Aires. Es importante destacar que uno de los profesionales intervinientes en este proyecto es el Dr. Molina Ruiz quien ha participado activamente en este tema en su país, España. España ha avanzado mucho en todo lo vinculado con generación eólica y resulta importante comprender los pasos que han seguido para aprender de sus procesos e introducir las modificaciones necesarias para que la herramienta metodológica para evaluar ambientalmente proyectos de generación eólica sea una herramienta válida y aplicable en el ámbito de la provincia de Buenos Aires.

Está claro que para que una relación entre energía y creación de riqueza sea sostenible debe apoyarse necesariamente en modelos de desarrollo en los que prime el uso racional de la energía (ahorro energético y eficiencia energética) y el aprovechamiento de las energías renovables (Eudel-Eve, 2003) (MOLINA, 2012).

El viento es un recurso que puede ser aprovechado para la obtención de una energía limpia y segura, evitando los graves problemas ambientales vinculados a la generación de energía de manera convencional.

El rigor científico necesario en este tipo de trabajos requiere que se elabore un inventario ambiental previo que sirva como línea de base. Para realizarlo hacen falta visitas a campo. En este trabajo no se ha previsto que se hagan y se recomienda que sea objeto de un próximo estudio enfocado hacer la evaluación ambiental previa en los sitios identificados como estratégicos para el desarrollo de la generación eólica en la provincia. En este inventario se deben estudiar las fuentes sobre vegetación, suelos, fauna, etc.

Es necesario considerar el territorio desde un enfoque amplio, en el que se valoran no sólo los aspectos económicos, sino también sociales y culturales. Estas premisas nos conducen a considerar el medio ambiente como un valor intangible, como un

bien merecedor de nuestra protección, al formar parte de la idiosincrasia de la gente que lo habita; y a considerar otros valores, al margen de los específicamente ambientales: patrimonio histórico, arqueológico y geológico.

2. DISEÑO METODOLÓGICO

Se presenta una metodología para determinar zonas potencialmente viables para la instalación de parques eólicos; esta metodología se configura como una herramienta útil para diseñar, analizar y evaluar proyectos eólicos administrados por entidades públicas o privadas.

Se trata de diseñar una metodología coherente y rigurosa, que permita el desarrollo de proyectos energéticos sostenibles compatibles con el mantenimiento y potenciación de los recursos ambientales, económicos, culturales y sociales.

2.1. ESCALAS DE TRABAJO

Se proponen distintas escalas de trabajo para conseguir los objetivos propuestos. Se ha considerado apropiado establecer diferentes escalas de trabajo en función de la búsqueda de un equilibrio idóneo entre el coste, el grado de detalle y la fiabilidad de los resultados:

- Escala Regional (1:1.000.000-1:75.000): se identifica la vegetación actual, tipos de suelos, hábitats, etc., su relación con el territorio, con los espacios protegidos, con la red de drenaje principal, con los núcleos de población, etc. Esta información nos permite tener un avance sobre el grado de afectación potencial sobre diferentes factores ambientales del territorio con el desarrollo de los Parques Eólicos.
- Desde otra óptica, nos permite conocer si la ubicación de la actividad está en lugares ambientalmente compatibles y en el caso de no estarlo, establecer estudios a mayor detalle, recabando la información precisa.
- Escala Municipal 1:50.000: Un análisis fiable y aplicado de la problemática asociada a la implantación de Parques Eólicos precisa trabajar a escala 1:50.000, ya que se alcanza el grado suficiente de detalle para un ordenamiento territorial de la actividad y se cuenta con herramientas básicas de planificación, como son los Planes Municipales de

Ordenamiento Territorial, donde se pueden plasmar las conclusiones de la investigación.

- Escala Local 1:5.000: para determinar con precisión los límites en aquellas zonas de implantación potencial de parques eólicos, será preciso establecer esta escala de trabajo de más detalle e integrar los resultados en la cartografía general.

2.2. **ÁMBITOS DE TRABAJO**

Metodología de Campo:

Se desarrolla una metodología de campo para visitar y conocer el terreno donde se pretende la instalación de Parques Eólicos. Estas salidas permiten la recopilación de abundante información: topografía, croquis del terreno, estado de las formaciones vegetales, tipos de hábitats, fauna, redes de drenaje, tipología de suelos, vías de comunicación, etc. Toda la información recopilada se concreta en la elaboración de fichas de campo.

Metodología de Gabinete:

Una de las bases de este trabajo consiste en la Consulta a un Panel de Expertos, considerando prioritaria la participación, discusión y valoración de los técnicos responsables de cada área, que definan los umbrales admisibles de impacto ambiental, en un estadio previo a la toma de decisiones.

Metodología SIG:

El análisis de la información de partida nos conducirá a la integración de la información en un Sistema de Información Geográfica. El resultado será la determinación de zonas ambientalmente compatibles para la instalación de Parques Eólicos.

2.3. **ESQUEMA METODOLÓGICO**

Hay tres artículos de la Constitución Nacional que son claves para el derecho ambiental y sus jurisdicciones, el artículo 41, el 123 y el 124.

De acuerdo al Art. 41 de la Constitución Nacional:

Todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras; y tienen el deber de preservarlo.

El daño ambiental generará prioritariamente la obligación de recomponer, según lo establezca la ley.

Las autoridades proveerán a la protección de este derecho, a la utilización racional de los recursos naturales, a la preservación del patrimonio natural y cultural y de la diversidad biológica, y a la información y educación ambientales.

Corresponde a la Nación dictar las normas que contengan los presupuestos mínimos de protección, y a las provincias, las necesarias para complementarlas, sin que aquéllas alteren las jurisdicciones locales.

Se prohíbe el ingreso al territorio nacional de residuos actual o potencialmente peligrosos, y de los radiactivos.

Art. 123 de la Constitución Nacional

Revaloriza los gobiernos locales como gestores del desarrollo humano de las comunidades. Reconocimiento expreso de la autonomía municipal.

Art. 124 de la Constitución Nacional

Las provincias podrán crear regiones para el desarrollo económico y social y establecer órganos con facultades para el cumplimiento de sus fines y podrán también celebrar convenios internacionales en tanto no sean incompatibles con la política exterior de la Nación y no afecten las facultades delegadas al Gobierno federal o el crédito público de la Nación; con conocimiento del Congreso Nacional. La ciudad de Buenos Aires tendrá el régimen que se establezca a tal efecto. Corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio

Además, en materia de legislación ambiental Argentina cuenta con la ley 25675, Ley General Del Ambiente, que en su artículo 6° indica:

Se entiende por presupuesto mínimo, establecido en el artículo 41 de la Constitución Nacional, a toda norma que concede una tutela ambiental uniforme o común para todo el territorio nacional, y tiene por objeto imponer condiciones necesarias para

asegurar la protección ambiental. En su contenido, debe prever las condiciones necesarias para garantizar la dinámica de los sistemas ecológicos, mantener su capacidad de carga y, en general, asegurar la preservación ambiental y el desarrollo sustentable.

Es importante destacar que no existe actividad humana que no genere alguna alteración al ambiente. Por lo tanto se tendrán efectos e impactos ambientales ocasionados por la actividad humana:

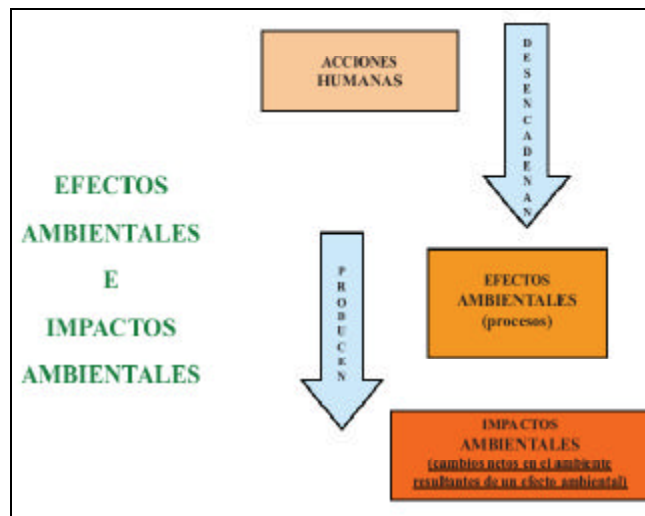


Gráfico 44. Impactos Actividad Humana.

En referencia a la Evaluación de Impacto Ambiental se deben cumplir los requisitos mínimos establecidos por la Ley General del Ambiente artículos 11, 12 y 13 que de manera esquemática establecen lo siguiente:

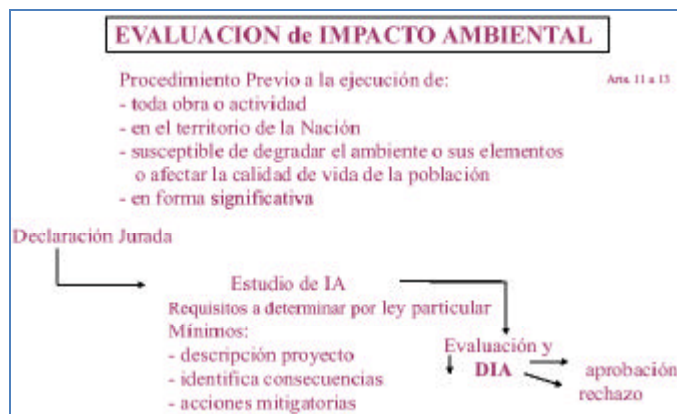


Gráfico 45. Evaluación Impacto Ambiental.

En base a la normativa de la Provincia de Buenos Aires (Ley 11723, resolución OPDS 538/99), todos los proyectos consistentes en la realización de obras o

actividades que produzcan o sean susceptibles de producir algún efecto negativo al ambiente de la Provincia de Buenos Aires y/o sus recursos naturales, deberán obtener una DECLARACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL expedida por la autoridad ambiental provincial o municipal según las categorías que establezca la reglamentación de acuerdo a la enumeración enunciativa incorporada en el anexo II de la ley.

Si bien todos los proyectos impactan en el medio ambiente e involucran a su entorno mediato e inmediato, en los Proyectos Urbanos el medio es altamente complejo por albergar heterogeneidad de funciones y concentración despareja de poblaciones, en áreas territorialmente reducida.

La "valoración del impacto" que el proyecto genere en la trama urbana, será determinado por la Autoridad de Aplicación correspondiente a cada Municipio por considerar que cada proyecto no es en sí mismo simple o complejo ambientalmente sino que está en relación directa a la estructura territorial (natural y antrópica) que lo alberga.

Es el Municipio en su doble rol de Autoridad de Aplicación y de conocedor de la realidad particular de su territorio (art. 77), quien determine la complejidad ambiental del proyecto.

La Evaluación de Impactos Ambientales de proyectos eólicos debería contener:

1. Análisis, valoración y elección de alternativas

Se consideran alternativas de ubicación diferentes para el proyecto y se evalúa el Modelo de Evaluación de Alternativas, que consiste básicamente en la formación de una matriz de datos que se analiza de acuerdo a un modelo de decisión. Finalmente se elige la más adecuada según los criterios de este modelo y se justifica la elección.

2. Descripción del proyecto y sus acciones

Se estudian los objetivos del proyecto, su ámbito de influencia y descripción de todos aquellos aspectos de la actividad que adquieran relevancia desde el punto de vista ambiental. Esta fase incluye la identificación de las acciones del proyecto que pueden producir alteraciones sobre el medio así como una descripción de diferentes aspectos ambientales en la situación actual (emisiones, gestión de residuos, etc.).

3. Realización del inventario ambiental

Se estudian sistemáticamente aquellos elementos del medio susceptibles de verse afectados por la realización del proyecto, delimitando el ámbito espacial apropiado en cada caso, e incidiendo particularmente sobre los componentes o procesos de cada elemento previsiblemente modificables por la actividad o actividades a realizar. En esta fase, para cada uno de los elementos (factores) del medio, se presenta una descripción y una valoración del mismo.

4. Identificación y descripción de los impactos previsibles

Se realiza mediante el cruce de las informaciones elaboradas con anterioridad relacionadas con el Proyecto (y sus acciones) y al medio físico sobre el que se produce. *Para esto sería necesario que el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible (OPDS) genere toda la información de base previa de las regiones identificadas como potencialmente aptas para el desarrollo de proyectos de generación eólica.*

5. Valoración de los impactos

Existen diferentes metodologías para la valoración de impactos ambientales, cualitativa o cuantitativa, aunque resulta muy recomendable la utilización de diversas metodologías en un mismo estudio. Se propone la participación de un Panel de Expertos.

Una vez identificadas las acciones y los factores del medio que potencialmente se verán afectados, se elabora una matriz de importancia la cual nos permite obtener una valoración cualitativa de los impactos que se producirán. Finalmente se calcula la matriz de importancia ponderada, realizada con una modificación del Método Batelle (DEE, 1972, 1973), mediante la cual se asigna a cada parámetro a medir un peso consensuado por un panel de expertos. Tras este ejercicio, esta fase del estudio permite emitir una valoración global de impacto, que ofrece una visión integrada y sintética de la incidencia ambiental asociada al desarrollo del proyecto.

6. Identificación y descripción de medidas correctoras que permitan reducir, minimizar o eliminar la alteración producida.

Se consideran cuatro fases a la hora de establecer las medidas que se llevarán a cabo: fase de proyecto, fase de construcción, fase de funcionamiento y fase de abandono.

7. Elaboración de un programa de vigilancia ambiental:

En éste se establecen los indicadores y parámetros seleccionados que garanticen el cumplimiento de las medidas protectoras y correctoras, los niveles de calidad que deben mantenerse, la periodicidad de los mismos y las necesidades materiales y humanas para su correcto cumplimiento.

El alcance definido se esquematiza en la figura siguiente:

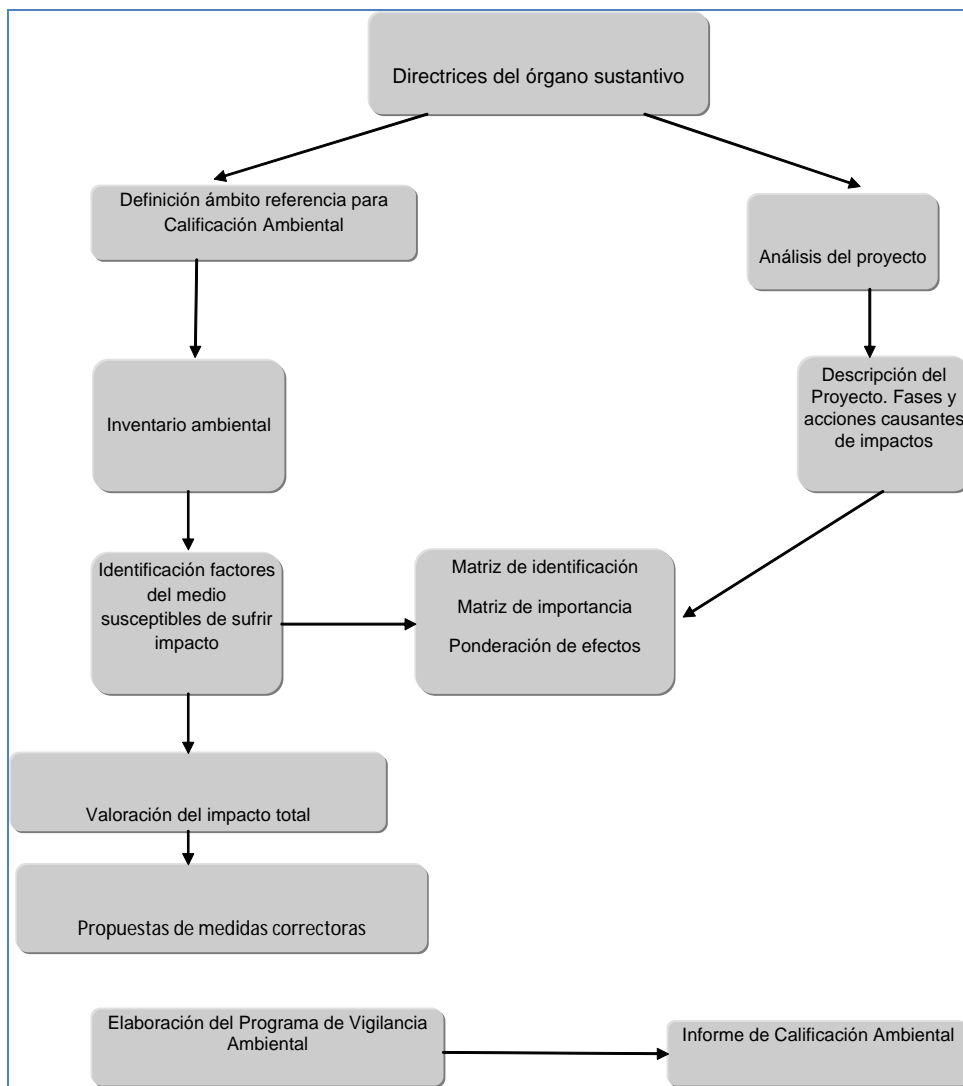


Gráfico 46. Esquema metodológico del estudio.

3. DESARROLLO METODOLÓGICO

3.1. ANÁLISIS, VALORACIÓN Y ELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

Un parque eólico está constituido por un conjunto de Aerogeneradores que vierten la energía que producen a la red eléctrica. En general, los parques eólicos pueden provocar impactos sobre el medio natural, se trata pues, de buscar emplazamientos donde se garantice la compatibilidad entre la producción energética y la conservación de los valores naturales y paisajísticos del entorno. En este sentido es muy recomendable identificar industrias que podrían instalar generación distribuida con uno a dos aerogeneradores minimizando muchos los impactos ambientales.

En cualquier caso no podemos perder la perspectiva general y tener en cuenta que se trata de la producción de energía “limpia”, auspiciada desde las más altas instituciones internacionales, nacionales y regionales, y que los impactos ambientales asociados son temporales y reversibles, siempre que en fase pre-operacional se diseñen las medidas correctoras adecuadas. Esta es la filosofía que inspira el presente trabajo.

La aplicación efectiva del principio de cautela requiere un análisis formal de alternativas (TICKNER, 2004). El análisis de alternativas debe ser lo más riguroso posible, tratando de evitar elecciones arbitrarias.

Dada la naturaleza de la actividad, el análisis de alternativas se centrará en la generación de alternativas de localización, al considerar este factor el principal generador de impactos. Los modelos de generación de alternativas se deben fundamentar en la capacidad de acogida del medio, o lo que es lo mismo, en el grado de idoneidad del mismo para una actividad determinada y los efectos de dicha actividad sobre éste. Se emplea un modelo de evaluación de alternativas, ampliamente verificado en estudios de ordenamiento territorial en España (MOLINA, 2003, 2010) (GÓMEZ OREA, 2007) y que consiste básicamente en la formación de una matriz de datos que se analizará de acuerdo a un modelo de decisión.

De acuerdo con la definición de este modelo, el mejor sitio para instalar la actividad será aquel en el que coincida la máxima aptitud con el mínimo impacto negativo, o bien, con el máximo impacto positivo, consiguiendo de este modo la convergencia de

los intereses del promotor con los intereses más conservacionistas o de protección del medio ambiente.

Siguiendo esta metodología se analizan los requisitos básicos necesarios para llevar al éxito el Proyecto de generación eólica que se quiera implantar, estos son:

- Elevado régimen de viento.
- extensión de terreno suficiente acorde con el número de aerogeneradores que se quieren instalar.
- topografía del terreno (pendiente adecuada para un mínimo movimiento de tierras en la fase de construcción).
- Lugares potencialmente compatibles desde el punto de vista ambiental.

A continuación se deberán seleccionar al menos dos alternativas que cumplan con los requisitos expuestos anteriormente.

La evaluación de alternativas precisa del establecimiento de criterios de evaluación, que deben ser: exhaustivos, coherentes, independientes, aplicables y no redundantes (GÓMEZ, 2003). La selección de estos criterios de evaluación de alternativas se hace atendiendo a factores económicos, técnicos, sociales y ambientales.

Criterios de evaluación seleccionados:

Criterio 1: régimen y estructura de propiedad del suelo, compatibilidad con el Plan de Ordenamiento Territorial.

Criterio 2: existencia y disponibilidad de línea de evacuación para conexión eléctrica y/o distancia a la misma.

Criterio 3: beneficios sociales y económicos.

Criterio 4: afectación a Espacios Naturales Protegidos.

Criterio 5: presencia de vías pecuarias, dominio público, yacimientos arqueológicos, Lugares de Interés Geológico (LIG).

Para cuantificar los criterios para cada alternativa se ha establecido un principio de evaluación calificando los cruces en la matriz: -5, -4, -3, -2, -1, 0, +1, +2, +3,+4, +5,

considerando -5 el valor de mayor incidencia negativa, mientras que el valor +5 se considera de menor incidencia o refuerzo positivo Tabla 22.

El modelo de decisión adoptado es muy sencillo, se trata de sumar los valores cuantitativos de cada alternativa para cada criterio de evaluación y ordenar las alternativas en orden descendiente, según los resultados obtenidos.

		CRITERIOS DE EVALUACIÓN				
		Criterio 1	Criterio 2	Criterio 3	Criterio 4	Criterio 5
ALTERNATIVAS	Alternativa 0	0	0	0	0	0
	Alternativa 1	-5	-1	+2	+2	-1
	Alternativa 2	-3	-4	+1	-3	0
	Alternativa 3	+5	-2	+5	-1	-1

Tabla 22. Evaluación de alternativas

Alternativa 0= 0

Alternativa 1= -3

Alternativa 2= -9

Alternativa 3= +6

De acuerdo con las puntuaciones obtenidas, la alternativa 3 es la más adecuada para el establecimiento de la actividad.

Siguiendo el orden, la siguiente alternativa es la no ejecución del proyecto, seguida de la alternativa 1 y quedando en último lugar la alternativa 2, la cual se descarta como alternativa completamente por haber obtenido el valor más negativo.

3.2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y SUS ACCIONES

Se trata de describir los aspectos del proyecto técnico de generación (Proyecto Industrial) que sean susceptibles de provocar impactos ambientales. Se tendrán en cuenta los movimientos de tierras previstos (desmontes, terraplenes, etc.), la maquinaria a utilizar (emisión de gases y contaminación acústica potencial), identificación y cuantificación de residuos generados en operaciones de montaje, canalizaciones, instalaciones auxiliares, etc.

3.2.1. REALIZACIÓN DEL INVENTARIO AMBIENTAL

Se llevará a cabo una búsqueda y revisión bibliográfica de todos aquellos estudios realizados sobre la zona de estudio. Se precisará la colaboración de instituciones ambientales, universitarias y administración local.

El estudio se centrará en los elementos del medio susceptibles de verse afectados por la realización del proyecto, delimitando el ámbito espacial apropiado en cada caso, e incidiendo particularmente sobre los componentes o procesos de cada elemento previsiblemente modificables por la actividad o actividades a realizar.

La información disponible se completará y corregirá si es preciso con salidas de campo y estudios particulares de detalle para aquellas zonas de mayor sensibilidad ecológica o social.

Se trata por tanto, de conocer el estado actual de la zona de implantación de la actividad y valorar la susceptibilidad a la implantación de la actividad considerada.

Se prestará especial atención a aquellos factores más sensibles ante la implantación de parques eólicos, como es el caso de la avifauna, con estudios de detalle sobre fauna residente y corredores migratorios. También es preciso realizar estudios de detalle sobre la vegetación especialmente protegida perteneciente o cercana a espacios protegidos (Parques Nacionales, Parques Regionales, Reservas Naturales, etc.).

3.2.2. IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS POTENCIALES

Las operaciones que tienen lugar para llevar a cabo la instalación de parques eólicos pueden agruparse en tres fases, comprendiendo cada una de ellas una serie de acciones que ocasionan diferentes impactos sobre el medio. Finalmente se realizan las matrices de impactos para cada una de las fases (MOLINA, 2001, 2002, 2005, 2006, 2008, 2011).

a) FASE DE CONSTRUCCIÓN:

Incluye todos aquellos trabajos de dotación de infraestructuras, construcción y acondicionamiento de accesos, la instalación de los aerogeneradores y de la red de evacuación eléctrica, y la construcción de las instalaciones auxiliares. Las acciones causantes de impactos potenciales son:

- Construcción de los caminos, que incluye:

- Desmante
- Movimiento de tierras
- Colocación del firme
- Tráfico de vehículos
- Construcción de las zapatas, que incluye:
 - Desmante
 - Movimiento de tierras
 - Relleno del hueco con hormigón
 - Instalación de los aerogeneradores
- Construcciones de las instalaciones auxiliares.
- Producción de residuos (se incluyen los residuos de la construcción, residuos de material eléctrico y aceites de maquinaria).
- Revegetación de taludes y zonas afectadas por las obras.

A continuación se describen las alteraciones potenciales consideradas más significativas en esta fase del proyecto:

Impactos sobre la geomorfología:

Son causados principalmente por los desmontes y nivelaciones en la construcción de accesos y zapatas. Se pueden producir alteraciones de los cauces naturales, deslizamientos en masa e incremento de los procesos erosivos.

Impactos sobre los Lugares de Interés Geológico (LIG):

Los desmontes y movimientos de tierras podrían afectar a los LIG por destrucción total o parcial de los mismos.

Impactos sobre las aguas superficiales y subterráneas:

Los impactos en las aguas superficiales pueden ser debidos principalmente a modificaciones de las escorrentías, incrementos en los procesos erosivos, alteraciones de los cauces naturales. Una fuga de los aceites de la maquinaria empleada en las obras podría provocar la contaminación tanto de las aguas superficiales como de las subterráneas.

Impactos sobre el suelo:

Las principales alteraciones del suelo que se pueden producir en las diferentes operaciones son:

- Destrucción total o parcial del suelo.
- Compactación del suelo.
- Erosión del suelo.
- Contaminación del suelo.
- Incremento del riesgo de incendio forestal durante las obras.
- Impactos sobre la calidad del aire:

Los desmontes, movimientos de tierras, y uso de vehículos y maquinaria pesada darán lugar a la emisión de partículas de polvo, además de los gases emitidos por los caños de escape de los vehículos que también pueden afectar a la calidad del aire en la zona. Los impactos serán del tipo:

- Emisión de polvo y material particulado.
- Emisión de gases de combustión: SO₂, NO_x, CO₂ y CO.

Contaminación acústica:

La actividad de la maquinaria, sobre todo de excavadoras, motoniveladoras y camiones generará ruido que en conjunto puede alcanzar en el punto de emisión 104 dB (A) de Leq (según especificaciones técnicas de distintos fabricantes de maquinaria pesada).

Los impactos serán del tipo:

- Generación de ruido medido en dB(A) de Leq en el punto de emisión, que se verá atenuado con la distancia y la presencia de pantallas topográficas.

Impactos sobre la flora y vegetación:

La vegetación y en menor medida la flora se verán afectadas por las labores de desmonte y movimientos de tierras, de forma local. De forma más extensa se verán afectadas por la generación de polvo en suspensión que se depositará en la vegetación circundante. La revegetación de taludes y zonas afectadas por las obras paliará en parte los daños causados, pudiendo restaurar o incrementar el número de

especies de flora y recuperar parte de la vegetación eliminada. Esta afección podrá ser:

Impactos sobre la Flora:

Destrucción de ejemplares de flora, lo que dará lugar a:

- Aumento del riesgo de incendio forestal por uso de maquinaria durante las obras.
- Incremento o reposición del número de especies de flora por aplicación de medidas de revegetación coherentes con criterios biogeográficos y biológicos de las especies utilizadas.

Impactos sobre la vegetación:

Destrucción o alteración de las comunidades y asociaciones vegetales, lo que dará lugar a:

- Incremento del riesgo de incendio forestal durante las obras.
- Restauración parcial de la vegetación por las labores de revegetación coherentes con criterios fitosociológicos.

Impactos sobre la fauna

Las afecciones ocurrirán de forma directa y local durante el desmonte y movimientos de tierra, y de forma indirecta por generación de ruido durante las obras y por la generación de polvo y el propio incremento de la presencia humana (BAUTISTA, 2004).

Durante esta fase se producirá un impacto local muy fuerte sobre la fauna de invertebrados y pequeños vertebrados (anfibios, reptiles y mamíferos) por la retirada de la vegetación y el suelo. La comunidad de aves nidificantes en las zonas directamente afectadas por el desmonte y movimientos de tierras, podría verse afectada en mayor medida si se realiza en la época de cría, ya que podrían destruirse los nidos que se encontraran en el suelo y la vegetación de la zona afectada, en función de su densidad poblacional.

Los mamíferos más grandes así como las aves rapaces no nidificantes en las áreas directamente afectadas, así como los murciélagos se verán afectados por el ruido y

por las molestias generadas por el polvo en suspensión y el incremento de la presencia humana.

Estas molestias estarán inversamente relacionadas con la distancia a las zonas de nidificación o dormideros.

La gravedad de estas afecciones estará directamente relacionada con la categoría de protección en que se incluyan las especies animales afectadas.

Los principales impactos que tienen lugar sobre la fauna son los siguientes:

- Mortandad directa por las obras.
- Destrucción y cambios de tipo de hábitat.
- Fragmentación del hábitat.
- Modificación de pautas de comportamiento, que incluye abandono de territorios de cría y abandono de territorios de caza.
- Extinción local de las especies.
- Incremento del riesgo de incendio forestal durante las obras.

Impactos sobre los Hábitats de Interés

Los hábitats de interés podrían verse afectados por los desmontes, los movimientos de tierras y la generación de polvo. Del mismo modo, la revegetación siguiendo criterios fitosociológicos permitirá restaurar en parte los hábitats afectados.

Los impactos serán del tipo:

- Destrucción o modificación de hábitats de interés comunitario.
- Fragmentación de hábitats de interés comunitario.
- Disminución del valor global de los hábitats por la deposición del polvo.
- Incremento del riesgo de incendio forestal durante las obras.
- Restauración de los hábitats por aplicación de tareas de revegetación coherentes con criterios biogeográficos.

Impactos sobre el paisaje

Se producirá por la introducción de nuevos elementos del paisaje, de fuerte contraste sobre la matriz, como son los caminos y acopios de tierras, construcciones. El mayor impacto se producirá con la instalación de los aerogeneradores, por ser elementos verticales de fuerte contraste sobre el fondo escénico.

Este impacto estará directamente relacionado con la fragilidad visual de la zona afectada, y ésta a su vez con la mayor frecuencia de observación. Es decir, a mayor frecuencia de observación, mayor impacto sobre el paisaje.

La frecuencia de observación estará relacionada con la topografía, por la presencia de pantallas visuales, la densidad de población y la dispersión de los núcleos poblacionales así como la densidad de las vías de comunicación y su frecuencia de uso.

La Fragilidad Visual se define como la susceptibilidad de un paisaje al cambio cuando se desarrolla una actividad sobre él, o dicho de otro modo, el potencial que un paisaje tiene para absorber una determinada acción humana, en este caso la implantación de Parques Eólicos.

Se define la Cuenca Visual como la superficie desde la que un punto es visible. Un concepto asociado es la intervisibilidad, que analiza el territorio en función del grado de visibilidad recíproca entre los diferentes puntos de la zona.

Para definir la cuenca visual se construye un Modelo Digital de Elevaciones utilizando un Sistema de Información Geográfica. A partir del modelo generado podremos obtener gran cantidad de información sobre la morfología del territorio circundante al punto elegido de búsqueda. La definición de las cuencas visuales de diferentes puntos nos proporcionará información precisa para valorar los impactos visuales potenciales, el objetivo perseguido en este apartado (MOLINA, 2001b, 2002).

Como paso previo a la determinación de las cuencas visuales debemos hacer unas consideraciones en las que todo el protagonismo se centra en la capacidad visual del observador respecto al territorio.

Según Gerald Westheimer (ADLER, 1994) el ojo humano tiene un mínimo visible, entendiéndose que la visibilidad mínima es la detección de la presencia de un estímulo visual. El ejemplo más típico es en el que se mide la amplitud mínima de un cable de telégrafo que puede verse contra un cielo uniforme.

En un observador normal con un enfoque óptimo, el límite de la resolución, o como suele llamarse, el ángulo mínimo de resolución, será de un minuto de arco. A una distancia de observación de 6 metros el ángulo mínimo de resolución es de un minuto de arco, que se identifica con una agudeza visual 6/6 ó 20/20 equivalente al 100 % de agudeza visual.

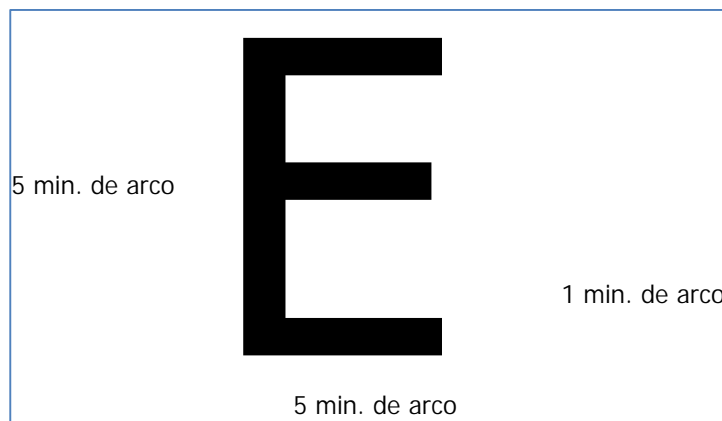


Gráfico 47. Letra de Snellen 20/20.

A una distancia de observación de 6 metros el tamaño global de la letra es de 8,73 mm (equivale a 5 min. de arco) y una abertura de 1,75 mm (equivale a 1 minuto de arco).

Así tenemos que la distancia de observación en campo abierto se encuentra en el rango 6 m a ∞.

La longitud del arco correspondiente (L) a 1 min. de arco, nos dará el tamaño del objeto observable en función de la distancia (d) en metros (1):

$$L = ? / 180 \times 1/60 \times d \quad (1)$$

Aplicando (1) a 6 metros de distancia el ojo humano no distingue objetos menores de 1,75 mm. A 30 kilómetros el tamaño mínimo que el ojo puede distinguir sería 8,72 metros y el tamaño máximo 43,63 metros.

En el caso de los Parques Eólicos nos interesa sobremanera conocer el máximo objeto visible. La justificación de esta variable en la determinación de cuencas visuales es debida, por una parte, al gran tamaño del objeto analizado (aerogeneradores) y, por otra, a las grandes distancias consideradas.

Al analizar distancias tan amplias y con gran variabilidad de fondos escénicos, no podemos considerar el mínimo detalle observable, sino que debemos calcular el máximo visible. La expresión matemática sería (2):

$$L = \frac{Y}{180} \times \frac{5}{60} \times d \quad (2) \quad \text{de donde } L = \text{Tamaño inicio de observación}$$

La aplicación de esta segunda ecuación nos permite obtener una Tabla de correlación entre distancias y tamaño máximo de objeto observable.

Un observador emélope (agudeza visual 20/20), podrá distinguir con nitidez objetos desde L, y en función de la distancia objetos mayores que L, mientras que los objetos menores, no se apreciarán con nitidez.

Tal como se desprende de la Tabla adjunta a menor distancia se podrá observar una mayor proporción del objeto estudiado, disminuyendo ésta conforme nos alejemos del mismo (Tabla 23). Si consideramos un aerogenerador (Y) de 50 metros de altura entonces:

$$Y - L = R \quad \text{donde } R \text{ es el tamaño del objeto observable}$$

Distancia (km)	L (m)	R	% del objeto	Impacto visual
5	7,27	42,73	85,4	Alto
10	14,5	35,5	71	
15	21,8	28,2	56,4	Medio
20	29,08	20,92	41,84	

25	36,35	13,65	27,3	Bajo
30	43,65	6,35	12,7	
35	50,9	No visible	No visible	Nulo

Tabla 23. Tamaño de objeto, distancias y tamaño observable

Los resultados obtenidos serán en unas condiciones de observación ideales donde el fondo sea negro, la torre del aerogenerador blanca y una iluminación del objeto óptima. Como se desprende de lo anterior estas condiciones no se reproducen en la naturaleza, por lo que estos resultados variarán en función de las condiciones atmosféricas, la luz natural, el color del fondo escénico y de la torre.

A una distancia de 5 km se observa el 85,4 % del tamaño del aerogenerador, a 10 km un 71 %, a 15 km el 56,4 %, a 20 km 41,84 %, a 25 km 27,3 %, a 30 km 12,7 % y a 35 no es observable. Estos datos serán tenidos en cuenta para valorar el impacto visual causado por la instalación de Parques Eólicos. De tal forma que podemos reclasificar las distancias en tres categorías, en función del impacto visual potencial. Se considera que hasta 10 km el impacto visual potencial es ALTO, entre 10-20 km es MEDIO y para distancias mayores de 20 km el impacto visual potencial es BAJO. Para distancias mayores de 30 km el impacto visual potencial es NULO.

Tomando como base estas premisas, se considera que la distancia ideal para el cálculo de cuencas visuales es de 30 km, ya que a esta distancia el impacto potencial es bajo o nulo, en cualquier condición de observación. Siguiendo esta argumentación se excluyen las cuencas visuales para mayores distancias porque en estos casos el impacto visual potencial es nulo.

Llegados a este punto se estudia la incidencia de los impactos visuales sobre el territorio objeto de estudio, para lo cual se determinan las zonas de mayor Fragilidad Visual, ante la implantación de Parques Eólicos.

La escala de trabajo que se ha considerado adecuada es 1:50.000 que permite alcanzar un grado de detalle suficiente con el empleo de tiempo y medios razonables.

Para determinar las cuencas visuales del Parque Eólico, se consideran las siguientes premisas:

- Se construye el M.D.E.
- El radio de búsqueda será de 30 km.
- Se toman como puntos de referencia, para construir las cuencas visuales aquellos que se corresponden con las zonas de mayor número de observadores potenciales: carreteras principales y los núcleos de población.

Esta percepción puede ser desde vías de comunicación o desde viviendas y núcleos de población. Esta percepción no suele ser negativa, percibiéndose con menor agresividad al aumentar la distancia.

Los impactos serán del tipo:

- Alteración del fondo escénico por incorporación de grandes elementos, con el ensamblaje de los aerogeneradores, para observaciones a larga distancia.
- Incorporación de nuevos elementos del paisaje, caminos, taludes, construcciones, aerogeneradores y torres de líneas de evacuación eléctrica, algunos con fuerte contraste sobre la matriz del paisaje, para observaciones a media distancia.
- Modificación muy fuerte del conjunto escénico en cuencas interiores, para observaciones a corta distancia.

Impactos socioeconómicos

Durante el periodo en que se realicen las obras aumentará la ocupación laboral en la zona, tanto en empleos directos como indirectos, debido a las operaciones de nivelación, desmontes, y montaje de aerogeneradores y edificios auxiliares.

Otros impactos

Durante la fase de construcción de las obras proyectadas para la implantación del parque eólico, el mantenimiento de la diversa maquinaria utilizada, la recepción de

materiales y productos empleados en las obras, la maquinaria a instalar, etc., son actividades productoras de residuos tales como:

- I. Inertes: tierra de la excavación, hormigón y probetas de hormigón.
- II. Asimilables a urbanos: embalajes y envases de papel y cartón, embalajes y envases de plástico, madera, residuos orgánicos y piezas metálicas.
- III. Peligrosos: aceites usados de la maquinaria de la Instalación, envases metálicos de aceites, grasas, pinturas, barnices y disolventes.

Tipo de residuo	Código L.E.R.	Peligroso (P)/No Peligrosos (NP)
Tierra de excavación	01 04 08	NP
	01 04 09	
	01 04 10	
Hormigón	17 01 01	NP
Embalajes y envases de papel y cartón	15 01 01	NP
Embalajes y envases de plástico	15 01 02	NP
Madera	17 02 01	NP
Residuos orgánicos	20 03 01	NP
Piezas metálicas	10 01 17	NP
	10 01 18	
Aceites usados	13 02 08*	P
Envases metálicos de aceites	15 01 11*	P
Grasas	20 01 26*	P
Pinturas, barnices y disolventes	08 01 11*	P

Tabla 24. Caracterización de residuos L.E.R.

Los residuos generados en todas las fases del proyecto serán manejados y dispuestos en conformidad con la Legislación vigente.

Resumen de impactos y factores ambientales y socioeconómicos afectados durante la fase de construcción

La tabla 25 relaciona las distintas acciones del proyecto en esta fase con los factores que pueden verse afectados.

Resumen de impactos y factores ambientales afectados durante la FASE DE CONSTRUCCIÓN	FACTORES AMBIENTALES Y SOCIOECONÓMICOS POTENCIALMENTE AFECTADOS
Desmonte y movimiento de tierras	Geomorfología
	Lugares de interés geológico
	Aguas superficiales y subterráneas
	Suelo
	Atmósfera (polvo y gases)
	Contaminación acústica
	Flora y Vegetación
	Fauna
	Hábitats de Interés Comunitario
	Paisaje
	Socioeconómicos (Ocupación laboral)
	Residuos
Movimiento de maquinaria	Atmósfera (polvo y ruido)
	Suelo (compactación)
	Flora, Vegetación, (polvo, riesgo de incendio forestal)
	Fauna (polvo, ruido, riesgo de incendio forestal)
	Hábitats de Interés Comunitario (Polvo)
	Paisaje (polvo)
	Socioeconómicos (Ocupación laboral)
	Residuos
Ensamblaje de aerogeneradores y torres de evacuación de línea eléctrica	Fauna (ruido)
	Paisaje
	residuos
	Socioeconómicos (Ocupación laboral)
	Fauna (ruido)

Construcción de accesos y edificaciones	Vegetación (polvo)
	Suelo (compactación)
	residuos
	Socioeconómicos (Ocupación laboral)

Tabla 25. Impactos y factores ambientales afectados en Fase de Construcción.

La matriz de identificación nos permite conocer cuáles son los impactos que se pueden producir debido a las actividades que se van a realizar. Se presentan las acciones del proyecto con sus distintas fases en entradas por filas y los factores del medio en otra entrada, en columnas.

En los cruces se indica con un símbolo (?) en las casillas donde el factor en cuestión sea susceptible de sufrir un impacto positivo, y con un símbolo (?) en las casillas donde el factor sea susceptible de sufrir un impacto negativo sin entrar en valorar la intensidad del impacto (Tabla 26).

		FACTORES											
		MEDIO FÍSICO							MEDIO BIOTICO		MEDIO SOCIOECONÓMICO	MEDIO PERCEPTUAL	
		Calidad del aire	Confort sonoro	geomorfología	LIG	Hidrología superficial	Hidrología subterránea	suelo	Fauna	Flora y vegetación	Comunicaciones e infraestructuras y ocupación laboral	Paisaje	
TPELAS Matriz de identificación de impactos	Fase de Construcción	Mejora de accesos	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?	?
	Desbroce		?			?	?		?	?		?	
	Nivelación y movimiento de tierras	?	?	?	?	?	?	?	?	?		?	
	Excavación para cimentaciones y canalizaciones	?	?	?	?	?	?	?	?	?		?	
	Movimiento de maquinaria	?	?			?		?	?	?		?	
	Acopio de materiales	?						?		?		?	
	Ensamblaje de aerogeneradores y torres de evacuación eléctrica		?					?		?	?	?	
	Montaje de edificios auxiliares		?					?				?	
	Generación de residuos							?	?		?		

Tabla 26. Impactos y factores ambientales afectados en Fase de Construcción.

b) FASE DE FUNCIONAMIENTO

Comprende el periodo de actividad de la instalación eólica. Las acciones del proyecto que en esta fase pueden producir impactos significativos son:

- Funcionamiento de los aerogeneradores
- Tránsito de vehículos
- Presencia humana

Impacto sobre la atmósfera:

Durante esta fase se producirán impactos debido al paso de vehículos de mantenimiento y eventualmente de la maquinaria de reparación, se emitirán gases de combustión de los motores y polvo en los caminos sin asfaltar.

Los impactos serán del tipo:

- Emisión de polvo y material particulado
- Emisión de gases: SO₂, NO_x, CO₂, y CO.

Contaminación acústica

El funcionamiento de los aerogeneradores producirá ruido. Se estima una emisión de ruido en la base de un aerogenerador convencional de 60,9 (potencia mínima); 68 (potencia media) y 75,3 (potencia máxima) en dB (A) de Leq (según especificaciones técnicas de fabricantes de aerogeneradores).

Este ruido aumentará su nivel en función del número de aerogeneradores en funcionamiento y disminuirá en función de la distancia y de la presencia de barreras topográficas.

Los impactos serán del tipo:

Generación de ruido de forma constante que puede superar los 100 dB(A) de Leq en el centro del parque eólico, dependiendo del número de aerogeneradores y las distancias entre ellos, y que se verá atenuado con la distancia y la presencia de pantallas topográficas.

Impactos sobre las aguas superficiales y subterráneas

Una gestión inadecuada de los residuos de aceites de maquinaria podría dar lugar a la contaminación tanto de las aguas superficiales como de las aguas subterráneas.

Los impactos serán del tipo:

Contaminación de aguas superficiales y subterráneas por vertido accidental de aceites de maquinaria.

Impactos sobre el suelo

Una gestión inadecuada de los residuos de aceites de maquinaria podría dar lugar a la contaminación local del suelo.

Los impactos serán del tipo:

Contaminación localizada del suelo por vertido accidental de aceites de maquinaria.

Impactos sobre la vegetación

En esta fase la vegetación puede verse afectada de forma local y difusa por la deposición del polvo generado por el tránsito de vehículos, en las inmediaciones de los caminos sin asfaltar.

Los impactos serán del tipo:

Pérdida de vigor de la vegetación adyacente a los caminos sin asfaltar. La importancia de este impacto estará inversamente relacionada con la frecuencia de precipitaciones y directamente relacionada con la frecuencia de uso del camino.

Impactos sobre fauna

La actividad de los aerogeneradores puede afectar principalmente a las aves no migratorias, quirópteros y mariposas que vuelan entre o sobre los aerogeneradores. De forma general y extensa la fauna se verá afectada por la producción de ruido. La presencia humana en la zona aunque reducida, ya que se limita a labores de mantenimiento, puede afectar a otras especies.

Sobre la avifauna residente y migratoria

Las colisiones se producirán principalmente cuando vuelan entre los aerogeneradores, de manera que el riesgo de colisión de las aves no migratorias estará directamente relacionado con (BARRIOS, 2004) (DE LUCAS, 2005) (VEIGA, 1982) (MARTÍNEZ-TORRECILLAS, 2002) (MAÑOSA, 1991):

- Comportamiento local de los animales. Relacionado con el uso del espacio aéreo, dónde toman las corrientes térmicas o las de ladera, por dónde campean, dónde realizan las aproximaciones a los nidos, con qué frecuencia y variabilidad estacional.

Esta es la principal causa de mortandad por lo que es imprescindible conocer el comportamiento local de las aves.

- Características de las especies, como tamaño, habilidad y tipo de vuelo. Aves más grandes y pesadas presentan menor capacidad de maniobra, pudiendo tener mayor riesgo de colisión cuando vuelan entre los aerogeneradores. Aves con vuelos a gran altura tendrán menor riesgo de colisión que aves que suelen volar a la altura de las palas.
- Distancia entre aerogeneradores. A mayor distancia entre aerogeneradores menor número e intensidad de turbulencias, así como menor densidad de elementos en movimiento por unidad de volumen de aire. El riesgo para aves que vuelen entre los aerogeneradores es inversamente proporcional a la distancia entre ellos.
- Número de aerogeneradores. Un mayor número de aerogeneradores aumenta el riesgo de colisión por aumentar la densidad de elementos móviles por unidad de volumen de aire.
- Densidad poblacional de las aves. A mayor densidad de aves por unidad de superficie, mayor riesgo de colisión ya que pueden producirse mayor número de pasadas entre los aerogeneradores.

Esos mismos autores indican que los riesgos para las migratorias de paso son menores ya que son capaces de desplazar su vuelo evitando los aerogeneradores. También pueden producirse electrocuciones y colisiones con los cables de la línea eléctrica de evacuación, algo que puede minimizarse aplicando los diseños adecuados para reducir esos riesgos.

Sobre el resto de la fauna

El impacto más significativo será producido por la generación de ruido constante durante el funcionamiento de los aerogeneradores. Este impacto será de tipo extenso aunque su intensidad está inversamente relacionada con la distancia y la presencia de pantallas topográficas. También está directamente relacionado con el número de aerogeneradores y la distancia entre ellos. Estos niveles de ruido pueden ser inaceptables para un número indeterminado de especies y provocar en ellas cambios de comportamiento que pueden originar el abandono de territorios de caza o cría.

De menor importancia son los impactos producidos por las molestias ocasionales generadas por la presencia humana y paso de vehículos del personal de mantenimiento.

El paso de vehículos también puede causar mortalidad por atropello, sobre todo en anfibios y reptiles. De cualquier modo el paso de vehículos será ocasional y esta mortandad no puede asumirse como muy importante.

Los principales impactos que pueden tener lugar sobre la fauna en esta etapa son:

- Mortandad directa por colisión con las palas de los aerogeneradores en movimiento.
- Fragmentación de hábitat.
- Modificación de pautas de comportamiento, como el abandono de territorios de caza y cría.
- Extinción local de las especies.
- Electrocuiones en la línea eléctrica de evacuación.
- Molestias por ruido, presencia humana y de paso de vehículos.
- Mortandad por atropello.

Impactos sobre los Hábitats de Interés Comunitario

Los hábitats de interés comunitario podrían verse afectados de forma local y difusa por la generación de polvo por el paso ocasional de vehículos y maquinaria de mantenimiento. La intensidad del impacto estará directamente relacionada con la frecuencia de paso e inversamente relacionada con la frecuencia de las precipitaciones.

Los impactos serán del tipo:

Pérdida de vigor de la vegetación que conforma los hábitats adyacentes a los caminos sin asfaltar.

Impactos sobre el paisaje

Durante esta fase se minimizarán los impactos visuales producidos durante los desmontes y movimientos de tierras, tras la revegetación de las áreas afectadas, reduciendo o eliminando el contraste sobre la matriz del paisaje. El impacto generado con la instalación de los elementos permanentes como aerogeneradores, caminos, edificios y líneas eléctricas se mantendrá en el tiempo. El impacto se irá reduciendo en los observadores habituales, ya que con el paso del tiempo los elementos del paisaje pierden contraste.

Los impactos serán del tipo:

- Alteración del fondo escénico por incorporación de grandes elementos, con el ensamblaje de los aerogeneradores, para observaciones a larga distancia.
- Incorporación de nuevos elementos del paisaje, caminos, taludes, construcciones, aerogeneradores y torres de líneas de evacuación eléctrica, algunos con fuerte contraste sobre la matriz del paisaje, para observaciones a media distancia.
- Modificación muy fuerte del conjunto escénico en cuencas interiores, para observaciones a corta distancia.

Impacto socioeconómico

Hay que considerar, además de los empleos directos e indirectos generados, el incremento de los ingresos del municipio implicado, derivado de la Licencia de Obras, y eventualmente por el cobro de un canon de explotación, lo que se refleja en la evolución de los presupuestos públicos municipales de manera que repercute directamente en la población del municipio.

Otros impactos

Durante la fase de funcionamiento se generarán residuos tales como (TABLA 27):

- I. Asimilables a urbanos: embalajes y envases de papel y cartón, embalajes y envases de plástico, madera, residuos orgánicos y piezas metálicas.
- II. Peligrosos: aceites usados de la maquinaria de la Instalación, envases metálicos de aceites, grasas, pinturas, barnices y disolventes.

Tipo de residuo	Código L.E.R.	Peligroso (P)/No Peligrosos (NP)
Embalajes y envases de papel y cartón	15 01 01	NP
Embalajes y envases de plástico	15 01 02	NP
Madera	17 02 01	NP
Residuos orgánicos	20 03 01	NP
Piezas metálicas	10 01 17 10 01 18	NP
Aceites usados	13 02 08*	P
Envases metálicos de aceites	15 01 11*	P
Grasas	20 01 26*	P
Pinturas, barnices y disolventes	08 01 11*	P

Tabla 27. Caracterización de residuos L.E.R.

Los residuos generados en todas las fases del proyecto serán gestionados en conformidad con la Legislación vigente.

Resumen de impactos y factores ambientales y socioeconómicos afectados durante la fase de funcionamiento

La Tabla 28 relaciona las distintas acciones del proyecto en esta fase con los factores que pueden verse afectados.

Resumen de impactos y factores ambientales afectados durante la FASE DE OPERACIÓN	FACTORES AMBIENTALES Y SOCIOECONÓMICOS POTENCIALMENTE AFECTADOS
Actividad de los aerogeneradores	Atmósfera (generación de ruido)
	Fauna (mortandad por colisión, molestias por ruido)
	Paisaje
	Poblaciones y viviendas (generación de ruido)
Aerogeneradores y Edificaciones	Paisaje
Tránsito de vehículos	Fauna (molestias por ruido y presencia humana, atropellos)
	Vegetación (generación local de polvo)
	Contaminación atmosférica (emisión de gases y polvo)
	Ocupación laboral

Presencia humana	Fauna (molestias por presencia humana) Ocupación laboral
Mantenimientos y cambios de aceite de aerogeneradores y subestación eléctrica	Aguas superficiales (contaminación accidental)
	Aguas subterráneas (contaminación accidental)
	Suelo (contaminación accidental)
Línea eléctrica	Fauna (colisión y electrocución) Paisaje

Tabla 28. Impactos y factores ambientales afectados en Fase de Funcionamiento.

A continuación se expone la matriz de identificación de impactos en la fase de funcionamiento, donde se representan las acciones del proyecto con sus distintas fases en entradas por filas y los factores del medio en columnas. En los cruces se indica con un símbolo (?) cuando el factor considerado sea susceptible de presentar un impacto positivo, y con un símbolo (?) donde el factor sea susceptible de presentar un impacto negativo sin entrar en valorar la intensidad del impacto. (Tabla 29)

		FACTORES							
		MEDIO FÍSICO					MEDIO BIÓTICO	MEDIO SOCIOECONÓMICO	MEDIO PERCEPTUAL
		Calidad del aire	Confort sonoro	Hidrología superficial	suelo	Fauna	Flora y vegetación	Comunicaciones e infraestructuras y ocupación laboral	Paisaje
TABLA 21. Matriz de identificación de impactos: Fase de Funcionamiento	Presencia de los aerogeneradores y edificaciones					?			?
	Actividad de los aerogeneradores		?			?		?	
	Tránsito de vehículos	?	?			?	?		
	Presencia humana					?			
	Mantenimientos y cambios de aceite de los aerogeneradores y subestación eléctrica			?	?			?	
	Línea eléctrica					?		?	?

Tabla 29. Matriz de identificación de impactos en la fase de funcionamiento

c) **FASE DE ABANDONO**

En esta fase los impactos potenciales serán debidos al desmantelamiento de las instalaciones y al traslado de los equipos:

- Movimientos de tierras para el relleno de los huecos ocupados por los aerogeneradores.
- Revegetación de las zonas afectadas.
- Tráfico de camiones.
- Desmantelamiento de los aerogeneradores.
- Demolición de las instalaciones auxiliares.
- Producción de residuos (se incluyen los residuos típicos de la demolición de edificaciones, residuos de material eléctrico y aceites de maquinaria).

Impactos sobre la geomorfología

Son causados principalmente por los movimientos de tierras y nivelaciones en el relleno de las zapatas.

Impactos sobre los Lugares de Interés Geológico (LIG)

Los movimientos de tierras podrían afectar a los LIG por destrucción total o parcial de los mismos.

Impactos sobre las aguas superficiales y subterráneas

Los impactos en las aguas superficiales pueden ser debidos principalmente a modificaciones de las escorrentías, incrementos en los procesos erosivos, alteraciones de los cauces naturales.

Una fuga de los aceites de la maquinaria empleada en las obras podría provocar la contaminación tanto de las aguas superficiales como de las subterráneas.

Impactos sobre el suelo

Las principales alteraciones del suelo que se pueden producir en las diferentes operaciones son:

- Destrucción total o parcial del suelo.
- Compactación del suelo.

- Erosión del suelo.
- Contaminación del suelo.
- Incremento del riesgo de incendio forestal durante las obras.

Impactos sobre la calidad del aire

Los movimientos de tierras, y uso de vehículos y maquinaria pesada darán lugar a la emisión de partículas de polvo, además de los gases emitidos por los caños de escape de los vehículos que también pueden afectar a la calidad del aire en la zona.

Los impactos serán del tipo:

- Emisión de polvo y material particulado.
- Emisión de gases: SO₂, NO_x, CO₂ y CO.

Contaminación acústica

La actividad de la maquinaria, sobre todo de excavadoras, motoniveladoras y camiones generarán ruido que en conjunto puede alcanzar en el punto de emisión 104 dB (A) de Leq (según especificaciones técnicas de distintos fabricantes de maquinaria pesada).

Los impactos serán del tipo:

Generación de ruido medido en dB(A) de Leq en el punto de emisión, que se verá atenuado con la distancia y la presencia de pantallas topográficas.

Impactos sobre la flora y vegetación

La vegetación y en menor medida la flora se verá afectadas de forma local por los movimientos de tierras. De forma más extensa se verán afectadas por la generación de polvo en suspensión que se depositará en la vegetación circundante. Las medidas de revegetación coherentes con criterios biogeográficos, biológicos y fitosociológicos, tendrán un efecto positivo sobre la flora y la vegetación ya que podrán incrementarse los valores locales de biodiversidad y restaurarse la vegetación dañada.

Impactos sobre la fauna

Las afecciones ocurrirán de forma directa y local durante los movimientos de tierra, y de forma indirecta por generación de ruido durante las obras y por la generación de polvo y el incremento de la presencia humana.

Durante esta fase se producirá un impacto local muy fuerte sobre la fauna de invertebrados y pequeños vertebrados (anfibios, reptiles y mamíferos) por la deposición de tierras. La comunidad de aves nidificantes en las zonas directamente afectadas por los movimientos de tierras, podría verse afectada si se realiza en la época de cría. Esta afección vendría en forma de destrucción de los nidos que se encontraran en el suelo y la vegetación, en función de su densidad poblacional.

Los mamíferos más grandes así como las aves rapaces no nidificantes en las áreas directamente afectadas, así como los murciélagos se verán afectados por el ruido y por las molestias generadas por el polvo en suspensión y el incremento de la presencia humana.

Estas molestias estarán inversamente relacionadas con la distancia a las zonas de nidificación o dormideros.

La gravedad de estas afecciones también estará directamente relacionada con la categoría de protección en que se incluyan las especies animales afectadas.

La revegetación del área afectada cumpliendo con criterios biogeográficos, biológicos y fitosociológicos redundará en un impacto positivo sobre la fauna. En poco tiempo se producirá la recolonización de la zona revegetada por parte de la fauna de las áreas circundantes. La disminución de la presencia humana en la zona contribuirá a dicha recolonización.

Los principales impactos que tienen lugar sobre la fauna son los siguientes:

- Mortandad directa por las obras.
- Destrucción y cambios de tipo de hábitat.
- Fragmentación del hábitat.
- Modificación de pautas de comportamiento, que incluye abandono de territorios de cría y abandono de territorios de caza.
- Extinción local de las especies.

- Incremento del riesgo de incendio forestal durante las obras.
- Recolonización del área afectada tras la revegetación coherente con criterios biogeográficos, biológicos y fitosociológicos.

Impactos sobre los Hábitats de Interés

Los hábitats de interés podrían verse afectados por los movimientos de tierras y la generación de polvo. Asimismo, la revegetación siguiendo criterios fitosociológicos permitirá restaurar en parte los hábitats afectados.

Los impactos serán del tipo:

- Destrucción o modificación de hábitats de interés.
- Fragmentación de Hábitats de Interés.
- Destrucción o modificación de hábitats de interés prioritarios.
- Disminución del valor global de los hábitats por la deposición del polvo.
- Incremento del riesgo de incendio forestal durante las obras.
- Restauración de los hábitats por aplicación de tareas de revegetación coherentes con criterios biogeográficos.

Impactos sobre el paisaje

En esta fase se producirá la eliminación de elementos del paisaje que fueron introducidos en la fase de construcción. También se producirán movimientos de tierras que generarán nuevos elementos de fuerte contraste, a corto plazo. La revegetación adecuada contribuirá a reducir o eliminar dicho contraste a mediano y largo plazo.

A corta distancia, menor de 5 km, la alteración del paisaje será muy fuerte, sobre todo en espacios de montaña. Esta fuerte alteración perdurará durante las obras de desmantelamiento y retirada de los materiales. Tras ello se producirá la revegetación que tenderá a reducir dicho impacto a mediano y largo plazo. Este impacto será directamente proporcional a la intensidad de uso público de la zona afectada, a la red de caminos y a la calidad de los mismos, así como a los marcos de protección en que se encuentren incluidos los espacios afectados.

A media distancia, entre 5 y 10 km, la alteración del paisaje es también fuerte pero de menor intensidad. El cambio apreciado más probable es la retirada de los

aerogeneradores, por lo que dicho impacto será positivo, sobre todo desde núcleos de población y viviendas.

A larga distancia, entre 10 y 50 km, el cambio probablemente sea inapreciable, ya que se restaurará el fondo escénico. Estas restauraciones de fondos son apreciadas en poco tiempo como si hubiera existido una continuidad temporal con el fondo anterior a las obras. Es decir, al retirar los elementos extraños a ese fondo, aunque llevaran ahí largo tiempo, los observadores habituales olvidan rápidamente esos elementos, como si nunca hubieran estado ahí.

Los impactos serán del tipo:

- Restauración del fondo escénico por eliminación de grandes elementos para observaciones a larga distancia.
- Eliminación de elementos del paisaje, caminos, taludes, construcciones, aerogeneradores y torres de líneas de evacuación eléctrica, algunos con fuerte contraste sobre la matriz del paisaje, para observaciones a media distancia.
- A corta distancia, modificación muy fuerte del conjunto escénico en cuencas interiores, a corto plazo y restauración del paisaje de las cuencas interiores por revegetación a mediano y largo plazo.

Impacto socioeconómico

Durante el periodo en que se realicen las obras de desmantelamiento aumentará la ocupación laboral en la zona, tanto en empleos directos como indirectos.

Otros impactos

Durante la fase de abandono se generarán residuos tales como (Tabla 30):

- I. Inertes: tierra de la excavación, hormigón y probetas de hormigón.
- II. Asimilables a urbanos: embalajes y envases de papel y cartón, embalajes y envases de plástico, madera, residuos orgánicos y piezas metálicas.
- III. Peligrosos: aceites usados de la maquinaria, envases metálicos de aceites, grasas, pinturas, barnices y disolventes.

Tipo de residuo	Código L.E.R.	Peligroso (P)/No Peligrosos (NP)
Tierra de préstamo	01 04 08	NP
	01 04 09	
	01 04 10	
Hormigón	17 01 01	NP
Embalajes y envases de papel y cartón	15 01 01	NP
Embalajes y envases de plástico	15 01 02	NP
Madera	17 02 01	NP
Residuos orgánicos	20 03 01	NP
Piezas metálicas	10 01 17	NP
	10 01 18	
Aceites usados	13 02 08*	P
Envases metálicos de aceites	15 01 11*	P
Grasas	20 01 26*	P
Pinturas, barnices y disolventes	08 01 11*	P

Tabla 30. Caracterización de residuos L.E.R

Los residuos generados en todas las fases del proyecto serán gestionados y dispuestos en conformidad con la Legislación vigente.

Resumen de impactos y factores ambientales y socioeconómicos afectados durante la fase de abandono

La Tabla 31 relaciona las distintas acciones del proyecto en esta fase con los factores que pueden verse afectados.

Resumen de impactos y factores ambientales afectados durante la fase de Abandono	FACTORES AMBIENTALES Y SOCIOECONÓMICOS POTENCIALMENTE AFECTADOS
Movimiento de tierras	Geomorfología
	LIG
	Calidad de las aguas superficiales y subterráneas
	Suelo
	Contaminación atmosférica
	Contaminación acústica
	Flora y vegetación
	Fauna
	Hábitats de interés
	Paisaje
	Socioeconómicos (Ocupación laboral)

Movimiento de maquinaria	Fauna
	Flora, vegetación
	Suelo (compactación)
	Calidad de las aguas (Vertidos accidentales)
	Contaminación atmosférica
	Contaminación acústica
	Socioeconómicos (ocupación laboral)
Desmantelamiento de aerogeneradores	Paisaje
	Fauna
	Socioeconómicos (ocupación laboral)
Demolición de edificaciones	Fauna
	Contaminación atmosférica
	Paisaje
	Socioeconómicos (ocupación laboral)
Producción de residuos	Aguas superficiales
	Aguas subterráneas
	Suelo
Revegetación	Flora, Vegetación
	Fauna
	Hábitats de Interés comunitario
	Paisaje
	Socioeconómicos (ocupación laboral)

Tabla 31. Impactos y factores ambientales afectados en Fase de Abandono

A continuación se expone la matriz de identificación de impactos en la fase de abandono, donde se representan las acciones del proyecto con sus distintas fases en entradas por filas y los factores del medio en columnas. En los cruces se indica con un símbolo (?) cuando el factor considerado sea susceptible de presentar un impacto positivo, y con un símbolo (?) donde el factor sea susceptible de presentar un impacto negativo sin entrar en valorar la intensidad del impacto (Tabla 32).

		FACTORES										
		MEDIO FÍSICO						MEDIO BIOTICO		MEDIO SOCIOECONÓMICO	MEDIO PERCEPTUAL	
		Calidad del aire	Confort sonoro	geomorfología	LIG	Hidrología superficial	Hidrología subterránea	suelo	Fauna	Flora y vegetación	Comunicaciones e infraestructuras y ocupación laboral	Paisaje
TABLA 24. Matriz de identificación de Impactos: Fase de Abandono	Desmontaje de aerogeneradores y línea de evacuación eléctrica		?						?		?	?
	Movimiento de maquinaria	?	?			?		?	?	?		
	Demolición de edificaciones	?	?								?	?
	Movimiento de tierras (descompactación)	?	?	?	?	?	?	?	?	?		
	Revegetación					?	?	?	?	?	?	?
	Generación de residuos							?				

Tabla 32. Matriz de identificación de impactos en la fase de abandono

d) VALORACIÓN DE IMPACTOS

Son numerosas las metodologías para la valoración de impactos, desde las cualitativas, pasando por las semicuantitativas o las cuantitativas. En este trabajo propondremos modelos mixtos, en los que se cuenta con un Panel de Expertos en las diferentes materias ambientales.

Veamos una de las metodologías de valoración semicuantitativa y con participación de Panel de Expertos.

MATRICES DE IMPORTANCIA

Se propone valorar los impactos significativos, que son aquellos impactos que se consideran claves y determinantes en la implantación de Parques Eólicos. Para ello se pueden utilizar las matrices de importancia, donde siempre se debe tener en cuenta la opinión de expertos en las diferentes materias (flora, fauna, paisaje, confort sonoro, etc.), esto sería un Panel de Expertos, que son los que ponderan la importancia de cada uno de los impactos a valorar. Se propone la adopción del Método Delphi (LINSTONE, 2002; LANDETA, 1999; GODET, 1996; NORMAN, 1970):

- 1.- Selección del Panel de Expertos (representantes de los grupos de interés).
- 2.- Contestación a un cuestionario de forma anónima.
- 3.- Análisis de las respuestas por el coordinador y preparación de una síntesis.
- 4.- Presentación de la síntesis a los panelistas para su reconsideración.
- 5.- Repetición del proceso hasta alcanzar consenso o no cambiar los resultados.
- 6.- En su caso, aplicación de medidas para minimizar la dispersión.

Una vez identificadas las acciones y los factores del medio que, presumiblemente, serán impactados por aquellas, la matriz de importancia nos permitirá obtener una valoración cualitativa del impacto.

Tras la identificación de posibles impactos, se hará un estudio previo describiendo y analizando los factores más importantes y justificando el porqué merecen una determinada valoración. La valoración cualitativa se efectuará a partir de la matriz de

impactos, cada casilla de cruce en la matriz o elemento tipo, nos dará una idea del efecto de cada acción impactante sobre cada factor ambiental impactado.

Al ir determinando la importancia del impacto, de cada elemento tipo, se construye la matriz de importancia.

Estas casillas de cruce estarán ocupadas por la valoración correspondiente a siete símbolos (GÓMEZ OREA, 2003) (TABLA 33):

<p style="text-align: center;">SIGNO</p> <ul style="list-style-type: none"> - Impacto beneficioso +1 - Impacto perjudicial -1 	<p style="text-align: center;">INTENSIDAD (I) (Destrucción)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Baja 1 - Media 2 - Alta 4 - Muy alta 8 - Total 16 <p style="text-align: center;">Factor 3</p>
<p style="text-align: center;">EXTENSIÓN (E) (Área de influencia)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Puntual 1 - Parcial 2 - Extenso 4 - Total 8 - Crítico =8 <p style="text-align: center;">Factor 2</p>	<p style="text-align: center;">MOMENTO (M) (ti-to)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Largo plazo 1 - Medio plazo 2 - Inmediato 4 - Crítico (+1, +4) <p style="text-align: center;">Factor 1</p>
<p style="text-align: center;">PERSISTENCIA (P) (Permanencia del efecto)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Fugaz 1 - Temporal 2 - Pertinaz 4 - Permanente 8 <p style="text-align: center;">Factor 1</p>	<p style="text-align: center;">REVERSIBILIDAD (R) (Reconstrucción)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Corto plazo 1 - Medio plazo 2 - Largo plazo 4 - Irreversible 8 - Irrecuperable 20 <p style="text-align: center;">Factor 1</p>
<p style="text-align: center;">MEDIDAS CORRECTORAS (MC)</p> <ul style="list-style-type: none"> - En proyecto P - En obra O - En funcionamiento F - Sin posibilidad N 	<p style="text-align: center;">IMPORTANCIA DEL IMPACTO</p>

Tabla 33. Parámetros cuantificables de la matriz de importancia

Se realizan las matrices de importancia de las distintas fases (construcción, funcionamiento y abandono) para los diferentes factores, estableciendo una valoración del impacto, por su importancia, según la fórmula:

$$\pm 1 \times (3 I + 2 E + M + P + R).$$

Matriz Depurada

Una vez obtenida la matriz de importancia, aparecen efectos de diversa índole en cuanto a su relevancia y posibilidad de cuantificación, es decir, aparecen casillas de cruce que presentan valores poco relevantes y que interesa no tener en cuenta. Estos efectos considerados no significativos se excluyen del proceso de cálculo y se ignoran en el conjunto de la evaluación.

El valor de importancia por debajo del cual no se consideran los efectos se establecerá con el Panel de Expertos. A continuación se construirá una Matriz Depurada, únicamente con los efectos que sobrepasan el umbral mínimo de importancia establecido por los expertos consultados.

Matriz de importancia ponderada

Las casillas de cruce de la matriz de importancia no son comparables entre sí y no se pueden sumar, por lo que se necesita valorar el peso relativo de cada uno de los elementos ambientales considerados y hacer la suma que permita determinar aquellos más impactados y delimitar las acciones más impactantes.

La ponderación de los elementos ambientales permitirá conocer el grado de contribución que ejerce cada uno de ellos sobre la calidad ambiental del entorno. Esto se ha realizado en base a la metodología de *clasificación por rangos escalares* (GÓMEZ, 2003) para obtener finalmente un valor ponderal de cada uno de los elementos considerados.

Este método se basa en la valoración de los factores ambientales mediante un Panel de Expertos, cada participante del panel sitúa cada uno de los elementos a valorar sobre una escala preestablecida, que varía de 0 a 10.

El valor ponderal que el individuo i asigna al elemento e se obtiene por la expresión:

$$V_{ei} = \frac{E_{ei}}{\sum_{e=1}^n E_{ei}}$$

Vei: Valor ponderal que el juez "i" asigna al factor ambiental "e"

Eei: Valor de la escala predeterminada que el juez "i" asigna al factor ambiental "e"

Como valor ponderal del elemento se adopta la media.

Una tabla que represente el formato puede ser la siguiente (TABLAS 34, 35 y 36):

n elementos	m jueces			
	1	2	3	4
Calidad del aire				
Confort sonoro				
residuos				
Hidrología superficial				
Hidrología subterránea				
Geología				
Geomorfología				
Suelo				
Flora y vegetación				
Fauna				
Comunicaciones e infraestructuras				
Demografía				
Empleo				
Paisaje				
S Eei				

Tabla 34. Valor de la escala predeterminada que el juez "i" asigna al factor ambiental "e"

n elementos	m jueces				
	1	2	3	4	S _{Ve}
Calidad del aire					
Confort sonoro					
Clima					
Hidrología superficial					
Hidrología subterránea					
Geología					
Geomorfología					
Suelo					
Flora y vegetación					
Fauna					
Comunicación/ infraestructuras					
Demografía					
Empleo					
Paisaje					

Tabla 35. Valor ponderal que el juez "i" asigna al factor ambiental "e" (V_{ei}).

	V _e
Calidad del aire	
Confort sonoro	
Residuos	
Hidrología superficial	
Hidrología subterránea	
Geología	
Geomorfología	
Suelo	
Flora y vegetación	
Fauna	
Comunicación e infraestructuras	
Demografía	
Empleo	
Paisaje	
	1,000

Tabla 36. Valor ponderal que se asigna al factor ambiental "e" (V_e).

Finalmente se realiza la Matriz de Importancia Ponderada, de la que se pueden extraer importantes conclusiones:

Los **factores** más impactados negativamente:

- **Fase de Acondicionamiento de la instalación:** v.gr.: ruido, suelo, vegetación.
- **Fase de Funcionamiento:** v.gr.: ruido, paisaje.
- **Fase de Abandono:** v.gr.: suelo.

Las **acciones** que ejercen un efecto más perjudicial sobre los elementos ambientales, pueden ser a modo de ejemplo las siguientes:

- **Fase de Construcción:** desbroce, nivelación del terreno, accesos, canalizaciones y cimentaciones.
- **Fase de Funcionamiento:** presencia y funcionamiento de aerogeneradores y líneas de evacuación.
- **Fase de Abandono:** excavación, demolición de edificios auxiliares y retirada de cableado.

Por último, se propone un ejemplo de Matriz de Importancia (Tabla 37).

Significancia: < 25 Leve < 25 - 50) Moderada < 50 - 75) Alta > 75 Muy alta		Atributos	Naturaleza (positivo ó negativo)	Intensidad		Área de influencia			Plazo de manifestación		Permanencia del efecto		Reversibilidad		Energía		Acumulación		Relación causa-efecto		Regularidad de manifestación		Recuperabilidad		IMPORTANCIA						
				(I)		(A)			(P)		(PE)		(R)		(E)		(AC)		(ICE)		(RM)		(RE)								
				Baja (2)	Media (4)	Alta (6)	Muy alta (12)	Puntual (2)	Local (4)	Regional (8)	Extra-regional (12)	Largo plazo (1)	Medio plazo (2)	Inmediato (4)	Fugaz (1)	Temporal (2)	Permanente (4)	Corto plazo (1)	Medio plazo (2)	Inmensurable (4)	Sin almacenamiento (1)	Stratégico (2)	Muy estratégico (4)	Simple (1)	Acumulativo (4)	Indirecto (1)	Directo (4)	Irregular (1)	Periférico (2)	Continuo (4)	Recuperable (2)
CONSERVACION VIAL																															
1	Alteración de la calidad del aire	Negativo	2			2				4	2			1		1		1			4	1			2			26	Importancia m		
2	Incremento de los niveles de ruido	Negativo	2			2				4	2			1		1		1			4	1			2			26	Importancia m		
3	Alteración de la calidad del agua	Negativo	2			4				4	2			1			2	1			4	1			2			31	Importancia m		
4	Contaminación de suelos	Negativo	2			2				4	2					4	1	1			4	1			2			29	Importancia m		
5	Afectación de Vegetación	Negativo	2			2				4	2				2		2	1			4	1			2			28	Importancia m		
6	Afectación de la fauna silvestre	Negativo	4			2				4	2				4	2	1	1			1	1					8	39	Importancia m		
7	Afectación de organismos hidrobiológicos	Negativo	4			2				4	2				4	2	1	1			1	1					8	39	Importancia m		
8	Molestias a la población por las emisiones de ruidos, gases y polvo	Negativo	2			2				4	2				1			4	1		1	1				4		29	Importancia m		
9	Molestias a los usuarios de la vía por interrupción del tránsito vehicular	Negativo	4			2				4	2				1			4			4	1			4			38	Importancia m		
10	Posibles accidentes de población local	Negativo	2			2				4	2				4		4	2	1	1	1	1					8	35	Importancia m		
11	Conservación de la eficiencia del tránsito vital	positivo	4				8			4	2				4	2	2	1			4	1		4			8	57	importancia		
12	Generación de empleo	positivo	4			4				4	2				1			1			4	1		4	2			40	Importancia m		
EXPLOTACION VIAL																															
1	Integración económica y social en la región sudamericana	positivo		8			12			4			4	2		2		4		4	4		4	2				74	importancia		
2	Aumento de la actividad comercial y la integración	positivo	4			8				2			4	2			4	4		4	4	1	4	2		4		54	importancia		
3	Accesos y préstamos para inversión, asesoría técnica	positivo	4			4				2			4	2		2		4	1		4	1				4		40	Importancia m		
4	Incremento de cobertura de los servicios públicos	positivo	4			4				2			4	2		2		4	1		1	1				4		40	Importancia m		
5	Mayores oportunidades de empleo	positivo	4			4				2			4	2		2		4	1		1	1				4		40	Importancia m		
6	Mejora de las condiciones de vida	positivo	4			4				2			4	2		2		4	1		1	1				4		40	Importancia m		
7	Mayor seguridad vital	positivo		8			8			4			4	2		2		1			4	1		4	2			63	importancia		
	Afectación de los recursos naturales: incremento de la extracción incontrolada de minerales, y especies de flora (recursos forestales) y fauna con fines comerciales	Negativo		8			8			2			4			4		4	1		1	1				4		64	importancia		
8	Crecimiento poblacional no planificado	Negativo	4			4				2			4			4		4	1		1	1				4		42	Importancia m		
10	Obstrucción de cursos de agua natural	Negativo	4			4				2			4			4		4	1		1	1				4		42	Importancia m		
11	Desarrollo de expectativas laborales no acorde con las oportunidades de empleo	Negativo	4			4				4	2			2		2		1			4	1			2			38	Importancia m		
12	Introducción o difusión de enfermedades e infecciones	Negativo	2			4				2			2			2		4	1		1	1				4		32	Importancia m		

Tabla 37. Ejemplo de Matriz de Importancia.

CARACTERIZACIÓN DE IMPACTOS SIGNIFICATIVOS POR FASES

Los impactos ambientales se pueden catalogar teniendo en cuenta diversos enfoques. Según el signo de los efectos provocados, beneficiosos o perjudiciales, hablaremos de impactos positivos o negativos. Según la incidencia hablamos de impactos directos cuando éstos tienen efectos inmediatos sobre un determinado aspecto ambiental; en los impactos indirectos los efectos apreciables provienen de la interrelación existente con otros factores afectados. Según el efecto, estos a su vez pueden ser simples cuando se manifiestan sobre un determinado factor, acumulativos cuando su prolongación en el tiempo incrementa su gravedad y sinérgicos que son aquellos que se producen cuando el efecto conjunto de varios factores causa un impacto ambiental mayor que la suma de los efectos individuales. Según la persistencia en que se manifiesta el impacto distinguiremos entre efectos temporales cuando la alteración se manifiesta sólo en un periodo de tiempo determinado, distinguiendo entre corto, mediano y largo plazo, entendiendo como tales aquellos que aparecen en un año, de uno a cinco años y en periodos superiores a cinco años, respectivamente y permanentes cuando el impacto permanece de manera indefinida en el tiempo. Asimismo tendremos efectos periódicos o discontinuos, cuando se manifiestan de forma intermitente y continuos cuando alteración es permanente en el tiempo. Atendiendo al grado de afección provocado, los efectos son reversibles cuando las alteraciones se corrigen de forma natural por procesos autodepurativos o recuperables cuando las alteraciones se corrigen por acciones correctoras del hombre al cabo de un tiempo; e irreversibles o irrecuperables cuando el daño causado resulta imposible por medios naturales y/o humanos.

Teniendo en cuenta los procesos, factores y tiempos de aparición descritos hablamos de:

Impactos ambientales compatibles: cuando se trata de alteraciones cuya recuperación es inmediata tras el cese de la actividad, sin precisar prácticas correctoras.

Impactos ambientales moderados: aquellos que no precisan prácticas correctoras intensivas y la recuperación del entorno natural se produce a mediano plazo.

Impactos ambientales severos: en este caso, las alteraciones del medio requieren medidas correctoras especiales durante un largo periodo de tiempo.

Impactos ambientales críticos o inadmisibles: se definen como tales aquellos cuya magnitud provoca una pérdida permanente de la calidad de las condiciones

ambientales, sin posibilidad de recuperación ni aún con la aplicación de medidas correctoras. Su detección es muy compleja, pues es preciso establecer a priori los umbrales hasta los que las alteraciones se consideraran aceptables, lo que en ocasiones es imposible.

No significativos: Si la acción analizada lleva consigo ausencia de impactos importantes, no se hace necesaria la descripción del carácter del impacto.

Se establecerá una caracterización de los impactos significativos detectados en cada fase del proyecto.

Así y a modo de ejemplo podemos establecer los siguientes:

Fase de construcción:

*Sobre la geomorfología:

Si el terreno está nivelado y se mantienen las pendientes naturales del terreno, no operándose cambios sustanciales en su forma natural, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Sinérgico, Permanente, Recuperable. Valorándose como: Impacto Ambiental Compatible-Moderado.

*Sobre la hidrología superficial:

La hidrología superficial podría verse afectada por los movimientos de tierras provocados por la obra civil. Si en la zona de implantación no se afecta ningún curso de agua, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Sinérgico, Temporal, Recuperable. Valorándose como: Impacto Ambiental Compatible.

*Sobre el suelo:

En primer lugar se debe valorar la compatibilidad urbanística (ordenamiento del municipio de implantación) y su pertenencia o no a espacios protegidos. Los impactos potenciales estarán relacionados con la retirada de la cubierta edáfica, compactación y ocupación por edificaciones auxiliares. Una parte del suelo afectado podría recuperarse con la adopción de medidas correctoras. En este caso la valoración del impacto dependerá de la calidad del suelo y la extensión afectada.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Sinérgico, Permanente, Irreversible e Irrecuperable. Valorándose como: Impacto Ambiental Severo.

***Sobre la atmósfera:**

Son debidos al tránsito de vehículos y movimiento de tierras (emisión de materia particulada) y gases de escape, siendo esta última poco relevante debido a la capacidad dispersante de la atmósfera. Estas emisiones quedarán minimizadas por la adopción de medidas correctoras.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Simple, Temporal, Discontinuo, Reversible y Recuperable.
Valorándose como: Impacto Compatible.

***Sobre la fauna:**

La fauna del lugar puede verse afectada en su comportamiento debido a las perturbaciones en el medio ocasionadas por el tránsito de vehículos y el ruido producido por la maquinaria (BAUTISTA, 2004). También puede darse una reducción de sus territorios de campeo.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Simple, Temporal, Reversible y Recuperable. Valorándose como:
Impacto Compatible-Moderado.

***Sobre la vegetación:**

Serán debidos a las acciones que impliquen desbroce del terreno para su preparación, acondicionamiento de caminos, nivelaciones, emisiones de polvo, etc.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Sinérgico, Temporal, Reversible y Recuperable. Valorándose como:
Impacto Compatible-Moderado.

***Sobre el confort sonoro (contaminación acústica):**

Será debido al tráfico rodado de la maquinaria pesada empleada en la construcción de caminos y zapatas, y en el transporte de maquinaria. El impacto será mayor si existen poblaciones cercanas a la zona de implantación.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Simple, Temporal-Discontinuo, Reversible y Recuperable.
Valorándose como: Impacto Compatible.

***Sobre el paisaje:**

La percepción del paisaje se verá modificada por factores como la construcción de caminos, obra civil, pérdida de cubierta vegetal, modificación de la geomorfología, etc. Los observadores potenciales sentirán rechazo ante los cambios y la magnitud del impacto dependerá del número de observadores potenciales.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Simple, Temporal, Reversible y Recuperable. Valorándose como: Impacto Compatible.

*Sobre impactos socioeconómicos:

La construcción de esta central eléctrica supondrá un incremento en los ingresos municipales, derivados de impuestos de licencia de obras, licencia de actividad, etc. Y supondrá un incremento en la tasa de ocupación de la zona mientras duren las obras de construcción.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Positivo, Directo, Sinérgico, Temporal, Reversible y Recuperable. Valorándose como: Impacto Compatible.

Fase de funcionamiento:

*Sobre la geomorfología:

No se producirán en esta fase efectos sobre la geomorfología, por ello el impacto se considerará: No significativo.

*Sobre la hidrología superficial:

No se producirán en esta fase efectos sobre la hidrología superficial o subterránea, por ello el impacto se considerará:

No significativo.

*Sobre el suelo:

En esta fase no se producirán nuevos movimientos de tierras, por lo que los impactos sobre el suelo se limitan a la ocupación del mismo y a un vertido accidental (poco probable) de aceites en los mantenimientos de componentes mecánicos (aerogeneradores y subestación eléctrica).

Por todo ello, el impacto se considerará:

No significativo.

***Sobre la atmósfera:**

En esta fase sólo se producirán leves emisiones de gases debidas al tránsito de vehículos, perfectamente asimilables por el entorno.

Por todo ello, el impacto se considerará:

No significativo.

***Sobre la fauna:**

La avifauna del lugar puede verse afectada en su comportamiento debido a las perturbaciones en el medio ocasionadas por el tránsito de vehículos, el ruido producido por los aerogeneradores, así como la presencia de los mismos y de la línea eléctrica de evacuación en el caso de ser aérea.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Simple, Temporal, Reversible y Recuperable. Valorándose como: Impacto Compatible-Moderado.

***Sobre la vegetación:**

En esta fase la vegetación podrá verse afectada por la deposición de polvo generado por el tránsito de vehículos de mantenimiento. Estas emisiones serán mínimas por lo tanto resulta un efecto despreciable.

Por todo ello, el impacto se considerará:

No significativo.

***Sobre el confort sonoro (contaminación acústica):**

Será debido al funcionamiento de los aerogeneradores y dependerá del régimen de potencia de trabajo, variando desde un mínimo hasta un máximo. El ruido generado por los aerogeneradores será máximo en la zona central del parque y disminuirá con la distancia, debido a la dispersión por motivos de apantallamiento vegetal o topográfico. Al ruido generado por la maquinaria habrá que detraer en las simulaciones el ruido de fondo (ruido en el entorno natural, éste será mayor a medida que aumenta la velocidad del viento). La fauna cercana al parque y las poblaciones rurales cercanas a la zona de implantación serán las que habrá que monitorear.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Simple, Temporal-Discontinuo, Reversible y Recuperable. Valorándose como: Impacto Compatible.

***Sobre el paisaje:**

La percepción del paisaje se verá modificada por la presencia de aerogeneradores, edificaciones auxiliares y las líneas de evacuación. La magnitud del impacto dependerá del número de observadores potenciales.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Sinérgico, Temporal, Reversible y Recuperable. Valorándose como: Impacto Compatible-Moderado.

***Sobre impactos socioeconómicos:**

La construcción de esta industria (central de generación eléctrica) supondrá un incremento en los ingresos municipales, derivados de la recaudación de impuestos: licencia de actividad, etc. Y supondrá un incremento en la tasa de ocupación laboral de la zona con las labores de mantenimiento y vigilancia del parque.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Positivo, Directo, Sinérgico, Temporal, Reversible y Recuperable. Valorándose como: Impacto Compatible.

Fase de abandono:

***Sobre la geomorfología:**

La reposición del suelo supondrá una mínima actuación sobre el terreno que no conllevará cambios en el relieve, manteniéndose las pendientes naturales del terreno. No se producirán en esta fase efectos sobre la geomorfología, por ello el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Sinérgico, Temporal, Recuperable. Valorándose como: Impacto Ambiental Compatible.

***Sobre la hidrología superficial:**

No se producirán en esta fase efectos sobre la hidrología superficial o subterránea, por ello el impacto se considerará:

No significativo.

***Sobre el suelo:**

En esta fase los impactos serán debidos a la demolición de las zapatas y edificios auxiliares y a movimientos de tierras para la recuperación de caminos interiores. Se tratará de descompactar el suelo y añadir enmiendas para su preparación ante la revegetación.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Sinérgico, Temporal, Recuperable. Valorándose como: Impacto Ambiental Compatible.

*Sobre la atmósfera:

En esta fase se producirán emisiones de gases debidas al tránsito de vehículos perfectamente asimilables por el entorno, así como emisión de partículas de polvo por el movimiento de tierras.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Simple, Temporal-Discontinuo, Reversible y Recuperable. Valorándose como: Impacto Ambiental Compatible.

*Sobre la fauna:

La avifauna del lugar puede verse afectada en su comportamiento debido a las perturbaciones en el medio ocasionadas por el tránsito de vehículos y el ruido de la maquinaria.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Sinérgico, Temporal, Reversible y Recuperable. Valorándose como: Impacto Compatible.

*Sobre la vegetación:

En esta fase la vegetación podrá verse afectada por la deposición de polvo generada por el tránsito de vehículos de mantenimiento.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Sinérgico, Temporal, Reversible y Recuperable. Valorándose como: Impacto Compatible.

*Sobre el confort sonoro (contaminación acústica):

Será debido al tráfico rodado de los vehículos que participan en las labores de desmontaje del parque y a las labores de demolición de edificios y zapatas.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Simple, Temporal-Discontinuo, Reversible y Recuperable.
Valorándose como: Impacto Compatible.

*Sobre el paisaje:

En esta fase se desmontarán los aerogeneradores y las líneas de evacuación y se realizará una restitución del terreno.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Positivo, Directo, Sinérgico, Temporal, Reversible y Recuperable. Valorándose como:
Impacto Compatible.

*Sobre impactos socioeconómicos:

El desmantelamiento del parque supondrá un incremento temporal de ocupación laboral, pero en conjunto supondrá un descenso del número de ocupados y de los ingresos municipales derivados de las tasas.

Por todo ello, el impacto se considerará:

Negativo, Directo, Sinérgico, Temporal, Reversible y Recuperable. Valorándose como:
Impacto Compatible.

3.2.3. DISEÑO DE MEDIDAS PROTECTORAS Y CORRECTORAS

Una vez analizados, identificados, valorados y caracterizados los distintos impactos que esta actividad puede ocasionar en sus distintas fases (construcción, funcionamiento y abandono), es necesario diseñar y aplicar una serie de medidas correctoras para anular, atenuar, evitar, corregir o compensar los efectos negativos que las acciones del proyecto producen sobre el medio ambiente en el que se ubica. Se pueden distinguir tres tipos de medidas:

1. Medidas protectoras: aquellas que van dirigidas a evitar la aparición del efecto, normalmente se contemplarán en la fase de diseño del proyecto, previa a la construcción.
2. Medidas correctoras: aquellas que actúan sobre impactos recuperables, y que tratan de anular, atenuar, corregir o modificar los efectos causados por las actividades de explotación.

3. Medidas compensatorias: de impactos inevitables. No evitan la aparición del efecto, ni lo anulan ni atenúan, pero contrapesan de alguna forma la alteración del factor.

Se tendrán en consideración los impactos significativos y las principales acciones generadoras de impactos a la hora de la elaboración de **Medidas Correctoras**. Asimismo se establecerán medidas que pueden paliar los efectos menos significativos (impactos no significativos) pero que contribuyan a minimizar los impactos negativos generados por la instalación.

La eficacia de estas medidas va a depender, fundamentalmente, de que se consideren en todas las fases del proyecto y que se lleven a cabo paralelamente al desarrollo de éste, por lo que deben ser consideradas como parte del mismo. Es preferible predecir los impactos en fase pre-operacional, tomando las medidas oportunas para minimizarlos, que corregirlos una vez que se han producido, ya que además supondrían un coste adicional al presupuesto global del proyecto.

Se pretende pues, potenciar los efectos positivos asociados a la actividad y adoptar las medidas adecuadas para minimizar la incidencia de los negativos.

a) **BUENAS PRÁCTICAS DE OBRA GENERALES**

En la fase de obras deberán aplicarse una serie de medidas y buenas prácticas organizativas con el objeto de limitar posibles afecciones a la calidad del aire, del suelo y del agua, y minimizar las posibles molestias ocasionales sobre el entorno.

Básicamente pueden considerarse las siguientes:

- Realizar una mecánica preventiva con relación a la maquinaria de obra con objeto de evitar derrames de combustible o aceites. Toda la maquinaria con Inspección Técnica de Vehículos aprobada.
- Delimitación del ámbito de actuación. Todas las actuaciones relacionadas con la construcción de la instalación de generación de energía se ubicarán en el interior de la parcela y, únicamente en casos debidamente justificados, en terrenos colindantes a ésta. Los accesos de obra, parque de maquinaria y área de almacenamiento de materiales se proyectarán utilizando criterios de mínima afectación ambiental.
- Se colocarán si fuera necesario, baños químicos, para uso de los trabajadores de la obra, realizándose su limpieza y vaciado periódicamente por gestor

autorizado. El almacenamiento de bidones con combustible o aceite se realizará fuera del ámbito de la obra con objeto de evitar ser alcanzados por la maquinaria.

- Evitar la realización de las operaciones de limpieza y mantenimiento de vehículos y maquinaria en obra: estas operaciones deberán ser realizadas en talleres, estaciones de servicio o lugares convenientemente acondicionados (superficie impermeabilizada) donde los residuos o vertidos generados sean convenientemente gestionados.
- Medidas de limpieza y seguridad vial tales como limpieza de camiones antes de su incorporación a la carretera y cobertura de la carga para evitar la dispersión del polvo. Así mismo se deberá señalizar debidamente la entrada y salida de camiones.
- En cuanto a las emisiones de vehículos y maquinaria pesada, éstas pueden ser reducidas mediante un adecuado mantenimiento técnico de las mismas (que asegure una buena combustión en el motor) y el empleo, en la medida de lo posible, de material nuevo o reciente (es política de todas las marcas incorporar como parámetro de diseño a sus nuevos modelos, criterios medioambientales de bajo consumo, mejores rendimientos, etc.). Este aspecto podría ser incorporado por el licitante como criterio adicional de valoración de contratistas.
- En cuanto al ruido generado durante la fase de obras, una mecánica preventiva de toda la maquinaria (tal y como se ha descrito anteriormente) puede evitar la generación de ruido innecesario como consecuencia de la existencia de piezas en mal estado.
- Limpieza y acabado de obra. Una vez finalizada la obra se llevará a cabo una rigurosa campaña de limpieza, debiendo quedar el área de influencia del proyecto totalmente limpia de restos de obras.

b) SELECCIÓN DE PROVEEDORES Y CONTRATISTAS

El proceso de selección de proveedores y contratistas debería incorporar, entre otros, criterios medioambientales. Así, deberían primar las propuestas que ofrezcan más garantías de una correcta gestión medioambiental: empresas certificadas en medio ambiente, etc.

c) **OTRAS MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTORAS POR FASES**

c.1) En fase de construcción

Geomorfología

- Aprovechamiento de la red de accesos existente, con lo que se evitará la creación de nuevos accesos.
- Elección de ubicaciones que precisen una pequeña o nula modificación de la topografía.

Confort sonoro

- La maquinaria empleada en la obra, debe cumplir la reglamentación vigente. Se restringirá al máximo cualquier tipo de actividad que suponga un aumento de los niveles sonoros en zona en horario nocturno.
- Con objeto de minimizar al máximo las emisiones debidas tanto a vehículos como a maquinaria, se realizará un adecuado mantenimiento de los mismos. No se realizará ningún tipo de mantenimiento in situ, de la maquinaria usada para la ejecución de las instalaciones, estos mantenimientos se realizarán en taller especializado.
- Utilización de maquinaria de obra de bajo impacto acústico. La maquinaria cumplirá con la normativa relativa a emisión de ruidos. Como norma general y para disminuir el ruido emitido en las operaciones de carga, transporte, descarga y perforaciones, el contratista estará obligado a la utilización de compresores y perforadoras de bajo impacto acústico y a la revisión y control periódico de los silenciadores de los motores así como a la utilización de revestimientos elásticos en tolvas y cajas de volquetes cuando la Dirección de Obra lo estime pertinente.

Calidad del aire

- Con el fin de atenuar en lo posible las emisiones de contaminantes atmosféricos durante la fase de construcción, se reducirá al máximo el levantamiento de polvo en las operaciones de carga y descarga de materiales, así como se

realizará el apilamiento de materiales finos en zonas protegidas del viento para evitar el levantamiento de partículas.

- Para minimizar estas alteraciones se propone la aplicación de medidas de buenas prácticas, como por ejemplo acondicionar con zahorra los caminos de acceso a la obra y/o regar diariamente, medidas tendientes a reducir la emisión de materia particulada por los movimientos de tierra y rodadura de los vehículos.

Hidrología

- Controlar que la limpieza de las cubas de hormigón que se desplacen a las obras se realicen en las plantas generadoras, en los lugares habilitados para ello y en ningún caso en la zona objeto de este estudio.
- Se evitará el emplazamiento de las instalaciones auxiliares (zonas de almacenamiento de sustancias potencialmente contaminantes, parque de maquinaria y zonas de mantenimiento de vehículos) en zonas permeables o no convenientemente habilitadas.
- La maquinaria que se vaya a utilizar durante la ejecución de las obras será revisada periódicamente con el objeto de evitar pérdidas de lubricantes, combustibles, etc.
- Se realizará una recogida selectiva de los residuos peligrosos y no peligrosos, que serán almacenados adecuadamente, entregándolos a un gestor autorizado para su valorización o eliminación tal como establece la legislación vigente.

Suelo

- Se aprovecharán, en la medida de lo posible, los accesos ya existentes con el fin de modificar mínimamente el entorno. En la construcción de las cimentaciones, subestaciones, instalación de los aerogeneradores y edificios de control, y, si fuera necesario, en la construcción de nuevos accesos, con el fin de minimizar la erosión provocada por las lluvias, se deberán cumplir una serie de condiciones:

- No se modificarán las escorrentías existentes y se colocarán cunetas de drenaje para evacuar la lluvia, adaptando los drenajes a las condiciones pluviométricas de la zona.
- Se usará tubería corrugada para reducir la velocidad del agua.
- No se construirán caminos con pendientes superiores al 10 %, y de pendiente de rodadura superior al 2 %.
- Se señalarán adecuadamente las zonas de paso de la maquinaria y de trabajo de la misma, a fin de facilitar el paso de las maquinas siempre por el mismo lugar y para evitar las afectaciones a la compactación del suelo.
- Se extremarán las medidas de precaución para evitar el vertido accidental de sustancias, para que en ningún caso afecten al suelo o al agua.
- Se realizará el acopio del suelo retirado durante los desmontes. La vegetación rozada será triturada y acopiada junto al suelo. Esta mezcla, junto con otras enmiendas, será utilizada en la revegetación de las zonas afectadas.

Vegetación

Conservación de Árboles Singulares

No se talará ningún árbol disperso que supere el perímetro de 1 m a la altura normal (1,30 m), debiendo desplazarse las obras para evitar daños sobre los mismos.

Se plantarán 10 individuos por cada individuo de especies de interés especial (según la legislación vigente si la hubiese), que haya sido afectado o desarraigado.

El conteo de individuos afectados será llevado a cabo por personal especializado durante el replanteo de las obras.

Revegetación

Se establecerán unas directrices para la revegetación de las zonas afectadas por obras en la fase de construcción. Estas directrices se basarán en criterios biogeográficos, biológicos y fitosociológicos para la selección de las especies utilizadas en la revegetación. Con ello se pretende asegurar la viabilidad de la misma y contribuir al incremento o mantenimiento de la biodiversidad de las zonas afectadas.

Las zonas afectadas por obras que deban revegetarse utilizarán las especies propias de su región. Como regiones de procedencia de las especies a emplear se utilizarán

las establecidas por el organismo competente en la materia. También habrá que tener en cuenta la prioridad de utilizar material de las zonas biogeográficas propias de la Provincia de Buenos Aires.

Técnicas de revegetación

Las técnicas de revegetación deberán ser las más apropiadas para cada una de las zonas donde se realicen, y vendrán determinadas por los proyectos de restauración asociados a cada parque eólico. En líneas generales se pueden marcar unas directrices que cumplirán siempre que no existan alternativas mejores:

- Los marcos serán de 6x6 m para los árboles y de 3x3 m para los arbustos. El tipo de plantación será al tresbolillo y en casillas de 1 m. No se plantará en zonas de litosuelos donde las probabilidades del arraigue sean muy bajas.
- La planta debe plantarse en condiciones fisiológicas óptimas, para ello deberá ir en envases apropiados y transportarse en condiciones óptimas.
- Se considerará la revegetación de los taludes generados en el acondicionamiento del acceso.
- La plantación se efectuará durante los meses apropiados para evitar el riesgo de heladas.
- Se efectuará un primer riego tras la plantación, posponiéndose los siguientes riegos de mantenimiento a los meses del estío en caso de tener el suelo suficiente tempero.

Seguimiento y evaluación

Tras la revegetación se establecerá un programa de seguimiento y evaluación con una duración de 6 años.

La restauración deberá ser sometida a seguimiento por personal especializado. Se realizará un control trimestral durante el primer año, semestral durante los dos siguientes y anual hasta el 6º año. Dicho seguimiento consistirá en:

- Control de la revegetación con reposición si hace falta, durante los 2 primeros años.
- Vigilancia y control de los fenómenos erosivos y de pérdida de suelo.

Sobre los incendios forestales

Los trabajos que se desarrollen en monte en época de alto riesgo de incendio forestal, tendrán en cuenta los criterios establecidos en la legislación vigente.

Se propondrán planes de silvicultura preventiva en el entorno de los parques eólicos, como consecuencia de la apertura de caminos y cortafuegos, accidentes derivados de las líneas eléctricas, etc. Los planes incluirán:

- Los márgenes de toda obra que implique apertura de caminos o ensanchamiento de los preexistentes, que atraviese zonas de bosque deberán dedicarse a la construcción de fajas auxiliares cortafuegos, que deberán contar con el siguiente diseño:
 - El camino actuará como área central, con un ancho de 6 m, de firme de zahorra compactada o bituminoso, que permanecerá siempre limpio de cualquier tipo de vegetación.
 - A cada lado del camino se establecerá una banda de 20 m de ancho y en toda la longitud de los caminos en la que se eliminará toda la vegetación herbácea y se realizará una roza selectiva de la vegetación arbustiva, dejando los ejemplares pertenecientes a especies incluidas en catálogos de protección. En esta banda se realizará una clara del arbolado hasta dejar una densidad entre 150 y 250 pies/ha, con una distancia mínima entre copas de 4 m. También se realizará una poda hasta una altura de 2,2 m.
 - Se establecerá otra banda de transición de otros 20 m a cada lado de la banda anterior en la que se realizará una poda hasta los 2,2 m y se rozará selectivamente el estrato arbustivo.
 - Los residuos forestales serán tratados convenientemente y nunca dejados en el monte. Los fustes maderables serán retirados a aserraderos mientras que las ramas y partes no maderables serán astilladas mediante astilladora mecánica y acopiadas junto con el resto de la biomasa retirada en los desmontes, para su uso futuro como enmienda de suelo.

Fauna

- Libre acceso a la información actualizada sobre los censos periódicos de fauna. Esta información es fundamental obtenerla y puede formar parte de un estudio de campo posterior a realizarse en los sitios con mayor potencial estratégico de desarrollo. Se debe contar con esta información de línea de base para la correcta evaluación del impacto de los proyectos concretos de los parques eólicos.
- Con objeto de evitar posibles molestias sobre la fauna, derivadas de ruidos, polvo, presencia de maquinaria en movimiento de personas, etc., se procederá por parte del Director de Obra, a controlar todos estos aspectos con el objeto de que presenten la menor influencia posible.
- En la medida de lo posible, limitar la ejecución de las obras a los momentos en los que no se interfiera el período de nidificación y cría de las aves.
- Si el proyecto contempla la instalación de una línea eléctrica aérea para la evacuación de la electricidad generada, se intentará que el trazado tenga las protecciones para avifauna.
- Las características de la iluminación nocturna y diseño de los sistemas de iluminación se hará para minimizar las molestias a la fauna y evitar la contaminación lumínica.

Población

- Se propiciará en la medida de lo posible, el empleo de mano de obra local, para las tareas directas e indirectas relacionadas con la construcción, de tal manera que se incremente el nivel de población activa en la zona.
- Con objeto de evitar que la población pueda sufrir accidente alguno como consecuencia de la realización de las obras, se procederá a la instalación de un cerramiento eficaz que impida el libre acceso del personal no autorizado a la zona de obra así como se intentará en la medida de lo posible evitar alteraciones en el tráfico de la zona. La valla perimetral constará de carteles indicativos de peligro con objeto de advertir la prohibición y evitar el acceso de personas ajenas a la instalación.
- En esta fase de construcción se seguirán las directrices del Plan de Calidad y el de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

Paisaje

- Minimización de las zonas de acopio de materiales de montaje de las infraestructuras o procedentes de las excavaciones. El acopio de materiales no superará los 2 metros de altura.
- Los edificios nuevos deberán conservar la tipología arquitectónica tradicional de la zona del tipo de las construcciones rurales asociadas a actividades agropecuarias, como puede ser: tejados a una o dos aguas, cubierta de teja curva envejecida, mixta o similar, etc.
- Las tonalidades cromáticas de la construcción deberán estar en concordancia con el paisaje del entorno y las construcciones típicas de la zona.

Residuos

- Los residuos deberán ser gestionados según la legislación vigente en materia de residuos.
- Respecto a la gestión de los residuos los principales aspectos a considerar son los siguientes:
 - Mantener en condiciones seguras y limpias las zonas de acopio y almacén de residuos.
 - Disponer de suficientes envases y etiquetas para identificar los residuos.
 - Disponer de material absorbente para su uso en el hipotético caso de su derrame.
 - La retirada de residuos se llevará a cabo por gestores autorizados, tanto para los residuos Peligrosos como para los No Peligrosos.

Elaboración de cartografía digital

Todos los estudios e informes realizados sobre los parques eólicos deberán contar con capas de cartografía digital georreferenciada compatible con las bases de datos GEODATABASE de ARCGIS o similar. La escala cartográfica se ajustará a las necesidades de cada proyecto y al detalle de la información a tratar. Esta información deberá ser entregada en dicho formato y sin restricciones al Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible (OPDS).

c.2) En fase de funcionamiento

Geomorfología

No se contemplan medidas.

Confort sonoro

No se contemplan medidas.

Calidad del aire

No se contemplan medidas.

Hidrología

No se contemplan medidas.

Suelo

No se contemplan medidas.

Fauna

Sobre el **Cauquén Colorado** y otra variedades de Cauquén y el **Gaviotín golondrina** y las aves que surjan de un estudio de mayor detalle de la zona de implantación de los proyectos.

Según algunos autores, las aves migratorias de paso son capaces de desplazar su vuelo evitando los aerogeneradores, minimizando el riesgo de colisión.

Por otro lado, las rapaces forestales nidificantes, debido a su menor tamaño y habilidad de vuelo también son capaces de evitar más eficazmente los aerogeneradores.

Varios factores influyen en la mortandad de las aves causada por colisión. El factor más importante es el comportamiento local de las mismas, el uso que hacen del territorio, y sus variaciones estacionales. Este factor sólo puede ser estimado mediante estudios locales de campo, con duraciones de una o varias temporadas.

Otros factores importantes son la distancia entre los aerogeneradores y el número de ellos aunque con importantes diferencias.

También parece determinante en la mortandad la densidad de aves por hectárea, que a su vez determina el número de veces que realizan pasadas sobre y entre los aerogeneradores.

Sobre las aves esteparias:

Se realizarán estudios de los comportamientos locales y estacionales de la avifauna en las áreas afectadas por parques eólicos. Para conocer con precisión estos factores que permitan determinar con la mayor precisión posible el impacto de los proyectos de parques eólicos sobre la avifauna en general. Se propone la realización de un estudio del comportamiento de vuelo de las aves nidificantes en las zonas afectadas por proyectos de parques eólicos.

- Este estudio se realizará por personal calificado, principalmente ornitólogos locales de reconocido prestigio y consistirá en establecer un puesto de observación en un lugar adecuado que permita la visión completa de la ubicación de los aerogeneradores proyectados, dotado de los instrumentos ópticos adecuados. Desde este puesto se realizarán conteos de aves que pasen sobre la zona afectada por el proyecto.
- Esta zona se dividirá en el número máximo de sectores que sea capaz de distinguir desde el puesto de observación.
- Los conteos se realizarán durante un ciclo anual completo y tendrán una duración de tres horas seguidas. Los conteos se realizarán en 73 jornadas repartidas al azar durante el ciclo anual completo (a razón de un conteo cada cinco días). El horario del inicio del recuento se seleccionará al azar dentro del periodo de horas de luz del día correspondiente.
- Durante el conteo se anotarán las condiciones meteorológicas generales (temperatura, visibilidad, meteorología), la especie, el número de individuos y el número de veces que sobrevuelan la zona, el tipo de vuelo y el comportamiento de los individuos, así como los subsectores que sobrevuelan.
- A los datos recogidos se les dará el tratamiento estadístico adecuado y servirán para realizar mapas de uso del territorio estudiado por especie, a lo largo del tiempo. Estos mapas serán determinantes para ubicar los aerogeneradores e incluso para determinar la viabilidad del parque eólico proyectado.

Distancias mínimas de los aerogeneradores

A fin de minimizar los riesgos de colisión para las aves que vuelen entre los aerogeneradores, por reducción de las turbulencias, la distancia mínima entre aerogeneradores será de 200 m.

Control de cadáveres de ganado

De forma permanente se establecerá un control de la presencia de cadáveres abandonados que puedan ser un foco de atracción de aves carroñeras, dentro del perímetro de cada parque eólico y en un radio de 3 km entorno al mismo.

Seguimiento de la mortandad de aves y murciélagos producida por los aerogeneradores

Se realizará el control de los posibles impactos de aves y murciélagos con los aerogeneradores, por medio de la recogida de cadáveres en el parque eólico y sus alrededores.

- Estos controles se realizarán semanalmente, al menos durante los primeros 5 años de funcionamiento de cada parque eólico. Se realizará una inspección ocular en un radio de 200 m en torno a cada aerogenerador en busca de cadáveres. Se anotará la fecha de recogida del cadáver, su ubicación mediante GPS y la especie del mismo. Los cadáveres serán introducidos en una bolsa de plástico que se precintará y que contará con una etiqueta en la que conste la fecha de recogida, sus coordenadas y el nombre del personal que lo recogió. Esta tarea deberá ser llevada a cabo por personal calificado.
- Esta medida, unida a los estudios de comportamiento local pretende tanto estimar el impacto de los aerogeneradores sobre la avifauna y quiróptero fauna en general que sirva para detectar puntos negros de mortandad en áreas concretas de los parques eólicos.
- Con los datos recogidos se elaborará una base de datos que deberá facilitarse mensualmente y sin restricciones a la sección de Protección de Fauna Silvestre del Gobierno provincial.

c.3) En fase de abandono

Geomorfología

No se contemplan medidas.

Contaminación acústica

Sólo se producirá durante la jornada laboral y se cuidará que funcionen adecuadamente los silenciadores de la maquinaria.

Calidad del aire

Al igual que en la fase de construcción, para minimizar estas alteraciones se propone la aplicación de medidas de buenas prácticas, como por ejemplo acondicionar con zahorra los caminos de acceso a la obra y/o regar diariamente, medidas tendientes a reducir la emisión de materia particulada por los movimientos de tierra y rodadura de los vehículos.

Hidrología

Se realizará una recogida selectiva de los residuos no peligrosos, que serán almacenados adecuadamente, entregándolos a un gestor autorizado para su valorización o eliminación tal como establece la legislación vigente.

Suelo

Se recuperarán los accesos construidos y los huecos dejados por las zapatas de los aerogeneradores y las edificaciones auxiliares con el fin de restaurar las condiciones pre-operacionales del entorno.

Fauna

La recuperación de la vegetación natural en la zona conllevará la paulatina adaptación de las especies animales características, por lo que no se considera necesaria la toma de medidas concretas en este aspecto.

Vegetación

Revegetación

Se establecerán unas directrices para la revegetación de las zonas afectadas por obras en la fase de abandono. Estas directrices se basarán en criterios biogeográficos, biológicos y fitosociológicos para la selección de las especies utilizadas en la revegetación. Con ello se pretende asegurar la viabilidad de la misma y contribuir al incremento o mantenimiento de la biodiversidad de las zonas afectadas.

Las zonas afectadas por obras que deban revegetarse utilizarán las especies propias de su región. Como regiones de procedencia de las especies a emplear se utilizarán las establecidas por el organismo competente en la materia. También habrá que tener en cuenta la prioridad de utilizar material de las zonas biogeográficas propias de la Provincia de Buenos Aires.

Técnicas de revegetación

Las técnicas de revegetación deberán ser las más apropiadas para cada una de las zonas donde se realicen, y vendrán determinadas por los proyectos de restauración asociados a cada parque eólico. En líneas generales se pueden marcar unas directrices que cumplirán siempre que no existan alternativas mejores:

- Los marcos serán de 6x6 m para los árboles y de 3x3 m para los arbustos. El tipo de plantación será al tresbolillo y en casillas de 1 m. No se plantará en zonas de litosuelos donde las probabilidades del arraigue sean muy bajas.
- La planta debe plantarse en condiciones fisiológicas óptimas, para ello deberá ir en envases apropiados y trasportarse en condiciones óptimas.
- La plantación se efectuará durante los meses apropiados para evitar el riesgo de heladas.
- Se efectuará un primer riego tras la plantación, posponiéndose los siguientes riegos de mantenimiento a los meses del estío en caso de tener el suelo suficiente tempero.

Seguimiento y evaluación

Tras la revegetación se establecerá un programa de seguimiento y evaluación con una duración de 6 años. La restauración deberá ser sometida a seguimiento por personal especializado. Se realizará un control trimestral durante el primer año, semestral durante los dos siguientes y anual hasta el 6º año. Dicho seguimiento consistirá en:

- Control de la revegetación con reposición si hace falta, durante los 2 primeros años.
- Vigilancia y control de los fenómenos erosivos y de pérdida de suelo.

Sobre los incendios forestales

Los trabajos que se desarrollen en monte en época de alto riesgo de incendio forestal, tendrán en cuenta los criterios establecidos en la legislación vigente.

3.2.4. DISEÑO DEL PLAN DE VIGILANCIA AMBIENTAL

El Programa de Vigilancia Ambiental (PVA) puede definirse como el proceso de control y seguimiento de los aspectos medioambientales del proyecto.

El objetivo de este programa es garantizar el desarrollo del proyecto con el cumplimiento de las medidas correctoras y protectoras propuestas en el Estudio de Impacto Ambiental para lo que se tratarán de realizar las siguientes actividades:

1. Verificación in situ de la adecuada ejecución del proyecto, así como de la aplicación de las medidas preventivas y correctoras propuestas y de los estándares de calidad de los materiales empleados en la restauración.
2. Comprobación de los impactos producidos, verificando que se ajusten a los previstos, tanto en magnitud como en los elementos afectados.
3. Detección de nuevos impactos no previstos en el estudio, y puesta en marcha de nuevas medidas correctoras en caso de que sea necesario.
4. Seguimiento de la evolución de las superficies restauradas, comprobación de que las medidas adoptadas funcionen satisfactoriamente y, en caso contrario, determinación de las causas del fracaso y establecimiento de las correcciones adecuadas.

a) **Asesoría ambiental durante la ejecución del proyecto.**

El Proyecto contará con una asesoría ambiental cuyo objeto será verificar la correcta aplicación del PVA, controlando la adopción de medidas de corrección y prevención descriptas.

Las labores de control y seguimiento serán realizadas por personal con experiencia mínima de 3 años en Medio Ambiente.

Como apoyo a la interpretación de datos, resolución de problemas, etc., el supervisor medioambiental contará con la colaboración de Consultores Medioambientales expertos en cada una de las disciplinas de interés.

El Plan de Vigilancia Ambiental durante la fase de construcción se centrará en los siguientes impactos:

- Seguimiento del polvo producido por la maquinaria.
- Seguimiento de afectaciones al suelo.
- Seguimiento de posibles afectaciones a la flora y vegetación.
- Delimitación del área de trabajo

El Plan de Vigilancia Ambiental durante la fase de funcionamiento se centrará en los siguientes indicadores:

- Mejora de aquellos tramos que resulten afectados por el transporte de materiales durante la fase de construcción de la instalación.

- Seguimiento de las afectaciones a la fauna y, en particular a la avifauna con un seguimiento especial de posibles muertes por colisión.

b) Controles sobre los objetivos y estrategias del proyecto.

El Consultor Medioambiental deberá realizar controles respecto al cumplimiento de los objetivos del Proyecto:

- Comprobación de que la superficie de actuación no excede de la proyectada.
- Control sobre los siguientes aspectos constructivos:
 - Superficie construida.
 - Alturas de la instalación.
 - Accesos.
 - Servidumbres.
- Control sobre los usos del suelo: estos deberán ajustarse estrictamente con los propuestos en el proyecto.
- Control sobre la inducción de actividades incluidas o no en las previsiones del Proyecto, comprobando si se producen impactos no previstos.

c) Control sobre las medidas protectoras y correctoras.

Para identificar las posibles desviaciones en el Plan de Medidas Correctoras se establecen las siguientes rutinas en las que se exponen los indicadores a emplear así como los umbrales de alerta a partir de los cuales se considerarán desviaciones significativas y habrá que tomar medidas de actuación para corregirlas.

Control del confort sonoro.

El control del confort sonoro se describe en la TABLA 38.

SILENCIADORES	
Parámetro de control	Confort sonoro diurno (las obras se ejecutan durante el día).
Indicador de medida	Nivel continuo equivalente (Leq).
Metodología y periodicidad del control	Se llevarán a cabo mediciones del ruido una vez al día durante todos los días de ejecución de las obras a través de sonómetros homologados ajustados a las Normas de la Comisión Electrotécnica. Las

	medidas de ruido se realizarán cuando estén trabajando simultáneamente el máximo número de dispositivos móviles previstos para ese día.
Puntos de comprobación	Interior de la parcela y zonas adyacentes a una altura de 1,5 metros.
Personal encargado	Técnico de medio ambiente.
Umbral de alerta	Valores próximos a los umbrales admisibles establecidos por la normativa vigente.
Umbral inadmisibile	Valores superiores a los umbrales máximos fijados por la normativa vigente.
Medida aplicable	En caso de superarse el umbral máximo, se paralizarán temporalmente las obras y se realizará una inspección de la maquinaria.
Requisitos	Técnico especialista.

Tabla 38. Control del confort sonoro. Silenciadores.

Control de la calidad del aire.

El control de la calidad del aire se describe en las Tabla 10 y Tabla 11.

REDUCIR LA VELOCIDAD DE TRANSITO DE LOS CAMIONES DURANTE EL TRANSPORTE	
Parámetro de control	Polvo en suspensión y depositado sobre la vegetación de zonas aledañas.
Indicador de medida	Promedio de la cantidad de polvo en la vegetación aledaña a la instalación.
Metodología y periodicidad del control	Mensual, semanal durante períodos secos o ventosos.
Puntos de comprobación	Vegetación aledaña a las vías de acceso y zona de explotación.
Personal encargado	Técnico de medio ambiente.
Umbral de alerta	Niveles excesivos de polvo sobre la vegetación aledaña.
Umbral inadmisibile	Se establecerá una clasificación de la calidad del aire atendiendo a los umbrales que marca la Ley
Medida aplicable	Limitar el tránsito de vehículos de tracción y regar la zona de trabajo.
Requisitos	Técnico de Medio Ambiente.

Tabla 39. Control de la calidad del aire (1). Reducir la velocidad de tránsito de los camiones durante el transporte.

REGADO DE VÍAS DE ACCESO, ZONA DE EXPLOTACIÓN Y ACOPIOS DE MATERIAL	
Parámetro de control	Polvo en suspensión y depositado sobre la vegetación de zonas aledañas.
Indicador de la medida	Promedio de la cantidad de polvo en la vegetación aledaña a la instalación.
Metodología y periodicidad del control	Quincenal, semanal durante períodos secos o ventosos.
Puntos de comprobación	Caminos, zonas de explotación, zona de acumulo de materiales.
Personal encargado	Técnico en medio ambiente.
Umbral de alerta	Niveles excesivos de polvo depositado sobre la vegetación de los alrededores.
Umbral inadmisibile	Se establecerá una clasificación de la calidad del aire atendiendo a los umbrales que marca la Ley.
Medida aplicable	Replanteamiento del plan de riego, por la necesidad de aumentar la frecuencia o el volumen de agua en superficies polvorientas o en almacenamiento de

	material, cese de la actividad en casos extremos hasta cambio de las medidas meteorológicas.
Requisitos	Técnico en medio ambiente.

Tabla 40. Control de la calidad del aire (2). Regado de vías de acceso, zona de explotación y de depósito de material.

Control de la calidad del suelo

El control de la calidad del suelo se describe en la Tabla 41.

RETIRAR Y ACOPIAR LA TIERRA VEGETAL DE LA ZONA DE EXPLOTACIÓN ANTES DEL INICIO	
Medida preventiva	Eliminación y pérdida de suelo fértil
Parámetro de control	Propiedades físico-químicas del suelo
Indicador de la medida	Índice de Calidad General del Suelo
Metodología y periodicidad del control	Trimestral, mediante análisis de muestras de tierra y verificación del contenido de humedad
Puntos de comprobación	Zona de acopio de tierra vegetal
Personal encargado	Técnico especialista
Umbral de alerta	Disminución de humedad y nutrientes de la tierra apilada
Umbral inadmisibles	Pérdida de humedad y nutrientes de la tierra apilada
Medida aplicable	Revisar las condiciones de acopio para modificarlas y adecuarlas
Requisitos	Técnico en medio ambiente

Tabla 41. Control de la calidad del suelo. Acopio de tierra vegetal.

Protección de la fauna en época de cría o nidificación.

El control sobre la protección de la fauna se describe en la Tabla 42.

CENTRAR LAS ACTIVIDADES Y EVITAR QUE EL PERSONAL CIRCULE POR ZONAS FUERA DE LA EXPLOTACIÓN	
Parámetro de control	Verificar la presencia de fauna en zonas aledañas
Indicador de la medida	Número de ejemplares inventariados o indicios animales en zonas aledañas
Metodología y periodicidad del control	Mensual
Puntos de comprobación	Zonas externas, alrededores del parque
Personal encargado	Técnico de medio ambiente

Umbral de alerta	Disminución de frecuencia de localización de indicios animales
Umbral inadmisibles	Desaparición de indicios
Medida aplicable	Mejora de las condiciones del hábitat
Requisitos	Técnico en medio ambiente

Tabla 42. Protección de la fauna. Centrar las actividades y evitar que el personal circule por zonas fuera de la explotación.

Protección de la vegetación

El control sobre la protección de la vegetación se describe en la Tabla 43.

REVEGETACIÓN DEL ÁREA	
Medida preventiva	Garantizar la continuidad en la vegetación existente e impedir la extinción de especies.
Parámetro de control	Propiedades físico-químicas del suelo.
Indicador de la medida	Seguimiento de la repoblación a través de parámetros básicos (diámetro, longitud y tasas fotosintéticas).
Metodología y periodicidad del control	Mensual durante la fase de funcionamiento y semanal en zonas especialmente sensibles verificando la calidad del terreno.
Puntos de comprobación	Zonas de implantación.
Personal encargado	Técnico en Medio Ambiente.
Umbral de alerta	Terreno inadecuado.
Umbral inadmisibles	Degradación de la estructura de suelo.
Medida aplicable	Restauración de la zona afectada. Aplicación de enmiendas orgánicas naturales.
Requisitos	Técnico especialista.

Tabla 43. Protección de la vegetación. Revegetación del área

Protección del paisaje

El control sobre la protección del paisaje se describe en la Tabla 44.

CONSERVAR LA TIPOLOGÍA ARQUITECTÓNICA TRADICIONAL DE LA ZONA EN LAS NUEVAS CONSTRUCCIONES	
Medida preventiva	Usar tonalidades cromáticas en concordancia con el paisaje del entorno y materiales autóctonos en las construcciones.
Parámetro de control	Colores y tipología de infraestructuras.

Indicador de la medida	Tipo de materiales empleados en las construcciones.
Metodología y periodicidad del control	Trimestral.
Puntos de comprobación	Interior de la instalación.
Personal encargado	Técnico especialista.
Umbral de alerta	Aparición de alguna edificación de colores estridentes.
Umbral inadmisibles	Incumplimiento de la medida.
Medida aplicable	Repintado de la superficie de todas las infraestructuras.
Requisitos	Técnico especialista.

Tabla 44. Protección del paisaje. Conservar la tipología arquitectónica tradicional de la zona en las nuevas construcciones

Control de residuos

El control de residuos se describe en Tabla 45, Tabla 46 y Tabla 47.

EVITAR DEPÓSITOS DE MATERIALES SOBRAINTES EN LAS INMEDIACIONES PROCEDENTES DE LAS OBRAS A REALIZAR	
Parámetro de control	Presencia de materiales o residuos procedentes de la obra en las proximidades.
Indicador de la medida	Presencia de materiales o residuos procedentes de la obra en las proximidades.
Metodología y periodicidad del control	Controles semanales durante la fase de construcción.
Puntos de comprobación	Inmediaciones de la obra.
Personal encargado	Técnico especialista.
Umbral de alerta	Presencia de materiales o residuos procedentes de la obra en las proximidades. Control al comienzo y al final de la obra.
Umbral inadmisibles	Incumplimiento de la medida.
Medida aplicable	Limpieza de los materiales o residuos observados.
Requisitos	Técnico especialista.

Tabla 45. Control de residuos (1). Evitar depósitos de materiales sobrantes en las inmediaciones procedentes de las obras a realizar

TRATAMIENTO Y GESTIÓN DE RESIDUOS ADECUADO	
Parámetro de control	Almacenaje de residuos para su tratamiento.
Indicador de la medida	Cumplimiento de la normativa legal en tratamiento y gestión de residuos.
Metodología y periodicidad del control	Controles semanales en la fase de construcción del almacenaje, gestión y justificantes de entrega a gestor autorizado. Durante la fase de funcionamiento los controles serán trimestrales.
Puntos de comprobación	Lugar de almacenaje de residuos. Se vigilarán especialmente las áreas de almacenamiento de materiales y maquinaria.
Personal encargado	Técnico especialista.
Umbral de alerta	Indicios del incumplimiento de la normativa legal en el tratamiento y gestión de los residuos.
Umbral inadmisibles	Almacenaje incorrecto, depósito incontrolado de aceites, combustibles, residuos agroquímicos y los envases que los contuvieron, otros residuos, etc., gestión de residuos incorrecta o entrega a gestor no autorizado.
Medida aplicable	Se adoptarán de forma inmediata las medidas para una correcta gestión de los residuos. Limpieza de suelos si fuese necesario.
Requisitos	Técnico especialista.

Tabla 46. Control de residuos (2). Tratamiento y gestión de residuos adecuado

Control de residuos de edificación.

RETIRADA DE LAS INSTALACIONES DE OBRA CON TOTAL LIMPIEZA DE LAS ZONAS AFECTADAS	
Parámetro de control	Desmantelamiento y limpieza de las instalaciones provisionales y edificaciones no reutilizables.
Indicador de la medida	Al finalizar la obra se verificará el estado de desmantelamiento de las instalaciones provisionales y edificaciones no reutilizables.

	Comprobación de las servidumbres.
Metodología y periodicidad del control	Durante la verificación final de la obra.
Puntos de comprobación	Lugar de ubicación de las instalaciones provisionales y edificaciones no reutilizables.
Personal encargado	Trabajadores de la obra.
Umbral de alerta	Indicios de la existencia de instalaciones provisionales sin desmantelar, edificios no demolidos, incorrecta limpieza de la zona, servidumbres no repuestas.
Umbral inadmisibile	Existencia de instalaciones provisionales sin desmantelar, edificios no demolidos, incorrecta limpieza de la zona, servidumbres no repuestas.
Medida aplicable	Desmantelar o demoler, limpiar o reponer servidumbres.

Tabla 47. Control de residuos de edificación. Retirada de las instalaciones de obra con total limpieza de las zonas afectadas

3.3. BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO

ADLER (1994): Fisiología del ojo. W. M. Hart (Ed.). 9ª Edición.

BARETTINO, D. (1991): «Identificación y Evaluación de Impactos Ambientales sobre la GEA». In (Ed.) I.T.G.E. Evaluación y corrección de impactos ambientales. Serie Ingeniería Ambiental. Madrid.

BARRIOS, L. AND RODRÍGUEZ, A. (2004): «Behavioural and environmental correlates of soaring-bird mortality at on shore wind turbines». Journal of Applied Ecology 41: pp. 72-81.

BAUTISTA, F.; GONZÁLEZ, H. Y PALACIO, J. (2004): Técnicas de muestreo para manejadores de recursos naturales. UNAM, UADY, CONACYT, INE. México. 507 p.

BAUTISTA, L.M., GARCÍA, J.T., CALMAESTRA, R.G., PALACÍN, C., MARTÍN, D.A., MORALES, M.B., BONAL, R., y VINUELA, J. (2004). «Effect of weekend road traffic on the use of space by raptors». Conservation Biology, 18, pp. 726-732.

CARRILLO-GARCÍA, A., BASHAN, Y. & BETHLENFALVAY, G.J. (2000). «Resource-island soils and the survival of the giant cactus, cardon, of Baja California Sur». Plant Soil, 218, pp. 207-214.

CARRION VILCHES, M.A. (COORD), SÁNCHEZ GÓMEZ, P., GUERRA MONTES, J., RODRIGUEZ GARCIA, E., VERA PEREZ, J.B., LOPEZ, ESPINOSA, J.A., JIMENEZ MARTINEZ, J.F., FERNANDEZ JIMENEZ, S., HERNANDEZ GONZALEZ, A. (2005): Lugares de Interés Botánico de la Región de Murcia. Consejería de Agricultura, Agua y Medio Ambiente de la Región de Murcia. Universidad de Murcia. 177 p.

CONESA FERNÁNDEZ-VITORA, V. (2009): Guía metodológica para la Evaluación del Impacto Ambiental. Mundi-Prensa. Madrid, 864 p.

CONESA FERNÁNDEZ-VITORA, V., CONESA RIPOLL, V., CAPELLA CALATAYUD, V. Y CONESA RIPOLL, L.A. (1997): Auditorías medioambientales: Guía metodológica. Mundi-Prensa. Madrid, 552 p.

DE LA CALLE, J.A.; LENCINA, F., GONZÁLEZ, F. Y ORTIZ, A.S. (2000): Las mariposas de la Región de Murcia. Nausícaä, Murcia, 396 p.

DE LUCAS, M.; JANNIS, G.F.E. Y FERRER, M. (2005): «A bird and small mammal BACI and IG design studies in a wind farm in Malpica (Spain)». Biodiversity and Conservation, 14, pp. 3289-3303.

DEE, N., BAKER, N., DROBNY, K., DUKE, I. and FAHRINGER, D. (1972): Environmental Evaluation System for Water Resource Planning (to Bureau of Reclamation, U.S. Department of Interior). Batelle Columbus Laboratory. Columbus, Ohio, 188 p.

DEE, N., J. BAKER, N. DROBNY, K. DUKE, I. WHITMAN, Y D. FAHRINGER (1973): «An environmental evaluation system for water resource planning. Water Resources». Research, Vol. 9, No. 3, pp. 523-535.

GODET, M. (1996): Manuel de Prospective Stratégique. Tome I. Une indisciplinée intellectuelle. Dunod. Paris.

GÓMEZ OREA, D. (1999): Evaluación del Impacto ambiental. Un instrumento preventivo para la gestión ambiental. Mundi-Prensa y Editorial Agrícola Española, S.A. Madrid, 701 p.

GÓMEZ OREA, D. (2003): Evaluación del Impacto ambiental. Mundi-Prensa. Madrid, 748 p.

GÓMEZ OREA, D. (2007): Evaluación Ambiental Estratégica. Madrid, Mundi-Prensa. 360 p.

GÓMEZ OREA, D. (2007): Ordenación Territorial. Mundi-Prensa. Madrid, 766 p.

- LANDETA, J. (1999): El método Delphi. Una Técnica de previsión para la incertidumbre. Ariel. Barcelona. 223 p.
- LINSTONE, H.A., TUROFF, M. (2002): The Delphi Method. Techniques and Applications. 616 p.
- MAÑOSA, S. (1991): Ús de l'hàbitat de la reproducció de l'astor (*Accipiter gentilis* L. 1758) a la Segarra. Tesis doctoral, Universitat de Barcelona.
- MARTÍNEZ-TORRECILLAS, J.E. (2002): Ecología del Águila calzada (*Hieraaetus pennatus*) en ambientes mediterráneos. Tesis doctoral, Universidad de Murcia.
- MOLINA RUIZ, J. (2001a): Minimización de impactos ambientales en la minería de la roca ornamental en le Región de Murcia. Tesis Doctoral. Servicio de Publicaciones Universidad de Murcia, 340 p.
- MOLINA RUIZ, J. y TUDELA SERRANO, M.L. (2003): «Capacidad de acogida de la actividad minera de roca ornamental en el municipio de Cehegín (Murcia)». *Papeles de Geografía*, 38, pp. 103-114.
- MOLINA RUIZ, J. y TUDELA SERRANO, M.L. (2006): «Identificación de impactos ambientales significativos en la implantación de parques eólicos. Un ejemplo en el municipio de Jumilla (Murcia)». *Investigaciones Geográficas*, 41, pp. 145-154.
- MOLINA RUIZ, J. y TUDELA SERRANO, M.L. (2008): «Elección de criterios y valoración de impactos ambientales para la implantación de energía eólica». *Papeles de Geografía*, 47-48, pp. 171-183.
- MOLINA RUIZ, J. y TUDELA SERRANO, M.L. (2010): «Evolución espacio-temporal en la ordenación territorial del municipio de Blanca (Murcia)». *Papeles de Geografía*, 51-52, pp. 199-209.
- MOLINA RUIZ, J., TUDELA SERRANO, M.L., CANO, CANO, M.P. y BUENO, J.M. (2001b): «Minimización del impacto paisajístico en la actividad minera a cielo abierto. Demostración teórica y práctica de los costes de restauración». *Papeles de Geografía*, 33, pp. 123-131.
- MOLINA-RUIZ, J., MARTÍNEZ-SÁNCHEZ, M.J, PÉREZ-SIRVENT, C., TUDELA-SERRANO, M. L., GARCÍA LORENZO, M. L. (2011): «Developing and applying a GIS-assisted approach to evaluate visual impact in wind farms». *Renewable Energy*, 36, pp. 1125-1132.

NORMAN C. DALKEY, BERNICE BROWN Y S. COCHRAN (1970): «The Delphi Method, III: Use of self rating to improve group estimates». *Technological Forecasting and Social Change*, vol 1. pp. 283-91.

Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la Lista Europea de Residuos.

TICKNER, J.A., GEISER, K. (2004): «The precautionary principle stimulus for solutions and alternatives based environmental policy». *Environmental Impact Assessment Review*, 24, Issue 7-8, pp. 801-824.

TUDELA SERRANO, M.L. y MOLINA RUIZ, J. (2002): «Fragilidad visual de la actividad minera de roca ornamental en el municipio de Cehegín (Murcia)». *Papeles de Geografía*, 36, pp. 239-249.

TUDELA SERRANO, M.L. y MOLINA RUIZ, J. (2005): «Estudio de viabilidad ambiental para la localización de parques eólicos en un municipio de la región de Murcia». *Papeles de Geografía*, 41-42, pp. 225-236.

IV HERRAMIENTA METODOLÓGICA PARA CALIFICAR PROYECTOS CON HUELLA ENERGÉTICA DE CARBONO NULA.

1. OBJETIVO

El objetivo es identificar los proyectos de generación eólica distribuida que presenten como ventaja estar vinculados a una industria que exporta actualmente bienes o que tiene la posibilidad de exportarlos en el futuro. Además, es importante analizar cuáles son los bienes más vulnerables frente a los requerimientos de su huella de carbono teniendo en cuenta el marco internacional.

En esta sección se describirá qué es la huella de carbono de un producto exportable, cuáles son los diferentes estándares que hay y la lista de productos que actualmente tienen su huella de carbono cuantificada.

Por último se propone un criterio para evaluar este tipo de proyectos otorgándoles una calificación.

2. HUELLA DE CARBONO DE PRODUCTOS EXPORTABLES

La Huella de Carbono de un producto representa las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEIs) causadas directa e indirectamente por ese producto, expresadas en términos de dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}). En este sentido, la Huella de Carbono es una medida del impacto que provoca el producto desde su origen y hasta su disposición final sobre el ambiente, determinada según la cantidad de CO_{2e} producido por él.

Desde hace ya varios años, la importancia de un ambiente sostenible en relación a la producción de bienes ha crecido considerablemente, y la presión en esa dirección está aumentando, tanto desde los consumidores como desde los canales de distribución, impulsando a que la totalidad de la cadena de valor de un producto sea evaluada al respecto.

Alineados con ello, los mercados internacionales presentan una tendencia cada vez más marcada hacia el consumo de productos que no contribuyan al calentamiento global, focalizándose en bienes cuya elaboración genere la menor cantidad de GEIs.

Es importante destacar que la Huella de Carbono de cada producto incluye las emisiones no sólo del proceso productivo en sí, sino también del transporte desde el origen (materias primas), hasta los centros de consumo.

El requerimiento de cálculo de la huella parece ser una tendencia principalmente en los países de Europa, lo que podría afectar en el futuro las exportaciones de bienes de la Provincia de Buenos Aires.

Las Pymes de la provincia no cuentan con la infraestructura, ni con los recursos económicos ni humanos que les permitan avanzar en el cálculo de su huella de carbono. Otro inconveniente se genera si las materias primas e insumos son importados.

Algunos países industrializados sostienen que, frente a los nuevos compromisos de reducción de GEI, se verán obligados a introducir medidas orientadas a mantener la 'competitividad' de sus industrias nacionales respecto de las importaciones provenientes de países que no asumirían idénticos compromisos. En ese sentido, las recientes iniciativas de diversos países desarrollados comprenden la posible aplicación de distintos instrumentos como aranceles, subvenciones 'verdes' y mecanismos de defensa comercial y la puesta en marcha de estándares y esquemas de etiquetado, entre otros. Esto demuestra que, en muchos casos, estas variadas iniciativas adoptadas con el argumento de una presunta defensa del medioambiente pueden terminar convirtiéndose en medidas comerciales proteccionistas encubiertas. (CEI, 2012)

Es así que los estándares y esquemas de etiquetado, si bien se originan en el diseño de la política ambiental interna, culminan constituyéndose en requisitos de acceso a los mercados: pueden referirse a los productos en sí o a sus procesos productivos y adoptar el carácter de obligatorios o voluntarios (aunque en muchos casos se transforman de hecho en requisitos obligatorios de acceso a los mercados). Existen distintas propuestas –que se están debatiendo principalmente en el ámbito de la Unión Europea– tendientes a promover etiquetados basados en la huella de carbono. Estas iniciativas, que por el momento son voluntarias, alcanzan a distintos productos. Si bien existen diversos métodos de cálculo, aún no se ha alcanzado un consenso sobre la metodología más apropiada para la medición de la huella de carbono, lo que de por sí dificulta el debate (Hoppstock et al., 2009).

Dentro de las principales iniciativas sobre medición de la huella de carbono sobresalen las acciones llevadas adelante en el Reino Unido y en Francia en las que se destaca el

papel del Estado como impulsor de este tipo de preocupaciones ambientales en el consumidor, aún cuando estas normas presentan todavía un carácter voluntario.

Otras medidas a nivel europeo incluyen a la ecoetiqueta de la Unión Europea – EUEcolabel– y a la Huella Ambiental de los Productos. Asimismo, a nivel de protocolos y estándares internacionales sobre la medición de la huella de carbono se encuentra en desarrollo el estándar ISO 14067 y existen los estándares del Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (GHG Protocol). También hay iniciativas o esquemas desarrollados a nivel de compañías de consumo minorista en los Estados Unidos – como en Walmart y The Sustainability Consortium– e iniciativas gubernamentales, como la llevada adelante por Japón, que también resultan importantes resaltar.

Un resumen de las principales iniciativas en curso, desde una perspectiva de su aplicación voluntaria u obligatoria, y de quien o quienes intervienen en su desarrollo – i.e., si incluye la participación de organismos públicos o no–, así como del estado de implementación, se puede observar en el Cuadro a continuación:

Iniciativa	País	Voluntaria/ Obligatoria	Privada/ Pública	Estado
PAS 2050 - Carbon Reduction Label	Reino Unido	Voluntaria	Mixta	En vigencia
Bilan Carbone - Grenelle environnement	Francia	Voluntaria	Mixta	Bilan Carbone: En vigencia - Grenelle 2: En etapa de experimentación a partir del 1 julio 2011 para definir si el etiquetado de productos en Francia será obligatorio o voluntario
EU Ecolabel	Unión Europea	Voluntaria	Pública	Está bajo estudio integrar la medición de la huella de carbono en la ecoetiqueta europea
Huella Ambiental de los Productos	Unión Europea	bajo estudio	Pública	Está bajo estudio una metodología armonizada que contemple un conjunto de criterios ambientales, incluyendo la huella de carbono. Fecha estimada: fin de 2012- principio de 2013.

ISO 14067	Internacional	Voluntaria	Mixta	En elaboración
GHG Protocol	Internacional	Voluntaria	Mixta	Estándar para productos y estándar para las cadenas de valor de las empresas publicados en octubre de 2011
Walmart Sustainability Index/ The Sustainability Consortium	Estados Unidos / Internacional	Voluntaria	privada	En elaboración
Japan Product Carbon Footprint	Japón	Voluntaria	Pública	Proyecto piloto a nivel nacional

Gráfico 48. Resumen de principales iniciativas sobre Huella de Carbono. Fuente: La Huella de Carbono y su impacto potencial sobre las exportaciones argentinas. Centro de Economía Internacional.

Las normas que apuntan a definir prescripciones en materia de etiquetado sobre la base de criterios ambientales asociados al cambio climático podrían dar lugar a distorsiones en el comercio e imponer costos excesivos para los productores, en particular de los países en desarrollo, por lo que han sido cuestionadas en el ámbito de la OMC⁴⁰, en especial en el Comité de Comercio y Medio Ambiente (CCMA).

El cumplimiento de estas normas –por su considerable diversidad de métodos y enfoques– podría suponer un aumento en los costos y una carga adicional para los exportadores y para las pequeñas y medianas empresas en los países en desarrollo. Además, estos productores van continuamente a la zaga de la tendencia de las normas privadas, que se observa es muy rápida y competitiva.

Todas estas cuestiones pueden convertirse en la práctica en una condición para el acceso a los mercados y en un obstáculo al comercio para muchos países, más aún cuando las normas no están basadas en criterios científicos sino en cuestiones éticas o son resultado de la demanda de los consumidores.

3. PRODUCTOS CUYA HUELLA YA SE CALCULA

Los productos que en el Reino Unido y Francia ya han llevado adelante la medición de huella de carbono se considera que son los productos exportables que primero podrían verse afectados. Las listas de estos productos se detallan a continuación:

40 OMC: Organización Mundial de Comercio

Listado de productos cuya huella de carbono ha sido medida en el Reino Unido.

Fuente: CEI en base a The Carbon Trust (2008) y Krishnan (2010).

Comidas y Bebidas:

Agua embotellada
Azúcar
Barras de chocolate
Batidos de frutas
Cerveza
Gaseosas / Bebidas con y sin gas
Jugo de frutas (naranja)
Leche
Manteca
Miel
Pan
Papas fritas
Sidra
Vino
Yogures

Productos agrícolas:

Avena
Carne
Fruta (*i.e.*, frutillas) / Fruta de Sudáfrica destinada a comercios minoristas del Reino Unido
Papas

Prendas de vestir y accesorios:

Carteras
Pulóveres
Remeras

Productos electrónicos y para el hogar:

Aislamiento para el hogar
Caja de ahorro en Internet
Detergente
Lamparitas eléctricas
Microprocesadores

Papel higiénico y pañales

Papel tisú

Planchas (eléctricas)

Productos de jardinería

Shampoo

Vajilla (ecológica)

Pulpa y papel:

Pasta de papel

Revistas

Listado de productos cuya huella de carbono ha sido medida y/o que participan en los proyectos piloto de etiquetado ambiental en Francia: Fuente: CEI en base a Jan (2010) y Ministère de l'Ecologie – Francia (2011 b y c).

Productos alimenticios:

Aceites comestibles

Agua mineral

Alimentos para animales

Aves de corral

Bebidas alcohólicas

Café

Carne

Cebada

Cereales / Variedad de cereales

Cerveza

Charcutería / Cerdo procesado

Frutas y verduras a granel / Frutas y verduras frescas / Kiwi

Gaseosas

Grasas vegetales

Huevos

Jugos de frutas

Legumbres en conserva

Pan

Pescados

Platos preparados

Postres a base de frutas
Productos congelados
Productos de mar
Productos lácteos
Sal
Verduras preparadas
Vino

Productos no alimenticios:

Bolsas de basura
Cartuchos para impresora
Equipos para deportes: carpas, bicicletas, cascos
Fertilizantes orgánicos
Heladeras
Lamparitas eléctricas / Velas
Materiales para la construcción
Muebles
Papel aluminio

Prendas de vestir: pantalones, camisetas, medias, camperas, zapatos.

Productos de limpieza e higiene: geles de ducha, detergentes, lavavajillas, algodón para desmaquillar, shampoo.

El estudio desarrollado por la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación conjuntamente con el PNUD Argentina combinó el análisis de las exportaciones del país con un índice de “intensidad de carbono” (IC) elaborado ad hoc que permite identificar el grupo de productos exportados con mayor contenido relativo de carbono. Las conclusiones preliminares de este estudio indican que a 2008 los productos con un índice de carbono alto o medio-alto corresponden a productos de origen agropecuario –i.e., carnes, lácteos, aceites y grasas de origen animal (con un IC alto) y productos del complejo oleaginoso (con un IC medio-alto)–. Según este análisis, el 4% de las exportaciones argentinas, medidas en millones de dólares, corresponde a productos con alto IC y el 32%, a productos con un IC medio-alto.

El estudio mencionado se completa con el análisis de los principales mercados de destino de las exportaciones de nuestro país con el objeto de identificar aquellos destinos más sensibles en cuanto a su relevancia económica en el comercio mundial y

la centralidad que le dan a la cuestión del cambio climático. De este análisis se desprende, por ejemplo, que en 2008 el 18% de las exportaciones argentinas tuvo como destino la Unión Europea, correspondiendo el 54% de estas exportaciones a productos con un IC alto y medio-alto. Principalmente la Unión Europea –debido a sus crecientes regulaciones domésticas sobre cuestiones ambientales– y China son considerados dos de los destinos sensibles para las exportaciones argentinas, dado que representan en conjunto el 27% de las exportaciones argentinas pero cuentan con una participación de exportaciones con IC alto y medio-alto significativamente mayor que otros mercados.

Cabe considerar que la Provincia de Buenos Aires tiene un perfil exportador con un significativo grado de diversificación, tanto en productos como en destinos. Al poseer un entramado industrial con cierto grado de desarrollo, con un núcleo de empresas maduras y competitivas, ha logrado diversificar su oferta exportable más allá de los productos agro-ganaderos. Esta diversificación de productos le permite alcanzar mercados más lejanos que los socios comerciales limítrofes, tales como países de Europa, Estados Unidos, China o Rusia, entre otros.

Una primera caracterización del sector exportador bonaerense pone de manifiesto su importancia relativa en el conjunto de las exportaciones nacionales y, en consonancia, la correspondencia en las tasas de crecimiento en las exportaciones registradas a nivel nacional y provincial.

A nivel de complejos o clusters industriales, los dos más significativos, son el automotriz y el petrolero petroquímico. En este trabajo se busca identificar sectores con industrias y que estén localizados en zonas con alto potencial de recurso eólico. En este caso la industria petroquímica tiene una importante presencia en el sur de la provincia donde existe un potencial eólico importante. El cluster automotriz está localizado más hacia el noreste de la provincia en regiones sin recurso eólico.

Las principales exportaciones de la provincia de Buenos Aires no están fuertemente ligadas a los productos de góndola que ya tienen su huella de carbono estimada en los países de Europa que lideran el tema. Además la mayor parte de las exportaciones de la provincia de Buenos Aires no están por el momento dirigidas a los mercados más sensibles. No obstante como el tema es dinámico y complejo y es importante tomar en cuenta el avance que ha tenido el tema de calcular la huella de carbono. Por esto la provincia viene trabajando para hacer que el sector exportador provincial sea menos

vulnerable a las exigencias de estándares de calidad ambiental que se están imponiendo rápidamente en varios mercados internacionales. El presente estudio va en ese mismo sentido y pretende identificar proyectos de generación eólica distribuida asociados a industrias que exportan o que potencialmente podrían exportar para posicionarlas mejor internacionalmente.

4. CRITERIOS DE EVALUACIÓN PARA CALIFICAR PROYECTOS CON HUELLA DE CARBONO NULA

Al calcular la Huella de Carbono de un producto, parte de ella dependerá de la electricidad consumida para su elaboración además de tener en cuenta otras fuentes de emisiones de GEI. Las fuentes de emisiones de GEI asociadas con un producto son aquellas emisiones debidas a la obtención de la materia prima, al proceso de manufactura, al transporte, y a la disposición de los residuos que se generan. Dicho de otro modo, las emisiones asociadas a un producto usualmente son consecuencia del consumo de electricidad y de otros combustibles fósiles con fines energéticos, a emisiones propias del proceso industrial, al consumo de combustible fósil empleado para el transporte y por las emisiones de los residuos sólidos y efluentes líquidos. Dependiendo del tipo de producto que sea la participación de las diferentes fuentes de emisión será distinta. No obstante, ningún producto se produce sin que se utilice electricidad en el proceso y como sobre esta fuente es posible actuar, se plantea que a partir de fuentes renovables de energía los productos puedan disminuir su huella e inclusive si resulta conveniente en términos económicos, sociales y ambientales ir más allá y lograr compensar totalmente las emisiones, obteniendo así una huella de carbono nula.

Si es posible instalar generación eólica que permita netear demanda industrial las emisiones de GEI asociadas a la electricidad de estas industrias serán cero. Si además es factible inyectar energía renovable a la red desplazando energía del sistema interconectado que depende de un mix de fuentes de generación: hidroeléctrica, nuclear, eólica, biomasa y térmicas en base a gas natural, fuel oil, gasoil y carbón; será posible compensar total o parcialmente las emisiones de GEI de las industrias que han instalado el proyecto eólico cerca del consumo. El beneficio que se tiene por instalar el proyecto eólico en cercanía de la industria/polo industrial y conectarse en barras de entrada del suministro de la red eléctrica es que toda la

energía renovable del aerogenerador se atribuye a consumo interno de la industria/parque industrial. Esto permite que la energía eléctrica consumida resulte con cero emisiones. Si el proyecto está desvinculado de la localización de la industria entregando electricidad a la red lo que hará es reducir en su proporción las emisiones de la red eléctrica Argentina y la industria por un lado consumirá electricidad de la red con emisiones de GEI asociadas y por el otro demostrará que reduce emisiones por su proyecto eólico enmarcado dentro del Mecanismo para un Desarrollo Limpio. Como el factor de emisiones de la red eléctrica tiene en cuenta las emisiones de todo el mix de generación del sistema operando y de las futuras unidades que ingresarán, resulta mucho más conveniente que la industria netee demanda y si tiene energía renovable excedente que contabilice reducciones de GEI para compensar parte de sus otras fuentes de emisiones. Además instalar generación distribuida permite disminuir pérdidas del sistema de distribución y de transmisión y mejora la confiabilidad de abastecimiento ya que la industria tendrá generación en el lugar y el respaldo de la red.

Se busca entonces, identificar los proyectos que permitan obtener una huella de carbono nula de productos exportables o al menos reducirla lo máximo posible. Está claro que resultan estratégicamente más interesantes los proyectos relacionados con productos exportables a destinos que requieren medición de huella de carbono de ese producto puntual y a igualdad de condiciones será mejor calificado aquel proyecto que esté vinculado con un producto cuyo volumen de exportación sea mayor. Dado que los productos que se exportan son dinámicos al igual que los requerimientos de los mercados se propone que haya un criterio que permita calificar y priorizar proyectos estratégicos.

Los criterios que se seleccionaron son los siguientes:

Criterio 1: condición de producto exportable.

Criterio 2: condición de producto cuya huella de carbono se requiere en los mercados.

Criterio 3: volumen de producción. (da idea de replicabilidad de proyectos).

Criterio 4: posibilidad de reducir la huella y hasta de obtener huella de carbono nula.

Criterio 5: potencial del recurso eólico

Criterio 6: posibilidad de inyección de energía excedente a la red

Criterio 7: evaluación de otros impactos ambientales

Para cuantificar los criterios para cada alternativa de proyecto se ha establecido un principio de evaluación similar al propuesto para evaluarlos ambientalmente, calificando los cruces en la matriz: -5, -4, -3, -2, -1, 0, +1, +2, +3, +4, +5, considerando -5 el valor de mayor incidencia negativa, mientras que el valor +5 se considera de menor incidencia o refuerzo positivo.

Criterio 1: Si el producto es exportado actualmente tendrá una calificación +5, si será exportado en el corto plazo será evaluado por ejemplo con +3, si se trata de un producto potencialmente exportable pero sin ninguna certeza de que esto vaya a suceder será calificado con 0. Si por las características del producto es imposible su exportación se calificará el criterio 1 con -5.

Criterio 2: Si actualmente se requiere a este producto que calcule su huella en el mercado de destino típico se calificará con +5, si se ha comenzado a solicitar en algún mercado que no es el típico de exportación para los productores de la provincia de Buenos Aires se calificará con +3. Si se considera que es un producto que actualmente no se requiere que se calcule su huella pero sí está previsto que en una fecha determinada comience a requerirse se calificará con por ejemplo +2. Si es un producto que no se encuentra en la lista de productos cuya huella ya se calcula ni en listados de futuros productos a incluirse se calificará con -5. Estas calificaciones son subjetivas en muchos casos y deben ser realizadas por Expertos.

Criterio 3: A mayor volumen de producto y mayor potencial de crecimiento de este volumen mayor es la calificación. En definitiva evalúa la replicabilidad de este tipo de proyecto en otras industrias que produzcan el mismo bien.

Criterio 4: Si el proyecto propuesto permite que el producto relacionado logre compensar totalmente sus emisiones obteniendo así una huella de carbono nula obtendrá un puntaje máximo. Cuanto menor sea el porcentaje de reducción de su huella, irá bajando su calificación y si su aporte a la reducción es menor al 5% su calificación será -5.

Criterio 5: Cuanto mayor sea el potencial eólico mayor será la calificación ya que se trata de un proyecto que con igual inversión puede generar mayor volumen de energía renovable y por tanto producir mayores beneficios ambientales, económicos, sociales. En base a las alternativas de proyectos, se calificará con +5 al que tenga mayor viento

medio anual con probabilidad de ocurrencia del 75% y con -5 a la alternativa que tenga menor velocidad de viento medio con ocurrencia del 75%. Otra manera de evaluar esto es otorgando el mayor puntaje al proyecto con mayor factor de capacidad y menor puntaje al de mínimo factor de capacidad.

Criterio 6: Cuanto mayor volumen de energía sea posible inyectar a la red después de haber neteado demanda en el punto de conexión de la industria mejor será el puntaje.

Criterio 7: Cuanto mejor sea la calificación obtenida por el proyecto en la evaluación ambiental mayor será el puntaje a obtener en este rubro, ya que se trata de un proyecto con impactos más positivos.

El modelo de decisión adoptado es muy sencillo, se trata de sumar los valores cuantitativos de cada alternativa para cada criterio de evaluación y ordenar las alternativas en orden descendiente, según los resultados obtenidos.

5. BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO

1. Comercio y Cambio Climático: perspectivas y posiciones en Copenhague. Julia Hopstock. Revista del Centro de Economía Internacional Número 17- Abril 2010.
2. La huella de carbono y su impacto potencial sobre exportaciones argentinas. Centro de Economía Internacional. ISSN 1850-7263. Febrero de 2012.
3. Informe planeta vivo 2008. World Wide Fund.
4. Guía para inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC 2006).
5. United Nations Framework Convention on Climate Change. Web page: unfccc.int
Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Version 2.2.1
6. Estudio del Mapa Eólico- Eléctrico de la provincia de Buenos Aires, desarrollado en el marco del PROINGED. Base de datos e informe final.
7. Estudio de Huella de Carbono de productos exportables de la provincia de Buenos Aires- Sector Industria.

V LINEAMIENTOS REGULATORIOS

En este apartado se comparará la remuneración actual que recibe un aerogenerador en el país respecto de la que este tipo de generación percibe en otros países; se analizan los incentivos previstos en la normativa nacional y los adoptados adicionalmente en algunas iniciativas provinciales (p .ej. la reciente norma promulgada en la Provincia Del Chubut).

1. INCENTIVOS A LAS ENERGÍAS NO CONVENCIONALES O RENOVABLES

1.1. INTRODUCCIÓN

Según el informe de Bloomberg “*New Energy Finance*”⁴¹, durante el año 2010 se invirtieron casi 243,000 millones de US\$ en energías de bajo carbono, lo que representa un aumento del 23% con respecto al año 2009. Entre las inversiones se incluyen las energías renovables (eólica, solar, biomasa, geotérmica, hidroelectricidad y biocombustibles) así como la mejora de eficiencia en el consumo, junto a “smart grid”⁴² y tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂.

En este apartado se comparará la remuneración actual que recibe un aerogenerador en el país respecto de la que este tipo de generación percibe en otros países; se analizan los incentivos previstos en la normativa nacional y los adoptados adicionalmente en algunas iniciativas provinciales (p .ej. la reciente norma promulgada en la Provincia Del Chubut). Finalmente se delinearán conceptos los que sirvan como base en una propuesta normativa

Los gobiernos emplean variadas herramientas regulatorias para promocionar las energías limpias, no sólo con el fin de para reducir las emisiones de CO₂, sino también para mejorar la seguridad de abastecimiento. Entre dichas herramientas se encuentran los incentivos de diversa índole, desde precios preferenciales para dichas energías, hasta exenciones o deducciones impositivas.

De igual forma, los gobiernos también pueden jugar un papel muy importante en desalentar tecnologías sucias (con altos niveles de emisión de CO₂) a través de una serie de herramientas tales como impuestos al carbono y fijación de precios,

⁴¹“Low-Carbon Energy Investment Hit a Record \$243 Billion in 2010, BNEF Says”

⁴² Redes Inteligentes

instauración de caps y esquemas comerciales e impuestos indirectos (impuesto sobre la energía, IVA, entre otros).

Al menos 83 países tienen algún tipo de política orientada a promover el uso de energías renovables. Las políticas más comúnmente empleadas incluyen: tarifas feed-in⁴³, estándares para las energías renovables (o cuotas), subsidios a la inversión o subvenciones, créditos para inversión, exenciones, comercio de bonos verdes, pagos directos por producción de energía o créditos fiscales, inversión pública directa o financiación, y licitaciones públicas competitivas. En los casos de países de organización federal, como los Estados Unidos o Australia, las disposiciones nacionales se complementan con las disposiciones provinciales.

Los sistemas de apoyo a la generación renovable de electricidad comparten el mismo fundamento madre, el cual se basa en establecer un mecanismo económico que permita de alguna manera compensar las distorsiones que se producen en el mercado eléctrico a favor de las energías convencionales, que externalizan buena parte de los costos de sus impactos sociales y ambientales, al tiempo que reciben subvenciones importantes⁴⁴.

Debido a que es política y económicamente casi imposible llevar a cabo una reforma fiscal energética para poder internalizar las externalidades de las energías convencionales, en varios países se han venido implementando soluciones alternativas (los incentivos o apoyos) para, de alguna manera, intentar compensar a las energías renovables y favorecer su promoción. En el “*World Energy Outlook 2010*” de la International Energy Agency (IEA) se menciona que los subsidios a los combustibles fósiles distorsionan los mercados y pueden impedir que se materialicen las inversiones en energías limpias y por lo tanto dañar los esfuerzos en la lucha contra el cambio climático. Esta misma agencia estimaba que en el año 2009, los subsidios al consumo de combustibles fósiles totalizaban 312,000 millones de dólares y que la eliminación de los mismos podría ser una enorme contribución para alcanzar los objetivos de

⁴³FIT: Feed-in Tariff

⁴⁴ Los precios de la generación de electricidad de fuentes convencionales no reflejan en su totalidad el costo real de su producción, ya que una parte de los costos ambientales y sociales en que incurren son externalizados. Este mecanismo no sólo distorsiona el mercado energético sino que, además, desincentiva a las empresas causantes de los daños a adoptar medidas tendentes a evitarlos o repararlos. Diversos estudios concluyen que si dichos costos se integraran a las tarifas eléctricas en Europa, el precio de la electricidad a partir de combustibles líquidos o carbón debería doblarse, mientras en caso de emplearse gas natural, el incremento sería superior al 30%. Estos valores no incluyen los efectos adversos debido al cambio climático.

seguridad de suministro y ambientales, incluyendo la mitigación de las emisiones de CO₂ y otros contaminantes.

En términos más generales⁴⁵, los mecanismos de incentivo o apoyo responden a las siguientes clasificaciones básicas:

- basados en la inversión o en la generación,
- con precios regulados o cantidades reguladas.

En el primer caso, los incentivos o apoyos ocurren en la fase inicial de inversión o una vez que la planta se encuentra en funcionamiento, es decir en la fase de producción de electricidad.

En el segundo caso, la regulación actúa sobre el precio o remuneración recibida o sobre la cantidad de potencia a instalar o de energía a generar.

De esta forma, los sistemas de incentivos para fuentes renovables pueden actuar regulando el precio de venta de la electricidad generada, tanto por medio de ayuda fiscal o financiera por unidad de potencia instalada, o a través de la fijación total o parcial de las tarifas a percibir por cada unidad de energía generada. Como regla general, en ambos casos se libraría a las fuerzas del mercado la cantidad de potencia a instalar.

En forma alternativa, la regulación puede establecer legalmente el nivel absoluto o relativo de potencia o generación a alcanzar, dejando en manos del mercado el resultado de la fijación del precio.

Sistema de Apoyo	Precios regulados	Cantidades reguladas
Basados en la inversión	Subvención a la inversión Desgravaciones fiscales	Subastas o Licitaciones
Basados en la producción	Tarifas o primas mínimas (Feed-in Tariff o FIT)	Cuotas + Certificados Verdes (CV)

Tabla 48 Sistemas de apoyo o incentivo a las energías renovables

En la Unión Europea, los sistemas más difundidos son el sistema de tarifas o primas reguladas (FIT) y el de cuota y certificados verdes (CV), ambos bajo el criterio de intervención regulatoria en la fase posterior de generación de electricidad. Por otra parte, la energía eólica es la tecnología renovable que más se ha desarrollado, y la

⁴⁵Basado en "Los sistemas de apoyo a la electricidad renovable en la Unión Europea" de la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA). 2005

mayoría de los países europeos en los que mayor éxito ha obtenido la energía eólica, se han encaminado por uno de estos dos sistemas.

1.2. TARIFAS FEED-IN

Feed-in Tariff (FIT) son tarifas o premios garantizados, adicionales al costo/precio de mercado de la electricidad, que incentivan la producción a partir de fuentes energías renovables. Bajo esta modalidad, las empresas de distribución están obligadas a comprar electricidad renovable a precios por encima de los de mercado, siendo los mismos fijados por el gobierno.

El sistema FIT permite a los generadores vender energía renovable por un determinado período de tiempo a una tarifa fija, o alternatively, a través de una prima adicional sobre el precio de mercado de la electricidad. Los aspectos más importantes de un sistema de FIT son:

1. la determinación del nivel de tarifa y
2. la duración del incentivo.

Una posibilidad es fijar el nivel de tarifa basado en los costos de generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, o alternatively, puede basarse en los llamados costos de las externalidades evitadas. En Europa el sistema FIT es uno de los más empleados, utilizándose el concepto de costo de generación eléctrica para determinar el nivel de la tarifa. Como ejemplo distintivo se puede citar a Portugal, en donde el nivel de remuneración se fija sobre la base de los costos de las externalidades evitadas.

Una condición muy importante es la revisión periódica del nivel de remuneración en los sistemas de FIT, con el objeto de comprobar si las tarifas se encuentran en un nivel apropiado, de forma de alcanzar las metas establecidas en la política energética. Por otra parte, dado que los costos de operación y mantenimiento son una parte importante de los costos variables de las plantas, pudiendo los mismos sufrir cambios en sus insumos o en la tecnología empleada, su revisión periódica es de vital importancia.

El sistema FIT tiene diversas variaciones, entre la que se encuentran:

1. Fixed tariff & premium
2. Stepped & flat

3. Tariff degression mechanism

4. Cap & floor prices

El siguiente cuadro describe cada una de los sistemas FIT:

Alternativa	Funcionamiento
<p>Fixed tariff & Premium (Tarifa Fija y Prima)</p>	<p>En la alternativa de Tarifa Fija (Fixed Tariff) los generadores reciben un nivel de remuneración por unidad producida, en forma independiente del precio de mercado.</p> <p>Bajo la opción de Tarifa Prima (Premium Tariff), los generadores reciben una prima o sobre precio por arriba del precio de mercado. Esta opción es una aproximación del sistema de Tarifa Fija hacia un sistema más orientado al mercado.</p> <p>En España, los generadores de fuentes renovables pueden optar durante un año entre el la Tarifa Fija y la Prima:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tarifa Fija: la electricidad generada es comprada por un distribuidor de electricidad que paga una remuneración fija por MWh. • Prima: los productores venden a un distribuidor y su remuneración consiste en una prima por encima del promedio horario del precio de mercado.
<p>Stepped & Flat (Escalones y Plana)</p>	<p>El sistema de Tarifa en Escalones (Stepped Tariff) implica que la remuneración para el mismo tipo de energía renovable varía en función de la localización de la planta, su capacidad instalada y el tipo de combustible utilizado, de corresponder.</p> <p>El sistema opuesto es el de Tarifa Plana (Flat Tariff), los generadores de igual tecnología reciben la misma remuneración sin importar sus costos reales de generación.</p>
<p>Tariff degression mechanism</p>	<p>El nivel tarifario depende del año en que la planta de electricidad comienza a operar. Para los años sucesivos, el nivel de remuneración para nuevas plantas es reducido en un determinado porcentaje. Por lo, cuanto más tarde una planta entre en servicio, menor será la remuneración recibida.</p>
<p>Cap & floor prices (Precios Techo y Piso)</p>	<p>En algunos países, el sistema FIT se establece fijando un rango de precios mínimos y máximos para limitar tanto precios bajos que harían antieconómica la operación, así como evitar que los generadores se apropien de ganancias extraordinarias.</p>

Tabla 49. Variaciones del sistema de Feed-in Tariff (FIT).

La mayoría de los países que emplean este sistema diferencian las tarifas por tipo de fuente (tecnología), lo que facilita el desarrollo de un amplio espectro de tecnologías acorde al nivel tarifario que recibirán.

El sistema de Tarifa Fija tiene la ventaja, por sobre los sistemas de Tarifa Prima y Cuotas, de que otorga un nivel de remuneración previsible en el largo plazo, lo que redundaría en menores riesgos de inversión y facilita la entrada de inversores. Por medio de la garantía de precio y asegurando la demanda, el sistema de Tarifa Fija reduce tanto el precio como los riesgos de mercado, creando un marco de seguridad para los inversores.

El sistema de Prima ha venido ganando espacio en los últimos tiempos, y se emplea como soporte o complemento del sistema de Tarifa Fija (por ejemplo en Dinamarca y Holanda). En España este sistema funciona paralelamente con el de Tarifa Fija, en donde se debe optar por alguno de los dos. El sistema de Prima si bien proporciona un adicional de ingresos a los generadores, expone a los mismos a las fluctuaciones de los precios de mercado (spot), incrementando el riesgo y por lo tanto los costos de capital.

El nivel de la prima se fija en función de las expectativas de costos futuros de las energías renovables y en los ingresos promedio del mercado eléctrico. De esta forma, en el sistema de Primas, el generador en base a fuentes renovables participa activamente del mercado mayorista de electricidad, debiendo ajustar su producción en función del nivel de precios y su costo de combustible, de existir.

Como regla general, todos los usuarios pagan los costos asociados a los sistemas FIT, ya que los mismos son trasladados a las tarifas de electricidad. Sin embargo existen excepciones, como por ejemplo en el caso de los usuarios electro-intensivos.

Entre los países en donde se emplean FIT se pueden mencionar Francia, Alemania, España, Grecia, Irlanda, Austria, Hungría, Portugal, EEUU (dependiendo del Estado) entre otros. En el caso de Brasil el gobierno no ha implementado un sistema de Feed-in Tariff, los precios que reciben los generadores son los resultados de una licitación pública. En Argentina desde 1999 se ha implementado el sistema de primas, el que ha resultado insuficiente para el desarrollo de las fuentes renovables, habiéndose recurrido al sistema de licitaciones en donde los precios obtenidos han superado los estándares internacionales.

Entre las conclusiones del sistema de FIT⁴⁶:

- El sistema FIT es responsable por aproximadamente el 75 % de la energía fotovoltaica instalada a nivel mundial y del 45 % de la energía eólica.
- Los inversores en energías renovables se benefician al poder estimar sus ingresos en el largo plazo, lo que ayuda a disminuir el riesgo de la inversión y las tasas de retorno del proyecto.
- Otra ventaja es la elevada competencia existente para obtener las cuotas de mercado en países como Alemania, Francia, y España. Este puede incrementar la inversión en investigación y desarrollo privada, ayudando innovación y a la reducción de los costos de las tecnologías.

1.3. ESTÁNDARES O CUOTAS PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Los estándares de cartera o portafolio de renovables (llamados también obligaciones o cuotas), son fijadas como un porcentaje obligatorio de participación de las energías renovables en el total de electricidad generada.

En el sistema de cuotas⁴⁷ se establece que los operadores del sistema de transporte o de distribución, empresas comercializadores de energía y/o grandes usuarios estén obligados a comprar un mínimo de energía generada a partir de fuentes renovables. Dicha obligación es generalmente en base a un determinado porcentaje que, de no alcanzarse, puede ser compensado con los “excesos” de cumplimiento de otro actor (a través de un sistema de bonos), o en última instancia, se deberá abonar una penalidad a la autoridad regulatoria, las cuales son redireccionadas a los generadores renovables, a través de un sistema a prorrata.

El sistema de bonos (Renewable Obligation Certificates o ROCs), representa el valor de la electricidad renovable y permite el trading de la denominada electricidad verde. De esta manera los generadores se ven expuestos a señales de mercado, las que son beneficiosas desde el punto de vista de la operación de los mercados.

Es un sistema que provee seguridad para el generador en cuanto a que se le asegura una demanda o mercado cautivo.

⁴⁶ De acuerdo a NREL.

⁴⁷ También llamados “quota regulation” o “purchase obligation systems”

Entre las desventajas se encuentran la falta de certeza acerca los valores presentes y futuros de los certificados, lo que acarrea un mayor riesgo financiero para los desarrolladores.

Dependiendo del diseño, las obligaciones de cuota tienden a estimular el desarrollo y la expansión de tecnologías de menor costo, y por lo tanto maduras, y generalmente desecha innovaciones en opciones más caras o en etapa de desarrollo. Este es el caso para sistemas de cuota que no hacen diferenciación entre las diversas opciones de energías renovables. Dependiendo de las condiciones específicas de mercado y de los recursos renovables disponibles, las tecnologías menos maduras podrían recibir un apoyo específico empleando un sistema de obligaciones de cuota enfocados por tipo de tecnología (por ejemplo en Italia y Reino Unido). Como contrapartida, este tipo de medidas restringen la liquidez del mercado de obligaciones.

En el caso de Argentina, a fines del año 2006, se promulgó la Ley N° 26190 denominada “Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica” estableció un sistema de cuota, sin una obligación de compra de parte de los usuarios regulados, fijando el objetivo de alcanzar, para el año 2017, el 8% del consumo de energía eléctrica nacional cubierto por fuentes renovables.

En EEUU, 29 estados, Washington y Puerto Rico tienen sistema de cuotas y otros 7 estados tienen objetivos globales de cuotas a cumplir.

1.4. SUBSIDIOS A LA INVERSIÓN O SUBVENCIONES

Generalmente estos mecanismos se emplean como complemento a los sistemas propios del sector de las energías renovables (FIT, cuotas, etc), en donde los países aceptan eximir o reducir la carga impositiva sobre los proyectos de instalación de energías renovables. Este tipo de incentivos no sólo abarcan a la generación de electricidad, sino que también son empleados en las cadenas de investigación, desarrollo y producción de dichas tecnologías (por ejemplo en una fábrica dedicada a producir tecnología de generación renovable).

Entre los mecanismos de incentivo basados en subsidios o subvenciones más comúnmente empleados se encuentran: los subsidios o devoluciones fiscales para inversiones de capital; incentivos impositivos y créditos; impuestos a las ventas y exenciones del IVA; pagos por producción de energía o créditos impositivos; medición

neta (de acuerdo a las transacciones a través de la red eléctrica); inversión o financiación pública; y llamados públicos a licitación.

Otro método consiste en establecer una cláusula legal de estabilidad fiscal, en donde el gobierno se asegura a los titulares de nuevos emprendimientos de energías renovables, que no verán afectada, por un determinado período de tiempo, la carga tributaria total aplicable a sus inversiones como consecuencia de aumentos en los tributos. En el caso de Argentina, la estabilizada fiscal fijada por la Leyes N° 25019 estableció que la misma será por 15 años contados a partir de la promulgación de la Ley⁴⁸.

Las subvenciones son instrumentos poderosos y muy flexibles de política energética que pueden ser establecidos para incentivar específicamente ciertas tecnologías e influir en el mercado de energía renovable, sobre todo cuando es empleado en forma combinada con otros instrumentos de política.

Por ejemplo en España, Holanda, EE.UU y Brasil, entre otros, se emplean incentivos relacionados con inversiones (por ejemplo deducciones impositivas o créditos sobre una parte de la inversión de capital, o permitiendo el empleo de depreciación acelerada). En otros países, por ejemplo Suecia y el Reino Unido, se han ideado incentivos que influyen en la disminución del impuesto a las ganancias o créditos en función de la electricidad renovable producida.

En relación con los incentivos fiscales, se incluyen los préstamos blandos, en donde la tasa de interés se encuentra por debajo de las de mercado. Otros beneficios pueden incluir períodos de repago más prolongados. Este tipo de incentivos se aplican en Alemania, Holanda y Polonia, por ejemplo.

En lo que respecta a micro-generación o generación distribuida, existen esquemas financieros para promover el uso y desarrollo de energías renovables ofreciendo préstamos blandos a pequeños consumidores para instalar unidades de generación eléctrica renovable a pequeña escala, típicamente eólica o solar.

1.5. LICITACIONES

⁴⁸Esto no parece lógico, ya que la ley lleva más de 13 años de promulgada, por los que los incentivos fiscales permanecerían sólo por 2 años más y aún no se ha desarrollado un mercado de renovables importante en el país.

Las licitaciones son usadas para proyectos de gran escala y el más comúnmente empleado en Europa para emprendimientos off-shore. Los esquemas de licitaciones off-shore son empleados en Holanda, el Reino Unido, Dinamarca y España.

Entre sus ventajas se incluyen el aumento en el universo de potenciales inversores interesados en las oportunidades de inversión en energía renovables y el elemento competitivo incorporado en su diseño.

Su deficiencia es que el número total de proyectos realmente puestos en práctica hasta ahora ha resultado ser muy bajo en los países desarrollados.

Sin embargo en Latinoamérica, especialmente en Brasil y recientemente en Argentina, es el sistema más ampliamente difundido y que ha arrojado resultados exitosos por la cantidad de interesados (Argentina y Brasil) y la competencia resultante en los precios obtenidos (sólo en Brasil, ya que en Argentina los precios obtenidos han sido muy elevados)⁴⁹.

1.6. CERIFICADOS VERDES

Existen otros tipos de incentivos como los denominados “certificados verdes”. El certificado REC (*Renewable Energy Certificate*) o “*certificado verde*” o “*bono verde*” es un sistema voluntario de certificación fiable y económico que tiene como objetivo promover las fuentes de energías renovables en el ámbito internacional.

Según este sistema, un organismo independiente emite un certificado por cada kWh producido, una vez que verifica que el mismo procede de fuentes renovables. Esta unidad de electricidad se puede comercializar en el mercado eléctrico. Los certificados emitidos permiten evidenciar que una parte de la energía producida por una determinada empresa eléctrica procede de fuentes renovables.

Un Certificado de Energía Renovable (REC) o Garantía de Origen (GdO) es un certificado que prueba que la energía utilizada proviene de una fuente renovable, un certificado representa la generación de 1 MWh de electricidad.

Un REC es vendido separadamente de la energía producida: canjeando el documento, el comprador de un REC puede entonces justificar la utilización de la energía verde en su explotación.

⁴⁹Sólo a fines comparativos se pueden comparar los precios obtenidos en las licitaciones recientes en ambos países (2010): Brasil entre 70-80 US\$/MWh mientras que en Argentina los precios estuvieron en la franja 120-135 US\$/MWh.

Los RECs otorgan flexibilidad a los compradores ya que:

- Se pueden comercializar en diversas áreas geográficas, aunque no tan extensas como la de los bonos verdes por reducción de CO₂.
- Pueden ser empleados por la empresa tenedora a su libre albedrío.

Esta flexibilidad permite a las organizaciones apoyar el desarrollo de energías renovables y proteger al medioambiente cuando no están disponibles localmente productos “verdes”.

Los certificados verdes se utilizan actualmente en EEUU, Suecia, el Reino Unido, Italia, Bélgica como ejemplos. La energía de fuentes renovables se vende a precios de mercado de la energía convencional. A fin de financiar el coste adicional del suministro de energía procedente de fuentes renovables y de garantizar que se produzca la cantidad requerida, todos los consumidores están obligados a adquirir un determinado número de certificados verdes a los productores de energías renovables de acuerdo con un porcentaje fijo, o cupo, de su consumo/producción total de electricidad.

En lo que respecta a la certificación de los RECs, existen dos métodos:

- Contratos de RECs y auditorías de la cadena de custodia.
- Sistemas de rastreo de REC.

Ambos sistemas ayudan a los compradores a evitar la duplicación del uso y asegura evitar el fraude. El sistema de rastreo (tracking) es más transparente cuando se rastrean RECs desde el origen hasta el uso final.

1.7. NET METERING

Net Metering o Medición Neta consiste en que los clientes cautivos (típicamente residenciales) inyecten energía en forma distribuida en donde el medidor funciona en modo inverso, restando la electricidad consumida de la que se ha generado.

Este sistema está pensado para la generación de electricidad fotovoltaica domiciliaria, permitiendo compensar compras de electricidad.

Existen leyes de medición neta en al menos 10 países y en EEUU se anuncia que la mayor parte de medición neta incumbe solamente a instalaciones pequeñas, pero un número creciente de reglamentos permiten que se empleen para instalaciones de mayor potencia. La medición neta existe en un número creciente de países en vías de desarrollo, por ejemplo en Tanzania y Tailandia.

Chile es pionero en Latinoamérica en el análisis técnico y legislativo de esta modalidad.

1.8. INCENTIVOS EMPLEADOS A NIVEL MUNDIAL

En términos de producción de energía renovable, 15 países son los que mayoritariamente contribuyeron durante el año 2010 en el total de energía generada y potencia instalada de recursos provenientes de energía renovables.

La **Tabla 50** es un resumen de los esquemas de incentivo disponibles en los 15 países que se destacaron durante el año 2010, en la que adicionalmente se incluye a Argentina a los fines comparativos. Más adelante en este informe se analiza en detalle los incentivos aplicados en España, EEUU y Brasil, junto con el marco regulatorio en Argentina.

País	Feed-in tariff	Portfolio de Renovables / Cuotas	Subsidios de Capital, Grants	Créditos a la Inversión y otros	Reducción Impuestos (Ganancias, IVA, etc)	REC Trading	Pagos x Energía Producida o Créditos Impositivos	Net Metering	Inversión Pública, préstamos o Financiamiento	Licitaciones Públicas Competitivas
Argentina	?		?	(*)	?		?		?	?
Alemania	?		?	?	?			?	?	
Australia	(*)	?	?			?			?	
Brasil				?					?	?
Bulgaria	?		?						?	
Canadá	(*)	(*)	?	?	?			?	?	?
China	?	?	?	?	?		?		?	?
EEUU	(*)	(*)	?	?	(*)	(*)	?	(*)	(*)	(*)
España	?		?	?	?	?			?	
Francia	?		?	?	?	?			?	?
Grecia	?		?	?				?	?	
Holanda			?	?	?	?	?			
México				?				?	?	?
Nueva Zelanda			?						?	
Polonia		?	?		?	?			?	?
Reino Unido	?	?	?		?	?			?	

Las valores con un asterisco (*) significan que algunos estados/provincias dentro de estos países tienen políticas de nivel provincial, pero no hay ninguna política de nivel nacional.

Tabla 50. Incentivos en los 15 Países con mayor desarrollo de energías renovables durante 2010. Adicionalmente se incluye Argentina. Fuente REN21.

1.9. INCENTIVOS EN ESPAÑA

1.9.1. MARCO HISTÓRICO

La Regulación de las energías renovables en España comienza a desarrollarse en la década de 1980, con una ley que fomenta la generación de pequeñas centrales hidroeléctricas (minihidráulica, Ley 82/1980 de conservación de la energía) con el fin de hacer frente a la crisis del petróleo y mejorar la eficiencia energética, reduciendo de esta manera la dependencia de fuentes externas.

El siguiente paso importante acontece con el lanzamiento del *Plan Energético Nacional 1991-2000*, el cual incentiva la producción con energías renovables y, mediante la Ley 40/94 del sistema eléctrico nacional, se consolida el concepto de Régimen Especial. Dicho régimen es regulado a través del Real Decreto 2366/1994, sobre la producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes renovables. Este Real Decreto incluye en el Régimen Especial a instalaciones de residuos, plantas de cogeneración, plantas que utilizan calor residual y centrales hidráulicas, todas con una potencia menor o igual a 100 MVA. En virtud de esta legislación, la empresa distribuidora más cercana a la central tiene la obligación de adquirir la energía excedentaria de estas instalaciones, siempre que esto sea técnicamente viable. El precio de venta de la energía se fija en función de las tarifas eléctricas, de la potencia instalada y del tipo de instalación, a través de un cargo fijo (por potencia) y de un cargo variable (de energía), además de otros complementos.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico distingue la producción en Régimen Ordinario de la producción en Régimen Especial. Si bien para este régimen se establece un sistema de mercado como mecanismo básico de funcionamiento, existen algunas particularidades para instalaciones del Régimen Especial:

- Para aquellas unidades con potencia instalada de hasta 50 MW, que pueden inyectar su energía excedente al sistema (como ser el caso de la cogeneración, biomasa, residuos), recibirían el precio medio de mercado más una prima,
- Otras que pueden participar directamente en el mercado (solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, minihidráulica), recibirían una prima, más el precio

marginal horario y, en su caso, una remuneración por garantía de potencia y por servicios complementarios.

Adicionalmente, esta ley establece que las energías renovables deberían alcanzar el 12% de la demanda energética total en 2010.

En 1998, a través del Real Decreto 2818/1998⁵⁰ (derogado por el RD 436/2004), se establece que las primas del Régimen Especial deberían ser actualizadas anualmente y revisadas cada 4 años.

El Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER), de 1999, señala objetivos de crecimiento de cada tecnología renovable de forma que la producción con energías renovables sea el 12% del consumo de energía primaria en 2010.

El Real Decreto-ley 6/2000⁵¹, incentiva la participación en el mercado de las instalaciones del Régimen Especial, previendo la posibilidad de celebrar contratos de venta de energía con comercializadores, y establece una cantidad determinada en concepto de garantía de potencia para las instalaciones del Régimen Especial que participan en el mercado.

El Real Decreto 1663/2000⁵² simplifica las condiciones de conexión de estas instalaciones de hasta 100 kVA.

El Real Decreto 841/2002 establece determinadas obligaciones de información de previsiones de generación a las unidades de Régimen Especial y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida. Además dispone la obligatoriedad de participación en el mercado para las instalaciones de potencia mayores a 50 MW, que quedan así incluidas en el Régimen Ordinario. Además, se permite la opción de contratación entre generadores en Régimen Especial y comercializadores, percibiendo la prima correspondiente por la energía vendida. Por último, se establece una prima específica para aquellas instalaciones que utilicen únicamente energía solar térmica como energía primaria para la generación eléctrica.

⁵⁰Sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración

⁵¹De medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios

⁵²Sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión

El Real Decreto 436/2004, (que deroga al RD2818/1998) establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, con el fin de consolidar el marco regulatorio y crear así un sistema estable y previsible. Bajo este Real Decreto, el titular de la instalación tiene dos alternativas para la remuneración de la energía eléctrica generada:

- Vender la electricidad producida a la empresa distribuidora a tarifa regulada⁵³, cuyo nivel de tarifas depende de la potencia y de los años transcurridos desde la fecha de puesta en marcha de la instalación.
- Vender la electricidad libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, o bien a través de un contrato bilateral con una comercializadora, percibiendo por ello, en cualquiera de los casos, el precio de mercado más un incentivo por participar en él, así como, una prima.

El Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 sustituye al PFER, cuyos resultados fueron insuficientes. Con este nuevo Plan se trata de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía primaria en 2010, así como de incorporar los otros dos objetivos comunitarios para el 2010:

1. 29,4% de generación eléctrica con renovables y
2. 5,75% de biocarburantes en transporte para 2010.

Con el PER se incrementan las metas anteriores, según la siguiente tabla:

Tecnología	Plan 2001-2010	Plan 2005-2010
Eólica	9000 MW	20155 MW
Solar Fotovoltaica	135 MW	400 MW
Solar Térmica	309 ktep	809 ktep
Solar Termoeléctrica	200 MW	500 MW
Biomasa	1849 MW	1695 MW

Tabla 51. Variaciones metas renovables Plan 2001-2010 vs Plan 2005-2010.

⁵³La tarifa regulada se define como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, que viene a ser la relación entre los costos previstos requeridos para remunerar las actividades de suministro de energía eléctrica y la previsión de la demanda de usuario final.

Complementariamente, en el año 2006 (Real Decreto 314/2006) se aprueba el Código Técnico de la Edificación, en donde se establece la obligatoriedad de incorporar instalaciones solares térmicas y paneles fotovoltaicos en ciertas edificaciones.

En ese mismo año, a través de Real Decreto-ley 7/2006, se adoptan medidas urgentes en el sector energético, desvinculándose la variación de las primas del Régimen Especial de la Tarifa media eléctrica o de Referencia.

1.9.2. MARCO VIGENTE

El Real Decreto 661/2007⁵⁴, sustituye al Real Decreto 436, manteniendo su esquema básico de doble opción de retribución (tarifa regulada o mercado) pero orientado a adaptar la normativa Española a la regulación comunitaria y a la necesidad de regular los aspectos técnicos y económicos para el crecimiento del Régimen Especial con seguridad y calidad de suministro. De esta forma, las energías renovables se regulan dentro de dicho Régimen Especial, junto con la cogeneración y el tratamiento de residuos. Las modificaciones introducidas se relacionan con la generación renovable que participa en el mercado, la cual recibirá una prima variable en función del precio de mercado y con límites superior e inferior (cap & floor), de acuerdo a lo siguiente:

$\text{Piso} < (\text{Precio Mercado Referencia} + \text{Prima Referencia}) < \text{Techo} \rightarrow \text{Prima} = \text{Prima de Referencia}$

$(\text{Precio Mercado Referencia} + \text{Prima Referencia}) = \text{Piso} \rightarrow \text{Prima} = \text{Piso} - \text{Precio Mercado Referencia}$

$\text{Precio Mercado Referencia} = \text{Techo} \rightarrow \text{Prima} = 0$

Según este Real Decreto, la condición de instalación de Régimen Especial la otorga la Comunidad Autónoma correspondiente, debiendo inscribirse en el denominado "*Registro administrativo de instalaciones de producción en Régimen Especial*", siempre que la meta de potencia instalada fijado para cada tecnología no haya sido alcanzada.

Se preveía que en 2010 se revisen las tarifas, primas, complementos y límites en función de la consecución de los objetivos y de los nuevos objetivos, y cada 4 años se realice una nueva revisión.

⁵⁴ Que regula la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial.

Un punto muy importante es que las instalaciones de energías renovables tienen prioridad de acceso de la red frente al resto de generadores; el operador del sistema y gestor de la red podrá denegar la solicitud de acceso, siempre que quede suficientemente justificada y ofrezca propuestas alternativas de acceso en otro punto de conexión o los refuerzos necesarios en la red de transporte para eliminar las restricciones de acceso. En lo relativo a la conexión, en caso de existir limitaciones en el punto de conexión, los generadores renovables también tendrán preferencia frente al resto de generadores.

Las instalaciones fotovoltaicas posteriores a la fecha límite de mantenimiento de retribución del Real Decreto 661/2007 se regulan mediante el Real Decreto 1578/2008, que modifica el régimen remunerativo a la baja, siguiendo la evolución esperada de la tecnología fotovoltaica. Este Real Decreto 1578/2008 se basa en una serie de convocatorias con tope de potencia, en las que se sabe de antemano la tarifa que recibirán las instalaciones que accedan a dicha convocatoria, y para lo cual deberán inscribirse en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

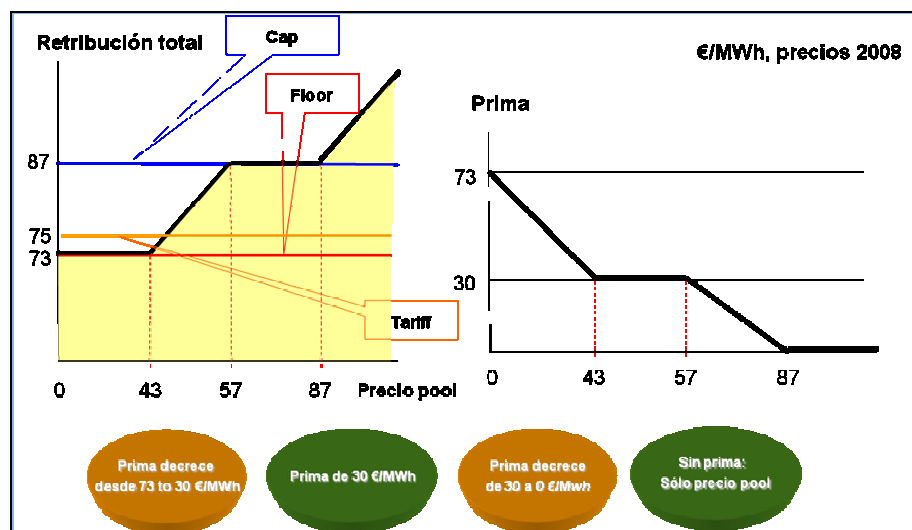


Gráfico 49. Esquema de Prima según Real Decreto 661/2007. Fuente: Energía y Sociedad.

La Ley 17/2007, que modifica la Ley 54/97, tiene la finalidad de adaptar la Ley del Sector Eléctrico a la Directiva 2003/54/CE (normas comunes para el mercado interior de electricidad). Dentro de este marco, el Gobierno puede establecer una prima para las instalaciones de energías renovables aun cuando la potencia instalada sea superior a 50 MW. Adicionalmente, se modifica el PER para adecuarlo a los objetivos que ha establecido la UE del 20% de energía final de origen renovable para 2020.

El Real Decreto 1578/2008⁵⁵, clasifica las nuevas instalaciones fotovoltaicas en dos tipologías según estén ubicadas en cubiertas (tipo I) o en el suelo (tipo II). La retribución de estas instalaciones se basa en diferentes convocatorias anuales con cupo de potencia por tipología y se ajusta a la curva de aprendizaje de la tecnología, lo que se traduce en un abaratamiento del costo de la electricidad en relación al modelo anterior.

Por último, recientemente se ha aprobado el RD-Ley 6/2009 por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, con el fin de planificar el impacto económico de las energías del Régimen Especial en el sistema tarifario, para lo cual se crea el “*Registro de Preasignación de Retribución*”.

Como las energías renovables tiene un impacto importante sobre las tarifas a usuarios finales (debido a los mayores precios con respecto a los de las convencionales), este reglamento se creó con el fin de establecer algunos mecanismos respecto al sistema retributivo de las instalaciones de Régimen Especial⁵⁶, y así garantizar la sustentabilidad del sistema, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

El denominado “*Registro de Preasignación de Retribución*”, crea una base de datos que contiene información relevante de cada proyecto para calcular el impacto en el sistema: condiciones de poder ejecutarse, potencia, el impacto en los costos de la tarifa eléctrica y la fecha de entrada en servicio. La inscripción en el Registro es necesaria para obtener el régimen económico establecido en el RD 661/2007; una vez en funcionamiento las instalaciones inscritas deben ser inscritas en otro Registro, denominado “*Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial*”⁵⁷.

Como se mencionó anteriormente, se pueden establecer restricciones anuales a la ejecución y entrada en operación de las instalaciones inscritas y la priorización de las mismas para no comprometer la sostenibilidad técnica y económica del sistema.

⁵⁵ De retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para las instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del RD 661/2007 para dicha tecnología.

⁵⁶ Salvo para tecnología fotovoltaica, ya regulado en el RD 1578/2008

⁵⁷ Se prevé un régimen transitorio para garantizar la seguridad jurídica de aquéllos que ya habían realizado inversiones bajo el Real Decreto 661/2007 antes de la entrada en vigor del RD-Ley 6/2009.

Según el Real Decreto 661/2007, los límites de potencia fijados para poder acceder a la retribución son los siguientes:

Categoría	Potencia s/ RD 661/2007
Eólica	20155
Minihidráulica (<10 MW)	2400
Biomasa	1317
Solar Térmica	500
Biogas	250

Tabla 52. Límites de potencia para acceder a la retribución del Real Decreto 661/2007

Una vez alcanzado el 85% del objetivo de potencia, se deberá definir el plazo máximo durante el cual las instalaciones que obtengan su inscripción definitiva tendrán derecho al régimen económico del RD 661/2007, que en ningún caso será inferior a 1 año. La CNE⁵⁸ ha establecido un sistema de información en su web que determina en cada momento y para cada tecnología, la potencia total con inscripción definitiva, el grado de avance con respecto a los objetivos de potencia y el plazo estimado de cumplimiento de dichos objetivos.

En este sentido, a 2010 la potencia solicitada para las tecnologías solar y eólica excede los objetivos fijados en el RD 661/2007, y con el fin de no comprometer el sistema, sólo se podrán incorporar al sistema 3100 MW de nueva potencia renovable al año hasta 2014⁵⁹.

Así, se acuerda ordenar en forma prioritaria los proyectos atendiendo a un criterio cronológico, y se dispone la puesta en marcha de las instalaciones en fases sucesivas de acuerdo al siguiente cronograma:

⁵⁸ Comisión Nacional de la Energía

⁵⁹ Según establece la Resolución de 19 de noviembre de 2009, que ordena los proyectos o instalaciones presentados al registro de preasignación.

Fase 1:	
• Solar termoeléctrica:	850 MW
• Eólica:	3719 MW
Fase 2: comienzo generación > Enero 2011; inscripción definitiva < Enero 2013	
• Sola termoeléctrica:	1350 MW
• Eólica:	5419 MW
Fase 3: comienzo generación > Enero 2012; inscripción definitiva < Enero 2013	
• Solar termoeléctrica:	1850 MW
• Eólica:	resto de potencia inscrita al amparo de DT 5ª RDL 6/2009

Tabla 53. Ordenamiento del registro de preasignación (Resolución 19 de noviembre de 2009)

El régimen económico del RD 661/2007 se terminará cuando el objetivo de potencia sea alcanzado, en cuyo caso se deberá aprobar un nuevo marco jurídico económico.

Finalmente, y como consecuencia de la actual crisis que se desarrolla en Europa en general y en España en particular, se han venido aplicando recortes de las primas y bonificaciones económicas, especialmente en el caso de la tecnología solar fotovoltaica.

De acuerdo a un documento de la Comunidad Europea⁶⁰, la energía eólica es cada vez más competitiva. Por lo tanto, la eliminación gradual del apoyo sería posible en la UE después de 2020 en tanto en cuanto se hiciese de una manera planificada y transparente.

A comienzos de 2012 se publicó el Real Decreto-ley 1/2012 (27 de enero), por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos⁶¹. Uno de los principales motivos para esta supresión temporal es el sistemático déficit tarifario, en donde las tarifas que se les cobra a los usuarios son insuficientes, es decir un desequilibrio entre los costos de producción y el valor de las primas.

⁶⁰Documento de Estrategia de la Comisión Europea.

⁶¹En los considerandos puede leerse que esta situación es temporal “La compleja situación económica y financiera aconseja la supresión de los incentivos para la construcción de estas instalaciones, con carácter temporal, al menos hasta la solución del principal problema que amenaza la sostenibilidad económica del sistema eléctrico: El déficit tarifario del sistema eléctrico”

1.9.3. CONCLUSIONES DEL MARCO REGULATORIO⁶²

El desarrollo de las energías renovables en España respondía a un triple objetivo de política energética:

1. Reducir las emisiones de CO₂ para cumplir con los objetivos derivados del Protocolo de Kyoto⁶³,
2. Incrementar la seguridad de suministro y reducir la dependencia energética (la producción doméstica de energía primaria, incluyendo la nuclear, apenas alcanzaba una quinta parte en España)
3. Incrementar el nivel de competencia en el mercado con la introducción de tecnologías que presionaran a la baja los precios de la electricidad.

Con miras de alcanzar los objetivos mencionados, el gobierno nacional desarrolló un esquema de regulación con incentivos y apoyo a las inversiones que han hecho posible el fuerte crecimiento de las energías renovables.

Los incentivos y primas han ido aumentando progresivamente, especialmente en el año 2007, en donde además se configuró un sistema de piso y techo para la opción de retribución en el mercado, con lo cual la prima efectiva pasó a ser variable cuando el precio de mercado más la prima no alcanzaran el techo fijado y haciéndose nula a partir de un determinado nivel. De este modo, se limitaban los incentivos cuando no resultaban necesarios debido a precios de mercado suficientemente elevados y, al mismo tiempo, se aseguraba a los inversores un ingreso mínimo por la producción de las instalaciones, protegiéndolos ante precios de mercado excesivamente bajos.

Finalmente, en 2010, se redujeron las cuantías de los incentivos (especialmente en el caso de la tecnología solar fotovoltaica) y se instauró un sistema de cupos de potencia por tecnologías debido al elevado costo del esquema de incentivos a tecnologías como la fotovoltaica, que elevó el costo total del esquema de apoyo a

⁶²Según edición #57 Energía y Sociedad, Julio 2011, sobre la base de la exposición de Luis Agostí, "Renewable support schemes: What works and at what costs? The Spanish experience", EPRG Spring Seminar, Cambridge, 5 de mayo de 2011.

⁶³ En el año 2005 las emisiones de CO₂ en España eran un 37% superiores al objetivo para 2012 y seguían una tendencia creciente.

las energías renovables, el que representaba una proporción cada vez mayor de las tarifas de acceso y presionando al alza el déficit de tarifario⁶⁴.

El alto ritmo de adopción de tecnologías renovables en el sistema eléctrico español supone un relativo éxito en términos de política energética, pero no ha estado exento de dificultades.

El resultado de la política de incentivos española ha sido exitoso con relación a los objetivos fijados para el sector eléctrico en los diversos Planes de Energías Renovables, alcanzando una cuota del 30% de la producción eléctrica con estas fuentes y situándose en una posición inmejorable para lograr el objetivo del 40% fijado para 2020. Al mismo tiempo, el sector eléctrico ha reducido en 50 millones de toneladas sus emisiones equivalentes de CO₂ respecto de los 440 Mt emitidos en 2005.

Sin embargo, las metas y objetivos alcanzados han sido a costa de una desmejora de eficiencia y seguridad del sistema eléctrico. Los subsidios de las energías renovables se han traducido en un impacto elevado en el costo de la electricidad para los consumidores, a pesar de que este efecto no se ha reflejado en su totalidad en las tarifas porque una parte del incremento se ha ido acumulando como déficit tarifario.

Desde el punto de vista de los precios mayoristas, la creciente participación de las fuentes renovables en la generación total ha provocado que el precio mayorista de la electricidad disminuyera, ya que ofertan su energía a precios muy bajos para asegurar su entrada en el despacho. Esta situación repercute negativamente en los generadores convencionales, a los cuales les resulta dificultoso recuperar sus costos en el mercado de energía eléctrica, en particular los ciclos combinados, que incurren en factores de utilización para los que no fueron diseñados originalmente⁶⁵. Además se ha vuelto más compleja y costosa la operación del sistema eléctrico, habiéndose incrementado los costos de los servicios complementarios y los requerimientos de capacidad firme (o convencional) que actúe como respaldo de la generación renovable.

Entre los tres posibles errores mencionados se encuentran:

⁶⁴ En 2011 supera los 20.000 M€

⁶⁵ Pasando del 54% en 2004 al 33% en 2010.

1. Cumplimiento demasiado acelerado de los objetivos medioambientales,
2. Costo excesivamente elevado de los esquemas de apoyo e inversión excesiva en tecnología solar fotovoltaica en un momento poco adecuado por su grado de inmadurez y
3. Las distorsiones que ha generado la energía renovable en el mercado mayorista han limitado los incentivos a nuevas inversiones en generación tradicional, lo que podría poner en riesgo la seguridad del sistema.

En respuesta a estos problemas, el Gobierno español ha reaccionado reevaluando el costo y el alcance de los esquemas de apoyo a las tecnologías renovables, reduciendo el peso de los objetivos medioambientales que se imponen al sector eléctrico⁶⁶ y analizando posibles cambios al diseño del mercado eléctrico, como el incremento en los pagos por potencia.

Entre las propuestas esbozadas para superar las dificultades señaladas, se proponen en España las siguientes líneas de acción dado el contexto de crisis económica y financiera:

- Reorientar la política energética de tal manera que se cumplan, sin superar, los compromisos internacionales en materia de energías renovables.
- Apostar en el corto y medio plazo por aquellas tecnologías más maduras y ofreciendo incentivos a las tecnologías inmaduras para proyectos experimentales con una escala suficiente para permitir el avance en su grado de madurez tecnológica.
- Asegurar la calidad en el suministro, manteniendo un margen de reserva suficiente en el sistema eléctrico, restricción que supone la necesidad de diseñar un esquema de retribución adecuado de la generación instalada que puede ofrecer potencia firme.

1.10. INCENTIVOS EN EE.UU

Dado el carácter federal de los Estados Unidos y la autonomía de los estados, los incentivos estatales son de importancia similar o superior a los de aplicación nacional.

⁶⁶ Disminuyendo la cuota objetivo de renovables en 2020 del 44% al 40%.

EE.UU es un productor significativo de energía a partir de fuentes renovables, incluyendo etanol (base de maíz), eólica, biomasa y geotérmica. En 2009, la firma First Solar Inc, se convirtió en la primera firma en producir más de 1000 MW en paneles fotovoltaicos solamente en un año. Luego de China, es el país que más generación eólica incorporó en los últimos años.

El apoyo del gobierno estadounidense a las energías renovables incluye programas de subvención en efectivo y créditos fiscales para la fabricación e inversión en dichas tecnologías. Adicionalmente, varios estados han implementado un programa de cuotas (denominados “Renewable Portfolio Standards” o RPS) en donde se imponen obligaciones a las distribuidoras de electricidad para que generen una fracción específica de sus requerimientos a partir de fuentes de energía renovables. Aunque ninguna legislación federal RPS haya sido promulgada, actualmente 29 estados y el distrito de Columbia aplican un sistema de cuotas. El caso de las FIT es también de jurisdicción estadual, con 14 estados aplicando este incentivo.

A continuación se describen brevemente los esquemas de apoyo empleados:

A Nivel Federal

- Renewable Electricity Production Tax Credit (PTC): Créditos Impositivos a la Producción
- Business Energy Investment Tax Credit (ITC): Créditos Impositivos a la Inversión
- U.S. Department of Treasury - Renewable Energy Grants: Subvenciones
- U.S. Department of Energy - Loan Guarantee Program: Préstamos

A Nivel Estadual

- Renewable Portfolio Standards (RPS): Cuotas
- Feed-in Tariff

1.10.1. INCENTIVOS A NIVEL FEDERAL

a) Renewable Electricity Production Tax Credit (PTC)

El Crédito de Impuesto a la Producción de energía renovable “*Renewable Electricity Production Tax Credit*” (PTC), fue establecido por el Energy Policy Act de 1992 (renovado en varias ocasiones hasta la actualidad, con períodos intermedios en donde no se ratificó su aplicación) permite que los accionistas de instalaciones de energía renovables elegibles reciban créditos fiscales por unidad de electricidad generada por la instalación durante un período de diez años. Este crédito se aplica si la venta de la electricidad producida es a terceros no relacionados.

El rango de tecnologías de aplicación es amplio: eólica, geotérmica, gas de vertedero (basural), combustión de basura, biomasa, hidroelectricidad y mareomotriz.

El valor del crédito es por tipo de tecnología:

- 2.2 centavos por kWh (22 US\$/MWh) para eólica, biomasa de lazo cerrado (recortes de madera, podas, etc) y geotérmico
- 1.1 centavos por kWh (11 US\$/MWh) para otros recursos de energía renovables.
- Dichos valores son indexados por inflación.

La disponibilidad de este crédito es para instalaciones con entrada en servicio antes de enero de 2014, y de enero de 2013 para energía eólica.

El PTC estará disponible durante los 10 años siguientes a la entrada en servicio de las instalaciones.

b) Business Energy Investment Tax Credit (ITC)

El “*Business Energy Investment Tax Credit*” (ITC) permite que los dueños de instalaciones de energías renovables reciban un crédito fiscal determinado por un porcentaje del costo de las instalaciones elegibles (30% o 10% del valor de la inversión, dependiendo del tipo de energía renovable).

Los inversores deben elegir entre este impuesto, relacionado con la inversión, y el PTC, relacionado con la energía producida durante un período de diez años.

El ámbito de aplicación del ITC es el siguiente:

- Instalaciones puestas en funcionamiento antes de 2016

- Créditos Impositivos para instalaciones elegibles:
 - 30% de la inversión: ciertas geotérmicas, biomasa, eólica
 - 10% de la inversión: celda de combustible, microturbinas, producción combinada de calor y electricidad, en otros
- Instalaciones aptas con entrada en servicio durante 2009 – 2013 (2012 para instalaciones eólicas): pueden optar por el ITC en lugar del PTC resultando en una aceleración del crédito fiscal.
- La construcción de las instalaciones tiene que iniciarse antes de 2011.
- Incentivos máximos:
 - Celdas de Combustible: US\$1,500 por 0.5 kW
 - Microturbinas: US\$ 200/kW
 - Pequeñas Wind: 4/10/08 - 31/12/08: \$4,000 como suma total
 - Pequeñas Wind en servicio después de 31/12/08: sin límite
 - Otras tecnologías elegibles: sin límite

c) Renewable Energy Grants

El “*American Recovery and Reinvestment Act*” de 2009, promulgado en febrero de 2009, creó un programa de subvención de energías renovables que es administrado por el Departamento del Tesoro. Esta subvención es en efectivo y puede ser solicitada en lugar del ITC o PTC.

Permite que los proyectos elegibles de solicitar el PTC o ITC, elijan optar, en su lugar, por una subvención de hasta el 30 % de los costos de la construcción en lugar de créditos fiscales.

- Montos de subvención iguales al ITC
- Los Proyectos debe comenzar su construcción antes de 2012 y presentar la solicitud de subvención antes del 1 de octubre de 2012.
- Proyectos deben entrar en servicio antes de que sus créditos PTC o ITC expiren:
 - PTC antes de 2014 (eólica 2013)
 - ITC antes de 2017.

d) Loan Guarantee Program (Departamento de Energía - DOE)

El DOE ofrece préstamos para ayudar en la financiación garantizada para el desarrollo de tecnologías innovadoras, no sólo en energía, sino en aquellas tecnologías que reducen, evitan o secuestran el dióxido de carbono y otras emisiones.

El gobierno autorizó que el programa de garantía ofrezca más de 10 mil millones de dólares en préstamos garantizados para eficiencia energética, energías renovables y proyectos de transmisión y distribución. El rango de aplicación del programa para tecnologías renovables es muy amplio, y cada proyecto tiene un monto máximo de 25 millones de dólares de préstamo.

El reembolso del préstamo debe estar dentro de los 30 años o del 90 % de la vida útil del activo físico.

1.10.2. INCENTIVOS A NIVEL ESTATAL

En EEUU existen 50 estados que alientan el desarrollo de energías renovables, con diversos programas de índole estatal, local y para las utilities.

Por ejemplo en California se pueden mencionar los siguientes incentivos:

Incentivo	Ejemplo
Green Building Incentive	San Diego County - Green Building Program Santa Monica - Building Permit Fee Waiver for Solar Projects Santa Monica - Expedited Permitting for Green Buildings
Leasing Program	Santa Clara Water & Sewer - Solar Water Heating Program
California Feed-In Tariff	City of Palo Alto Utilities - Renewable Energy Credit Purchase Program Marin Clean Energy - Feed-In Tariff.
Utility Grant Program	Alameda Municipal Power - Residential Energy Efficiency Program Burbank Water & Power - Business Bucks Energy Efficiency Grant Riverside Public Utilities - Energy Efficiency Technology Grant
Utility Loan Program	Anaheim Public Utilities - Low-Interest Energy Efficiency Loan Modesto Irrigation District - Residential High Efficiency Air Conditioning Loan Program Roseville Electric - Residential HVAC Financing Program SCE - Non-Residential On-Bill Financing Program

Tabla 54. Ejemplos de incentivos en California.

A continuación se describirán los dos incentivos más importantes que crean demanda y precios para las energías renovables: Renewable Portfolio Standards (RPS o Cuotas) y Feed-in Tariff.

a) Renewable Portfolio Standards (RPS) – Cuotas

El *Renewable Portfolio Standards (RPS)*, o sistema de cuotas, requiere que las empresas de servicios públicos posean o adquieran de fuentes renovables la energía para cubrir un cierto porcentaje de sus ventas de electricidad minoristas, dentro de un margen de tiempo determinado.

Típicamente las exigencias de RPS son cumplidas por las utilities presentando al regulador local, al final de cada año, los denominados Certificados de Energía Renovables (RECs), que se caracterizan por lo siguiente:

- 1 MWh de fuentes renovables generalmente es igual a 1 REC.
- Las Utilities pueden generar RECs con su parque generador o los pueden adquirir de otras Utilities con exceso de RECs.
- Se permite la comercialización de cierta cantidad de RECs entre estados con sistemas de transmisión en común.
- Una Utility que no cubre sus RECs podría ser obligada al pago de multas o debe demostrar que tiene instalaciones renovables en construcción o esperando permisos.

El sistema RPS establece un nivel de demanda a cubrir, pero por lo general es el mercado quien determina qué tipo de recursos renovables cubrirán esa demanda.

Sin embargo existen provisiones dentro del sistema RPS que requieren la instalación de cierto tipo de tecnologías, por ejemplo solar fotovoltaico, con un porcentaje objetivo en un determinado lapso de tiempo.

29 estados, Washington y Puerto Rico tienen sistema de cuotas RPS y 7 estados tienen objetivos globales de cuotas a cumplir:

- la mayor parte de estados del Sudeste de EE.UU no tienen un establecido un sistema de RPS (los mismos tienen un importante lobby de las industrias del carbón y del petróleo y a su vez bajo potencial para generación eólica y solar)
- 15 estados aplican multas, que están alrededor de US\$50/MWh (lo que representa menos del valor del costo de PPA eólico).
- 19 estados tienen benchmarks de referencia anuales; casi todos tienen objetivos a 5 años.

- 8 estados incluyen a todos los tamaños de recursos hidroeléctricos, pero la mayoría sólo pequeñas hidro (< 30MW)
- 15 estados implantaron objetivos específicos para energía solar.
- Existe segmentación entre las renovables, con créditos diferenciados.
- Algunos estados otorgan prioridad a las energías renovable generada dentro del propio estado.
- Algunos estados sólo se obligan al cumplimiento de RPS a las utilities a partir de cierto tamaño o a las privadas (llamadas “investor owned”), aplicando objetivos menos exigentes a la utilities pequeñas.

El Gráfico 50 muestra el status de las cuotas en EE.UU:

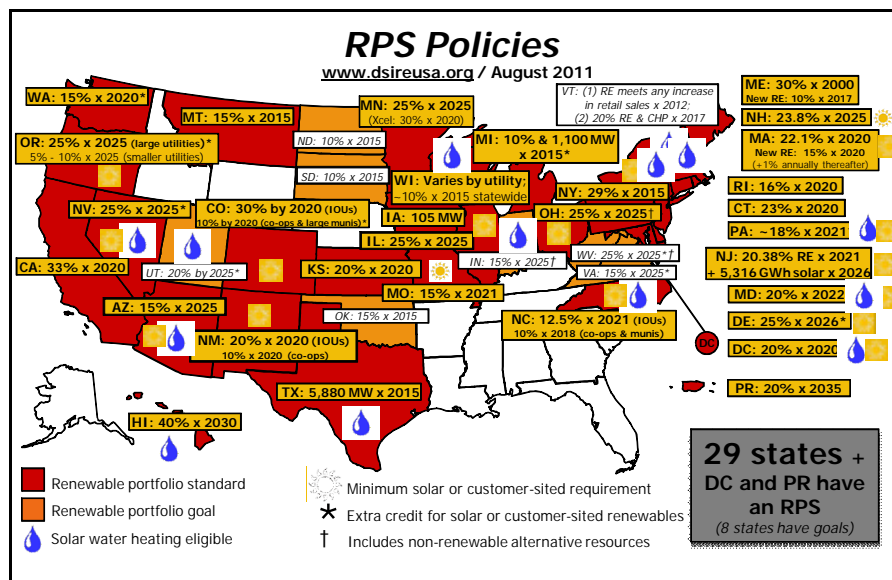


Gráfico 50. Esquema de RPS (cuotas) en EE.UU. Fuente: DSIRE

b) Feed-in Tariff (FIT)

Feed-in Tariff (FIT) es una alternativa a los incentivos para programas de energía renovables. Empleando FIT los gobiernos obligan a las utilities a pagar por encima de los precios de mercado para la electricidad generada a través de fuentes renovables.

Existen varios motivos por los cuales en EE.UU se considera que FIT es más eficaz que los incentivos en efectivo y fiscales para estimular el crecimiento de las energías renovables:

- Es un incentivo basado en resultados.

- No depende de impuestos.
- Proveen un adecuado retorno y previsible a los montos invertidos.

Hay cuatro variaciones principales de FIT utilizados en EE.UU, en función de los siguientes conceptos:

1. Costo de la energía renovable (RE), es decir en función de los costos de inversión y generación de las tecnologías y son típicamente fijados por los políticos o reguladores locales.
2. Estimación del valor de la generación de fuentes renovables para la sociedad o las utilities. Típicamente es calculado en términos del valor de la electricidad más los efectos de mitigación del cambio climático, impactos sobre la salud, seguridad energética, y otras externalidades. El valor es generalmente estimado en función de los costos de generación evitados.
3. Precio fijo, sin relación con los costos de generación.
4. Precio obtenido de subastas.

La mayor parte de los estados con políticas FIT en EE.UU emplean las primeras dos alternativas, es decir precios basados en los costos reales de producción y en función de los costos evitados. El siguiente mapa muestra los estados que implantaron o tienen previsto implantar FIT (a Julio 2010).

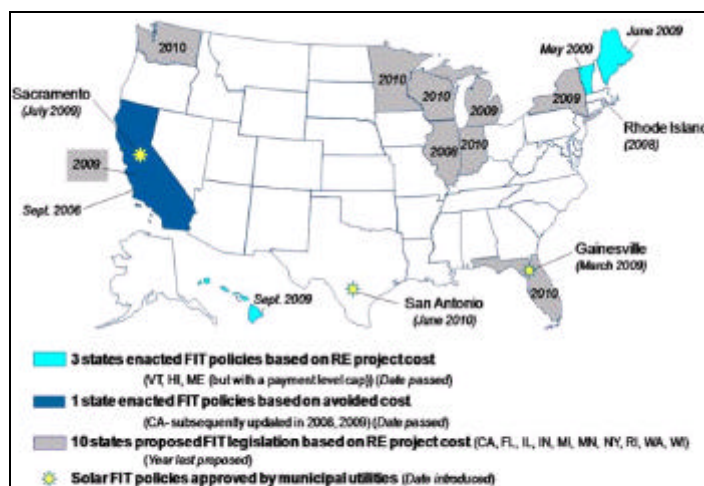


Gráfico 51. Feed-in tariff en EE.UU. Fuente: NREL

A continuación se analiza el FIT aplicado California.

En 2006 California promulgó legislación que requiere que toda corporación eléctrica presente al regulador (California Public Utilities Commission - CPUC) una tarifa para

las energías renovables que las utilities compran a las agencias estatales de servicio de agua potable o cloacas. Posteriormente, en el año 2007, la Comisión autorizó dos extensiones de dichas tarifas. Primero, se requirió que las empresas Pacific Gas and Electric (PG&E) and Southern California Edison (SCE) presentaran tarifas diferenciadas para la compra de generación renovable (elegible) de todas las demás empresas generadoras. Segundo, se requirió PG&E, SCE and San Diego Gas and Electric (SDG&E) ofrecieran opciones de compra/venta así como como una opción de venta de excedentes en cada tarifa presentada para su aprobación. A las demás corporaciones eléctricas sólo se les solicitó que ofrecieran opciones de compra/venta.

Posteriormente, en 2008 y 2009, se incrementó el número de utilities a los que se les fijó el sistema FIT. Actualmente se requiere que las utilities de más de 75000 clientes tengan FIT en sus sistemas tarifarios.

El programa FIT fue enmendado nuevamente en octubre de 2009, entrando en vigor a comienzos de 2010, aunque hasta la fecha no ha sido reglamentado y se encuentran bajo análisis cambios significativos en el programa.

El sistema FIT en California permite que los generadores y usuarios elegibles firmen contratos estándares con la utilities por 10, 15 o 20 años para vender la electricidad producida por instalaciones de energía renovables (hasta 3 MW) a precios diferenciados de acuerdo a la hora del día. El precio pagado se basará en el denominado precio de mercado (MPR) informado por el regulador.

Los valores (MPR) fueron calculados en el año 2009 en función de los costos evitados y son ajustados por los tiempos de uso (TOU Time of Use) autorizados por el regulador. El MPR es el costo anual promedio estimado de la generación de ciclo combinado a gas natural en operación de base.

Los valores de FIT dependen también del comienzo del contrato y de la duración del mismo.

Precio de Mercado de referencia para FIT [dolares/kWh Nominales]				
Inicio Contrato	10 años	15 años	20 años	25 años
2010	0.08448	0.09066	0.09674	0.10020
2011	0.08843	0.09465	0.10098	0.10442
2012	0.09208	0.09852	0.10507	0.10852

2013	0.09543	0.10223	0.10898	0.11245
2014	0.09872	0.10593	0.11286	0.11636
2015	0.10168	0.10944	0.11647	0.12002
2016	0.10488	0.11313	0.12020	0.12378
2017	0.10834	0.11695	0.12404	0.12766
2018	0.11204	0.12090	0.12800	0.13165
2019	0.11598	0.12499	0.13209	0.13575
2020	0.12018	0.12922	0.13630	0.13994
2021	0.12465	0.13359	0.14064	0.14424

Tabla 55. FIT en California (2009).

1.10.3. BREVE ANÁLISIS DE LOS INCENTIVOS EN EEUU

A los fines de mostrar la forma en que las políticas de incentivos han influenciado enormemente el desarrollo de las energías renovable en EE.UU, se analiza la evolución⁶⁷ de la potencia instalada eólica en forma anual y su correlación con la renovación del PTC, inicialmente instaurado en 1992.

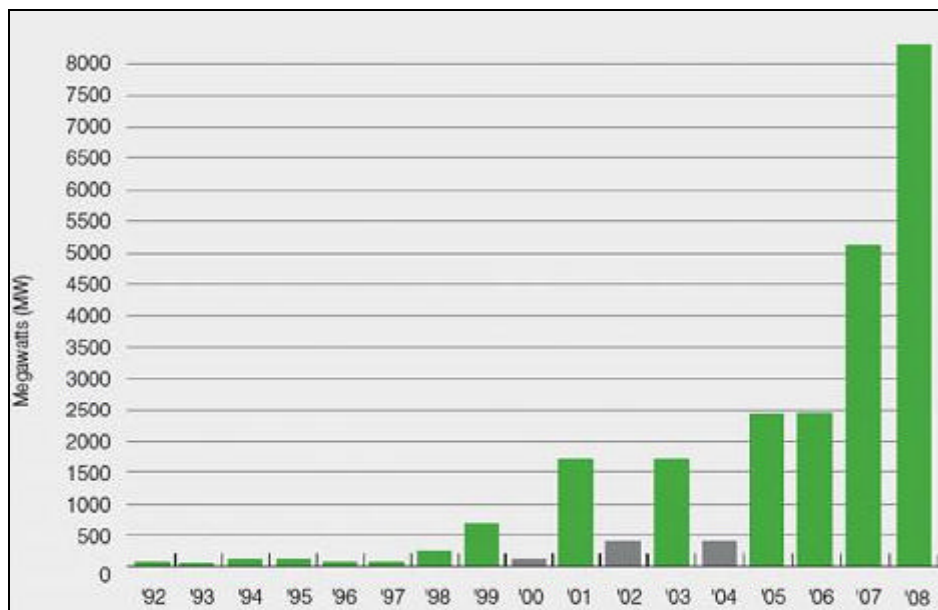


Gráfico 52. Evolución de la potencia eólica anual instalada en función de la política PTC. Fuente: AWEA

En el gráfico 52 se muestra en verde la potencia instalada anual de generación eólica en los años en que la política nacional de PTC mantuvo su continuidad (2005, 2006, 2007, 2008). En los 1999, 2001 y 2003 se produjo el cese de este incentivo, lo que se refleja en la baja significativa en la adiciones de potencia en el año subsiguiente (2000, 2002 y 2004).

⁶⁷ De acuerdo a AWEA.

Durante el año 2010, con precios de electricidad en niveles bajos, la demanda de energías renovables fue conducida casi únicamente por los objetivos de cuotas (RPS). De acuerdo a un análisis llevado a cabo en conjunto por “*Bank of America/Merrill Lynch*” (*April 2010 Analyst Report*), en referencia a los incentivos para la generación eólica, se detalla que los EE.UU no tienen una FIT definida para la energía eólica. Los desarrolladores consiguen subvenciones en la forma de créditos hasta un 30% de la inversión, pero el precio de la energía se ubicaba entre US \$40-50/MWh, con lo que solamente se alcanzan retornos bajos (3 al 5 %). Por lo tanto, los desarrolladores deben firmar PPA (*Purchase Power Agreement*- contrato de compra de energía) con valores del orden de US\$ 60-70/MWh, con un premio significativo por sobre los precios de mercado⁶⁸, para que sus proyectos sean rentables.

Sin un PPA es casi imposible acceder al financiamiento requerido y de no ser por el sistema de cuotas, ninguna utility pagaría mayores precios por sus necesidades de energía.

El sistema de cuotas es el principal driver que impulsó el crecimiento de las energías renovables en EEUU y está demostrando ser insuficiente para mantener el crecimiento de las energías renovables a los niveles pre recesión (2008). En este sentido, la administración Obama declaró que para el año 2035, el objetivo es que EE.UU produzca el 80% de su electricidad a partir de fuentes “limpias”, como eólica, solar, carbón “limpio” y nuclear.

1.11. INCENTIVOS EN BRASIL

Brasil es considerado el sexto país del mundo en lo que respecta a inversiones en energía renovable. El país produce prácticamente todo el etanol derivado de la caña de azúcar del mundo y ha venido incorporando potencia instalada de origen eólico y de biomasa.

Todas las estaciones de servicio en Brasil venden etanol puro y la llamadaalconafta, compuesta por 25 % gasolina y 75% de etanol. Más del 95% de todos los automóviles nuevos vendidos en Brasil pueden emplear ambos combustibles. El país

⁶⁸Con mayor desventaja para las otras tecnologías, ya que la energía eólica es la más competitiva de la renovables.

cuenta con casi 5000 MW de plantas de cogeneración que utilizan los residuos de la industria azucarera, los que generaron más de 14000 GWh de electricidad en 2009.

El gobierno ha anunciado un agresivo objetivo para generación eléctrica de a partir de renovables, con un target del 75% en 2030.

Los principales métodos de incentivo son los de cuota (a través de subastas) y las reducciones impositivas, no existiendo en la actualidad Feed-in tariff, pero si permitiéndose pasar a tarifas los precios obtenidos en las subastas.

1.11.1. EL SISTEMA DE SUBASTAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO

El marco eléctrico regulatorio en Brasil establece que toda demanda debe estar 100% contratada, en donde esto se verifica ex-post anualmente. De existir diferencias se aplican multas por subcontratación en donde las distribuidoras pueden transferir para el consumidor hasta 3% de sobre contratación.

Todo contrato debe estar respaldado por capacidad firme de generación, en donde cada generador, existente o futuro, recibe del Ministerio de Energía un “certificado de energía firme”, el cual refleja la capacidad de producción en un año hidrológicamente seco y fija la máxima cantidad de energía que se puede contratar.

Las empresas distribuidoras son responsables por el 70% del consumo y contratan su energía a través de subastas de contratos. Las distribuidoras se responsabilizan por la previsión de su demanda. Los consumidores libres (responsables del 30% del consumo) negocian libremente sus contratos con los generadores y comercializadores. El único requerimiento es que estén 100% cubiertos por contratos.

Las subastas se encuentran separadas para la energía “existente” (suministro al mercado actual) y la energía “nueva” (suministro al crecimiento del mercado). De esta manera las distribuidoras manejan la incertidumbre de la demanda con un “portfolio” de contratos de más corto plazo con generadores existentes y largo plazo con generadores nuevos.

1.11.2. PROINFA

Brasil posee una de las matrices energéticas más limpias del mundo, con 44% de la energía producida a partir de renovables, en donde en el sector eléctrico el 75% de la capacidad instalada proviene de las centrales hidroeléctricas.

En el año 2002, a través de la Ley 10438, se creó el PROINFA (Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica) con el objetivo de desarrollar 3300 MW de generación⁶⁹ de energías renovables, hasta el año 2008. La energía sería adquirida mediante acuerdos de compra de energía (ACE) por un plazo de 20 años celebrados con Electrobras.

Los proyectos que calificaban bajo este programa podían obtener el 70 % del financiamiento del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES), sin embargo, para calificar para el financiamiento de PROINFA, se requería que un mínimo del 60 % del valor de las compras del proyecto sea equipo fabricado en Brasil, y el 30 % debía ser capital propio. El valor del 30% de capital propio fue reducido a 20% en el año 2004, luego de que muchos desarrolladores encontraran dificultades para alcanzarlo, en especial compañías pequeñas.

Los préstamos del BNDES bajo el programa tienen vencimientos a 12 años, incluyendo un período de gracia de seis meses luego de finalizar la construcción, una comisión de compromiso del 1 %, y el préstamo se otorgaba a la tasa de interés de largo plazo de Brasil fijada por el Banco Central (TJLP), la cual es mucho menor a la tasa de mercado.

El enfoque PROINFA se basa en la fijación del precio, en donde el Gobierno también estableció un límite superior para la potencia que califica para el precio. En el caso de los proyectos hidroeléctricos de pequeña escala, con una capacidad instalada inferior a 30 MW, gozan de otras concesiones, además del programa PROINFA:

- el umbral del tamaño para participar en el mercado es de 500 kW (en oposición a los 3 MW usuales).
- Solamente se requiere una autorización de ANEEL, en oposición a la subasta obligatoria para una concesión que exige la ley de licitaciones.
- 50% de descuento en las tarifas de transmisión y distribución.

El elemento más importante de PROINFA fue la tarifa fija (FIT), disponible para proyectos aprobados hasta los límites estipulados en la ley (valores a 2009):

1. Pequeñas centrales hidroeléctricas: 84.7 US\$/MWh

⁶⁹1100 MW para cada tipo de renovable: energía eólica, proyectos hidroeléctricos de pequeña escala y biomasa.

- | | |
|---|----------------|
| 2. Eólica (en función del factor de carga): | 138.5 US\$/MWh |
| 3. Biomasa (bagazo, cáscara arroz, etc): | 68.5 US\$/MWh |
| 4. Promedio: | 84 US\$/MWh |

La segunda etapa del programa PROINFA requiere que como mínimo el 15% del incremento anual de electricidad sea contratado de estas fuentes renovables⁷⁰, bajo acuerdos de compra de energía a 15 años.

El PROINFA es un programa de subsidio “clásico” en donde se han producido sucesivos retrasos en la fecha de entrada de los proyectos y cuya racionalidad económica ha sido muy criticada en Brasil debido a la elección de eólicas (más cara que la biomasa) y el criterio de selección de proyectos por antigüedad de sus licencias ambientales. A su vez se criticó la falta de señales económicas para eficiencia e innovaciones tecnológicas.

Sin embargo se considera que el PROINFA ha sido visto con buenos ojos para los sistemas aislados ya que el 75% del costo de inversión en renovables en sistemas aislados puede ser compensado sobre la base del costo desplazado de los subsidios y la regulación parece más interesante pues hay una clara ventaja económica para instalar las renovables.

1.11.3. SUBASTAS DE ENERGÍAS RENOVABLES

Al asumir la administración Lula da Silva, ésta no continuó con las siguientes fases del PROINFA, es decir abandonó el sistema FIT. Se argumentó que el sistema FIT imponía presión en los precios de las tarifas, penalizando a los consumidores. En su reemplazo se decidió llevar a cabo subastas competitivas de energías renovables en forma similar a las que se realizan en forma periódica en el mercado eléctrico.

La primera subasta se realizó en el año 2007, habiéndose adjudicado 18 proyectos de origen biomásico y pequeñas centrales hidroeléctricas por un total de 186 MW. Los subsiguientes tres años se continuaron con las subastas, obteniéndose las siguientes potencias comprometidas:

Año	Tipo	# Proyectos	MW medios
-----	------	-------------	-----------

⁷⁰ Excluyendo los grandes proyectos hidroeléctricos.

2007	Biomasa / Peq Hidro	18	186
2008	Biomasa	31	1204
2009	Eólica	71	783
2010	Varias Renovables	89	1159.4
Total		209	3332.4

Tabla 56. Subastas energías renovables en Brasil (sin hidro grandes).

En el año 2008 se produjo lo que se denominó el “*boom del etanol*”, en donde se instalaron más de 1200 MW de potencia en centrales relacionadas con la producción del mismo.

Similarmente en el año 2009, debido a la crisis financiera internacional se produjo una baja importante en los costos de inversión de los equipos eólicos, lo que promocionó las inversiones en este tipo de tecnología.

La primer subasta de energía eólica se celebró a finales de 2009, en donde el gobierno compró 1805 MW de energía eólica energía a instalarse (factor de capacidad de 43.3%), con un precio medio de 148.39 R\$/MWh, es decir cercano a los 80 US\$/MWh. Las características de esta subasta se resumen a continuación:

- Entrega de la energía en Julio de 2012
 - Existió una “ventana de oportunidad” debido a la disponibilidad de equipos (efecto de la crisis financiera mundial) a precios más competitivos
 - Estímulo a la construcción de nuevas fábricas de equipos en Brasil
- Contrato de 20 años a partir de Julio de 2012
- Pago por la energía producida con mecanismo de estabilización de ingresos (con el objetivo de facilitar el *project financing* de las plantas)
 - El inversionista declara su producción esperada, existiendo incentivos y penalidades por desvíos y ajuste del contrato para la energía producida verificada a cada cuatro años, con posibilidad de swap de producción entre plantas
- Temas específicos:
 - Necesidad de histórico de mediciones certificado por lo menos durante 12 meses,
 - Restricciones en la calidad de los equipos

- Se permiten equipos importados solamente si la potencia individual es mayor a 1,5 MW.
- Varios bancos brasileños también ofrecen financiación, ejemplo Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES)
 - Hasta 80% de participación, hasta 14 años de amortización
 - Tasa de ~8-10%, DSCR
- Existen 13,300 MW en proyectos candidatos registrados
 - 441 proyectos a lo largo de tres regiones
 - Fuerte competencia
- Precio esperado: alrededor de 110 - 130 US\$/MWh
 - Costo inversión: entre 4500 – 5000 R\$/KW instalado
 - Más barato que el precio del PROINFA, con precios debajo del 20% con respecto al techo fijado en la subasta.

El éxito de esta licitación animó a realizar otra subasta, celebrada en junio de 2010, en relación con las energías renovables y el gobierno ahora tiene la intención de celebrar subastas cada año.

La subasta realizada en el año 2010, arrojó los siguientes resultados:

Tipo	# Proyectos	MW medios	MW instalados	Precio Medio [US\$/MWh]
Eólica	70	899	2047.8	77
Biomasa	12	190.6	712.9	85
Peq. Hidro	7	69.9	131.5	83
Total	89	1159.5	2892.2	79

Tabla 57. Brasil: resultados subasta energía renovables 2010.

En el caso de la generación eólica, los precios obtenidos nuevamente estuvieron 20% por debajo del techo fijado en la subasta.

Durante los años 2011 y 2012 se realizaron nuevas subastas⁷¹. Los precios promedio obtenidos para las plantas eólicas se han mantenido entre 90-105 R\$/MWh, y dada la fuerte fluctuación del real en estos años (en agosto de 2011 se ubicaba en 1.6 R\$/US\$ y en diciembre de 2012 2,1 R\$/US\$) los valores unitarios en

⁷¹ Leilão 03/2011, Leilão 7/2011, Leilão 5/2012

dólares se posicionaron en el rango 42-63 US\$/MWh, los que a todas luces es un éxito de convocatoria.

1.11.4. ESQUEMAS DE INCENTIVO FISCALES

Existe un vasto abanico de exenciones o disminuciones impositivas para las energías renovables en Brasil. Debido a su complejidad solamente se hará mención a los más relevantes. Previamente se definen los principales impuestos en donde se aplican incentivos.

El ICMS (Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços) es un impuesto estadual, es el valor agregado sobre la circulación de productos y ciertas transacciones de bienes intermunicipales e interestatales, y también servicios de comunicación. Este tributo es similar al IVA argentino, aunque en vez de ser nacional, es provincial. Alcanza a las operaciones de circulación de mercaderías entre las empresas. La tasa de aplicación varía de acuerdo al estado, y pueden ser del 17 o 18 por ciento para las operaciones internas (es decir, dentro de dicho estado) y del 7 o 12 por ciento para las que se realizan con los denominados estados pobres y ricos, respectivamente. La liquidación de este impuesto es mensual y los créditos acumulados no se pierden en el tiempo.

El IPI es un impuesto federal que graba la importación y fabricación de bienes. Se aplica a las operaciones de compra de productos industrializados, tanto nacionales como importados. Para ello, existe un nomenclador (denominado NCM) que posee un código para cada artículo y su correspondiente alícuota tributable.

En general, PIS y COFINS son impuestos federales cobrados sobre los ingresos, cada mes, bajo dos regímenes. El PIS es una contribución social nacional, cuya alícuota es del 1.65% de la facturación bruta de la empresa, sin considerar el impuesto al producto industrializado (IPI). Se tributa mensualmente. El COFINS también es una contribución social nacional, con las mismas características que el PIS. Sólo difiere la alícuota que, en este caso, es de 7.6%.

El CIDE es una contribución que graba la importación y venta del petróleo, gas y derivados, incluso el etanol.

Se aplica un régimen fiscal especial para los productores e importadores de biodiesel. Los productores e importadores tienen dos programas diferentes de donde descontar impuestos:

- Programa de Integración Social (Programa de Integração Social o PIS) y
- Contribución al Fondo de Seguridad social (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social o COFINS).

Bajo este régimen fiscal, se pueden elegir opciones de alícuotas o valores fijos por m³.

En casos específicos, los productores que optan por la segunda opción pueden obtener ciertas deducciones y exenciones de los montos adeudados. La reventa de los productos no está sujeta a éstos impuestos. Además de esto, el biodiesel está exento del pago del Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI).

En el caso de la caña de azúcar para producción de etanol, PIS, COFINS e IPI no son de aplicación.

Los productores e importadores de etanol también gozan de un régimen impositivo especial, en forma similar a los de biodiesel, pero con diferentes valores y alícuotas:

Ventas de Etanol realizadas por distribuidores no son sujetas a PIS y COFINS. Lo mismo sucede con las cantidades transadas a futuro en la bolsa de comercio.

El ICMS puede ser eximido para ciertos productos empleados para la producción de biodiesel o etanol. Además, la base impositiva de cálculo de dicho impuesto puede ser reducida para operaciones interestatales de producción y distribución de etanol y biodiesel. Esta reducción depende de las leyes de cada estado.

Las ventas de etanol no son sujetas a la Contribución para la Intervención en el Dominio Económico (Contribuição de Intervenção no Domínio econômico o CIDE).

En el caso de la generación de electricidad se encuentran las siguientes deducciones:

- el ICMS puede ser eximido para operaciones que implican equipamiento para generación eólica y solar. Siendo de aplicación hasta el 31 de diciembre de 2013.
- La aplicación del IPI se exige para todo equipamiento empleado en el proceso de generación de energía.

Recientemente (2009), la Comisión de Servicios de Infraestructura (CI) aprobó una ley federal que establece el Régimen Especial de Impuestos para promover el

desarrollo y la producción de energía eléctrica a partir de fuentes alternativas REINFA (*Régimen Especial de Tributação para o Incentivo ao Desenvolvimento e à Produção de Fontes Alternativas de Energia*)

La ley prevé varios beneficios tributarios como exenciones de PIS y COFINS, impuestos de importación e IPI para compañías que funcionan bajo el régimen. Es importante enfatizar que esta ley no está aún vigente.

El proyecto establecerá incentivos fiscales especiales para el desarrollo y producción de energías alternativas. El REINFA otorga beneficios fiscales a las empresas que realizan investigación, desarrollo y producción de equipos empleados para generar energía limpia y a las empresas generadoras a partir de la energía eólica, solar y el mareomotriz, y a las empresas fabricantes vehículos impulsados por motores eléctricos, incluyendo los híbridos.

Las empresas que se adhieran al REINFA no estarán excluidas de otros esquemas de incentivos financieros. Sin embargo, les será prohibido participar en el esquema de micro y pequeñas empresas.

Las empresas de distribución de electricidad pueden suministrar conexiones especiales para la recarga de las baterías de vehículos eléctricos, con un descuento en la tarifa, a su discreción, cuando se utiliza en horarios de valle o en caso de exceso de capacidad instalada.

La generación de energía de fuentes renovables “limpias” puede ser desarrollada independientemente por cualquier persona o entidad que podrá utilizar o comercializar su producción libremente. Las empresas distribuidoras de electricidad deben dar prioridad a la adquisición de la energía producida por estos productores independientes, pagándoles el mismo precio que a otras fuentes de energía.

1.11.5. BREVE ANÁLISIS DE LOS INCENTIVOS EN BRASIL

El sistema de incentivos para las energías renovables en Brasil, ha demostrado ser un éxito, no sólo por la convocatoria suscitada en cada subasta, sino también en promocionar la investigación / desarrollo y construcción de equipamiento en el ámbito local. Para dar una idea de este desarrollo basta con analizar las potencias y precios obtenidos para las plantas eólicas en las últimas licitaciones, en donde se observa no solamente el incremento en la potencia comprometida sino también la baja en los precios resultantes.

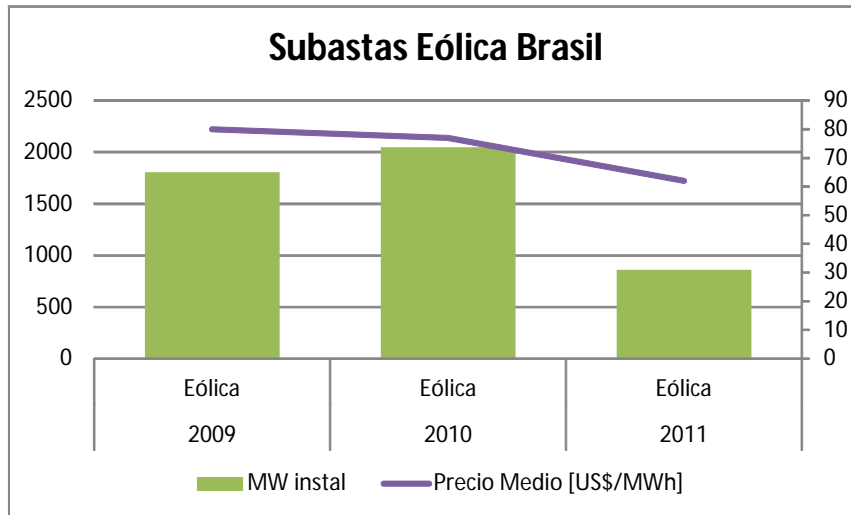


Gráfico 53. Evolución las Subastas de energía eólica en Brasil.

VI PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN PROPORCIONADA POR EL MAPA EÓLICO ELÉCTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES (MEEBA)

El objetivo de esta sección es analizar los sitios con potencial para generación eólica y su eventual correspondencia y/o distancia con localizaciones de industrias y/o polos industriales que produzcan bienes potencialmente exportables, partiendo de la información brindada por el MAPA EÓLICO ELÉCTRICO DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES (MEEBA).

1. MEEBA

El Mapa Eólico-Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires (MEEBA) investiga y visualiza el recurso eólico y la potencia de inyección a la Red de Subtransmisión en aquellas zonas de la provincia que tengan potencial eólico. En este sentido debe considerarse como una herramienta de pre factibilidad con el fin de explorar oportunidades de inversión en Granjas Eólicas.

El mapa ha sido creado con una resolución de 500m x 500 m sobre la superficie de la Provincia de Buenos Aires, identificando para alturas de 50m y de 80m sobre suelo los principales parámetros del viento y terreno, según se muestra en la siguiente tabla:

Parámetro	Comentario
Velocidad de viento	Velocidad media
Densidad de potencia	W/m ²
Factores Weibull	C y K
la distribución de frecuencia de la dirección de viento en 16 sectores	rosa de los vientos
elevación sobre nivel mar	
coeficientes de rugosidad	
Uso del terreno	
Pendiente	

Tabla 58. MEEBA: principales parámetros identificados del recurso eólico

En el MEEBA se han identificado las áreas con potencial eólico como aquellas zonas que superan 6 m/s con una probabilidad de 75%.

El siguiente mapa muestra la velocidad media del viento a 80 m sobre el nivel del suelo, expresada en m/s. Las áreas con coloración naranja hacia el marrón indican las zonas de mayor potencial, en general ubicadas al sur de la provincia.

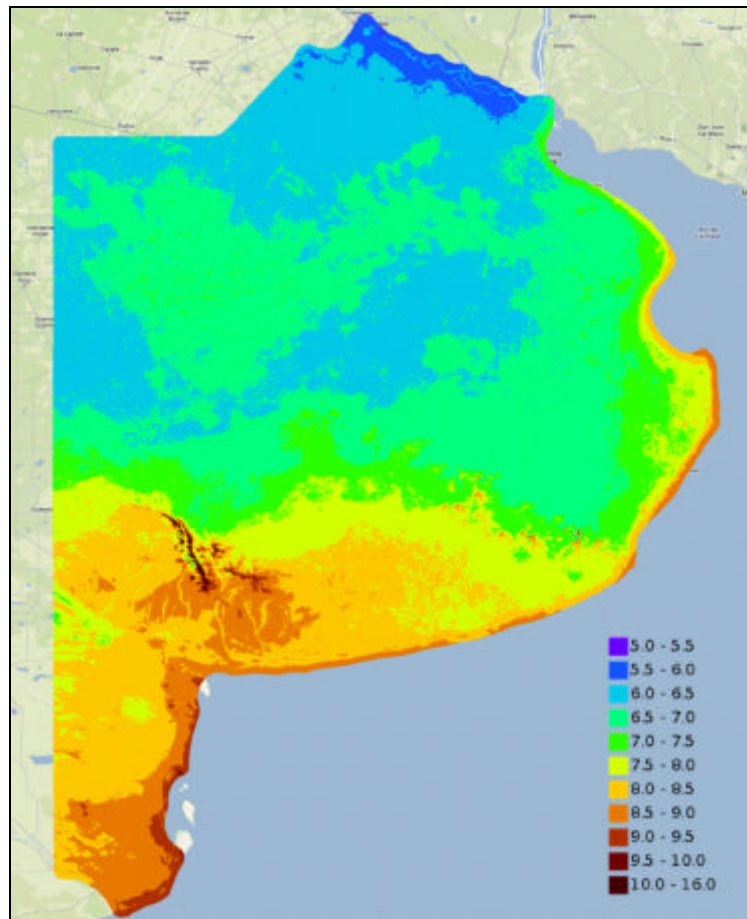


Gráfico 54. Velocidad media del viento a 80 m (fuente: MEEBA).

En un siguiente nivel de agregación, se desarrolla un mapa eléctrico, en el que además se muestran las Áreas de exclusión y de restricción. Se han identificado Áreas de prospección, que son áreas con potencial eólico que no se encuentran en áreas de exclusión:

- **Áreas de exclusión:** áreas en las cuales la prospección de un proyecto eólico se considera no factible. Se incluyen zonas urbanas, zonas con una distancia a la costa atlántica menor a 250m, cuerpos de agua, y zonas protegidas según las identificadas en el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible - Dirección de Áreas Naturales Protegidas. Las áreas de exclusión no se consideran en el análisis eólico.

- **Áreas de restricción**, en las cuales se recomienda prestar elevada atención en la prospección de un proyecto eólico. Se incluyen zonas suburbanas⁷², zonas con una distancia a la costa atlántica menor a 500m, zonas con pendiente superior a 10% y una zona específica de protección en cercanías de la localidad de Tandil

Áreas		Comentario
Restricción	Restricción Área protegida	Se recomienda prestar elevada atención en la prospección de un proyecto eólico
	Restricción Línea costera	
	Restricción por pendiente	
	Restricción Suburbano	
Exclusión	Exclusión área protegida	La prospección de un proyecto eólico se considera no factible
	Exclusión Cuerpo de agua	
	Exclusión Línea costera	
	Exclusión Urbano	

Tabla 59. MEEBA: áreas de restricción y exclusión consideradas

Criterio para definir...	... áreas de restricción	... áreas de exclusión
Áreas que superan pendientes máximas de	10%	N/A
Áreas con distancia a costa atlántica menor que	500m	250m
Áreas dentro de	Zonas urbanas	Zonas suburbanas
Áreas dentro de	Áreas protegidas	Áreas protegidas
Áreas dentro de	N/A	Cuerpos de agua

⁷² según código de la base de datos tipo de suelo del INTA

Tabla 60. MEEBA: criterios de áreas de restricción y de exclusión.

En una tercera etapa se analiza desde el punto de vista eléctrico / eólico sobre una grilla de aproximadamente 10 x 10km. En cada celda se identifican los atributos eléctricos y eólicos, incluyendo una herramienta de pronóstico de generación anual de energía.

Para el análisis eléctrico, se han identificado las celdas de análisis que corresponden a las áreas potencialmente aptas (APA), según los siguientes criterios:

Criterio	Comentario
% Áreas con Potencial Eólico APE	Por lo menos el 50% de la superficie debe corresponder a Áreas con Potencial Eólico APE (medido como cantidad de celdas 500x500m con condición APE sobre el total de la cantidad de celdas 500x500m)
Cercanías de líneas de energía	Debe existir alguna línea o alguna estación transformadora en los niveles 13,2 o 33 kV dentro de la celda 10x10km
Áreas de exclusión	Ninguna esté incluida

Tabla 61. MEEBA: criterios del análisis eléctrico.

El modelo eléctrico, en síntesis, estima para cada nodo de media tensión la siguiente información:

1. La potencia inyectable, calculada como la potencia que podría transportarse aguas arriba del nodo de MT teniendo en cuenta las características técnicas principales de las instalaciones existentes (P_TRANSP)
2. La potencia de cortocircuito (P_CORTO).
3. La potencia de generación eólica, según la Norma IEC 61400-21, para producir (P_EOL3I)
4. Variación de tensión igual al 3%⁷³
5. La demanda de potencia mínima y máxima aguas abajo del nodo de MT (P_DEMAA)

⁷³ %, límite éste fijado por el Anexo 40 – Generación Eólica de Los Procedimientos de CAMMESA para la definición de granjas Tipo A y Tipo B

6. La generación existente inyectada en el nodo de MT (P_GENINST)
7. Los costos de conexión asociados (C_CONEX, C_COSTO_C, C_COSTO_EC)

El análisis eólico llevado a cabo en la grilla de 10 x 10 km, permite obtener el factor de utilización o factor de capacidad para determinadas curvas de potencia tipo, que corresponden a las clases de aerogenerador según IEC 61400-1. Las curvas de potencia se corrigen según la densidad de aire existente en cada lugar.

Clases para Turbinas Eólicas	I	II	III	IV
V _m velocidad media a la altura del hub (m/s)	10,0	8,5	7,5	6,0
V ₅₀ ráfagas mayor en 50 años (m/s)	70,0	59,5	52,5	42,0

Tabla 62. Clases para Turbinas Eólicas. IEC 61400

El modelo y su correspondiente mapa permiten obtener y visualizar los factores de capacidad para aquellas celdas 10x10km que contienen por lo menos un 30% de celdas 500x500m que sean APE y que no se encuentren en ninguna zona de exclusión, y que cumplen además el siguiente criterio en función de su velocidad de viento media:

- Los factores de capacidad con la curva III en aquellas celdas con velocidad de viento por debajo de 7,5 m/s
- Los factores de capacidad con la curva II en aquellas celdas con velocidad de viento por debajo de 8,5 m/s
- Los factores de capacidad con la curva I en aquellas celdas con velocidad de viento por debajo de 10 m/s (o sea todas las celdas)

2. SITIOS CON POTENCIAL PARA GENERACIÓN EÓLICA

A los fines de determinar las áreas con mejor potencial, en el presente informe se han definido dos áreas diferenciadas con respecto a la velocidad del viento en las grillas de 500x500 m (a 80 m de altura) con probabilidad del 75%.

1. **Áreas Aptas:** aquellas áreas en donde la velocidad media del viento es mayor o igual a 6 m/s.

2. **Áreas Muy Aptas:** aquellas áreas en donde la velocidad media del viento es mayor o igual a 7,5 m/s.

A su vez, en las grillas de 10 x 10 km se estima el potencial de generación con fines meramente ilustrativos, tomando en consideración un análisis progresivo de las exclusiones y restricciones, tanto eléctricas, urbanísticas, ambientales, etc.

En este análisis se realizaron las siguientes progresiones para estimar los diversos potenciales en las grillas de 10 x 10 km.

2.1. PRIMER POTENCIAL

El primer potencial corresponde al potencial máximo considerando sólo las exclusiones no eléctricas asumidas por el estudio del MEEBA:

- a. Se consultaron para aerogeneradores de Clase II los factores de capacidad superiores a 25%, 30%, 35% y 40%.
- b. Se asumieron superficies de ocupación de 2%, 20%, 50% y 100% del total de la superficie APE.
- c. No se incluyeron en este primer potencial ninguna clase de restricción eléctrica, migratoria o arqueológica.

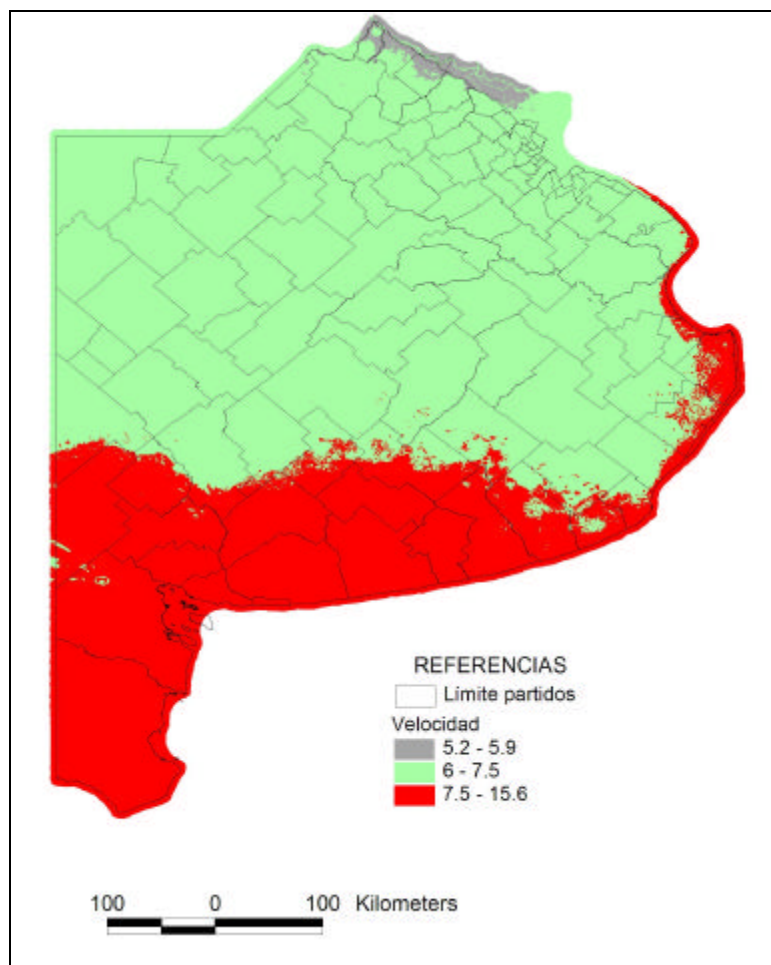


Gráfico 55. Delimitación de zonas aptas y muy aptas de recurso eólico (fuente: elaboración propia).

Los resultados obtenidos para este potencial máximo se muestran en las siguientes tablas:

MW FC Clase II	% Superficie Disponible			
	100%	50%	20%	2%
25%	1.646.504	823.252	329.301	32.930
30%	1.064.160	532.080	212.832	21.283
35%	757.836	378.918	151.567	15.157
40%	341.760	170.880	68.352	6.835

GWh FC Clase II	% Superficie Disponible			
	100%	50%	20%	2%
25%	4.386.760	2.193.380	877.352	87.735
30%	3.157.511	1.578.756	631.502	63.150
35%	2.368.348	1.184.174	473.670	47.367
40%	1.134.703	567.352	226.941	22.694

Tabla 63. Potencial máximo eólico celdas 10 x 10 km. Fuente: elaboración propia sobre base de datos MEEBA.

Es decir, que bajo un escenario de ocupación del 2% de las celdas de 10 x 10 km con factores de capacidad Clase II superiores al 35%, la potencia instalada eólica ascendería a 15 GW, aportando 47.000 GWh al sistema. Nuevamente se hace la salvedad de que este es un potencial máximo, sin considerar ninguna restricción de transporte de electricidad.

2.2. SEGUNDO POTENCIAL

El segundo potencial bajo análisis incluye las restricciones de la red de MT analizadas en el informe MEEBA.

Limitación por Potencia Transportable MT		
FC Clase II	MW	GWh
25%	1.894	5.161
30%	1.362	4.029
35%	1.040	3.199
40%	349	1.149

Tabla 64. Potencial eólico celdas 10 x 10 km. Limitado por potencia transportable en la red de MT. Fuente: elaboración propia sobre base de datos MEEBA.

Limitación por caída tensión 3%		
FC Clase II	MW	GWh
25%	817	2.091
30%	468	1.355
35%	323	979
40%	92	300

Tabla 65. Potencial eólico celdas 10 x 10 km. Limitado por caída de tensión en la red de MT. Fuente: elaboración propia sobre base de datos MEEBA.

Limitación por Potencia Transportable MT y caída de tensión 3%		
FC Clase II	MW	GWh
25%	655	1.721
30%	422	1.226
35%	302	918
40%	92	300

Tabla 66. Potencial eólico celdas 10 x 10 km. Limitado por potencia transportable y caída de tensión en la red de MT. Fuente: elaboración propia sobre base de datos MEEBA.

En conclusión, el potencial realista teórico de instalación de energía eólica factible sobre las redes de MT sería del orden de los 302 MW, para factores de capacidad de 35%, aportando a la red 918 GWh anuales.

2.3. TERCER POTENCIAL

El tercer y último potencial, partiendo de la información brindada por el MEEBA, analiza los sitios con potencial para generación eólica y su eventual correspondencia con localizaciones de polos industriales que produzcan bienes potencialmente exportables. En este sentido la georeferenciación de los parques industriales, las rutas de aves migratorias, las áreas de invernada de aves migratorias y los posibles sitios arqueológicos proveen las condiciones de borde finales para la selección de los sitios aptos bajo las premisas del presente estudio.

Con respecto a los valores finales calculados valen las siguientes aclaraciones:

- Potencia Demanda Sector industrial planificado (parque industrial): Este dato no ha sido posible hallarlo, por lo que se asume que cada industria del parque demandaría 150 kW. La potencia total del parque es el agregado de las industrias que lo forman.
- Potencia eólica a instalar por parque industrial: Será la necesaria para abastecer la demanda interna del parque y hacer uso de toda la capacidad de transporte remanente en la celda. Es decir, será la suma de 2 veces la demanda del parque, más la capacidad de transporte (P_TRANSP). Estará limitada por la máxima caída de tensión admisible (3%, P_EOL3).

La siguiente figura ilustra la ubicación de los agrupamientos industriales, y las zonas aptas para la instalación de generación eólica, indicándose además las zonas

restringidas y excluidas junto con las rutas de aves migratorias (Gaviotín y Cauquén) y zona de invernada del Cauquén Colorado.

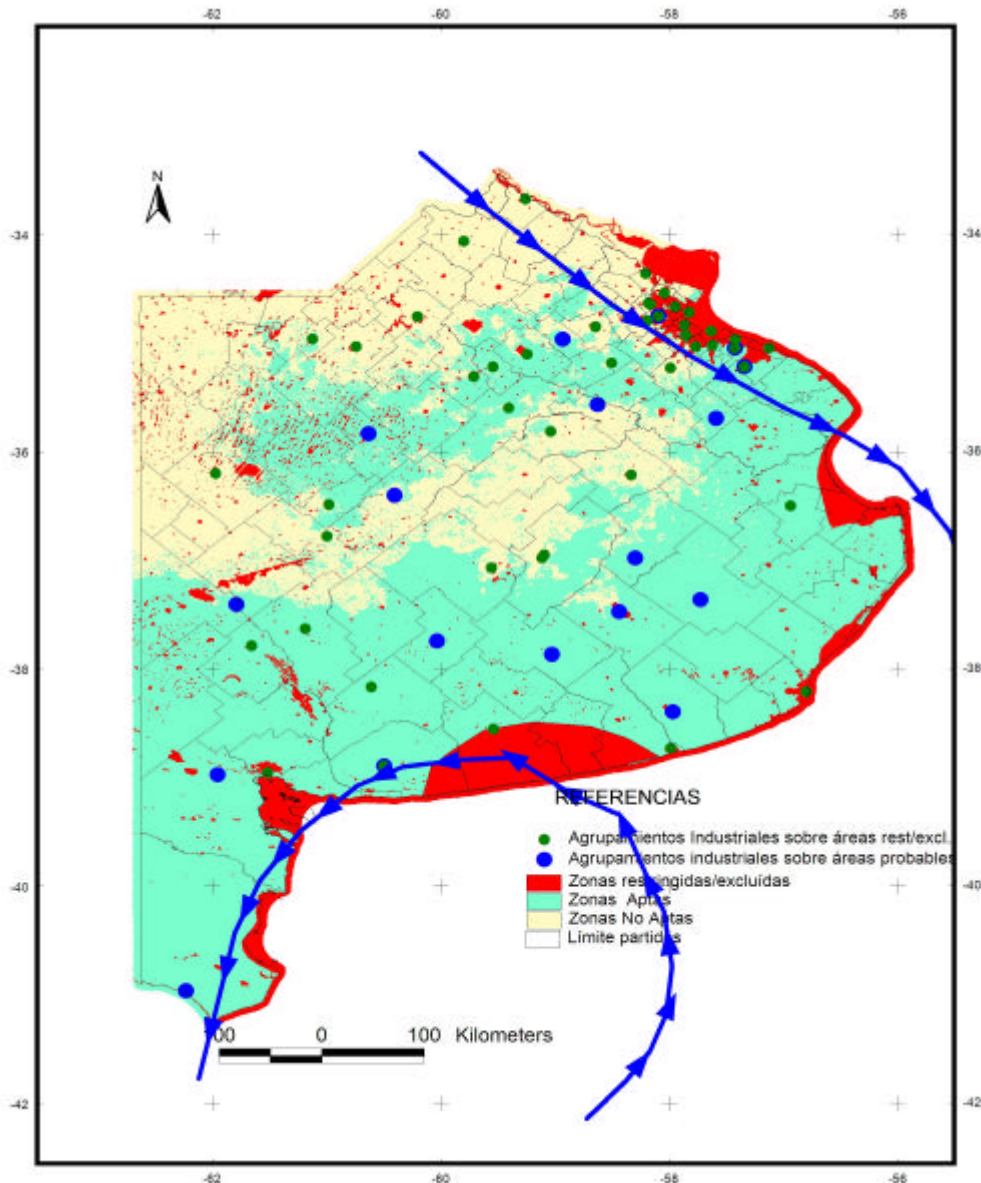


Gráfico 56. Agrupamientos industriales y restricciones/exclusiones (fuente: elaboración propia).

De los 61 polos industriales que se localizaban en zonas con recurso eólico, 18 están situados en zonas APTAS (considerando todas las restricciones impuestas en el trabajo del MEEBA y las ambientales agregadas en el presente estudio).

La tabla siguiente resume la información relevante necesaria para obtener el tercer y último potencial (realista) analizado, en el cual no se requiere ampliaciones en las redes de MT:

ID	TIPO	FC Clase II	FC Clase II	Cantidad Empresas	Zona Apta	Zona Muy Apta	Max Potencia Transportable MT	Max Pot eólica por caída tensión	Potencia por Industria (e)	Potencia Parque	Potencia Max Eólica Transporte	Potencia Max Eólica final
53	Sector Industrial Planificado Roque Pérez	29,4%	24,6%	13	Si		1,43	0,71	0,15	1,95	5,33	0,71
10	Parque Industrial CIR - 2 Berazategui	31,5%	26,3%	22	Si				0,15	3,30	6,60	0,00
42	Parque Industrial Parque Industrial Privado del Oe	29,6%	24,6%	0	Si				0,15	0,00	0,00	0,00
4	Sector Industrial Planificado Ayacucho	31,4%	26,2%	6	Si		1,73	8,31	0,15	0,90	3,53	3,53
52	Sector Industrial Planificado Rauch	28,2%	23,3%	33	Si		1,51	8,21	0,15	4,95	11,41	8,21
1	Sector Industrial Planificado Adolfo Alsina	31,1%	26,0%	4	Si		2,40	0,98	0,15	0,60	3,60	0,98
18	Sector Industrial Planificado Dorrego	43,0%	43,0%	6	Si	Si	10,00	1,76	0,15	0,90	11,80	1,76
8	Sector Industrial Planificado Benito Juárez	35,5%	29,8%	1	Si	Si	2,98	2,10	0,15	0,15	3,28	2,10
57	Parque Industrial Tandil	29,6%	24,5%	36	Si		20,00	8,41	0,15	5,40	30,80	8,41
56	Sector Industrial Planificado Suipacha	29,2%	24,4%	6	Si		2,54	1,28	0,15	0,90	4,34	1,28
33	Parque Industrial La Plata	32,4%	27,2%	15	Si				0,15	2,25	4,50	0,00
15	Parque Industrial Carlos Casares	29,6%	24,8%	15	Si				0,15	2,25	4,50	0,00

12	Sector Industrial Planificado Bolívar	28,9%	24,0%	18	Si			0,15	2,70	5,40	0,00
38	Sector Industrial Planificado Lobería	41,5%	35,5%	0	Si	Si	1,73	4,01	0,15	0,00	1,73
	Sector Industrial Planificado										
25	General Paz	29,5%	24,6%	13	Si		2,66	2,08	0,15	1,95	6,56
	Sector Industrial Planificado										
61	Villarino	39,4%	39,4%	3	Si	Si	2,00	1,04	0,15	0,45	2,90
35	Sector Industrial Planificado Laprida	35,2%	29,5%	2	Si		5,00	1,32	0,15	0,30	5,60
	Sector Industrial Planificado										
47	Patagones	44,8%	44,8%	3	Si	Si	15,00	3,07	0,15	0,45	15,90
	Total Potencial realista	32,8%	28,5%								36

Tabla 67. Potencial eólico celdas 10 x 10 km asociado a parques industriales incluyendo todas las restricciones y exclusiones del estudio. Fuente: Elaboración Propia

Notas (e): se asumió que cada empresa demanda 150 kW.

En conclusión, del análisis realizado se llega a que son factibles de instalarse 36 MW de generación eólica en inmediaciones de 18 parques industriales radicados en zonas aptas, que en total podrían producir entre 87-100 GWh al año (disponibilidad 97%) de acuerdo a la clase del aerogenerador, con lo que en promedio sería factible de generarse 94 GWh anuales.

Adicionalmente con el fin de seleccionar proyectos estratégicos que se realicen como pilotos se han determinado zonas MUY APTAS (con viento a 80 metros mayor que 7,5 m/s) y localizado los sectores industriales planificados. En esta situación hay 5 sitios. Se muestra a continuación los mapas de la provincia localizando estos sitios y aquellos que muestran las posibilidades de inyección de energía a la red eléctrica.

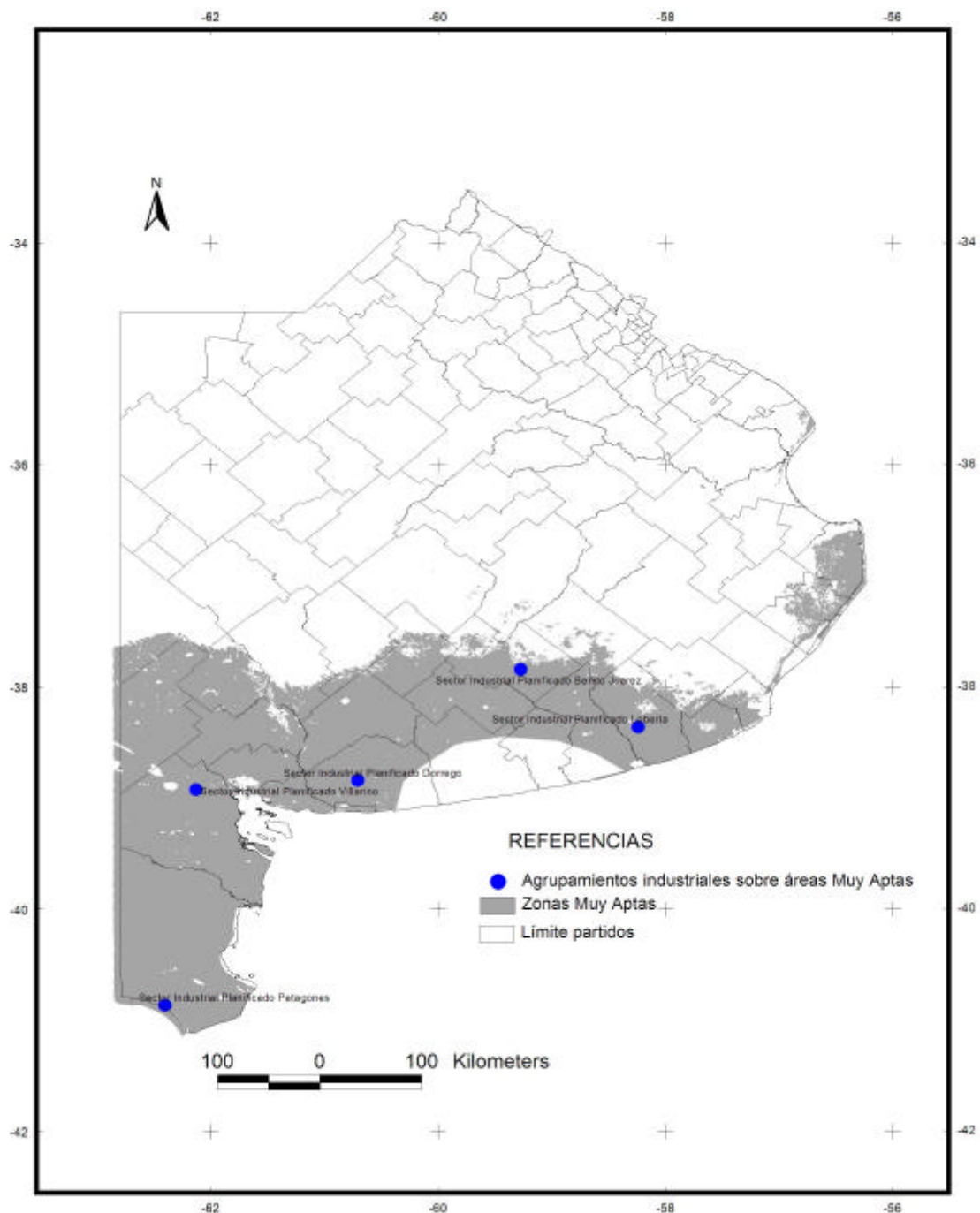


Gráfico 57. Agrupamientos industriales localizados en zonas MUY APTAS (fuente: elaboración propia).

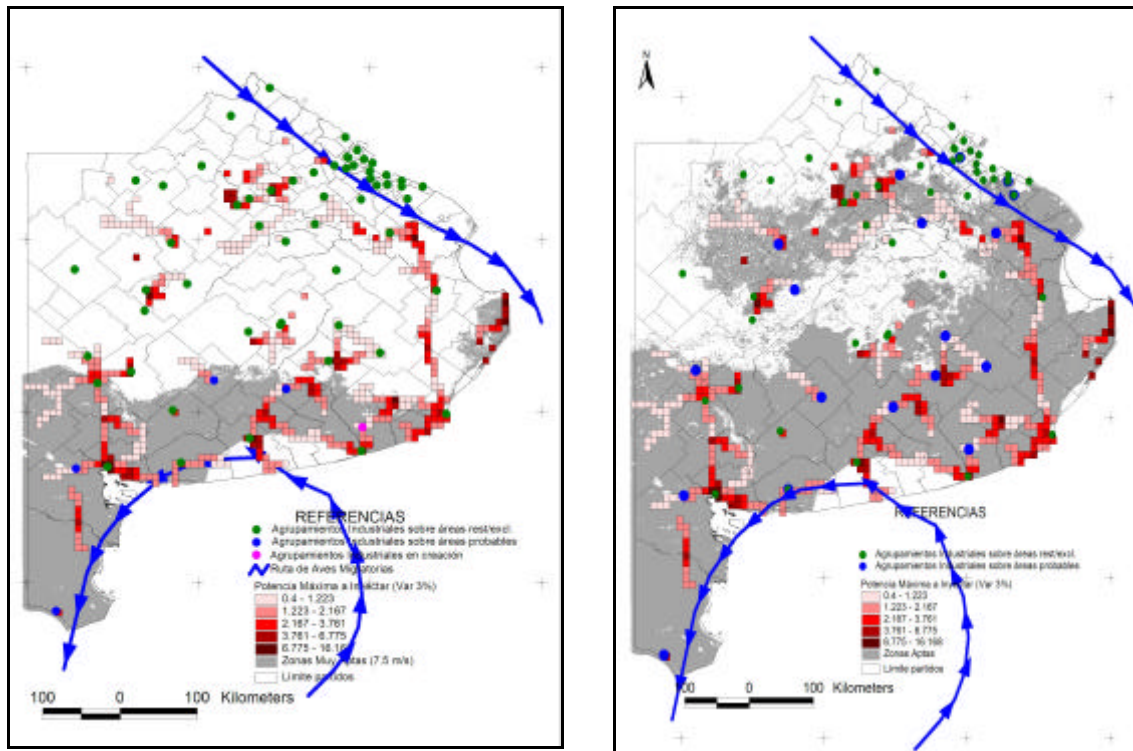


Gráfico 58. Agrupamientos industriales, restricciones/exclusiones y potencias máximas inyectables (fuente: elaboración propia).

En los 5 sitios localizados en polos industriales de Zonas MUY Aptas es posible instalar 10 MW que serían capaces de producir 35 GWh por año.

3. MUESTRA DE CAPAS EN INTERNET

Se montó y configuró un servidor de mapas Open Source para poder servir las diferentes capas a mostrar en el proyecto. El servidor es una máquina Virtual Box con S.O. Linux (Ubuntu). El servidor de mapas es GeoServer, el cual es una implementación Java (J2EE) totalmente transaccional de las especificaciones Web Feature Service, Web Coverage Service y Web Map Service del Open Geospatial Consortium.

El sitio donde se pueden visualizar las capas generadas es: <http://www.arggis.com.ar/>

Este sitio permite ir actualizando con nuevas capas generadas. Allí el usuario elige el cual es la Capa Base que desea ver de fondo: Mapa carretero, Relieve o Satélite.

Luego en Overlays se pueden ir tildando las capas que se deseen visualizar, y al hacer click en un punto determinado del mapa aparece la información de dicho punto. La descripción y la visualización de cada capa es la siguiente:

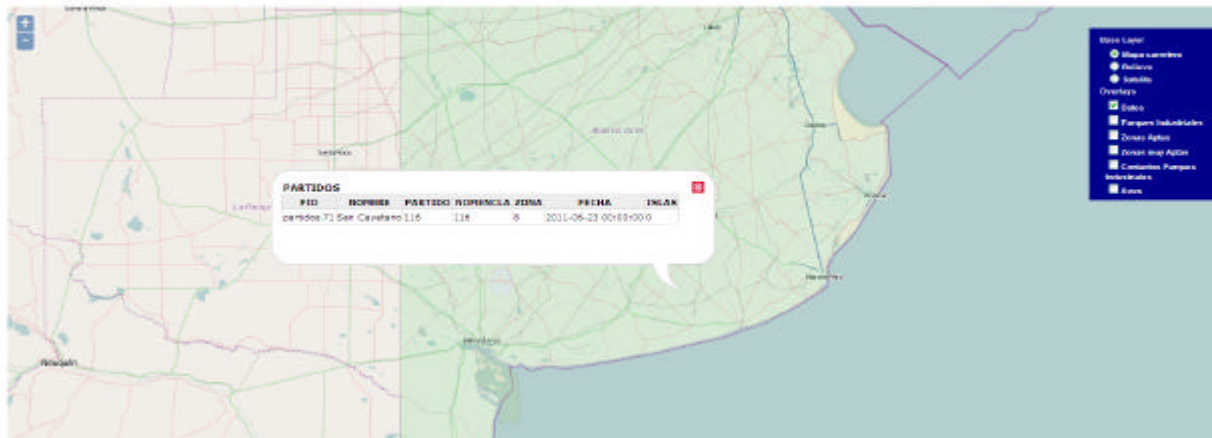
Capa	Descripción
Datos	Indica el Partido
Parques Industriales	Indica para cada agrupamiento industrial: Nombre, Superficie en ha y cantidad de empresas que funcionan en él.
Zonas Aptas	Son todas las celdas con velocidad de viento superior a los 6 m/s y sin restricciones en cuanto a zonas urbanas o suburbanas, cuerpos de agua, pendientes, áreas de invernada y rutas de aves migratorias
Zonas Muy Aptas	Ídem Zonas Aptas, pero con velocidad de viento superior a 7.5 m/s
Contacto Parques Industriales	Para los parques ubicados en Zonas Muy Aptas se indican los datos de contacto.
Aves	Muestra los sitios de invernada y rutas de aves migratorias.

Se muestran capturas de pantalla de las capas descritas:

Provincia de Buenos Aires

Datos sobre energía eólica

Haciendo zoom en el mapa, aparecerá la capa de vientos



Provincia de Buenos Aires

Datos sobre energía eólica

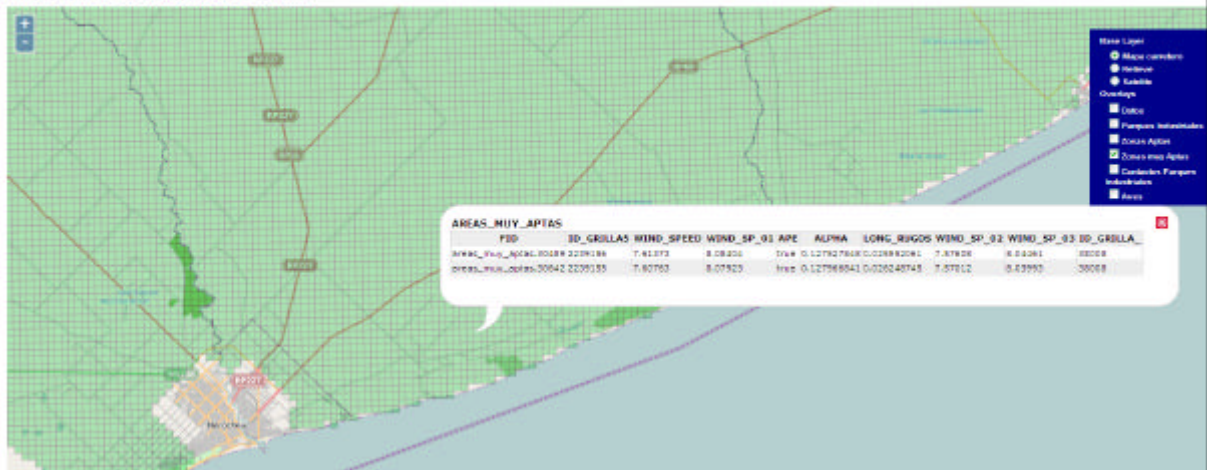
Haciendo zoom en el mapa, aparecerá la capa de vientos



Provincia de Buenos Aires

Datos sobre energía eólica

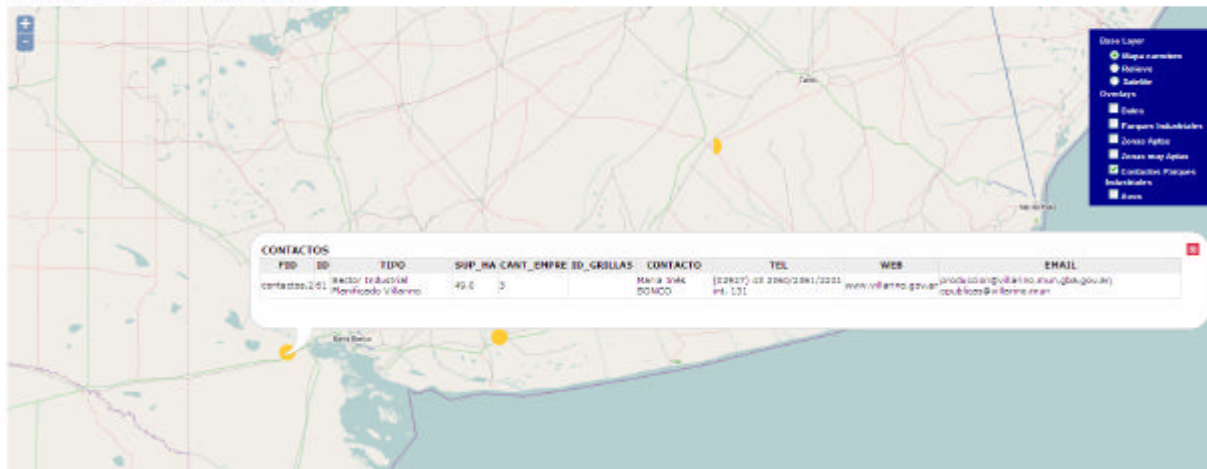
Haciendo zoom en el mapa, aparecerá la capa de vientos



Provincia de Buenos Aires

Datos sobre energía eólica

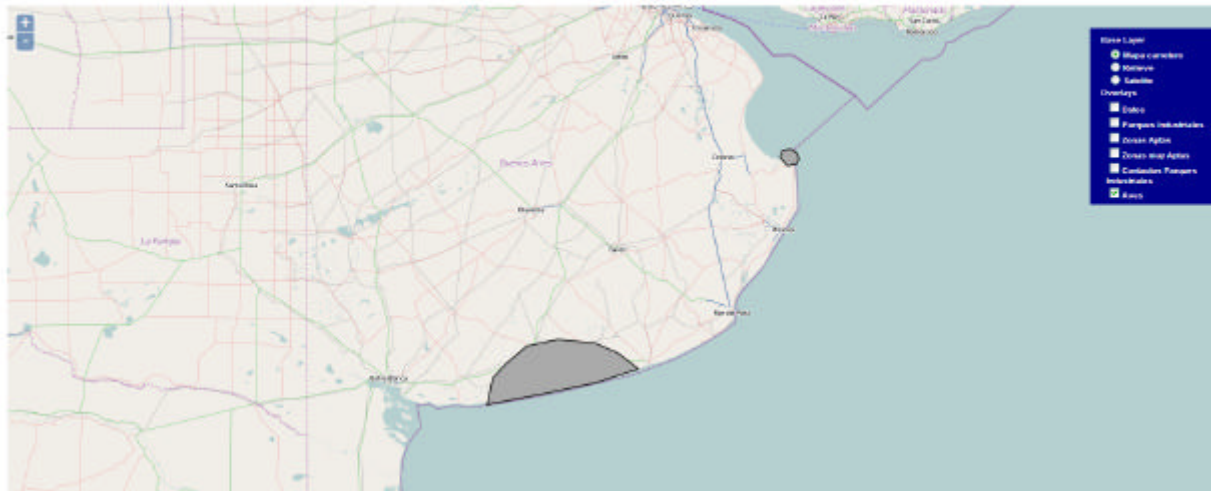
Haciendo zoom en el mapa, aparecerá la capa de vientos



Provincia de Buenos Aires

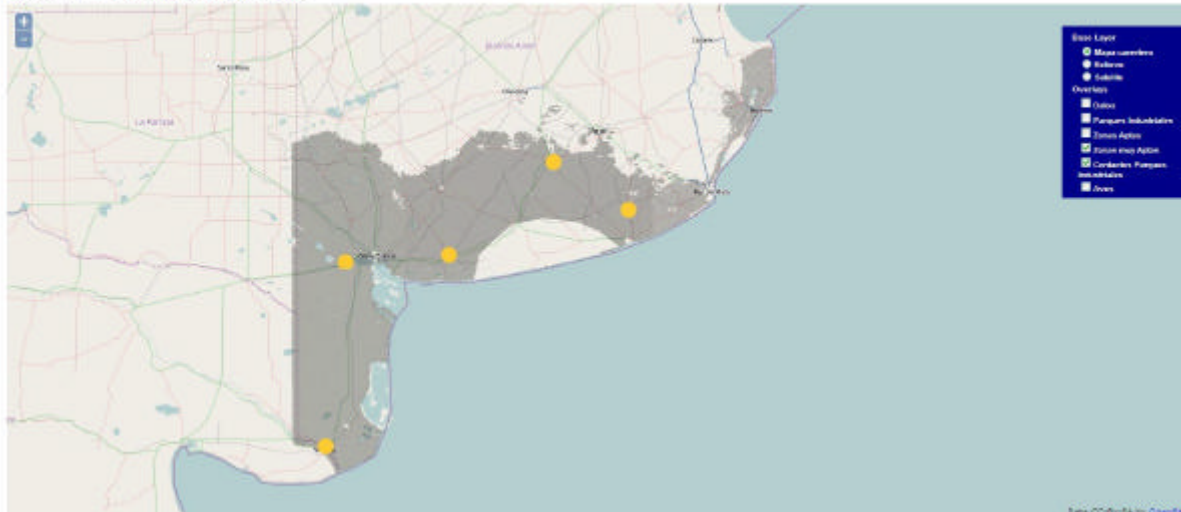
Datos sobre energía eólica

Haciendo zoom en el mapa, aparecerá la capa de vientos



Datos sobre energía eólica

Haciendo zoom en el mapa, aparecerá la capa de vientos



VII SIMULACIONES DE DESPACHO, DETERMINACIÓN DE AHORRO DE COMBUSTIBLES FÓSILES E IMPACTO EN LA HUELLA DE CARBONO DE LOS PRODUCTOS ELABORADOS

Luego de ser identificados los sitios aptos para generación y sobre la base del factor de capacidad estimado en cada caso, se calcula la energía que podría producirse en dichos emplazamientos que podría ser asociada a lo demandado por aquellos polos industriales o industrias de porte identificados inicialmente. Se determinan adicionalmente los ahorros en combustibles fósiles, que son desplazados por la generación eólica asociada a los parques industriales.

1. POTENCIAL DE ENERGÍA EÓLICA FACTIBLE DE NETEAR DE LA DEMANDA INDUSTRIAL

Como fuera desarrollado en el capítulo [\[Error! No se encuentra el origen de la referencia.\]](#), en las zonas consideradas aptas para la instalación de aerogeneradores se encuentran ubicados 18 del total de 61 parques industriales analizados, en donde se podrían instalar 36 MW totales de potencia eólica, dadas las restricciones analizadas (propias del recurso, urbanísticas, ambientales, eléctricas, etc.), los cuales en promedio podrían generar 94 GWh anuales.

2. SIMULACIONES DE DESPACHO

Se realizaron simulaciones de despacho para los próximos 5 años, en donde se incluyeron los proyectos que ha detallado CAMMESA (licitaciones dentro del programa GENREN I y II y otros), junto con los 36 MW que potencialmente se determinaron como factibles de acuerdo al punto “Sitios con potencial para generación eólica” del capítulo [\[Error! No se encuentra el origen de la referencia.\]](#).

Las simulaciones se ejecutaron empleando los modelos de despacho que utiliza la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). Dichos modelos son los denominados OSCAR y MARGO, los que en su últimas versiones incorporan el modelado de los parques eólicos. La versión empleada fue la denominada V35 de Julio 2012. Dada la incorporación proyectada del equipamiento de generación con fuentes renovables, el modelo MARGO ha sido modificado para estos fines. El modelo trata de capturar algunas de las particularidades de estas

fuentes, como por ejemplo la oferta "solo diurna" de la generación solar, la alternancia del recurso eólico, etc.

Se concretaron simulaciones CON y SIN la incorporación de los proyectos eólicos considerados como factibles, a los fines de obtener los ahorros en las cantidades y montos de los combustibles fósiles a utilizarse dentro del período de análisis. Sólo se considerarán las restricciones de transporte que son modeladas dentro del programa MARGO, es decir restricciones interregionales (por ejemplo Comahue Gran Buenos Aires). En el mediano plazo, a partir del 2015, se relajaron ciertas restricciones para que la nueva capacidad instalada total pudiera ser evacuada.

Vale la pena aclarar que se debieron realizar importantes modificaciones a los archivos de entrada de los programas OSCAR-MARGO para que la energía generada por varios proyectos eólicos simulados sean similares a las esperadas de acuerdo a información pública (GENREN, informaciones de mercados, estudios de impacto ambiental, etc)

2.1. ESCENARIO DE LAS SIMULACIONES

Se han empleado los supuestos incluidos en la "Reprogramación Trimestral Provisoria Febrero Abril 2013" hasta el año 2015, año final incluido en las simulaciones que realiza CMMESA.

La demanda es asumida con un crecimiento del 5,0% en 2013, 4,3% en 2014 y 4,2% en 2015, tendencia que se asumió se mantiene hasta el año 2017.

Energía [GWh]	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Demanda Domestica	122378	128510	134003	139657	145538	151627
Exportaciones	0	0	0	0	0	0
Tasa		5,0%	4,3%	4,2%	4,2%	4,2%

Tabla 68. Proyección de la demanda utilizada en las simulaciones.

La potencia instalada a diciembre de 2012 totalizaba 31139 MW, conformados por 18665 MW de generación térmica convencional, 1005 MW de plantas nucleares, 11130 MW de centrales hidroeléctricas y aproximadamente 120 MW de fuentes alternativas, de los cuales 112 MW corresponden a parques eólicos interconectados. La siguiente tabla muestra el detalle de la potencia instalada de producción de electricidad:

ÁREA	TV	TG	CC	DI	TER	NU	FT	EO	HI	TOTAL
CENTRO	200.0	526.8	547.3	63.5	1337.6	648.0	-	-	917.6	2903.2
COMAHUE	-	207.9	1282.5	73.3	1563.7	-	-	-	4704.7	6268.4
CUYO	142.8	66.8	374.2	-	583.8	-	6.2	-	1082.1	1672.1
GBA - BSAS - LIT	3820.2	1917.5	5984.0	395.7	12117.3	357.0	-	0.3	945.0	13419.6
NEA	-	59.0	-	242.3	301.3	-	-	-	2745.0	3046.3
NOA	301.0	1001.0	829.2	257.4	2388.6	-	-	25.2	217.2	2631.0
PATAGONIA	-	160.0	188.1	25.0	373.1	-	-	86.3	518.8	978.2
GENERACIÓN MÓVIL	-	-	-	220.0	-	-	-	-	-	220.0
SIN	4464.0	3939.0	9205.3	1277.2	18665.4	1005.0	6.2	111.8	11130.4	31138.8

Tabla 69. Potencia instalada de generación (MW) sistema interconectado a Dic 2012. Fuente: CAMMESA.

Las principales incorporaciones de potencia en el período bajo análisis son las siguientes, sobre un total de 8718 MW:

Potencia Incorporada [MW]	2013	2014	2015	2016	2017
Ciclos Combinados	0	0	1084	840	1680
Turbinas Gas	135	0	560	1240	0
Nuclear	0	0	0	0	0
Eólico	50	1120	818	450	0
Solar	5	10	0	0	0
Hidroeléctrica	0	0	0	690	0
Eólica en Parques Industriales Bs As.	0	0	36	0	0
Total	190	1130	2498	3220	1680

Tabla 70. Proyección de la potencia instalada por tipo.

Nota: valores negativos en el año 2017 para TG hace referencia a que se cierran ciclos combinados y por lo tanto la potencia de las TG ya no están a ciclo abierto sino dentro del CC.

El detalle de las instalaciones consideradas se volcó en la siguiente tabla:

CENTRAL	Tipo	ES	MW
EÓLICO ARAUCO	EO	2012	25
EÓLICO DIADEMA	EO	2012	6
EÓLICO RAWSON	EO	2012	80
CAÑADA HONDA III FOTOVOLTAICA	SOL	2012	5
SAN JUAN FOTOVOLTAICO	SOL	2012	1
EOLICO LOMA BLANCA I	EO	2013	50
CAÑADA HONDA III FOTOVOLTAICA	SOL	2013	5
FRIAS	TG	2013	60
LA RIOJA	TG	2013	75
EOLICO 3 PICOS I	EO	2014	100
EOLICO ALTO VALLE	EO	2014	100
EÓLICO CORTI	EO	2014	100
EOLICO GASTRE	EO	2014	315
EOLICO KOLUEL KAYKE I	EO	2014	75
EOLICO MALASPINA I	EO	2014	80
EÓLICO NAMUNCURÁ	EO	2014	50
EOLICO PUERTO MADRYN I	EO	2014	100
EÓLICO VIENTOS DEL SECANO	EO	2014	50
EOLICO LOMA BLANCA I	EO	2014	150
ATUCHA II	NU	2014	745
CHIMBERA I FOTOVOLTAICA	SOL	2014	10
ENS. BARRAGAN	CC	2015	420
ENS. BARRAGAN	CC	2015	420
C.T. GENELBA	CC	2015	244
EÓLICO LA AGUADA	EO	2015	110
EÓLICO LOS JAGÜELES	EO	2015	23
EOLICO GASTRE	EO	2015	585
EOLICO PUERTO MADRYN I	EO	2015	100
EMBALSE	NU	2015	648
VUELTA DE OBLIGADO	TG	2015	280
VUELTA DE OBLIGADO	TG	2015	280
VUELTA DE OBLIGADO	CC	2016	420
VUELTA DE OBLIGADO	CC	2016	420
EOLICO GASTRE	EO	2016	450
CHIHUIDOS I	HID	2016	435
CHIHUIDOS II	HID	2016	255
NECOCHEA	TG	2016	120
GUILL. BROWN	TG	2016	280
GUILL. BROWN	TG	2016	280
BELGRANO II	TG	2016	280
BELGRANO II	TG	2016	280
GUILL. BROWN	CC	2017	420
GUILL. BROWN	CC	2017	420
BELGRANO II	CC	2017	420
BELGRANO II	CC	2017	420

Tabla 71. Detalle de incorporación de potencia 2013-2017.

2.2. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

2.2.1. CON PROYECTOS EÓLICOS RELACIONADOS CON PARQUES INDUSTRIALES

Los resultados de las simulaciones de despacho con la incorporación de los proyectos bajo análisis arroja los resultados que se muestran en la tabla y gráfico siguientes. Si bien la incorporación de energía eólica es incipiente, de acuerdo al escenario planteado, en el año 2016 la misma cubriría el 6% de la demanda total. El aporte de la generación eólica asociada a los parques industriales, si bien es muy importante localmente, a nivel del total de energía eólica representa un poco más del 1 %.

Ítem	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017
Eólica PI Bs As	[MW]	0	0	36	36	36
Eólica PI Bs As	[GWh]	0	0	94	94	94
FC	[%]			29.8%	29.8%	29.8%

Balance Con Eólicas Parques Industriales Bs As						
Demanda	[GWh]	128510	134003	139657	145538	151620
Pérdidas	[GWh]	2275	2424	2677	3034	2986
Exportación	[GWh]	0	0	0	0	0
Demanda Total	[GWh]	130786	136427	142334	148572	154606
Hidro	[GWh]	39717	41986	42020	44589	44774
Eólica	[GWh]	480	3226	6797	8848	9029
Solar	[GWh]	18	28	36	36	36
Ciclo Combinado	[GWh]	53495	56020	57630	57795	62173
Turbina Gas	[GWh]	13893	11466	10641	11021	11709
Turbinas Vapor	[GWh]	17472	17412	14839	13112	13761
Nuclear	[GWh]	5535	6019	10084	12650	12674
Importaciones	[GWh]	0	0	0	0	0
Falla	[GWh]	176	272	286	520	450
Generación Total	[GWh]	130786	136427	142334	148572	154606
Carbón	[Tn]	876707	871591	734751	702955	676662
Gas Oil	[m3]	2695831	2416627	2185542	2371992	2547719
Fuel Oil	[Tn]	2803943	2806608	2455452	2183408	2102583
Gas Natural	[1000 dm3]	13711	13726	13596	13406	14660
Uranio	[kg]	110539	120416	201629	252810	253281

Tabla 72. Resultados Energéticos con la inclusión de generación eólica de Parques Industriales.

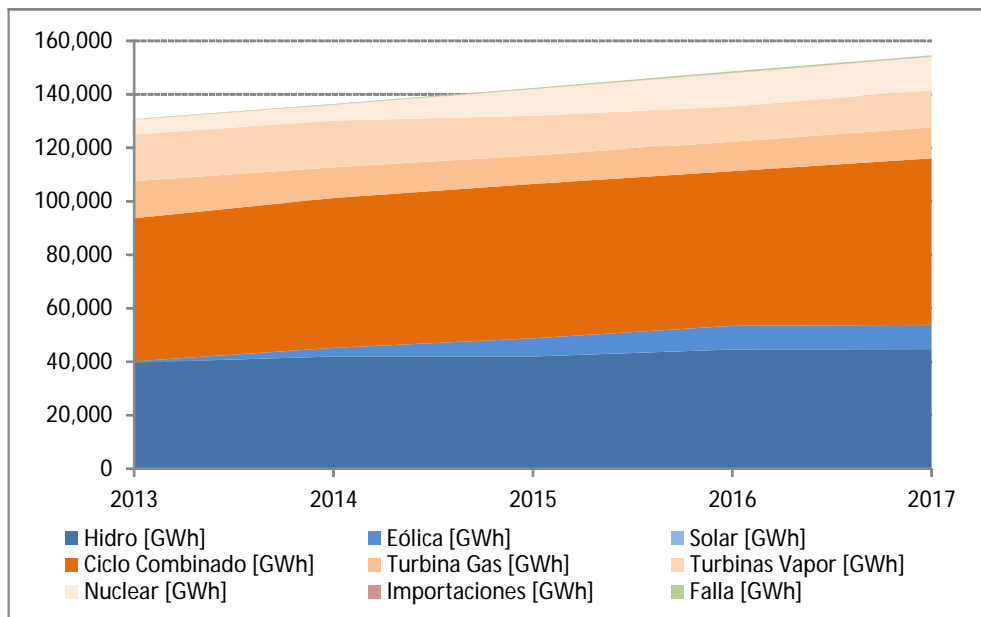


Gráfico 59. Cobertura de la demanda de energía anual por tecnología [GWh].

2.2.1. SIN PROYECTOS EÓLICOS RELACIONADOS CON PARQUES INDUSTRIALES

Los resultados de las simulaciones de despacho sin la incorporación de los proyectos bajo análisis arroja los resultados que se volcaron en la tabla siguiente. No se ha incorporado el gráfico, ya que las diferencias no son apreciables en forma gráfica.

Ítem	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017
Eólica PI Bs As	[MW]	0	0	0	0	0
Eólica PI Bs As	[GWh]	0	0	0	0	0
FC	[%]					

Balance Sin Eólicas Parques Industriales Bs As						
Demanda	[GWh]	128510	134003	139657	145538	151620
Pérdidas	[GWh]	2275	2424	2677	3036	2985
Exportación	[GWh]	0	0	0	0	0
Demanda Total	[GWh]	130786	136427	142334	148574	154605
Hidro	[GWh]	39717	41986	42024	44590	44775
Eólica	[GWh]	480	3226	6703	8754	8935
Solar	[GWh]	18	28	36	36	36
Ciclo Combinado	[GWh]	53495	56020	57680	57856	62236
Turbina Gas	[GWh]	13893	11466	10650	11023	11722
Turbinas Vapor	[GWh]	17472	17412	14868	13138	13775
Nuclear	[GWh]	5535	6019	10085	12651	12675
Importaciones	[GWh]	0	0	0	0	0
Falla	[GWh]	176	272	288	525	452
Generación Total	[GWh]	130786	136427	142334	148574	154605
Carbón	[Tn]	876707	871591	735633	705105	678521
Gas Oil	[m3]	2695831	2416627	2190787	2377989	2555209
Fuel Oil	[Tn]	2803943	2806608	2462518	2189262	2107263
Gas Natural	[1000 dm3]	13711	13726	13603	13413	14667
Uranio	[kg]	110539	120416	201648	252830	253295

Tabla 73. Resultados Energéticos sin la inclusión de generación eólica de Parques Industriales.

Los diferenciales en el consumo de combustibles fósiles entre el análisis sin y con la generación eólica asociada a parques industriales es la siguiente:

Delta sin / con		2013	2014	2015	2016	2017
Carbón	[Tn]	0	0	882.3	2150.6	1859.6
Gas Oil	[m3]	0	0	5245.1	5997.2	7490.1
Fuel Oil	[Tn]	0	0	7065.5	5854.6	4680.4
Gas Natural	[1000 dm3]	0	0	7.1	6.5	6.5
Uranio	[kg]	0	0	18.7	20.1	14.1

Tabla 74. Incremento en el consumo de combustibles fósiles si no se consideran la generación eólica asociada a parques industriales.

De esta manera, de no contarse con la generación eólica bajo estudio, en el año 2017 se consumirían adicionalmente 1859 Tn de carbón, 7490 m³ de gas oil, 4680 Tn de fuel oil, 6.5 millones de m³ de gas natural y 14.1 kg de uranio.

3. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI DEBIDAS AL DESPACHO DE 36 MW DE GENERACIÓN EÓLICA DISTRIBUIDA EN PARQUES INDUSTRIALES.

Como ya se mencionó es posible instalar 36 MW de capacidad en 18 parques industriales de la Provincia de Buenos Aires. En base a la ubicación de los 18 parques industriales es posible determinar el factor de capacidad del sitio y la energía a inyectar teniendo en cuenta las restricciones de la red y en particular la relacionada con caída de tensión admisible del 3%.

Se simuló el despacho con y sin estos proyectos eólicos distribuidos y se obtuvieron los volúmenes de combustibles requeridos para el despacho en ambos escenarios. La diferencia de volúmenes por tipo de combustible será la que determine en base al combustible fósil del que se trate las reducciones de emisiones de CO₂ que tendrá el sistema como consecuencia de la generación eólica instalada en los 18 sitios de la provincia. Los 36 MW instalados servirán para inyectar a la red 94 GWh/año con cero emisiones de CO₂, lo que redundará en un beneficio al ambiente de carácter local y global.

Resultados de consumo de combustibles fósiles para los próximos 5 años (escenario con los proyectos de 36 MW eólicos):

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017
Carbón	Tn	876.707	871.591	734.751	702.955	676.662
Gas Oil	m ³	2.695.831	2.416.627	2.185.542	371.992	2.547.719
Fuel Oil	Tn	2.803.943	2.806.608	2.455.452	2.183.408	2.102.583
Gas Natural	1000 dm ³	13.711	13.726	13.596	13.406	14.660
Uranio	kg	110.539	120.416	201.629	252.810	253.281

Si los proyectos eólicos no se desarrollaran los resultados de la simulación del despacho arrojan los siguientes volúmenes de combustible fósil requeridos (escenario sin proyectos):

Combustible	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017
Carbón	Tn	876.707	871.591	735.633	705.105	678.521
Gas Oil	m ³	2.695.831	2.416.627	2.190.787	2.377.989	2.555.209
Fuel Oil	Tn	2.803.943	2.806.608	2.462.518	2.189.262	2.107.263
Gas Natural	1000 dm ³	13.711	13.726	13.603	13.413	14.667
Uranio	kg	110.539	120.416	201.648	252.830	253.295

Los proyectos eólicos distribuidos ubicados en parques industriales recién podrán inyectar energía en la red en el 2015 ya que hay plazos de ejecución que deben ser considerados a la hora de simular que ingresan los proyectos. Se presentan los resúmenes del despacho de ambos escenarios y a continuación las diferencias de volúmenes de combustibles requeridos en ambos escenarios de despacho:

		2013	2014	2015	2016	2017
Eólica PI Bs As	[MW]	0	0	36	36	36
Eólica PI Bs As	[GWh]	0	0	94	94	94
FC	[%]			29.8%	29.8%	29.8%
Balance Con Eólicas Parques Industriales Bs. As.						
Demanda	[GWh]	128510	134003	139657	145538	151620
Pérdidas	[GWh]	2275	2424	2677	3034	2986
Exportación	[GWh]	0	0	0	0	0
Hidro	[GWh]	39717	41986	42020	44589	44774
Eólica	[GWh]	480	3226	6797	8848	9029
Solar	[GWh]	18	28	36	36	36
C. Combinado	[GWh]	53495	56020	57630	57795	62173
Turbina Gas	[GWh]	13893	11466	10641	11021	11709
Turbinas Vapor	[GWh]	17472	17412	14839	13112	13761
Nuclear	[GWh]	5535	6019	10084	12650	12674
Importaciones	[GWh]	0	0	0	0	0
Falla	[GWh]	161	189	135	177	205
Carbón	Tn	876707	871591	734751	702955	676662
Gas Oil	m ³	2695831	2416627	2185542	2371992	2547719
Fuel Oil	Tn	2803943	2806608	2455452	2183408	2102583
Gas Natural	1000 dm ³	13711	13726	13596	13406	14660
Uranio	kg	110539	120416	201629	252810	253281
Balance Energía Sin Eólicas Parques Industriales Bs. As.						
Demanda	[GWh]	128510	134003	139657	145538	151620
Pérdidas	[GWh]	2275	2424	2677	3036	2985

Exportación	[GWh]	0	0	0	0	0
Hidro	[GWh]	39717	41986	42024	44590	44775
Eólica	[GWh]	480	3226	6703	8754	8935
Solar	[GWh]	18	28	36	36	36
C. Combinado	[GWh]	53495	56020	57680	57856	62236
Turbina Gas	[GWh]	13893	11466	10650	11023	11722
Turbinas Vapor	[GWh]	17472	17412	14868	13138	13775
Nuclear	[GWh]	5535	6019	10085	12651	12675
Importaciones	[GWh]	0	0	0	0	0
Falla	[GWh]	161	189	137	180	208
Carbón	[Tn]	876707	871591	735633	705105	678521
Gas Oil	[m ³]	2695831	2416627	2190787	2377989	2555209
Fuel Oil	[Tn]	2803943	2806608	2462518	2189262	2107263
Gas Natural	[1000 dm ³]	13711	13726	13603	13413	14667
Uranio	[kg]	110539	120416	201648	252830	253295

Diferencias anuales de consumo de combustible:

Diferencias escenarios de despachos		2013	2014	2015	2016	2017
Carbón	[Tn]	0	0	882	2151	1860
Gas Oil	[m ³]	0	0	5245	5997	7490
Fuel Oil	[Tn]	0	0	7066	5855	4680
Gas Natural	[1000 dm ³]	0	0	7	7	7
Uranio	[kg]	0	0	19	20	14

Los factores de emisión de estos combustibles fósiles son los que se publican en la Segunda Comunicación Nacional de Argentina, página 151:

Factor de emisiones combustibles		Densidad	
		Gasoil	825 kg/m ³
Carbón	tonCO ₂ /ton	2,804	
Gas Oil	tonCO ₂ /ton	3,175	= 2,619 tonCO ₂ /m ³
Fuel Oil	tonCO ₂ /ton	3,197	
Gas Natural	tonCO ₂ /dm ³	1,951	

Tabla 75. Factores de emisión de CO₂ de los combustibles fósiles. Fuente: Segunda Comunicación Nacional de Argentina. Página 151.

	2013	2014	2015	2016	2017
Emisiones de GEI evitadas (tCO₂/año)	0	0	52657	53233	52500

Tabla 76. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero evitadas por el despacho de 36 MW de proyectos eólicos asociados a polos industriales de la provincia de Buenos Aires.

Con la instalación de 36 MW en 18 polos industriales de la provincia será posible evitar no sólo emisiones de CO₂ sino que también se evitarán impactos ambientales de carácter local asociados con la quema de combustibles fósiles. La quema de carbón, fuel oil y gasoil emite material particulado y contribuye a la lluvia ácida por sus emisiones de NO_x (óxidos de Nitrógeno) y SO₂ (dióxido de azufre) con las consiguientes consecuencias negativas para el ambiente.

Las emisiones evitadas servirán para disminuir la huella de carbono de los productos a los que se decida atribuirles y que estén vinculados con la generación eólica. Es decir que si una empresa instala generación eólica y produce diferentes bienes, es posible atribuirle todas las reducciones de emisiones que logra, al bien exportable ya que al resto de los productos que comercializan no se le requiere nada en este sentido.

4. BIBLIOGRAFÍA DEL CAPÍTULO

Segunda Comunicación Nacional de Argentina

Programas de simulación del despacho del sistema eléctrico Oscar- Margo.

VIII HOJA DE RUTA PARA UN INVERSOR.

Resulta necesario desarrollar una hoja de ruta para un potencial inversor que facilite el entendimiento de las gestiones, permisos y habilitaciones que deberá obtener para que su parque eólico pueda habilitarse, La mayor transparencia en la información sobre los requerimientos permitirá coadyuvar a eliminar barreras que existen actualmente para cualquier inversor, Además servirá puertas adentro de la administración pública provincial para conocer los diferentes mecanismos y etapas de aprobación de los proyectos eólicos, De este modo podrán articularse mejor los diferentes estamentos del estado.

El inversor de un proyecto eólico tiene dos caminos: operar mancomunado con algún otro agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o hacerlo de manera independiente, Es decir como generador del MEM, En este último caso, puede contractualizar parte de su oferta y los faltantes o excedentes respecto de sus contratos transarlos en el mercado Spot,

La operación como generador del mercado admite contratos de abastecimiento a demandantes industriales en el marco de la resolución SE1281/06 y su complemento Nota SE 511/07, Fuera del objeto de este trabajo, en el cual se busca instalar generación asociada a una industria, el generador puede optar por venderle a CAMMESA a través de un contrato enmarcado en la resolución SE 108/10,

Por el otro lado, la operación de un parque eólico puede ser asociada con una demanda industrial o con una Distribuidora, En el primer caso dependiendo de los volúmenes de energía consumidos/inyectados la operación puede encuadrarse como Gran Usuario (cuando la demanda es mucho mayor que la generación y mayor de 1 MW), como Autogenerador (cuando la demanda y la generación están en el mismo Nodo) o como Autogenerador Distribuido (cuando la demanda y oferta están en Nodos separados y la demanda es mayor que 1 MW).

La operación de un generador eólico también puede llevarse adelante con un acuerdo con la Distribuidora, quien lo representa ante el Mercado, Análogamente y

fuera del objeto de este trabajo, un proyecto eólico puede interactuar a través de ENARSA con el Mercado Eléctrico Mayorista.

Una vez que el inversor haya elegido qué figura tomará y la modalidad de venta de su energía deberá realizar los trámites que se indican en cada una de las resoluciones de la Secretaría de Energía que se describen a continuación, además de otras gestiones a nivel Municipal y Provincial.

Trámites a nivel nacional:

A continuación se describen las resoluciones que pueden ser utilizadas por un proyecto eólico distribuido asociado con industrias para comercializar su energía.

1. OPERACIÓN COMO GENERADOR

De optar la generación eólica por operar como generador, como se indicara, entrega su energía a los contratos suscritos comprando y/o vendiendo sus excedentes en el mercado spot.

Las modalidades contractuales que prevé la norma surgen del Programa Energía Plus (res SE 1281/06). Ésta conforma un mercado segmentado para la oferta nueva como la generación en cuestión. En este segmento existen dos posibilidades: generador prestando el servicio de energía plus o en el marco de la nota SE 511/09. Los detalles de cada norma se puntualizan a continuación.

En ambos casos se requiere la constitución de un Generador del MEM. Esto implica las siguientes gestiones:

- ✓ Presentación en Secretaría de Energía de la Nación para constituirse en Agente: Se requieren los datos comerciales y societarios de la empresa de generación. Además de copia de la presentación a quien presta el servicio de conexión de las condiciones técnico-económicas para la prestación de ese servicio.
- ✓ Presentación en CAMMESA para obtener la Aptitud Técnica del proyecto: La normativa vigente especifica requerimientos para los sistemas de medición, sistema de operación en tiempo real (SOTR) y comunicación. Por lo cual CAMMESA requiere que los proyectos se adecuen a estándares pre fijados de medición (SMEC) y SOTR detallados en el Anexo 24 de Los procedimientos.

Además CAMMESA es la encargada del clearing comercial por lo que también requiere datos en este sentido.

- ✓ Presentación en el ENRE para los aspectos ambientales y de acceso a la red de transporte: Como todo generador requiere la presentación de un Plan de Gestión Ambiental.

En el caso de vinculación a través de una red de transporte, es el operador de esta red (TRANSBA) quien presenta un pedido de acceso a la capacidad de transporte. En efecto TRANSBA eleva a CAMMESA y al ENRE el pedido recibido con su opinión. El Ente la contrasta contra sus propios análisis y los de CAMMESA. En algunos casos, la normativa especifica la necesidad de una audiencia pública (generación de gran porte). Tras lo cual se otorga el certificado de acceso a la capacidad de transporte.

1.1. RESOLUCIÓN SE 1281/06 CONTRATOS DE VENTA DE ENERGÍA PLUS

En septiembre de 2006 el gobierno nacional lanzó el programa “Energía Plus”, elaborado en función de dos objetivos fundamentales:

- Establece prioridades para el abastecimiento ya que otorga respaldo a demanda sin contrato. Con ello se asegura el suministro eléctrico a los clientes residenciales, al alumbrado público, a las entidades públicas, a las pequeñas y medianas empresas (PyMEs) y a los pequeños usuarios cuyo consumo no supere los 30 kW de potencia;
- Propende a que la demanda mayor a 300 kW solvente a través de contratos la instalación de oferta que atienda la demanda incremental de este estamento.

Esta norma se aplica desde noviembre de 2006⁷⁴ Conceptualmente divide a la oferta y la demanda en anterior y posterior a una fecha indicada en la norma. Esta división segmenta la transacción económica. También se establecen cargos y penalidades de modo de incentivar que la demanda nueva transe con oferta nueva. Para incentivar la cobertura contractual la norma dispone de dos herramientas:

⁷⁴ nota SE 25/07 enviada el viernes 5 de enero a CAMMESA

- Por un lado, limita la cobertura contractual de cada mercado. Es decir, los usuarios con capacidad igual o mayor a los 300 kW, pueden respaldar su demanda incremental sólo con oferta nueva ya que la oferta preexistente respalda, a partir de esta resolución, sólo la demanda existente en 2005.

- Por otro lado, a la demanda incremental no respaldada a través de contratos, se le aplica un cargo específico correlacionado con los precios marginales.

De este modo todos los usuarios con demandas de potencia igual o superior a 300 kW, independientemente de que sean clientes de las distribuidoras o grandes usuarios del MEM, son los únicos responsables de asegurar con respaldo físico su abastecimiento de sus demandas del año 2005 y el crecimiento ulterior. Para estos usuarios, su demanda se segmenta en:

Demanda Base: demanda de potencia abastecida durante el año 2005, calculada de acuerdo a lo establecido en el Anexo I de la Nota SE N° 1374 del 27 de octubre de 2006.

Demanda Excedente: demanda de potencia y energía registrada por sobre la Demanda Base.

Adicionalmente la norma dispone que también deban cumplir con eventuales pedidos de reducciones de demanda requeridas por el operador y administrador del mercado eléctrico, CAMMESA. En caso contrario, deberán abonar un costo suplementario en concepto de multa, calculado en base a la energía consumida en exceso, valuada en 3000 \$/MWh, es decir varios órdenes de magnitud superiores a los precios vigentes. También la norma especifica que quien opera en el MEM no puede retornar a la distribuidora.

1.1.1. APLICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN SE 1281/2006. RESPALDO

Concretamente la resolución establece que, a partir del 1º de noviembre de 2006, se destina el respaldo de la generación estatal, la generación hidráulica no contratada y la generación térmica que opere con combustible no propio⁷⁵ a los usuarios de demanda inferior a 30 kW. La generación excedente de ese estamento, atenderá

⁷⁵ Gestionado por CAMMESA o prefinanciado.

luego la demanda entre 30 y 300 kW. El último segmento a ser cubierto es el de los usuarios de más de 300 kW.

Finalmente, en función de los volúmenes usuales en juego, la prioridad de suministro será:

Suministro garantizado:

- Usuarios de menos de 30 kW (los cuales no tienen la posibilidad de contratar)
- Usuarios entre 30 y 300 kW (tanto de la distribuidora y como del MEM)
- Usuarios con sistema de medición:
 - del MEM con contratos con centrales hidráulicas o térmicas que puedan operar con combustible propio, hasta la demanda de 2005.
 - con contratos por la demanda incremental respecto a la de 2005 (pueden ser del MEM o de la distribuidora) que deben realizarse con nueva generación o “Generación Plus”.

Suministro sujeto a disponibilidad: Conformado por la demanda de:

- Agentes del MEM:
 - con contratos con centrales térmicas que operen con combustible que es gestionado por CMMESA.
 - con contratos realizados con unidades hidráulicas realizados a posteriori del 5 de septiembre de 2006.
- Usuarios del Mercado Spot. Es decir:
 - Usuarios de las distribuidoras -GUDis-,
 - GUMas que compren en este mercado.
 - GUMes hasta tanto tengan medición horaria de su demanda.

Por lo tanto, en un escenario de restricciones programadas, la prioridad de cortes será la inversa. En síntesis, se cuenta con respaldo de los generadores existentes hasta el mínimo entre la Demanda Base (2005) y la cubierta con un contrato, en tanto éste sea con un generador que opere con combustible propio o con un hidráulico (si el contrato es anterior al 5 de septiembre de 2006). El excedente estará respaldado si se ha celebrado un contrato con un Generador nuevo (conocidos como Plus).

Respaldo por Cuenta y Orden

Cabe destacar que existe un caso especial, en el que el respaldo es obtenido a través de las distribuidoras. De acuerdo a la nota SSEE B0, se habilita a los GUDIS a participar de un mecanismo de respaldo mediante contratos a través de las distribuidoras por medio de una operación por cuenta y orden. Para ello, y en caso de contractualizar su demanda se los asimila a un GUME. Esto implica que deben cubrir la totalidad de su demanda con contratos en el mercado a término.

1.1.2. GENERADORES PLUS

El programa “Energía Plus”, desde el punto de vista de la generación, pretende incorporar nuevas unidades y generadores con el objeto de abastecer la demanda industrial y a incentivar la autogeneración y la cogeneración de energía.

Para participar en el Servicio de Energía Plus, los oferentes deben presentar sus proyectos a las autoridades. La Secretaría de Energía, con la asistencia de CAMMESA, audita los costos del desarrollo y, finalmente, aprueba la tasa de retorno del proyecto *ad referendum* del Sr. Ministro de Planificación, Inversión Pública y Servicios.

Por último, se establece que en tanto sea de aplicación la resolución SE N° 406/2003⁷⁶, las obligaciones de pago en el mercado spot de los generadores que prestan el servicio de Energía Plus, tendrán la prioridad de cancelación establecida en el numeral e) del artículo 4 de dicha resolución.

1.1.3. LISTADO DE GENERADORES PLUS

Los generadores proveedores del servicio de Energía Plus y sus potencias contratadas se muestran en la siguiente tabla:

⁷⁶ La resolución SE 406/03, del 08/09/2003, estableció un orden de prioridad para la cancelación de las acreencias con los fondos disponibles, reconociendo aquellas que no se pudieran cancelar como deuda del Fondo Estacional a pagar cuando existan recursos disponibles.

Proveedores del Servicio de Energía Plus:				
Contratos vigentes aprobados para el período Mayo de 2012– Octubre de 2012				
Tipo de Agente	Empresa	Máquina	Potencia Máxima [MW]	
			Contratable	Contratada
Generador	Central Térmica Güemes S.A.	GUEMTG01	101,5	93,263
Generador	Petrobras Energía S.A.	GEBATG03	163,3	124,971
Autogenerador	Solalban Energía S.A.	SOLATG01	50,0	44,02
Autogenerador	Molinos Río de la Plata S.A.	MOLITV01	10,0	0
Generador	Termoandes S.A.	TANDTG01 y TG02	305,2	143,08
Generador	Generación Mediterránea S.A.	MMARTG03 y TG04	116,6	69,032
Generador	E.P.S.E.	CVIEHI	10,5	0
Generador	Energía del Sur S.A.	PATATV01	47,3	1,28
Autogenerador	Petrolera Entre Lomas S.A.	ELOMDI01	6,0	0
Generador	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	ARROHINU	Entre 6,1 y 13,2	0
Generador	Generación Mediterránea S.A.	MMARTG05	Aprox 14,6	0
Generador	Central Térmica Loma de la Lata S.A.	---	Aprox 78,7	0
Aproximadamente			913	[MW]

Tabla 77. Proveedores del servicio de Energía Plus al 30 de marzo 2012. Fuente: CAMMESA, Programación Estacional de verano 2012

1.1.4. PRECIOS DE GENERADORES PLUS

Los precios pactados en los acuerdos que se celebren bajo el marco normativo del Servicio Energía Plus deben estar compuestos por:

- Costos asociados: que deben ser validados por CAMMESA en cada caso.
- Margen de utilidad: el que debe ser definido por la Secretaría de Energía, en cada caso. A los fines de la definición del margen de utilidad, la Secretaría de Energía deberá someter su decisión al Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios

De esta forma, para su habilitación, los valores monetarios de los contratos Energía Plus deben ser validados por las autoridades

Cada contrato habilitado recibe una remuneración mensual, la cual es calculada considerando el precio monómico avalado por CAMMESA, en función a la aprobación de sus costos, y el margen de utilidad definido por la Secretaría de Energía. Valores típicos de los precios de los contratos plus a octubre de 2012 oscilan entre 65 a 75 US\$/MWh.

1.2. NOTA SE 511/2009. NUEVAS UNIDADES, NO ENERGÍA PLUS.

Dado los extensos plazos (2 años) que usualmente toma la auditoría de costos y a fin de incrementar la oferta de generación dentro del Servicio de Energía Plus esta nota establece una forma intermedia de operación para los proyectos Plus.

La nota⁷⁷ permite a unidades que aún no han sido habilitadas como proveedoras del Servicio de Energía Plus cubrir contractualmente demanda excedente. Como contrapartida, esta demanda, si bien no enfrenta el cargo por demanda excedente,

⁷⁷ "... en relación a la implementación de la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 1281 de fecha 4 de setiembre de 2006 y, en particular, a la aplicación en el ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de lo dispuesto en el Apartado 6 del Anexo V de los "CRITERIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA RESOLUCIÓN S.E. N° 1281/2006" comunicados a esa Compañía por nota S.E. N° 1374 del 27 de Octubre de 2006. ..."

"... CAMMESA deberá considerar que la demanda excedente por sobre la demanda base correspondiente, asociada a contratos del Mercado a Término donde se compromete respaldo físico suministrado por nuevo equipamiento de generación, tal como éste se define en dichos Criterios, y aún cuando tales contratos no hayan sido autorizados como Servicio de Energía Plus, no resulta alcanzada por lo establecido en el Apartado referido, si bien tanto dicha generación como demanda participarán en la conformación y pago de los cargos asociados a la generación preexistente al dictado de la aludida norma, tal el caso de los Sobrecostos Transitorio le Despacho (SCTD). ..."

debe pagar Sobrecostos Transitorio de Despacho.

1.3. CONTRATOS

En ambos casos la vinculación entre el generador eólico y la demanda industrial se materializa a través de un contrato entre partes.

2. OPERACIÓN CONJUNTA

Las alternativas son: operación conjunta con un demandante o con la distribuidora.

2.1. OPERACIÓN CON LA DISTRIBUIDORA

Como se detalla en los puntos a continuación, la resolución 1782 y la 280 permiten la operación en el mercado representado por la distribuidora.

2.1.1. RESOLUCIÓN SE 1782/2006. GENERADORES EN ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN.

Habilita a los Prestadores del Servicio Público de Distribución a ofrecer a CAMMESA la operación de unidades de generación que no se encuentran actualmente habilitadas para la operación comercial con el compromiso de los Prestadores de mantener disponibles dichas unidades hasta el 31/12/2008. En 2009 la res. SE 57/09 prorrogó la vigencia hasta el 31/12/2010. Al año siguiente la Nota SE N° 7755/2010 prorrogó la vigencia hasta el 31/12/2012 y se espera una nueva prórroga.

CAMMESA debe acordar con los Prestadores involucrados los procedimientos para realizar las comunicaciones operativas, como así también los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación, el despacho y las transacciones económicas.

2.1.2. RESOLUCIÓN SE 280/2008. GENERADORES RENOVABLES EN ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN.

Habilita a los distribuidores a ofrecer a CAMMESA la operación de unidades de generación hidroeléctrica con potencia instalada inferior a 2 MW que no se encuentren actualmente habilitadas para la operación comercial. Luego en 2008, la nota SSEE N° 608/2008, extiende el alcance a la generación eólica. Finalmente la

nota SSEE N° 580/2009 instruye a CAMMESA a extenderlo a las unidades de generación restantes de fuentes renovables de energía (energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás), con potencias inferiores a 2 MW que cumplimentaren las exigencias previstas en la resolución SE 280 y sus anexos:

Las Centrales se considerarán habilitadas precariamente para su operación comercial. El Distribuidor será responsable de presentar la habilitación para el ingreso de dicha Central a su propia red, (queda eximida de cumplir con los requisitos del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente).

Las Centrales serán remuneradas de manera semejante a otras centrales hidroeléctricas que operan en el MEM, y dicha remuneración será acreditada al respectivo Distribuidor. Deberán, como mínimo, poseer un sistema de medición y comunicaciones equivalentes al Sistema de Medición de Demanda (SMED). Estas Centrales no pueden celebrar Contratos del Mercado a Término.

Con relación a las transacciones económicas de los Prestadores involucrados en el MEM, CAMMESA deberá sumar a la demanda registrada en sus puntos de vinculación, la generación producida.

CAMMESA deberá acordar con los distribuidores los procedimientos para realizar las comunicaciones operativas, y los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación, el despacho y las transacciones económicas

Toda central con potencia inferior a 2 MW que desee actuar como Agente del MEM deberá ajustarse a requisitos establecidos en el Anexo 17 de Los Procedimientos, con algunas simplificaciones⁷⁸.

⁷⁸ Antelación de la solicitud de ingreso 45 días corridos a la fecha prevista de ingreso. Puede acordar con CAMMESA los procedimientos para realizar las comunicaciones operativas, como así también los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación, el despacho y las transacciones económicas. Está eximido de cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente, siempre y cuando el Distribuidor al cual se vinculará presente ante CAMMESA la habilitación para el ingreso de dicha Central a su propia red.

2.2. OPERACIÓN CON UN DEMANDANTE

El generador eólico puede acordar interactuar con una demanda. Si ambos están en el mismo nodo hay dos alternativas: si la demanda es mayor que la generación puede plantearse un acuerdo privado entre las partes independientemente del mercado eléctrico, ya que para este simplemente la demanda se redujo (neteo de demanda).

Si la demanda es menor que la generación (y ambas están en el mismo punto) la operación conjunta puede tomar la figura de Autogenerador cuyo detalle se presenta más abajo.

Si en cambio la demanda y la oferta están en nodos separados y la demanda es mayor de 1 MW, ambos pueden acordar operar como Autogenerador distribuido. Los detalles se puntualizan luego.

En ambos casos (autogenerador o autogenerador distribuido) los trámites de ingreso son similares a los de un gran Usuario mayor. Es decir, se requieren las siguientes gestiones:

- ✓ Presentación en Secretaría de Energía de la Nación para constituirse en Agente: Ídem anterior.
- ✓ Presentación en CAMMESA para obtener la Aptitud Técnica del proyecto: La normativa vigente especifica requerimientos para los sistemas de medición, sistema de operación en tiempo real (SOTR) y comunicación. Esto último sólo en el caso de inyectar a la red (autogenerador con excedentes o autogenerador distribuido). Los detalles también se precisan en el Anexo 24 de Los procedimientos.

Algo análogo sucede con los aspectos comerciales (CAMMESA requiere datos en este sentido).

2.2.1. AUTOGENERADOR.

Un autogenerador es una agente que genera parte de sus necesidades de abastecimiento de energía eléctrica. En lo que respecta a la operación comercial dentro del MEM un Autogenerador puede comercializar dentro del MEM sus

excedentes o comprar sus faltantes. Pueden vender en el MEM su producción de energía eléctrica necesaria para la producción de vapor u otro tipo de energía que requiera para su proceso productivo. Con respecto a la venta de energía, su oferta recibirá un tratamiento similar a la de un generador agente del MEM. En relación con las compras de electricidad, los Autogeneradores tienen una operatoria similar a la de un Gran Usuario del MEM.

Al igual que los demás agentes del MEM, para ser considerada su operación en el Mercado Spot, su oferta de venta o pedidos de compra, deberá ser suministrada a CAMMESA la información necesaria para la programación y el despacho dentro de los plazos establecidos en la normativa. De no suministrar un Autogenerador información para la programación estacional, se considerará que no prevé comprar en dicho período.

Los Autogeneradores y Cogeneradores pueden realizar contratos de Abastecimiento dentro del Mercado a Término con Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM.

a) Operación en el Mercado Spot

Se considerará que un Autogenerador o Cogenerador vende al Mercado Spot la potencia que tuviera sobrante (potencia excedente), cada hora en la que esté entregando la energía al MEM, calculada como la diferencia entre:

- ✓ potencia entregada al MEM, menos
- ✓ potencia comprometida en sus contratos.

Los pagos que recibe por su venta al Mercado Spot se calcula con la potencia excedente y el precio al que será remunerado dependerá de si la potencia entregada se considera o no firme respecto del MEM.

Para cada hora de un día se considerará como potencia firme vendida por un Autogenerador o Cogenerador a la potencia sobrante entregada al MEM por dicho agente que cumple los siguientes requisitos.

- ✓ Estaba prevista en la programación semanal su venta de potencia para dicho día.
- ✓ La potencia es, a lo sumo, 20% superior a la ofertada para dicho día en la programación semanal.

Para cada día se considera como potencia no firme vendida por un Autogenerador o Cogenerador a la potencia entregada al MEM por dicho agente que no cumple los requisitos de firme, o sea:

- ✓ potencia vendida en días que no estaba previsto vender en la programación semanal;
- ✓ potencia excedente, o sea por encima del 20% de tolerancia aceptada por encima a la potencia ofertada para dicho día en la programación semanal.

La potencia firme vendida al MEM es remunerada por su energía al precio horario de nodo de la energía, y por su potencia al precio horario de la potencia. En el caso de que la potencia vendida sea no firme, solamente recibirá pagos por la energía al precio horario de la energía, en el nodo correspondiente.

En lo que respecta a las compras en el Mercado Spot, cada vez que tome energía de la red, se considera que compra en el Mercado Spot la potencia y energía que toma en su punto de conexión. La energía se factura empleando el precio horario de la energía en el nodo de conexión. El pago por potencia se realiza a través de un cargo fijo mensual que se define en cada programación estacional.

Por último, en caso de que no genere lo suficiente para abastecer sus contratos en el Mercado a Término, los faltantes se compran (energía y potencia) en el Mercado Spot al precio horario en el Mercado.

b) Operación en el Mercado de Contratos

Al igual que cualquier vendedor de energía eléctrica, tanto los Autogeneradores como los Cogeneradores pueden establecer contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM. En el caso de los contratos de los Autogeneradores, la potencia y energía que pueden comercializarse a través de contratos se encuentran limitadas a la venta de excedentes.

Desde su faz de consumidores de energía, los Autogeneradores pueden firmar contratos con generadores del MEM, con el fin de cubrir de su demanda. Un Autogenerador podrá contratar el abastecimiento de hasta el 50% de su demanda prevista.

Un Autogenerador sólo firmar contratos de abastecimiento en su función de vendedor o en su función de consumidor, o sea que no podrá tener simultáneamente Contratos de Abastecimiento en que es el vendedor dentro del contrato y Contratos de Abastecimiento en que es el comprador dentro del contrato.

El Autogenerador o Cogenerador y sus clientes podrán establecer libremente y de común acuerdo las condiciones particulares del contrato pero, para ser aceptados como contratos del Mercado a Término, deberán encuadrarse en lo establecido por los reglas vigentes.

Dentro de los contratos se debe especificar una metodología que permita cuantificar los programas horarios de potencia comprometida a nivel estacional, semanal y diario. Como en cualquier operatoria spot dentro del MEM, CAMMESA es la encargada de administrar las compras y ventas en el Mercado Spot por los faltantes y/o sobrantes que resulten de dichos contratos.

2.2.2. AUTOGENERADOR DISTRIBUIDO. RESOLUCIÓN SE 269/2008.

Por medio de esta resolución se crea la figura de Autogenerador Distribuido, que consiste en un consumidor de electricidad que genera energía eléctrica en diferentes puntos de consumo y generación correspondientes a en diferentes nodos de conexión al SADI.

El Autogenerador Distribuido debe cumplir los mismos requerimientos, y sus transacciones en el MEM se realizarán de la misma forma que el Autogenerador en función de lo definido en el Anexo 12 de "Los Procedimientos", además de las particularidades específicas que se describen en esta resolución.

En lo que respecta a la operación dentro del MEM, la misma se base en lo siguiente:

- El Autogenerador Distribuido tiene excedentes de energía cuando la sumatoria de las generaciones supere la sumatoria de los consumos, o que tiene faltantes en caso contrario. En este caso puede vender sus excedentes o comprar sus faltantes en el MEM.
- Venta de energía: su oferta será calculada considerando que en cada hora, la energía entregada es la sumatoria de las generaciones menos la sumatoria de los consumos, y la misma es entregada en los nodos de vinculación con

excedentes netos de generación, proporcionalmente a la magnitud de dichos excedentes netos.

- La energía eléctrica ofertada en cada hora que no se encuentre comprometida en contratos, en servicios de Energía Plus, u otros servicios, será adquirida por CAMMESA a los respectivos Costos Variables de Producción (CVP) aceptados de los correspondientes generadores, no recibiendo remuneración por la potencia puesta a disposición en el Mercado Spot.
- En caso que el CVP declarado por alguno de los generadores correspondientes al Autogenerador Distribuido sea superior al correspondiente precio de Referencia, el mismo deberá ser aprobado por la Secretaría de Energía.
- Compras de Energía: los Autogeneradores Distribuidos tienen una modalidad similar a la de los GUMA por cada uno de sus nodos de vinculación en los que sea consumidores. Su demanda es calculada considerando que en cada hora, la energía demandada es la sumatoria de los consumos menos la sumatoria de las generaciones, y la misma es consumida en los nodos de vinculación netamente consumidores proporcionalmente a la magnitud de dichos consumos netos.
 - Cada punto netamente consumidor del Autogenerador Distribuido deberá abonar los mismos cargos que les corresponden a los GUMA teniendo en cuenta lo establecido en el punto anterior.
 - La energía será facturada de acuerdo al correspondiente precio horario de la energía en cada uno de sus nodos netamente consumidores. De corresponder deberá pagar los establecidos en la resolución 1281/2006 (Energía Plus). El pago por potencia se hará a través de un cargo fijo mensual que quedará definido en la programación estacional.
 - A su vez, de resultar de sus compromisos contractuales de venta de energía un faltante por ser su entrega al MEM inferior a la potencia a entregar de acuerdo a sus contratos, se considerará que compra para su contratante dicho faltante del modo indicado en las normas vigentes en el MEM.

La figura del Autogenerador Distribuido (a diferencia del Autogenerador) habilita la posibilidad que se instale generación en alguna/s planta/s y/o puntos donde, por

ejemplo se disponga de combustible. Esta generación puede cubrir demandas (ej. Demanda Plus) en otras exclusivamente consumidoras.

Trámites a nivel Provincial:

Se debe solicitar autorización para la construcción y operación del proyecto eólico. Este trámite debe realizarse en la Dirección Provincial de Energía.

El proyecto debe elaborar un Estudio de Impacto Ambiental. El procedimiento de evaluación ambiental, lo tramita la Dirección Provincial de Energía que envía el expediente informado al Organismo Provincial de Desarrollo Sostenible (OPDS).

Trámites a nivel Municipal:

Estos trámites están relacionados con la construcción y puesta en marcha del parque eólico. Se debe solicitar Autorización Municipal.

3. ANEXO DE INFORMACIÓN ÚTIL PARA UN POTENCIAL INVERSOR

3.1. DETALLES DE LAS NORMAS SOBRE ENERGÍAS RENOVABLES

3.1.1. PRIMEROS PASOS DE LA ENERGÍAS RENOVABLES EN ARGENTINA

En 1998, a través de la Ley 25019⁷⁹, se publica la primer reglamentación destinada al fomento de las energías renovables, con la cual se declaró de “*interés nacional*” a la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en Argentina, y dispuso, en su Artículo 1º, que dicha actividad “*no requiere autorización previa del Poder Ejecutivo Nacional para su ejercicio*”.

Bajo esta ley se establece un régimen de promoción de la investigación y uso de energías no convencionales o renovables, junto con los beneficios de índole impositivo aplicables a la inversión de capital destinada a la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares, así como la remuneración que recibirían por cada unidad de energía efectivamente generado por sistemas eólicos instalados, que

⁷⁹ Reglamentada por el Decreto Reglamentario 1597 del año 1999.

vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

La citada Ley estableció el denominado “*Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar*”, basado en las siguientes 5 medidas de promoción:

- a. Remuneración especial para la energía eólica (prima)
- b. Beneficios impositivos para las energías eólica y solar
- c. Instrucción a las distribuidoras para la compra de energía eólica residual
- d. Estabilidad fiscal para los proyectos de energía eólica y solar
- e. Invitación a las provincias a fomentar dichas energías dentro de sus jurisdicciones

Remuneración especial para la energía eólica (prima – “Feed-in tariff”⁸⁰). En su artículo 5º la Ley 25019, establece que la Secretaría de Energía incrementará el valor unitario del gravamen denominado “Fondo Nacional de la Energía Eléctrica”⁸¹ de modo se solventar una prima de 1 centavo por kWh en concepto de remuneración adicional a la producción aportada por los generadores eólicos que inyecten su energía en los mercados mayoristas, ya sea en el mercado a término (o de contratos) o en el mercado spot y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos (como por ejemplo los sistemas de generación aislada).

La tarifa especial tendría una duración de 15 años, a contarse a partir de la solicitud de inicio del período de beneficio.

⁸⁰ Un sistema de Feed-in Tariff (FIT) dispone y garantiza el pago al generador de una prima o sobreprecio por encima del precio de mercado, se pretende cubrir los costos medios de los proyectos y proveer al inversor de una rentabilidad razonable. Este sistema busca compensar la diferencia de costos y viabilizar económicamente los proyectos de una manera relativamente simple y segura.

⁸¹ Este gravamen, previsto en la Ley 15.336 y luego modificado por la Ley 24.065, está compuesto por un cargo por kWh sobre las tarifas que pagan las empresas distribuidoras y los grandes usuarios (compradores del MEM). El “Fondo Nacional de la Energía Eléctrica” es administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y se destina en un 60% para el “Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales”, y en un 40% para alimentar el “Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior”.

Beneficios impositivos para las energías eólica y solar. Entre otras de las acciones de fomento, se encontraban los beneficios impositivos. Las inversiones a realizarse para la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares podrían diferir el pago del IVA durante 15 años a partir de la promulgación de esta ley. Los diferimientos adeudados se pagarán posteriormente en quince 15 anualidades a partir del vencimiento del último diferimiento.

Instrucción a las distribuidoras para la compra de energía eólica. La Secretaría de Energía propiciaría, no existiendo obligación, que los distribuidores de electricidad compren a los generadores de energía eólica, el excedente de su generación con un tratamiento similar al recibido en la regulación actual por las centrales hidroeléctricas de pasada.

Estabilidad fiscal para los proyectos de energía eólica y solar. En el Art 7 de la Ley se establece la estabilidad fiscal por 15 años. Toda actividad de generación eléctrica eólica y solar que se encuadre dentro de lo estipulado por la Ley, gozará de estabilidad fiscal por el término de 15 años, contados a partir de su promulgación. La estabilidad fiscal hace referencia a la imposibilidad de afectar al emprendimiento con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en las contribuciones impositivas y tasas, cualquiera fuera su denominación en el ámbito nacional, o la creación de otras nuevas que las alcancen como sujetos de derecho a los mismos.

Invitación a las provincias a fomentar dichas energías dentro de sus jurisdicciones. Por último, en el Art 9º, se invitó a las provincias a adoptar un régimen de exenciones impositivas en sus respectivas jurisdicciones, a los fines de entrar en sintonía con el régimen nacional.

3.1.2. RESULTADOS DE LA LEY 25019.

El "*Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar*" no tuvo los resultados esperados. Entre otras cosas, su implementación se vio demorada por problemas burocráticos y

luego la posterior crisis que enfrentó la Argentina a partir del año 2001 devino en la postergación de inversiones de este tenor. En el documento “*Descripción, Desarrollo y Perspectivas de las Energías Renovables en la Argentina y en el Mundo*” de la Secretaría de Energía del año 2004 se menciona que:

“En 1998 el Congreso de la Nación sanciona la Ley 25019, Régimen Nacional de la Energía Eólica y Solar, No obstante, nunca pudo ser una herramienta efectiva ya que durante el año 1999 estuvo retardada su reglamentación y durante todo el año 2000 se demoraron las resoluciones técnicas y burocráticas que la pondrían en vigencia. Cuando comenzó a tener vigencia plena, en el año 2001, en el país se profundizó una fuerte recesión económica. Desde entonces las condiciones para nuevas inversiones en materia de generación energética son adversas”

Entre las razones principales que hicieron que este régimen no fuera efectivo se pueden mencionar:

La remuneración unitaria no fue suficientemente atractiva, sumado al hecho de que los precios mayoristas de la electricidad se encontraban en los niveles históricos más bajos (como consecuencia de la elevada participación del gas natural en la matriz de combustibles, la elevada eficiencia del parque generador, que en ese momento se encontraba en franca expansión por medio de ciclos combinados⁸²)

El régimen no estableció cuotas (metas a nivel país) de la contribución de las energías renovables a la matriz energética nacional, y tampoco previó la obligación de comprar electricidad de fuente renovable por parte de los usuarios regulados.

El régimen de beneficios se limitó a la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar, y los beneficios de remuneración sólo abarcaban a las instalaciones de energía eólica.

⁸² El precio de la electricidad a nivel mayorista en el mercado spot, descendió en promedio un 55% entre 1992 y 2000 y se situó en 27,4 AR\$/MWh en el año 2000 (en valores reales).

3.2. RÉGIMEN DE ENERGÍAS RENOVABLES A PARTIR DE 2006

A fines del año 2006, se promulgó la Ley 26190⁸³ denominada “*Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica*”. Esta Ley mantuvo el sistema de “Feed-in tariff” y los beneficios impositivos, pero amplió el universo de energías renovables comprendidas en el régimen de promoción establecido por la Ley 25019. Adicionalmente estableció un sistema de cuota, sin una obligación de compra de parte de los usuarios regulados, fijando el objetivo de alcanzar, para el año 2016, el 8% del consumo de energía eléctrica nacional cubierto por fuentes renovables.

Para la sanción de esta ley, coadyuvo el contexto energético: a partir del año 2005-2006 Argentina entró un período de déficit de oferta de energía convencional, en base a combustibles fósiles -cuya tasa de declinación en las reservas se ha incrementado de forma alarmante-. Como consecuencia de ello, el país pasó de ser un exportador de energía, a posicionarse como importador neto de combustibles (gas natural, fuel oil y en un futuro no muy lejano de petróleo crudo). Esta situación hace imperativo diversificar la matriz energética.

3.2.1. LEY 26190/2006

El objetivo es alcanzar el 8% de consumo de energía eléctrica nacional por medio de fuentes renovables para el año 2016 (horizonte de 10 años)

El régimen de estímulo instaurado por la Ley 26190/2006 y el Decreto 562/2009 (reglamentario) es de aplicación a toda la cadena de inversiones en producción de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables de energía, incluyendo:

- i. La construcción de nuevas centrales de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, y
- ii. La fabricación de equipamiento y tecnología destinada a la generación. (Art. 3º, Ley 26190).

En el Artículo 4º se definen los siguientes conceptos de aplicación:

⁸³ Decreto Reglamentario 562 del año 2009.

- Fuentes de energía renovables: son las que no emplean combustibles fósiles. Entre ellas se mencionan a la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás. Se exceptúan los usos previstos en la Ley 26093 (Ley de Biocombustibles). De esta forma, solamente el biogás destinado a la producción de electricidad ser rige por esta norma, siendo el resto de los usos (transporte, etc) regulados por la Ley de Biocombustibles.
- Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH): el límite de potencia establecido para encuadrarse dentro de la ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas es de 30 MW⁸⁴.
- Energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables: es la electricidad generada por centrales que utilicen exclusivamente fuentes de energías renovables, así como la parte de energía generada a partir de dichas fuentes en centrales híbridas⁸⁵ que también utilicen fuentes de energía convencionales.
- Equipos para generación: son aquellos destinados a la transformación de la energía disponible en su forma primaria (eólica, hidráulica, solar, entre otras) a energía eléctrica. Relevante para los interesados en aprovechar los beneficios del régimen de fomento para la fabricación de equipamiento y tecnología destinada a la producción eléctrica a partir de fuentes renovables.

En lo que respecta a la autoridad de aplicación, se determinó la coexistencia de dos autoridades: el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MPFIPyS), a través de la Secretaría de Energía, es la autoridad de aplicación para todas las cuestiones técnicas y normativas relativas al régimen de energías renovables, mientras que el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas será el responsable de cuestiones tributarias fiscales.

Si bien la ley indicaba que el Poder Ejecutivo debía emitir reglamentos complementarios dentro de los 90 días de publicada, y a su vez establecer un *Programa de Desarrollo de Energía Renovables* en los 60 días posteriores, recién en

⁸⁴ En otros países el límite es menor. Por ejemplo de 10 MW en Chile.

⁸⁵ En el caso de fuentes renovables intermitentes, por ejemplo eólica, se requiere equipos de respaldo para asegurar la continuidad del suministro. En este tipo de casos, se hace referencia a centrales "híbridas" (eólico-diesel, por ejemplo)

mayo de 2009 (dos años y medio más tarde) se emite el Decreto 562, el que comienza a instrumentar el régimen de promoción.

3.3. INSTRUMENTOS DE PROMOCIÓN

Los instrumentos de promoción empleados en la Ley son: Régimen de fomento y Régimen de beneficios impositivos.

En los Artículos 7º y 8º se instituye por un período de 10 años un régimen de inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables. Los beneficiarios de este régimen serán las personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, aprobados por la autoridad de aplicación, cuya producción esté destinada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM, mercado a término y mercado spot) o la prestación de servicios públicos (por ejemplo, sistemas de generación aislada). El fin es que contribuyan a alcanzar el objetivo de que para el año 2016 el 8% del consumo de electricidad sea a partir de fuentes no convencionales, con radicación en el territorio nacional.

Los beneficios impositivos, vigentes durante 10 años a partir de la aprobación del proyecto respectivo, son los siguientes:

Impuesto al valor agregado e impuesto a las ganancias: los beneficiarios del régimen podrán obtener la devolución anticipada del IVA, o alternativamente, practicar en el impuesto a las ganancias la amortización acelerada de los bienes u obras de infraestructura incluidos en el proyecto de inversión⁸⁶.

Ganancia mínima presunta: los bienes afectados a los proyectos aprobados por la autoridad de aplicación no integrarán la base de imposición del impuesto a la ganancia mínima presunta, o el que en el futuro lo complemente, modifique o sustituya, a partir de la fecha de aprobación del proyecto respectivo y hasta el

⁸⁶ La elección entre ambos beneficios dependerá del negocio a desarrollar (por ejemplo el tipo de energía renovable, si se venderá en el mercado spot o en el mercado a término con un contrato a largo plazo, etc.), el tiempo de demora de instalación de la planta, la vida útil de los bienes de capital a invertir, el “cash flow” estimado, etc.

tercer ejercicio cerrado, inclusive, con posterioridad a la fecha de puesta en marcha del proyecto.

Este régimen es complementario al vigente por medio de la Ley 25019 (subsidio a la energía eólica a través del Fondo Nacional de Energía Eléctrica) y lo extiende a la generación con las restantes fuentes renovables. Para esto crea el Fondo Fiduciario de Energía Renovables.

Los beneficios respecto del IVA otorgan mayor atractivo a los proyectos de larga maduración, mientras que los beneficios relacionados con el Impuesto a las Ganancias dan mayor atractivo a los proyectos de corta maduración.

El Artículo 8º del decreto reglamentario establece que serán beneficiarios del régimen de inversión los que cumplen las siguientes condiciones:

- (i) Los titulares de un proyecto de inversión aprobado por la Secretaría de Energía de la Nación,
- (ii) Quienes posean una concesión y/o autorización para generar energía eléctrica, de ser necesario (por ejemplo autorizaciones provinciales o municipales), y
- (iii) La energía eléctrica debe ser destinada al MEM o al servicio público de distribución.

En el Art. 12 se prevé que se dará prioridad a aquellos proyectos que integren en su totalidad bienes de capital de origen nacional para la generación de energía eólica y solar. Sin embargo se crean excepciones a esto último: *“La autoridad de aplicación podrá autorizar la integración con bienes de capital de origen extranjero, cuando se acredite fehacientemente, que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel local”*

Por último, el Fondo Fiduciario de Energía Renovables será administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE). Dicho fondo se financia por la porción de los aportes del FNEE⁸⁷- destinado hasta mayo de 2009 a subvencionar a la energía eólica-, para esto, se incrementará el valor del FNEE (con un tope de 0.3 \$/MWh)

⁸⁷ Gravamen que forma la parte de las sumas de dinero que se utilizará para el pago de la remuneración para renovables.

3.3.1. REMUNERACIÓN

El régimen de remuneración se extendió a todo el espectro de tecnologías renovables:

Eólico: remuneración de hasta 15 \$/MWh efectivamente generados por sistemas eólicos instalados y a instalarse, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos (por ejemplo sistemas de generación aislada).

Fotovoltaica: remuneración de hasta 900 \$/MWh puesto a disposición del usuario con generadores fotovoltaicos solares instalados y a instalarse, que estén destinados a la prestación de servicios públicos.

Resto tecnologías (excepto pequeñas hidroeléctricas): remuneración de hasta 15 \$/MWh efectivamente generados por sistemas de energía geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, a instalarse, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Están exceptuadas de la presente remuneración las consideradas en la Ley 26093 (Biocombustibles).

Hidroeléctricos hasta 30 MW: remuneración de hasta 15 \$/MWh efectivamente generados, por sistemas hidroeléctricos a instalarse de hasta treinta megavatios (30 MW) de potencia, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

El valor del FNEE y de la remuneración adicional para cada tipo de energía renovable, se adecuarán por el Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT, Ley 25957). El CAT es un mecanismo de reajuste trimestral que se basa en los aumentos de los precios de los mercados spot y a término facturados por los generadores en el Mercado Eléctrico Mayorista. No se actualiza desde noviembre de 2005:

3.3.2. MECANISMO DE APLICACIÓN DEL RÉGIMEN DE BENEFICIOS

El decreto reglamentario (Decreto 562/2009) especifica, en su Artículo 14, los casos que se encuentran comprendidos dentro de la Ley y que pueden requerir esta “*Remuneración Adicional*”:

Todo generador titular de una instalación de energía renovable destinada a la producción de energía eléctrica que sea agente del MEM.

Todo autogenerador, agente del MEM, titular de una instalación de energía renovable destinada a la generación de energía eléctrica, por los excedentes que vuelque al servicio público de electricidad.

Todo generador, autogenerador o cogenerador titular de una instalación de energía renovable destinada a la producción de energía eléctrica que no sea agente del MEM, que venda toda o parte de su energía a un prestador de servicio público de electricidad.

Todo titular de una concesión provincial o municipal de servicio público o prestatario, debidamente autorizado, del servicio rural disperso de electricidad, que tenga a su cargo unidades de generación de energías renovables destinadas a la producción de energía eléctrica, sea o no agente del MEM, alcanzando dicha remuneración sólo a la energía de tal origen que sea utilizada por el concesionario, para la prestación del servicio público.

Todo titular de una concesión provincial o municipal de servicio público o prestatario, debidamente autorizado, del servicio rural disperso de electricidad, que tenga a su cargo unidades de generación fotovoltaica destinadas a la producción de energía eléctrica, sea o no agente del MEM, alcanzando dicha remuneración sólo a la energía de tal origen que sea utilizada para la prestación del servicio público de electricidad.

En lo que respecta al mecanismo de aplicación, la regulación establece que la Autoridad de Aplicación es el MPFIPyS, a través de la Secretaría de Energía, excepto en las cuestiones de índole tributaria o fiscal, en donde la Autoridad de Aplicación es el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas. A continuación se exponen los roles de cada actor:

La Secretaría de Energía, deberá

- Proponer el monto que se debe prever en el Presupuesto Nacional de cada año.
- En conjunto con el CFEE, deberá definir los parámetros que permitan seleccionar, aprobar y otorgar orden de mérito para los proyectos de inversión en

obras nuevas para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Para ello se tendrán en cuenta en otros factores:

- Creación de empleo en Argentina.
 - Minimización del impacto ambiental.
 - Empleo de bienes de capital de origen nacional. Podrá autorizarse el uso de bienes de capital de origen extranjero, cuando se acredite fehacientemente que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel local.
 - La energía eléctrica a generarse se destine al Mercado Eléctrico Mayorista o la prestación de servicio público.
- Establecer un orden de mérito -empleado para asignar el cupo presupuestario- para los proyectos que hayan obtenido esta aprobación.

Los Solicitantes deberán acreditar fehacientemente (art 8 ítem 2) ante el CFEE, entre otras cosas, el Estatuto Social debidamente inscripto en los registros que correspondan, Balance y Estados Contables del último ejercicio cerrado, certificación de cumplimiento de las obligaciones tributarias y previsionales vencidas a la fecha de la solicitud.

Se debe incluir la documentación legal, técnica, ambiental y económica que exigirán tanto la Secretaría de Energía, como el Ministerio de Economía y acreditación de la generación de puestos genuinos de trabajo, conforme la legislación laboral vigente en cada rubro de actividad.

El trámite se inicia ante el CFEE. Éste realizará la selección, evaluación y aprobación de los proyectos presentados, ad referendum de la Secretaría de Energía:

- Los proyectos serán remitidos incluyendo el orden de mérito al Ministerio de Economía, el que evaluará y aprobará la aplicación a estos proyectos del Régimen de Inversiones previsto en el Artículo 7º de la Ley 26190 (Régimen de Inversiones).
- El CFEE deberá *“dictar la normativa que defina los criterios técnico - económicos para el cálculo de la Remuneración Adicional que recibirán los proyectos que hubieren obtenido la aprobación”*. Esta reglamentación considerará:

- a) Contribución a la Sustitución de Combustibles (50%)
- b) Contribución por la participación de la industria nacional y oportunidades, de creación de empleo (40%).
- c) Contribución por la rápida puesta en marcha de los proyectos (10%)

3.3.3. INVITACIÓN A OTRAS JURISDICCIONES

Se establece que el Gobierno Federal propiciará que los gobiernos provinciales y la Ciudad de Buenos Aires dispongan a nivel local las siguientes medidas para los proyectos y emprendimientos de energías renovables, como por ejemplo:

- a) Exención de pago del impuesto a los ingresos brutos o reducción de las alícuotas aplicables;
- b) Exención de pago de tasas municipales o reducción de las alícuotas aplicables;
- c) Exención al pago del impuesto de sellos; y
- d) Exención temporal o definitiva del impuesto inmobiliario.

3.4. RESULTADOS DE LA LEY 26190.

Hasta el presente se puede afirmar que el esquema diseñado por la Ley 26190, basado en el sistema de Primas, que es el que más éxito ha demostrado en el mundo de las energías renovables, ha fracasado en Argentina. Entre las razones fundamentales que pueden explicar este comportamiento se incluyen:

Demoras en la reglamentación de la Ley: la ley fue promulgada en diciembre del 2006 y su reglamentación en mayo del 2009. Esto provocó un vacío de regulación durante casi tres años, impidiendo que los potenciales inversores se interesaran, debido a que la Ley no es operativa hasta que no sea reglamentada.

Insuficiente incentivo en la Prima fijada: la Prima fijada resultó insuficiente para cubrir la brecha entre el precio spot de mercado y el costo medio total de generación eólica pues su ajuste aún está pendiente. En este sentido, la ley tampoco establece mecanismos que incluyan las externalidades positivas de la energía eólica a través de otros tipos de complementos a la Prima, que permitan compensar o nivelar los

subsidios que la energía convencional actualmente percibe con fondos directos del tesoro nacional.

En las licitaciones llevadas a cabo por ENARSA han resultado adjudicados proyectos costos totales en el rango 120-140 US\$/MWh. Estos valores son similares los de Europa (110-140 US\$/MWh). A Mayo de 2012, el precio de la energía en el mercado spot es cercano a los 30 dólares por MWh⁸⁸; si se le adiciona la prima fijada en la Ley 26190, y se asume a ésta actualizada por el CAT (15 US\$/MWh), el valor de la energía renovable (excepto solar) a valores del 2012 sería de aproximadamente 45 dólares por MWh (30+15).

3.5. DESPACHO DE FUENTES RENOVABLES

Los Anexos 39 y 40 de “Los Procedimientos” regulan el tratamiento de despacho que CAMMESA le dará a la generación eléctrica proveniente de fuentes renovables. Su tratamiento por separado se debe a las particularidades del equipamiento involucrado y a la naturaleza intermitente del recurso, circunstancia que lo diferencia de la generación convencional.

Principalmente, se estableció que este tipo de generación (intermitente por naturaleza y sin capacidad de almacenamiento), con excepción de la proveniente de los biocombustibles, será tratada como generación hidráulica de pasada (que no tiene capacidad de embalse). En consecuencia, las centrales de generación renovable serán despachadas en forma constante si cuentan con capacidad de producción, independientemente de cualquier orden de mérito según el costo variable de producción.

Como requisito de ingreso al MEM, se estableció la condición de que este tipo de generación totalice una potencia nominal igual o mayor a 0,5 MW. Las unidades de menor porte pueden interconectarse asociadas a una demanda, por ejemplo dentro del sistema de distribución local (embebida).

⁸⁸ Este precio no considera los verdaderos costos que el sistema debe enfrentar para su abastecimiento. El valor real se ubica en el orden de 75 US\$/MWh, que es el costo de abastecimiento que pagan en promedio las grandes demandas industriales.

Nuevamente, dada la naturaleza intermitente o aleatoria de la energía, el generador debe suministrar como declaración jurada a CAMMESA su estimación sobre la aleatoriedad prevista del recurso.

En el caso de los biocombustibles incluidos en el régimen de la Ley 26093 (típicamente, biodiesel), ésta será despachada por orden de mérito considerando un Costo Variable de Producción (CVP) combustible, a ser determinado sobre la base del consumo específico neto del generador y el precio de referencia del fuel oil en el nodo de dicha máquina vigente en cada momento en el MEM, o el costo variable de producción del combustible declarado por el generador, si este último fuere menor.

IX PROPUESTA DE PROYECTOS PILOTOS

Para determinar qué proyectos se consideran estratégicos para que la provincia promueva que se realicen proyectos pilotos, se buscó información que permita saber qué polos industriales están en zonas con potencial eólico (viento a 80 metros de altura con velocidad mayor que 6 m/s) (columna APE de la tabla que se muestra más abajo). El resultado de esto fueron 61 parques industriales que están localizados en zonas con viento mayor a 6 m/s. Sólo 18 de esos parques están localizados en áreas APTAS (zonas con viento mayor que 6 m/s que tienen en cuenta todas las restricciones mencionadas en este trabajo), que tienen en cuenta las restricciones por cuestiones ambientales, pendientes, zonas urbanas, áreas protegidas, rutas migratorias de aves, cercanía menor a 500 metros de línea costera, etc.

En los 18 parques industriales que se identificaron en zonas APTAS sólo en 15 de ellos hay actualmente industrias radicadas. En cada uno de los parques se listaron las industrias que estaban operando. Luego se cruzó la información de esas industrias con la base de datos de CAMMESA para obtener el consumo de energía eléctrica pero no se encontró correspondencia, es decir que estas empresas radicadas en los parques no son Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista y por esto se decidió estimar un consumo promedio por industria y así asignar a cada parque industrial un consumo eléctrico anual.

Se tomó como hipótesis que cada empresa del parque consume 150 kW durante las 24 horas y 335 días del año, asumiendo que hacen parada de planta anual de 30 días. Luego multiplicando cantidad de empresas dentro del parque por la energía anual consumida por cada una se estimó la demanda anual del parque industrial que se desea poder netear. Además con este supuesto se determinó la cantidad de energía eólica que es posible inyectar a la red, teniendo en cuenta el dato de capacidad remanente de las líneas de MT (13,2 y 33 kV) que figuran en la base de datos del Mapa eólico-eléctrico para ese punto de la grilla de 10 km x 10 km que desarrolló el PROINGED. La capacidad de aerogenerador a instalar dependerá del recurso viento disponible y será de una potencia tal que permita producir la energía que antes consumía el parque industrial multiplicada por dos y la que es capaz de

transportar la línea de MT por tener capacidad remanente y con la restricción de una caída del 3% máxima por generación eólica.

Con el nivel de información disponible para este estudio, no fue posible determinar para la lista de empresas de cada uno de estos 18 parques si exportaban o no bienes. Por esto se asumió que si actualmente no exportan potencialmente son empresas exportadoras.

Con el fin de seleccionar los mejores proyectos pilotos, se buscó optimizar el recurso eólico para que esto permita que el proyecto resulte más viable en términos económicos y con mayor potencial de reducciones de emisiones de GEI. Para esto se definieron zonas MUY APTAS que son aquellas que tienen velocidades de viento a 80 metros que son mayores que 7,5 m/s con probabilidad de ocurrencia del 75%.

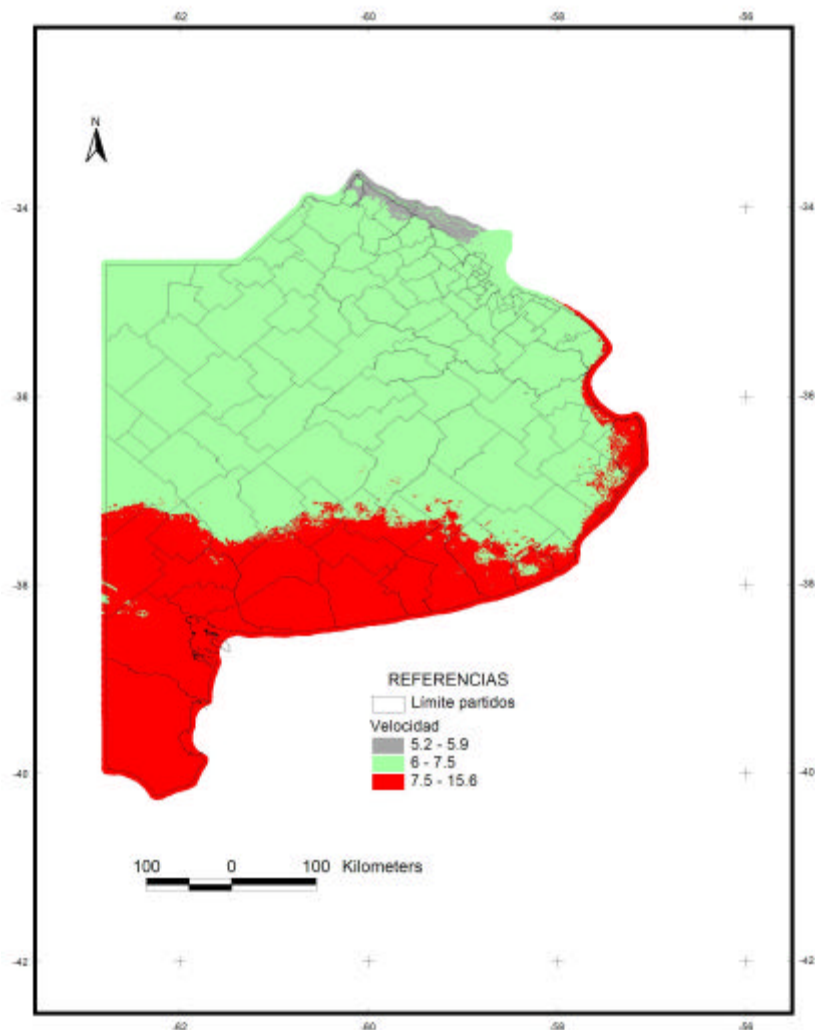


Gráfico 60. Velocidades de viento a 80 metros de altura. Provincia de Buenos Aires. Fuente: Elaboración propia en base a datos grilla 500x500 metros MEEBA

Se muestran a continuación tablas donde es posible ver cómo se trabajaron los datos de los parques industriales, las industrias dentro de los parques y cómo se seleccionaron los sitios para los proyectos pilotos:

TIPO	SUP_HA	CANT_EMPRE	MUY_APTA	APTAS	ID_GRILLAS	APE
Parque Industrial Bahía Blanca	100	40			14584	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Villarino	49	3	true	true	24806	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Patagones	34	3	true	true	578182	VERDADERO
Parque Industrial COMIRSA Ramallo	400	101			832206	FALSO
Parque Industrial Pergamino	70	33			942790	FALSO
Parque Industrial Campana	162	12			1026734	FALSO
Parque Industrial CIPO Escobar	70	30			1078244	VERDADERO
Parque Industrial Pilar	920	167			1105245	VERDADERO
Parque Industrial Pilar (PIP AUSTRAL Tecnológico)	26	10			1107822	FALSO
Parque Industrial Malvinas Argentinas	88	21			1114296	VERDADERO
Parque Industrial Parque Suarez	5.5	45			1129762	FALSO
Parque Industrial Villa Flandria Luján	32	19			1137388	VERDADERO
Parque Industrial JunYn	105	28			1138342	FALSO
Parque Industrial Parque Industrial Privado del Oe	24	0		true	1138723	VERDADERO
Sector Industrial Planificado General Rodriguez	40	26			1150287	FALSO
Parque Industrial La Cantábrica Morón	18	44			1161929	FALSO
Sector Industrial Planificado Mercedes	19	16			1164363	FALSO
Parque Industrial CEPILE Lan-s	46	39			1178701	VERDADERO
Parque Industrial La Matanza S.A.	250	27			1190245	FALSO
Sector Industrial Planificado Suipacha	19	6		true	1196486	VERDADERO
Sector Industrial Planificado General Pinto	10	2			1199953	FALSO
Parque Industrial Berazategui PLATANOS	53.5	48			1201906	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Almirante Brown	258	183			1214739	VERDADERO
Parque Industrial Ezeiza (PIP CANNING)	10	10			1217287	VERDADERO
Parque Industrial Lincoln	27	16			1218040	FALSO
Parque Industrial CIR - 2 Berazategui	34.5	22		true	1223784	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Poligono Industrial	9	74			1226411	VERDADERO
Parque Industrial Chivilcoy	42	51			1233753	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Navarro	33.86	16			1258339	FALSO
Sector Industrial Planificado Alberti	11.5	14			1267161	FALSO
Parque Industrial Parque Industrial Cañuelas1	100	10			1272588	FALSO
Parque Industrial La Plata	58	15		true	1272704	VERDADERO
Parque Industrial Bragado	42	20			1292872	FALSO
Sector Industrial Planificado Roque Púrez	15	13		true	1366424	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Veinticinco de Mayo	22	32			1372720	VERDADERO
Sector Industrial Planificado General Paz	80	13		true	1405218	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Saladillo	8	13			1434562	FALSO
Parque Industrial Carlos Casares	79	15		true	1442000	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Las Flores	10	5			1546655	FALSO
Sector Industrial Planificado Trenque Lauquen	46	11			1552448	FALSO
Sector Industrial Planificado Bolivar	41	18		true	1600344	FALSO
Sector Industrial Planificado Hipólito Yrigoyen	7	9			1625983	FALSO
Sector Industrial Planificado Dolores	42	6			1633128	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Daireaux	21.7	20			1707062	FALSO
Parque Industrial Azul	23	17			1751153	FALSO
Sector Industrial Planificado Azul (SIP)	30	11			1758872	FALSO
Sector Industrial Planificado Rauch	24	33		true	1761588	VERDADERO
Parque Industrial Olavarría	81	88			1784535	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Ayacucho	8	6		true	1869795	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Adolfo Alsina	15	4		true	1888397	VERDADERO
Parque Industrial Tandil	22	36		true	1899273	VERDADERO
Parque Industrial Coronel Suarez	51	11			1945132	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Laprida	11	2		true	1973646	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Saavedra (Pigüe)	45	30			1992671	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Benito Juarez	10	1	true	true	2007281	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Coronel Pringles	20	7			2093240	VERDADERO
Parque Industrial General Pueyrredón	126	62			2111909	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Lobería	10	0	true	true	2158040	VERDADERO
Parque Industrial Tres Arroyos	93	34			2198957	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Necochea	46	18			2250701	VERDADERO
Sector Industrial Planificado Dorrego	39	6	true	true	2295320	VERDADERO

Tabla 78. Tabla identificando parques industriales y Zonas Aptas y Muy Aptas. Elaboración propia en base a datos MEEBA

VIABILIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA COMO HERRAMIENTA PARA DISMINUIR LA HUELLA DE CARBONO EN PRODUCTOS EXPORTABLES DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES

Se identificaron cada una de las industrias dentro de cada parque para cruzar esta información con la base de datos de CAMMESA:

Empresa	Parque	MUY_APTA	APTAS
Cooperativa de Trabajo Llampino LTDA	Sector Industrial Planificado Ajacuchó		true
Galvan Joso	Sector Industrial Planificado Ajacuchó		true
ECB	Sector Industrial Planificado Ajacuchó		true
Vilrama	Sector Industrial Planificado Ajacuchó		true
Correa García	Sector Industrial Planificado Ajacuchó		true
Cooperativa de Miel	Sector Industrial Planificado Ajacuchó		true
Cerámica Benito Juárez	Sector Industrial Planificado Benito Juárez	true	true
Regel Peri	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Ademic	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Esport	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
I.C.C.	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Indusur	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Niko	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Quilnes Pack	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Total Metal	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Perma Cast	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Indoga Don Domingo	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Eta Transportes	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Emar	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
T.A.T. Logística Arg	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
T.S. Distribuidora	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Walco	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Agua Dapone	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Mago Services	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Consejo Oficial de la Republica Argentina	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Oveas Logística	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Fundarex	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
Francia	Parque Industrial CR - 2 Berazategui		true
COOPERATIVA ELECTRICA DE BONAERILTD.A. (DE CONSUMO) (ASB)	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
Estruza Marcos Javier Pando	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
Romero Juan Carlos	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
García Luis Eduardo	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
Comentarios Santa Rosa	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
Marchetti Daniel Félix	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
Frigor	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
ASP	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
Carpiñeira	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
INSTITUTO DODAC	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
GOMEZ WALTER ADRIAN	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
Yoonis Juan Cristian	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
Suarez Santiago y Octavio R.	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
La Obsequiosa CH	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
Zonac	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
Gargiulo Juan	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
ACEREL ANGEL	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
Bichard	Sector Industrial Planificado Bolívar		true
Billman	Parque Industrial Carlos Casares		true
Papamilli, Amanda	Parque Industrial Carlos Casares		true
Huigi Mital	Parque Industrial Carlos Casares		true
Plásticos Pacheco (en construcción)	Parque Industrial Carlos Casares		true
Roman Melillo (en construcción)	Parque Industrial Carlos Casares		true
Don Domingo (en adquisición)	Parque Industrial Carlos Casares		true
T. Taligrama comaró	Parque Industrial Carlos Casares		true
Capone Hnos.	Parque Industrial Carlos Casares		true
Cingolaro Roberto y Esqul	Parque Industrial Carlos Casares		true
Vitalis	Parque Industrial Carlos Casares		true
Galinsky Campoy	Parque Industrial Carlos Casares		true
Mala Rectificaciones	Parque Industrial Carlos Casares		true
José Luis Remón (en construcción)	Parque Industrial Carlos Casares		true
Restrepo Tronconi (en construcción)	Parque Industrial Carlos Casares		true
Vicari Carlo	Parque Industrial Carlos Casares		true
Melino Nuevo Domingo	Sector Industrial Planificado Durrigo	true	true
Reintestad Gela	Sector Industrial Planificado Durrigo		true
Palsson (Tesi Cheno)	Sector Industrial Planificado Durrigo		true
Estacion del Servicio Don Antonio Coop. Trabajo Limitada	Sector Industrial Planificado Durrigo		true
La Milena	Sector Industrial Planificado Durrigo		true
Frigorífico Roberto Adon Gonzalez	Sector Industrial Planificado General Paz	true	true
Milena General Paz	Sector Industrial Planificado General Paz		true
Almirones Badaloni	Sector Industrial Planificado General Paz		true
ECUTEC	Sector Industrial Planificado General Paz		true
CODO OIL S.A.	Sector Industrial Planificado General Paz		true
OP	Sector Industrial Planificado General Paz		true
Frigorífico General Paz	Sector Industrial Planificado General Paz		true
Admiral - Plast	Sector Industrial Planificado General Paz		true
Rian	Sector Industrial Planificado General Paz		true
Nuñez - Ran	Sector Industrial Planificado General Paz		true
Multiplast S.H.	Sector Industrial Planificado General Paz		true
Indus - Chinas Melado	Sector Industrial Planificado General Paz		true
Mori Osavaria	Sector Industrial Planificado General Paz		true
Hera Percehana	Sector Industrial Planificado General Paz		true
Ordan	Parque Industrial La Plata		true
Homoplast	Parque Industrial La Plata		true
Sodico	Parque Industrial La Plata		true
Cerámica Cibor	Parque Industrial La Plata		true
Cia. Industrial Papelera	Parque Industrial La Plata		true
Ecosword Argentina	Parque Industrial La Plata		true
Royal To International	Parque Industrial La Plata		true
COOPERATIVA TELEFONICA Y OTROS SERVICIOS PUBLICOS Y CONSUMO DE ABASTO LIMITADA.	Parque Industrial La Plata		true
Reconardo	Parque Industrial La Plata		true
Falisco	Parque Industrial La Plata		true
Milva BOLLON INTERNATIONAL	Parque Industrial La Plata		true
Royal Technologies Mercosur	Parque Industrial La Plata		true
High Quality Films	Parque Industrial La Plata		true
Vitiforma	Parque Industrial La Plata		true
COOP. APICOLA DE LAPRIDA LTDA	Sector Industrial Planificado Laprida		true
HARRIS LAPRIDA	Sector Industrial Planificado Laprida		true
Distribuidora Garmes S.H.	Sector Industrial Planificado Patagones	true	true
Patagoniata e s. l.	Sector Industrial Planificado Patagones		true
Distribuidora Bionet	Sector Industrial Planificado Patagones		true
Agustin Colla	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Holmes Arturo - Ligiera Sandra E.	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Mario Julio Oscar	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Balboa Antonio A.	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Marcelo J. Eno	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Suave Marcelo	Sector Industrial Planificado Rauch		true
ACP Industria Corrugadora	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Labot Sebastian	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Nichol Pipo	Sector Industrial Planificado Rauch		true
José María de León	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Nem	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Amorini Hugo Roberto J.	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Cia. de Extracción de Miel Municipal	Sector Industrial Planificado Rauch		true
COOPERATIVA APICOLA	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Coria Ruben	Sector Industrial Planificado Rauch		true
BMS Semillas	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Riviera Mariano	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Griff, José Luis	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Reboredo, Roque Daniel	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Falco Miguel Angel	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Judaris, Mariano	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Fructuoso, Lucas	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Cooperativa Agrícola Ganadora de Rauch LTDA.	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Javali Labarca	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Medina Patricia	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Perrera Carlos Mariano	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Bilbao, Pedro Gastón	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Chico Raggio Pablo	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Foscar, Carlos Flavio Rauch	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Herrera Arturo	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Herrera Carlos Alberto	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Tomaseggeri Lucía Juan José	Sector Industrial Planificado Rauch		true
Sanchez Adalberto	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
COOPERATIVA APICOLA DE BOCA DE FERRI (BARTADA)	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
ECO DE LAS AYES	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
ALFREDO LOPEZ AUTO DE COMPETICION	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
GRUPO 4 desecudador de soja	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
ROCHA FERNANDO ENVASES DE PLASTICO	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
CHACABUQUE GABRIEL	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
INDUSTRIA METALURGICA MINGOS	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
ASOCIACION BOQUE FERRI	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
MACQUEMET - INALCO	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
GULIANE	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
S.R. ALUMINIO	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
VENIA - OSCAR LIONEL VICENTE	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
NUTRICION GANADERA S.A.	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
RE ANCLA	Sector Industrial Planificado Raque Píruz		true
TECNOPAL	Sector Industrial Planificado Sujachá		true
F. Y FRIELI	Sector Industrial Planificado Sujachá		true
BASILICA PUBLICA	Sector Industrial Planificado Sujachá		true
CLICO	Sector Industrial Planificado Sujachá		true
DI POLVERE LUCIANO	Sector Industrial Planificado Sujachá		true
TARMAQ DEL CESTE	Sector Industrial Planificado Sujachá		true
Prodac	Parque Industrial Tandil		true
Establecimiento Metalurgico EGA	Parque Industrial Tandil		true
Fundición D'Amico	Parque Industrial Tandil		true
Gorri Monica Elisabeth	Parque Industrial Tandil		true
Fundición Lucas	Parque Industrial Tandil		true
Mabel Argentina	Parque Industrial Tandil		true
Metalurgica Omega	Parque Industrial Tandil		true
Mirona Azucena	Parque Industrial Tandil		true
Melano Haidens Chabec	Parque Industrial Tandil		true
Orona Hector Rufino	Parque Industrial Tandil		true
Verificación Técnica Vehicular	Parque Industrial Tandil		true
Ceramica Tandil S.A.	Parque Industrial Tandil		true
Hijo Negro	Parque Industrial Tandil		true
Tandil	Parque Industrial Tandil		true
Prohm	Parque Industrial Tandil		true
Cooperativa Rural Elctrica Tandil	Parque Industrial Tandil		true
Ramli Oscar (en desarrollo)	Parque Industrial Tandil		true
Mesalay	Parque Industrial Tandil		true
Tandil (en construcción)	Parque Industrial Tandil		true
Cia. IRIU Agrícola de Almirones	Parque Industrial Tandil		true
Rosol S.H	Parque Industrial Tandil		true
Mosconi Claudio Javier	Parque Industrial Tandil		true
Cooperativa Agrícola de Tandil Limitada	Parque Industrial Tandil		true
TAC	Parque Industrial Tandil		true
Pampa Riogo	Parque Industrial Tandil		true
Procam	Parque Industrial Tandil		true
Impresol	Parque Industrial Tandil		true
Prohm	Parque Industrial Tandil		true
Iron German Alejandro	Parque Industrial Tandil		true
Martinez y Stanock	Parque Industrial Tandil		true
Fundación	Parque Industrial Tandil		true
Cooperativa de Trabajo IM POPARI Industria Metalurgica Popular Argentina Limitada	Parque Industrial Tandil		true
Almirones Balanzados La Fe	Parque Industrial Tandil		true
Almirones Balanzados La Fe	Parque Industrial Tandil		true
Boliver	Parque Industrial Tandil		true
Dacal	Parque Industrial Tandil		true
HAYWARD & CIA	Sector Industrial Planificado Villarino	true	true
HALS	Sector Industrial Planificado Villarino	true	true
MEOLAC	Sector Industrial Planificado Villarino	true	true

Tabla 79. Tabla con datos agentes. Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

En zonas MUY APTAS (viento a 80 metros mayor que 7,5 m/s) hay 5 de los 18 parques industriales:

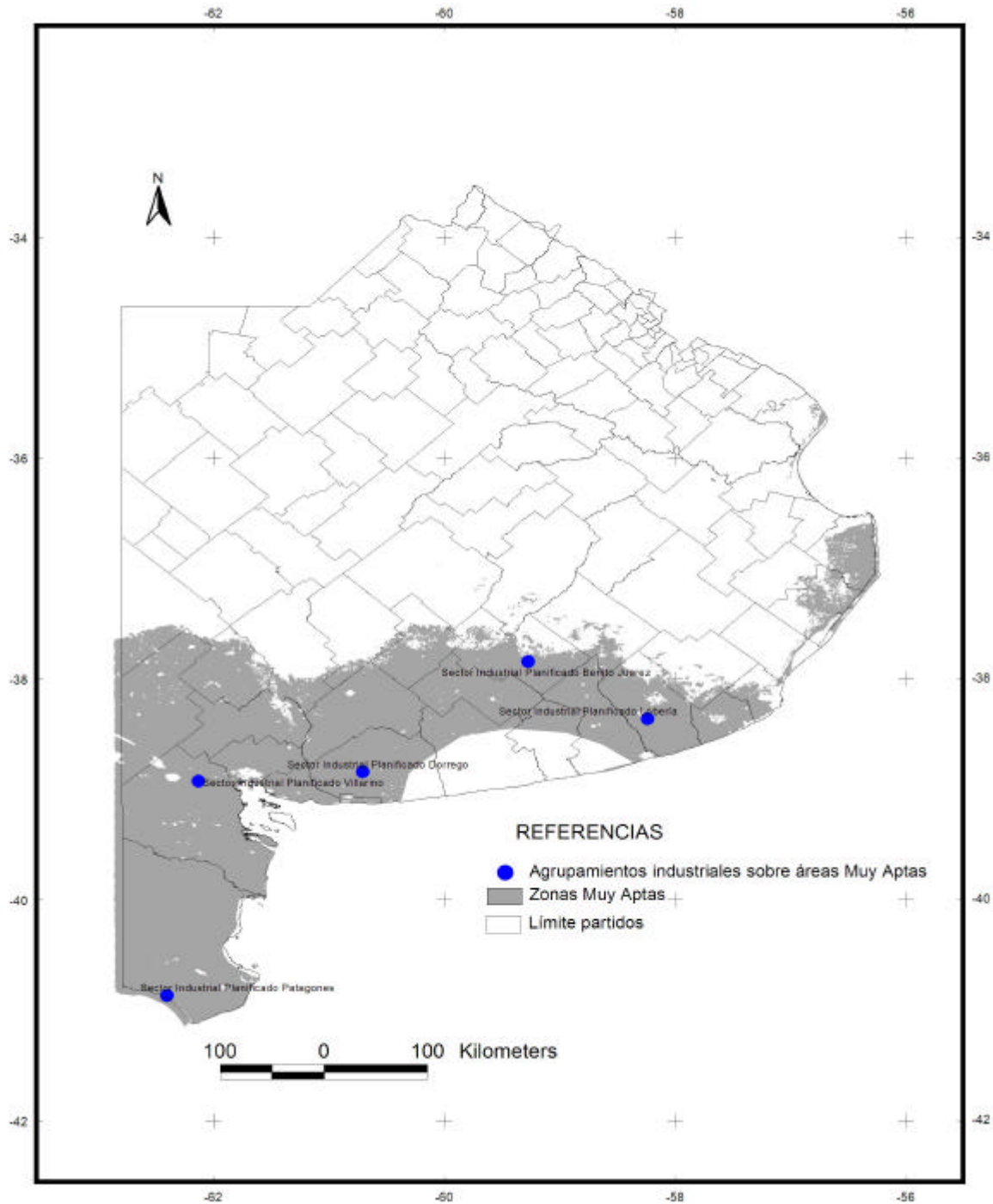


Gráfico 61. Localización de proyectos pilotos ubicados en Zonas Muy Aptas de Provincia de Buenos Aires.

Fuente: Elaboración propia en base a datos grilla 500x500 metros MEEBA

En estos 5 sitios es posible que se instale generación eólica capaz de entregar electricidad al parque industrial además de inyectar energía a la red no sólo porque el parque industrial deja de consumir sino también porque hay algún remanente de capacidad en la línea en las condiciones actuales. En la medida en que haya mayor demanda en el parque industrial o en que se hagan inversiones en el sistema de transporte será posible instalar mayor capacidad de generación eólica. Lo que se presenta a continuación es la hipótesis más conservadora que asume todas las restricciones incluyendo las impuestas por caída de tensión máxima del 3% en la línea.

Se presenta la capacidad remanente de las líneas de acuerdo a los datos de la grilla de 10000 x 10000 metros del MEEBA- PROINGED:

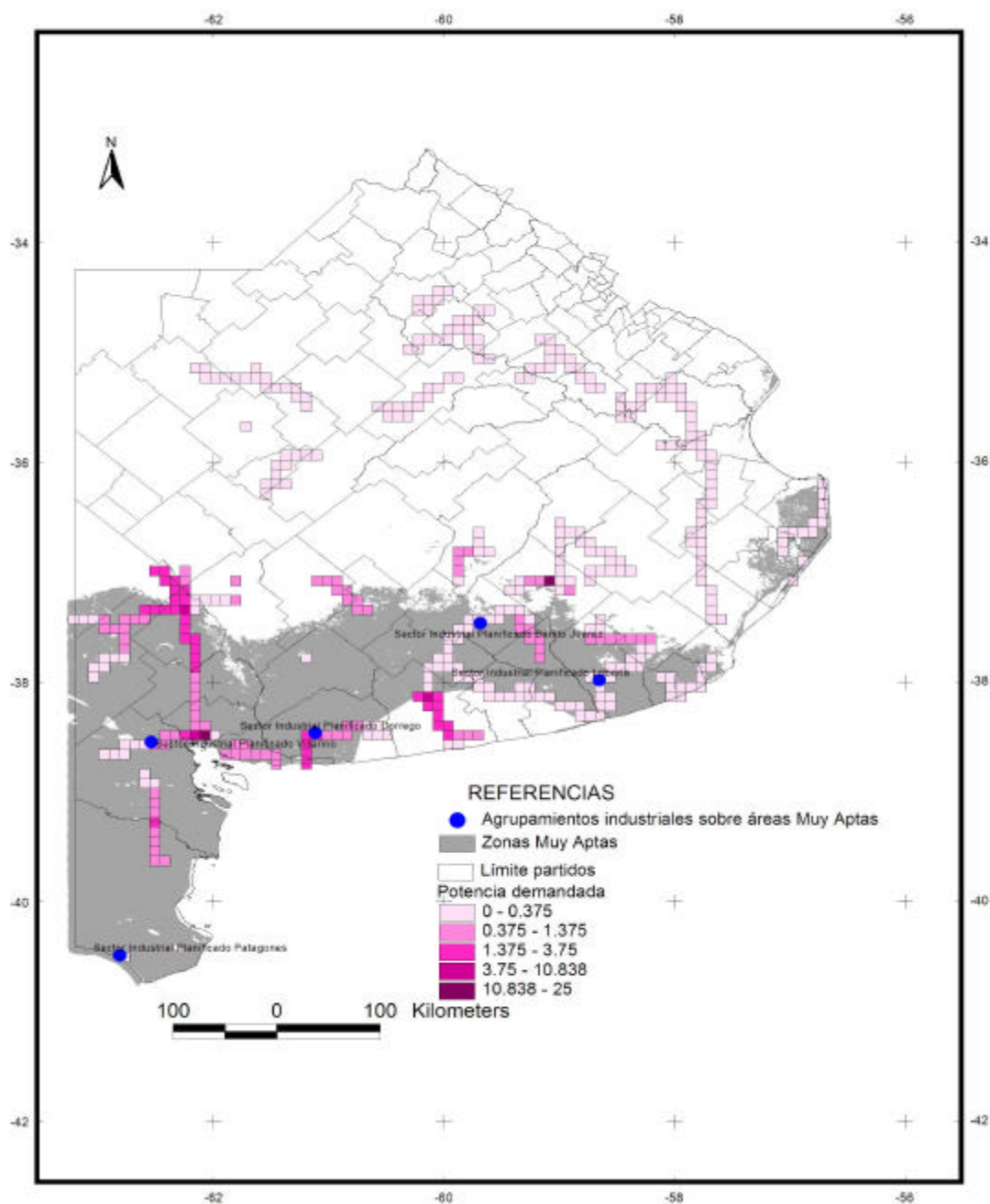


Gráfico 62. Agrupamientos industriales y Potencias demandadas en Zonas Muy Aptas de Provincia de Buenos Aires. Fuente: Elaboración propia en base a datos grilla 500x500 metros MEEBA

Se muestra a continuación para cada uno de los parques industriales el factor de capacidad que se lograría instalando aerogeneradores clase 1, clase 2, clase 3 o clase s. También se muestra si el parque industrial tiene línea de Media tensión y subestación así como las hectáreas del parque industrial y la cantidad de empresas que tiene actualmente instaladas:

TIPO	FC_CLASE_3	FC_CLASE_2	FC_CLASE_1	FC_CLASE_S	TIENE_LMT	TIENE_ET	SUP_HA	CANT_EMPRE
Sector Industrial Planificado Dorrego	0%	43%	38%	34%	VERDADERO	VERDADERO	39	6
Sector Industrial Planificado Benito Juarez	36%	30%	25%	22%	VERDADERO	VERDADERO	10	1
Sector Industrial Planificado Lobería	42%	36%	30%	27%	VERDADERO	FALSO	10	0
Sector Industrial Planificado Villarino	0%	39%	34%	31%	VERDADERO	VERDADERO	49	3
Sector Industrial Planificado Laprida	35%	30%	25%	22%	VERDADERO	VERDADERO	11	2
Sector Industrial Planificado Patagones	0%	45%	40%	37%	FALSO	VERDADERO	34	3

Tabla 80. Tabla con datos parques industriales en Zonas Muy Aptas. Elaboración propia.

El mejor factor de capacidad se lograría en el Sector Industrial Planificado Patagones en el cual con un aerogenerador clase 2 se obtendría un 45% de factor de capacidad. De acuerdo a los datos actuales hay 3 empresas radicadas en este parque industrial.

Los datos de contacto de los responsables de cada uno de estos parques industriales son:

TIPO	CONTACTO	TEL
Sector Ind. Planif. Patagones	Fernando SPOTH	(02920) 46 3119 / 46 1857
Sector Ind. Planif. Villarino	María Inés SONCO	(02927) 43 2360/2361/2201 int. 131
Sector Ind. Planif. Dorrego	Anahi Dumrauf	02921- 452212 int.214
Sector Ind. Planif. Lobería	Graciela Di Benedeto	(02261) 440252
Sector Ind. Planif. Benito Juarez	Manuela Larralde	02292- 45-1350 interno 22

TIPO	EMAIL	WEB
Sector Ind. Planif. Patagones	produccionpatagones@yahoo.com.ar	www.patagones.gov.ar
	produccion@villarino.mun.gba.gov.ar ;	
Sector Ind. Planif. Villarino	opublicas@villarino.mun	www.villarino.gov.ar
	produccionmcd@s7.coopenet.com.ar ;	
Sector Ind. Planif. Dorrego	anahiguisa@hotmail.com	www.dorrego.gov.ar
	produccionloberia@loberia.gov.ar ;	
Sector Ind. Planif. Lobería	obraspublicas@loberia.gov.ar	www.loberia.gov.ar
Sector Ind. Planif. Benito Juarez	produccion@benitojuarez.gov.ar	www.benitojuarez.gov.ar

Tabla 81. Tabla con datos de contacto de los parques industriales en Zonas Muy Aptas. Elaboración propia.

1. DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS PILOTO PROPUESTOS:

Sitio elegidos para proyectos pilotos	Potencia instalada en el parque industrial (dato sumido) (MW)	Potencia a instalar sin inversiones de líneas (MW)	Factor de planta máximo y clase
---------------------------------------	---	--	---------------------------------

Sector Industrial Planificado Dorrego	0,9	1,8	43% clase 2
Sector Industrial Planificado Benito Juárez	0,15	2,1	35,5% clase 3
Sector Industrial Planificado Lobería	0	1,8	41,5% clase 3
Sector Industrial Planificado Villarino	0,45	1	39,4% clase 2
Sector Industrial Planificado Patagones	0,45	3	44,8% clase 2

Como puede apreciarse se propone que se instalen 10 MW de proyectos eólicos en sitios con factores de carga elevados. Estos proyectos se espera que generen 35 GWh/año de electricidad. Permitirán evitar pérdidas en el sistema de transmisión y distribución por tratarse de generación distribuida que está vinculada con un consumo. y disminuir huella de carbono de los productos que en estos parques se manufacturan.

2. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE LOS PROYECTOS PILOTOS QUE PERMITIRÁN REDUCIR HUELLA DE CARBONO DE PRODUCTOS DEL PARQUE INDUSTRIAL:

Las reducciones de emisiones de GEI que se podrían lograr por tener la energía del parque industrial con cero emisiones deben sumarse a las reducciones de emisiones por desplazar energía de la red eléctrica como consecuencia de los excedentes de electricidad que son anualmente inyectados.

Para el factor de emisiones de la red eléctrica de Argentina se utilizaron los datos del despacho de 2011 que son los últimos datos disponibles. De este modo se calculó el Factor de Emisiones de la red como el promedio ponderado del Margen de Operación del sistema y el Margen de Construcción. Los factores de ponderación empleados fueron 75% para el Margen de Operación y 25% para el Margen de Construcción. Estos factores son los correspondientes a proyectos eólicos de acuerdo a lo que indica la herramienta metodológica de Naciones Unidas para calcular el factor de emisiones de la red eléctrica.

Sitio elegidos para proyectos pilotos	Energía anual prevista	Potencia a instalar sin inversiones de líneas (MW)	Factor de planta máximo y clase
Sector Industrial Planificado Dorrego		1,8	43% clase 2
Sector Industrial Planificado Benito Juárez	0,15	2,1	35,5% clase 3
Sector Industrial Planificado Lobería	0	1,8	41,5% clase 3
Sector Industrial Planificado Villarino	0,45	1	39,4% clase 2
Sector Industrial Planificado Patagones	0,45	3	44,8% clase 2

Resultados de las reducciones de emisiones de GEI de los proyectos pilotos propuestos:

Proyecto Piloto	Potencia instalada (MW)	Factor de capacidad (%)	Energía prevista generar (MWh/año)	Factor de emisiones de la red (tCO₂/MWh)	Reducciones de GEI que permitirán bajar huella de carbono (tCO₂/año)
Sector Industrial Planificado Dorrego	1,8	43	6780,24	0.688	4664.6
Sector Industrial Planificado Benito Juárez	2,1	35,5	6530,58	0.688	4492.9
Sector Industrial Planificado Lobería	1,8	41,5	6543,72	0.688	4501.9
Sector Industrial Planificado Villarino	1	39,4	3451,44	0.688	2374.5
Sector Industrial Planificado Patagones	3	44,8	11773,44	0.688	8099.8
Total tCO₂/año					24133,8