

**Evaluación de Energía Eólica:
Análisis de Situación y Aspectos Asociados a la
Introducción de Mayor Potencia- 200 MW-.
Setiembre / 2006**



-.INDICE.-

1	ALCANCE DEL PRESENTE TRABAJO	3
2	SITUACIÓN MUNDIAL.	3
3	¿PENSAR EN “ENERGÍA FIRME” O EN UN SISTEMA ROBUSTO?	5
4	CASO DE APLICACIÓN EXITOSA: SITUACIÓN EN ESPAÑA.....	6
5	EL RECURSO EÓLICO EN URUGUAY Y SU APORTE A LA ROBUSTEZ DEL SISTEMA.....	7
5.1	CARACTERÍSTICAS GENERALES.	7
5.2	FLUCTUACIONES DEL RECURSO EÓLICO.	8
5.3	ESTACIONALIDAD DEL RECURSO EÓLICO.	10
6	ESTIMACIÓN DE COSTOS DE LA ENERGÍA EÓLICA, ESTABILIDAD DE PRECIOS VS “PRECIO SPOT”.....	13
7	ESTUDIO DE CASO: HIPOTÉTICO PARQUE DE 200 MW EÓLICA EN SIERRA DE CARACOLES.....	15
7.1	MODELACIÓN DE LA GENERACIÓN DEL PARQUE.	15
7.2	CENTRAL TÉRMICA DE RESPALDO VS INCORPORACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA.	18
8	ASPECTOS DE VIABILIDAD DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA RED	21
9	CONCLUSIONES.....	22

Evaluación de Energía Eólica: Análisis de Situación y Aspectos Asociados a la Introducción de Mayor Potencia- 200 MW-. Setiembre / 2006

1 ALCANCE DEL PRESENTE TRABAJO

El análisis de introducción de energía eólica a un sistema eléctrico requiere considerar diversos aspectos. Entre ellos se encuentra por ejemplo la potencialidad del recurso en el territorio, la disponibilidad de tecnologías maduras para su explotación, la dotación de otros recursos energéticos, la situación local e internacional de dichas fuentes, la necesidad de implementar medidas específicas de apoyo y su coordinación con políticas de desarrollo de capacidades nacionales, etc.

Como aporte al mencionado proceso de análisis y reflexión, el presente documento integra diversos elementos. Por una parte, resume el avance de la energía eólica a nivel mundial y ejemplifica un caso exitoso como el español, introduciendo algunos aspectos de comparación a la situación del Uruguay. Por otra parte, agrega datos del recurso eólico a nivel nacional, especialmente haciendo referencia a su característica de alta confiabilidad anual, pudiendo aportar a la construcción de un sistema eléctrico robusto. Finalmente, el informe avanza en el estudio de desempeño de una eventual mayor incorporación de potencia, ejemplificada a través de un hipotético proyecto de 200 MW.

La complementariedad con otros recursos del sistema eléctrico uruguayo, como por ejemplo los embalses de las represas, las interconexiones internacionales y las centrales de entrada rápida, permiten identificar escenarios energéticos donde el aporte de energía eólica compite con centrales térmicas de respaldo, aspecto a profundizar.

Se señala la necesidad de profundizar en próximas etapas los diversos elementos manejados en este informe técnico, por ejemplo en lo relativo a la predictibilidad de la fuente eólica, a efectos de mejorar las posibilidades de incorporación efectiva de esta generación a la red eléctrica nacional.

2 SITUACIÓN MUNDIAL.

Dada la actual situación mundial en la que se ha registrado un crecimiento del precio del barril de petróleo y de conflictividad sobre dicha fuente, la industria vinculada a las fuentes renovables y en particular a la producción de componentes asociados al desarrollo de la energía eólica ha mostrado un crecimiento exponencial.

En esta coyuntura, los países con visión estratégica, que han venido desarrollando y promoviendo esta tecnología desde hace 20 años, se encuentran exportando equipos y tecnología. Básicamente el desarrollo de esta tecnología se dio en Dinamarca, Alemania y España. La estrategia planteada en estos países, fue aprovechar factores como las características que se tenía en la demanda de energía eléctrica y su decisión de reducir dependencia de fuentes externas a la vez que impulsar un campo de avance tecnológico, para incorporar un recurso autóctono como lo es el recurso eólico, usufructuando sus peculiaridades de bajo impacto ambiental.

La incorporación del recurso eólico de un modo significativo en la matriz y la necesidad de hacer competitiva esta industria respecto a opciones asociadas a otras fuentes, se vio como una oportunidad para el desarrollo de tecnología local. Los incentivos se materializaron a través del pago sobrepagos por la energía generada.

Actualmente los plazos de entrega de los equipos rondan los 18 meses, plazos asociados a la fuerte demanda de equipos a nivel mundial. La demanda de aerogeneradores sigue siendo sostenida en Europa; adicionalmente ha surgido una fuerte demanda en China, India y Estados Unidos. En 2005 se instalaron 11.100 MW, comparados con los 8.154 MW en 2004, representando un 36 % de crecimiento anual. La potencia instalada en el Mundo en 2005 era aproximadamente 59.000 MW¹.

El dinamismo de estos mercados ha provocado una concentración del negocio en pocas empresas altamente competitivas, que fabrican aerogeneradores y palas. Por otro lado se tiene una diversidad de empresas que fabrican componentes, cajas de engranajes, generadores, tableros de control, electrónica de potencia, torres, cables, válvulas hidráulicas, etc.

El negocio muestra una integración vertical desde la financiación, producción de equipos y operación de Parques. En este sentido la dinámica de los “mercados energéticos” puede provocar restricciones para disponibilidad de equipos y / o sobrepagos en el corto y mediano plazo.

Se puede asegurar que la energía eólica tiene el respaldo de una tecnología madura, con evolución de los diseños de tal forma de obtener mayor potencia buscando aprovechamiento exhaustivo del terreno. Los desarrollos tecnológicos que se han introducido recientemente, se orientan en dos grandes áreas, por un lado la introducción de sistemas offshore y por otro lado el desarrollo de la predictibilidad del recurso eólico para lograr un despacho que asegure mayores niveles de penetración de la energía eólica.

¹ Danish Wind Industry Association, Annual Report March 2006.

3 ¿PENSAR en “ENERGÍA FIRME” o en un SISTEMA ROBUSTO?

Se plantea en este capítulo presentar las características del recurso eólico, y abrir la reflexión en el sentido de pensar los aportes que puede dar el mismo, hacia el *diseño de un sistema de abastecimiento de energía eléctrica robusto*.

El concepto de *diseño robusto* en el marco del presente trabajo significa que el objetivo planteado se debe cumplir, aún considerando la existencia de ciertas “perturbaciones”².

La integración de la generación a partir de energía eólica se plantea enmarcada entonces en el siguiente objetivo: *Modificación de la estructura del sistema eléctrico de modo tal que el mismo garantice el suministro y constituya un sistema de abastecimiento robusto al menor costo posible*.

En el caso del suministro de energía eléctrica las perturbaciones posibles que afectan tanto al suministro como a los costos se pueden clasificar de la siguiente forma:

1. Variaciones en definiciones Políticas en países de la región:
 - ✓ Limitaciones en suministros de energía eléctrica desde la región.
 - ✓ Limitaciones en suministro de gas natural desde la región.
 - ✓ Variaciones abruptas en el precio de la energía eléctrica comercializada desde la región.
 - ✓ Variaciones abruptas en el precio del gas natural comercializado desde la región.
2. Variaciones en precio y disponibilidad del petróleo.
3. Variaciones en precio y disponibilidad de otros energéticos- como el carbón- a considerar en un plan de expansión.
4. Aleatoriedad de los recursos energéticos renovables autóctonos.
 - ✓ Variaciones anuales en la generación de origen hidráulico.
 - ✓ Variaciones horarias y semanales en la generación de origen eólico.

La disponibilidad del recurso eólico en el país es un elemento demostrado técnicamente³, donde la aleatoriedad es una característica intrínseca del recurso.

Se propone aquí reflexionar si dicha aleatoriedad se puede “gestionar” en alguna medida, describiendo las escalas temporales asociadas a la aleatoriedad del recurso y pensar la “gestión” de la energía eólica considerando el valor agregado aportado a la robustez del sistema.

² Taguchi, Genichi y Clausing, Don “Robust Quality”.

³ “Evaluación del potencial eólico nacional”, Informe del acuerdo firmado entre la U.T.E. y la Facultad de Ingeniería, IMFIA – IIE, Facultad de Ingeniería, 1988 – 1990.

En el Capítulo 4, se presentarán las características más relevantes del recurso como ser su disponibilidad, las fluctuaciones inherentes y los aspectos significativos identificados en la energía eólica tal que contribuyen a la robustez del sistema.

4 CASO DE APLICACIÓN EXITOSA: SITUACIÓN EN ESPAÑA.

A los efectos de mostrar una experiencia exitosa sobre la incorporación de la energía eólica, es usual la referencia al caso europeo y en particular a la situación española. En ese sentido, se plantea presentar algunos indicadores que muestren los resultados de las medidas llevadas adelante en España. Por otro lado, dado que en dicho país se tiene una penetración significativa de la energía eólica en el sistema eléctrico, se presentarán las soluciones técnicas que se están llevando adelante para “gestionar la aleatoriedad del recurso”.

Al igual que Uruguay, España tiene una fuerte dependencia energética. Ante esta situación, el desarrollo industrial alrededor de los recursos autóctonos ha sido considerado como una oportunidad que atendió tanto a la estrategia energética como a la instalación de cadenas productivas. Actualmente está vigente en España el Plan de Energías Renovables 2005-2010⁴, donde se plantean objetivos de instalación específicos y por otro lado se muestran los indicadores de generación de tecnología endógena y fuentes de empleo.

En resumen, para interpretar la visión de España en la temática se transcriben los factores que de acuerdo a la Visión del Gobierno Español⁵, propician un mayor impulso en la evolución del sector eólico en España:

- ✓ “Existencia de un amplio potencial eólico en nuestro territorio todavía sin explotar”
- ✓ “Normativa Favorable a conseguir una mayor penetración eólica, que ha permitido consolidar la confianza y el interés de los promotores”
- ✓ “Sector industrial maduro con firme interés en el sector”
- ✓ “Existencia de tecnología y capacidad de desarrollo de fabricación a nivel nacional”
- ✓ “Las planificaciones de los Gobiernos autonómicos soportan los objetivos planteados en el Plan”
- ✓ “La incorporación de mejoras tecnológicas en el comportamiento de los aerogeneradores frente a la red, permitirá un alto grado de penetración de la energía eólica, sin afectar a la seguridad de abastecimiento”

Estableciendo un comparativo con Uruguay, en el primer punto se encuentra una coincidencia, luego, se puede ver como una oportunidad que se le presenta a nuestro país el desarrollar la energía eólica y lograr el desarrollo de tecnología vinculada a la misma.

Considerando el año 2005 en España, se generaron 20.236 GWh con eólica, sobre una demanda total de 259.950 GWh, con lo cual en el último balance se tiene una penetración de la energía eólica del 8 % en la generación de energía total. Desde el

⁴ Plan de Energías Renovables España, 2005 – 2010, www.idae.es

⁵ Idem 4.

punto de vista de la potencia instalada en España se tienen instalados 9.785 MW, sobre un total de 77.758 MW, representando una penetración en potencia instalada de energía eólica del 13 %⁶. Se destaca que por momentos en España la generación de energía eólica suministra más del 30 % de la potencia eléctrica demandada.

El nivel de penetración creciente se ha hecho factible gracias a las herramientas de predicción desarrolladas en España, y resolviendo las fluctuaciones con que perturba la eólica al sistema. En el caso de Uruguay, el recurso eólico puede ser manejado de un modo mucho más fiable y menos complejo, ya que la disponibilidad tanto del Lago de Rincón del Bonete, como la consideración de otros embalses como el Lago de Salto Grande, permitirían una gestión y despacho de los recursos, de tal forma de absorber las fluctuaciones inherentes a la generación de origen eólico. De todas formas, con el desarrollo de herramientas de predicción los niveles de penetración admisibles en el sistema irán creciendo.

En forma complementaria a los avances en operación y gestión técnica del recurso eólico que viabilizan una mayor penetración en la red eléctrica, se requiere mantener el desarrollo de medidas de apoyo a la incorporación sostenible de fuentes renovables con creciente participación de capacidades productivas nacionales.

5 EL RECURSO EÓLICO EN URUGUAY Y SU APOORTE A LA ROBUSTEZ DEL SISTEMA.

5.1 Características generales.

Uruguay dispone de un potencial eólico significativo y cuenta con sitios concretos donde se realizaron evaluaciones⁷, por lo que de definirse una instalación de 200 a 300 MW, se tienen identificados sitios de potencial significativo, con factores de capacidad superiores al 35%. En el país se tienen sitios donde se podrían instalar parques eólicos y superar ampliamente los 1000 MW, con elevados factores de capacidad. Con medidas en sitio de corta duración (dos a tres meses) y con correlaciones en estaciones meteorológicas cercanas, se podrá profundizar la evaluación del recurso, y calcular los consiguientes factores de capacidad para nuevas localizaciones.

Estableciendo una comparación primaria con otros países similares en cuanto a proporción de potencial eólico y del recurso hidráulico y considerando que Uruguay dispone de sitios de muy buen potencial eólico (factores de capacidad superiores al 35%), sería posible lograr una capacidad instalada en energía eólica en el futuro igual o superior a la disponible en las centrales hidroeléctricas existentes.

En resumen, en el país se dispone de la información de base necesaria para continuar el proceso de incorporación de energía eólica en el sistema. Un elemento adicional que se plantea evaluar es su aporte a la robustez del sistema de modo de contrastar de una forma más precisa los costos con los beneficios.

⁶ Análisis del Sistema Eléctrico Español, Avance del Informe 2005, Red Eléctrica de España.

⁷ "Evaluación del potencial eólico nacional", Informe del acuerdo firmado entre la U.T.E. y la Facultad de Ingeniería, IMFIA – IIE, Facultad de Ingeniería, 1988 – 1990.
Evaluación de potencial eólico realizado por empresas privadas en el Departamento de Cerro Largo con medidas en sitio.

5.2 Fluctuaciones del Recurso Eólico.

La energía eólica presenta fuertes fluctuaciones en la generación horaria, el recurso eólico es muy variable en esta escala de tiempos. Sin embargo, anualmente se tiene una estabilidad muy importante. Estas características propias del recurso implican que la energía eólica presenta características de firmeza en la energía generada anualmente, aunque con posibilidad de grandes fluctuaciones horarias.

Como se puede ver en el Gráfico 1, tomando como ejemplo las fluctuaciones en la velocidad media anual para los últimos treinta años en la estación de INIA Estanzuela, se tiene que en promedio éstas son del 6 % (desviación estándar sobre promedio para el periodo 1975-2005)⁸.

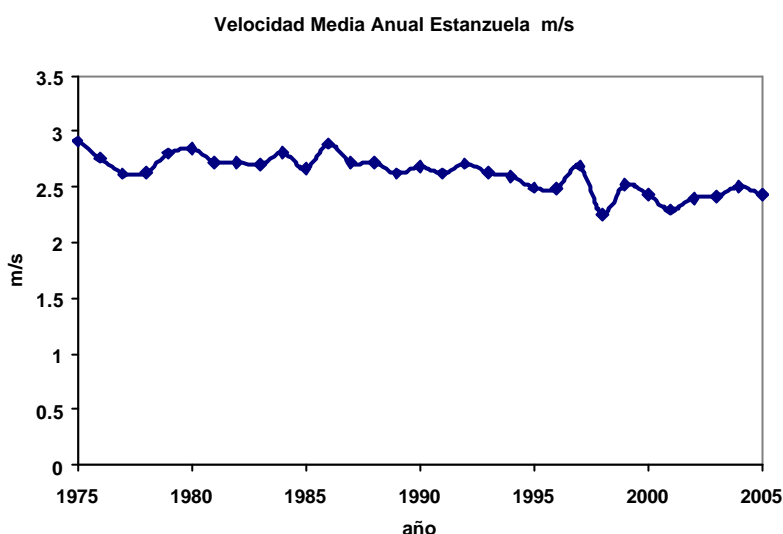


Gráfico 1. Velocidad media anual⁹ a 10 m de altura. Fuente: Datos INIA, Estanzuela.

Observando por otro lado en el Gráfico 2, las variaciones horarias en la velocidad muestran las fluctuaciones propias del recurso. Esta característica tiene como resultado que no se puede asegurar la potencia de generación de un parque eólico que estará disponible hora a hora, sin la utilización de herramientas de predicción.

⁸ La "tendencia decreciente" que se observa en la grafica puede estar asociada a crecimiento de bosques aledaños a la estación meteorológica, así como a construcciones realizada en el entorno de la estación meteorológica.

⁹ Se puede observar que la importancia de la selección del sitio al contrastar los valores de velocidad en la Estanzuela y en la Sierra de los Caracoles.

Fluctuaciones en velocidad horaria en Sierra de Caracoles
medidas a 10 m de altura

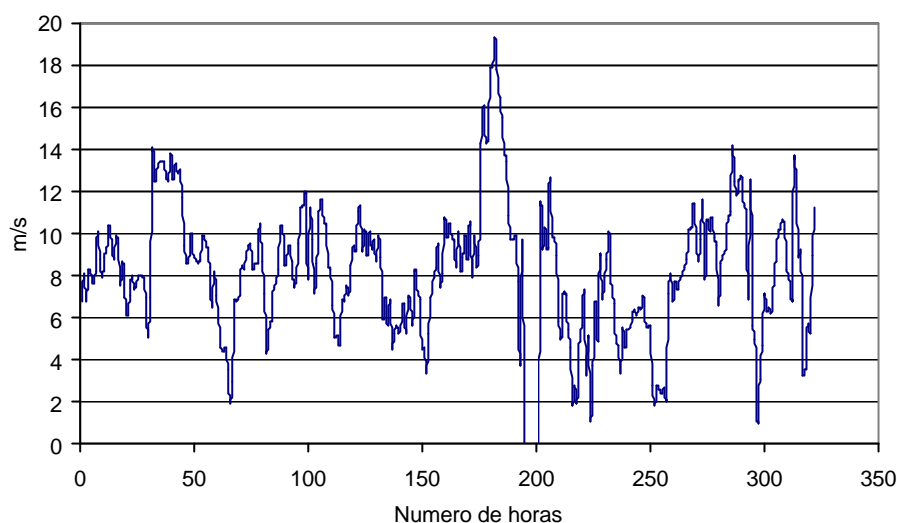


Gráfico 2. Fluctuaciones en velocidad media Horaria en Sierra de Caracoles a 10 m de altura. Fuente: Medidas realizadas por la DNETN en 1991.

El recurso eólico presenta entonces fuertes fluctuaciones en las velocidades medias horarias, sin embargo las fluctuaciones en la velocidad media anual son muy bajas. Estas características inherentes al recurso implican que la energía anual generada por un parque eólico podría tener variaciones de un año al otro muy bajas, menores al 10%¹⁰. Sin embargo en términos de potencia se presentan grandes fluctuaciones y para una gestión con menor incertidumbre, serían de utilidad herramientas de predicción climática. Es decir, si se tiene una penetración importante de la energía eólica, y se plantea manejar el despacho con información respecto a la generación eólica en las próximas 4 a 72 horas, será necesario aplicar herramientas de predicción.

En conclusión, la generación energía asociada a un parque eólico, asegura una cantidad de energía anual. Esta característica aporta a la robustez del sistema.

La gestión de la energía eólica de plantearse una penetración importante en el sistema, implicará un despacho de forma tal que la demanda potencia se satisfaga, con una gestión conjunta del recurso hidráulico, manejando los lagos, las interconexiones, las plantas térmicas de respaldo y aplicando herramientas de predicción.

¹⁰ La energía generada por un Parque Eólico, en un cierto periodo de tiempo guarda proporcionalidad con v^n , el exponente es función del período de tiempo al cual se esta integrando la energía. En el caso de la energía instantánea (Potencia), la proporcionalidad se tiene con v^3 , cuando el periodo de tiempo va aumentando n se va aproximando a 1, cuando se toma como periodo un año la proporcionalidad se da para $n = 1$. En este sentido los resultados obtenido sen el Gráfico 1 para velocidad de viento, pueden ser considerados para la generación de energía eléctrica.

5.3 Estacionalidad del Recurso Eólico.

Otra característica inherente del recurso eólico es su estacionalidad tanto horaria, como a lo largo del año. A continuación en el Gráfico 3, se presenta una visualización tridimensional de las velocidades promedio para las 24 horas del día y los 12 meses del año dado.

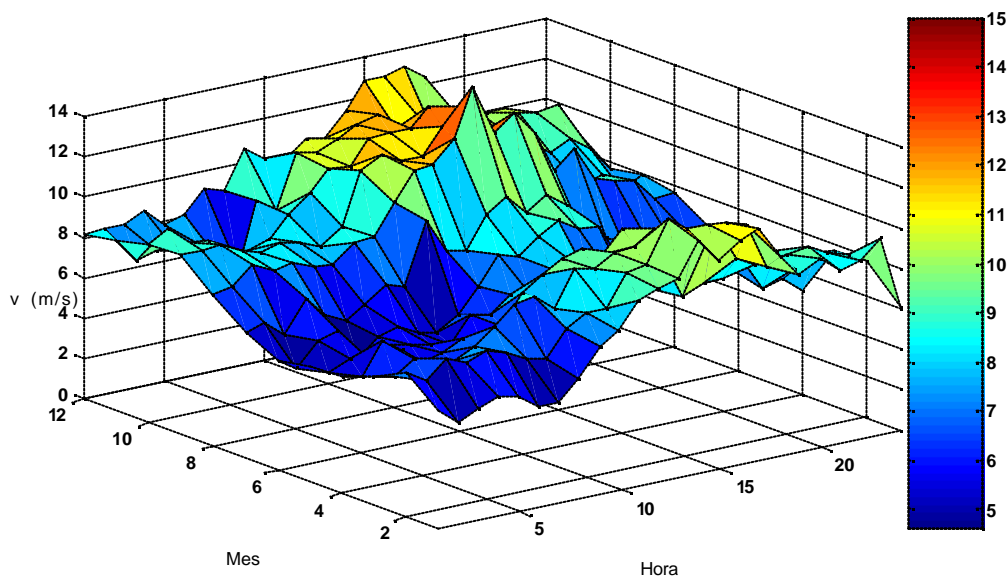


Gráfico 3. Velocidades medias en Sierra de Caracoles.
Fuente: Facultad de Ingeniería, UDELAR

En el Gráfico 4, se observa más claramente la estacionalidad del recurso. A lo largo del día, se tienen las velocidades de viento más altas entre las 8 y 19 horas, mientras que las velocidades más bajas se dan en la noche. Por otro lado, en el Gráficos 5 se presentan los resultados del procesamiento de los promedios anuales para distintas estaciones meteorológicas del INIA¹¹. Se debe resaltar que las variaciones de un año a otro se pueden deber a reubicaciones de las estaciones o variaciones en la rugosidad del entorno (ej: forestación). De todas formas se puede apreciar que en las estaciones de primavera e invierno es cuando se tienen las velocidades medias más elevadas.

¹¹ "Análisis interdecadal de tendencias de viento en Uruguay", Monografía Elementos de Ciencia de la Atmósfera, Laura Rovira, Facultad de Ingeniería.

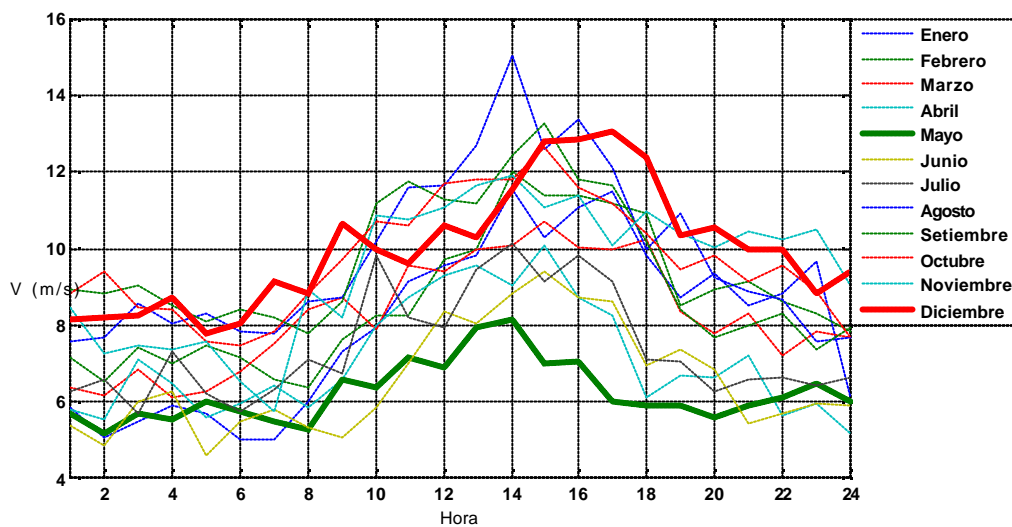


Gráfico 4. Velocidades Medias en Sierra de Caracoles.
Fuente: Facultad de Ingeniería, UDELAR

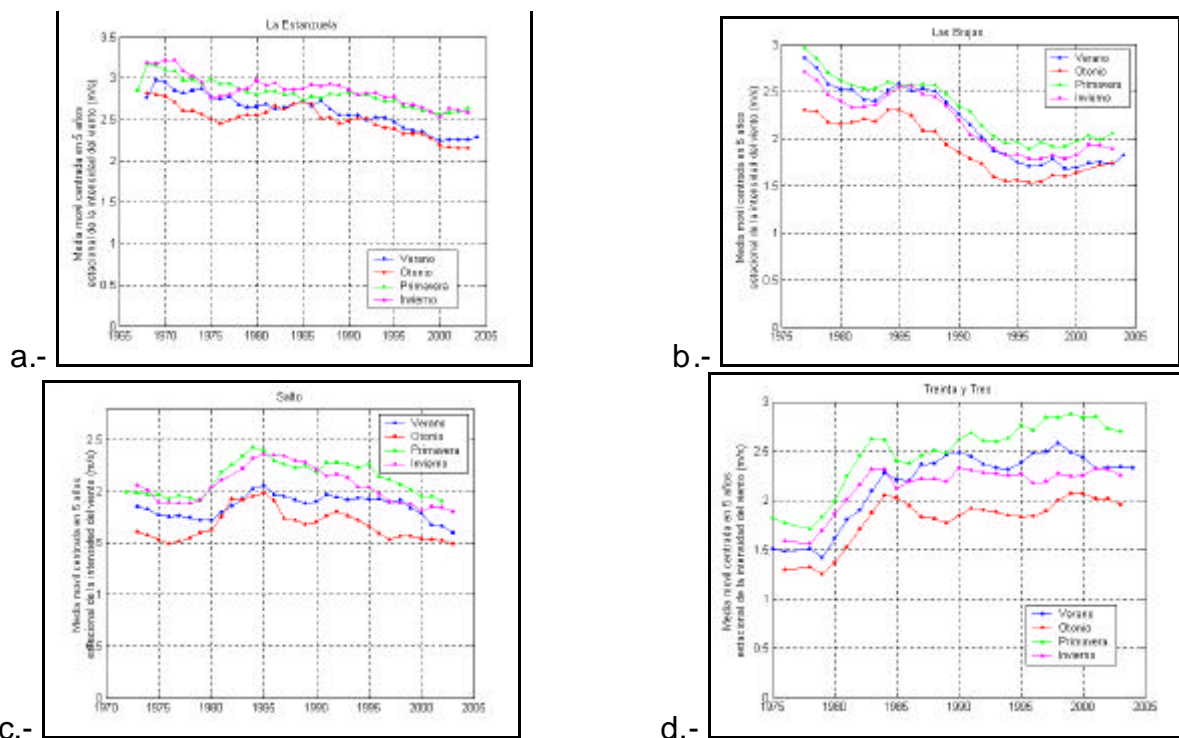


Gráfico 5. Medias móviles centradas en 5 años de la intensidad del viento anual, para distintas estaciones meteorológicas del INIA.

En el Gráfico 6, se presenta la demanda mensual de energía eléctrica en Uruguay, y en el Gráfico 7 el promedio de la demanda horaria. La demanda más importante se da en invierno y la menor demanda se da en horas de la madrugada (de 0:00 horas a 8:00 horas).

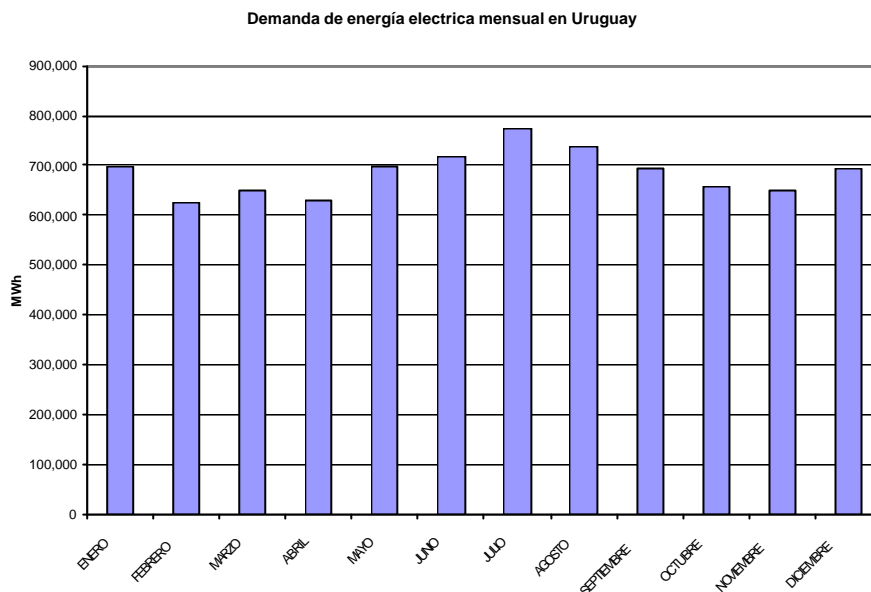


Gráfico 6. Demanda de Energía Eléctrica mensual. Fuente: UTE

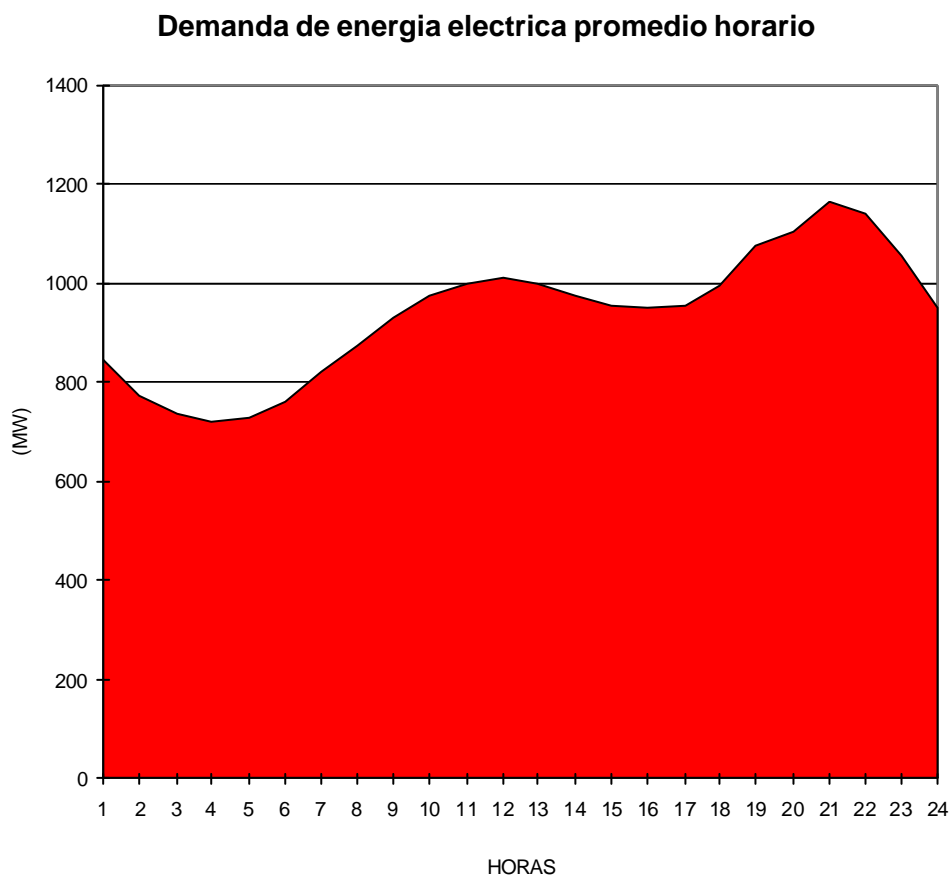


Gráfico 7. Demanda de Energía Eléctrica horaria. Fuente: UTE

En cuanto a la estacionalidad diaria, el recurso eólico presenta velocidades bajas en la madrugada, cuando la demanda de energía eléctrica es menor. Por otro lado en cuanto a la estacionalidad anual del recurso eólico, las velocidades más altas se dan en Invierno y en Primavera, coincidiendo con la demanda de energía eléctrica máxima anual en Invierno.

La estacionalidad diaria y anual del recurso eólico sintoniza con la demanda de energía eléctrica y aporta a la robustez del sistema.

6 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE LA ENERGÍA EÓLICA, ESTABILIDAD DE PRECIOS vs “PRECIO SPOT”.

Cuando se habla del “costo de la energía eólica”, se debe hacer una vinculación específica con la disponibilidad del recurso y en particular considerar el factor de capacidad del sitio donde se instalará el Parque.

Se define factor de capacidad como:

$$\text{Factor de Capacidad} = (\text{Energía Generada en T}) / (\text{Potencia Instalada} \times T)$$

T: Período de tiempo, por ejemplo 8760 horas (un año)

El factor de capacidad depende del sitio y del equipo seleccionado, es decir, de la curva de funcionamiento del aerogenerador seleccionado, o sea que para el análisis se supone un equipo en particular.

Siempre que se disponga de recurso eólico explotable, el Parque despachará la energía generada. La producción de esta energía siempre se despacha en la base, no se puede acumular (el desarrollo de instalaciones de almacenamiento por hidrógeno, volantes mecánicos, etc., además de sus elevados costos adicionales, no son parte del alcance del presente trabajo). Considerando que las variaciones de la velocidad media anual del recurso son muy bajas, como se mostró en 4.2, el factor de capacidad resulta ser un parámetro sensiblemente “constante” año a año y característico del sitio de un proyecto.

Para hacer una explotación económica del recurso, los Parques se instalan en sitios de elevado potencial (velocidades medias anuales altas), los cuales presentarán factores de capacidad elevados (superiores al 30 %). Adicionalmente se consideran aspectos de conectividad a la red, acceso al sitio, etc.. En Uruguay, a diferencia de otros países, se dispone de muchos sitios con elevado potencial eólico y buen acceso y, a partir de los estudios realizados en el país, se ha logrado desarrollar capacidad local para la evaluación del recurso. En resumen, en Uruguay se han encontrado sitios con factores de capacidad superiores al 35% y en particular se tienen algunos sitios con factores de capacidad superiores al 40 %.

En este sentido, en la Tabla 1 se presenta un estudio preliminar de sensibilidad para el “costo directo de la energía eólica”¹². En negrita se destacan sitios de buen potencial

¹² El “costo directo de la energía eólica” se evaluó como el precio de la energía eólica para una tasa interna de retorno del 12 %, considerando inversiones directas.

eólico¹³, existiendo a su vez varias localizaciones adicionales de características similares en otras zonas del país.

Sitio	Velocidad Media (m/s)	Energía Generada MWh/año por una maquina de 660 kW	Factor de Capacidad	Costo de la Energía para una TIR del 12 % 1250USD/kW USD/MWh	Costo de la Energía para una TIR del 12 % 1150USD/kW USD/MWh
Punto en zona centro norte	4.8	1308	23%	95	72
Punto en zona centro sobre colina	5.5	1749	30%	72	54
Punto en zona costera	6.1	2129	37%	58	43
Punto en zona costera sobre colina	8.8	2722	47%	45	34

Tabla 1. Sensibilidad de “Costo directo de la Energía Eólica”, para algunos escenarios tipo de localización y de inversión.

Básicamente el “costo directo” de la energía eólica está asociado al costo de la inversión inicial, a la operación y mantenimiento y al Factor de Capacidad en el Sitio. Para el presente análisis, no se agregan efectos de otros elementos como financiamiento o impuestos. Para este último factor, los proyectos cuentan con posibilidades de obtener promociones que minimizan su influencia en el precio. El costo es entonces un valor estable y sensiblemente independiente de las fluctuaciones en el precio del barril de petróleo. En este punto conviene hacer una acotación específica. Si la incorporación de la energía eólica se diera en un sistema con una fuerte participación de respaldo térmico (con combustibles fósiles) y la oferta de energía eólica se hiciera en un “mercado spot”, desde el punto de vista del sistema conjunto se tendría una vinculación de los beneficios del sistema debido a la energía eólica con el precio del barril de petróleo, en función de evitar parte de despachos térmicos.

En el caso de Uruguay, las fluctuaciones del “precio spot”- dado el alto porcentaje de participación del recurso hidráulico- implicarían un valor poco estable en el tiempo con largos períodos de bajo costo, que no resultaría atractivo al inversor. Con el correr del tiempo y dado el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, de tenerse en el país una mayor participación del respaldo térmico, el “precio spot” incorporaría progresivamente una componente más significativa del precio del barril de petróleo.

En este sentido, de participar nuevos agentes en la generación eólica en el caso de Uruguay, la configuración recomendable será la de contratos a largo plazo en precio para no vincular “el costo de la energía eólica” con volatilidades del sistema y con el precio del barril de petróleo, obteniendo un beneficio desde el punto de vista país.

¹³ Se destaca que los buenos sitios no se limitan a la zona costera. Se tiene relevado por parte de actores privados otras zonas de buen potencial, como puede ser Cerro Largo, Rocha y Treinta y Tres, sin embargo no se disponen de datos para poder procesarlos y publicarlos en este informe.

Debe notarse que los costos de inversión unitarios no necesariamente han bajado, por ejemplo considerando el desarrollo de máquinas de tamaño mayor a 1 MW.

7 ESTUDIO DE CASO: HIPOTÉTICO PARQUE EÓLICO DE 200 MW EN SIERRA DE CARACOLES.

7.1 Modelación de la generación del Parque.

Sólo a los efectos de ejemplificar elementos asociados a la incorporación de mayor porte de energía eólica en el país, se presentan características que tendría un parque de 200 MW en la Sierra de Caracoles. Similares características podrían tenerse en otras ubicaciones, algunas de las cuales requieren una validación más profunda del recurso eólico.

Las fluctuaciones del recurso y las características de la red podrían implicar que la solución óptima para incorporar 200 MW, fuera instalar dicha potencia dispersa en varios parques. A efectos de simplificar esta fase de análisis, no se incluyen modelaciones al respecto. Para visualización de la disponibilidad del recurso y ejemplificar una instalación específica, se estimará la generación y utilización del terreno de un parque de 200 MW, presentándose la simulación de la energía generada para un año dado.

Para dar un orden de magnitud de la utilización del terreno, se muestra en la Figura 1 que por ejemplo a lo largo de 35 km en la Sierra de Caracoles se tendría una potencia instalada de 200 MW.

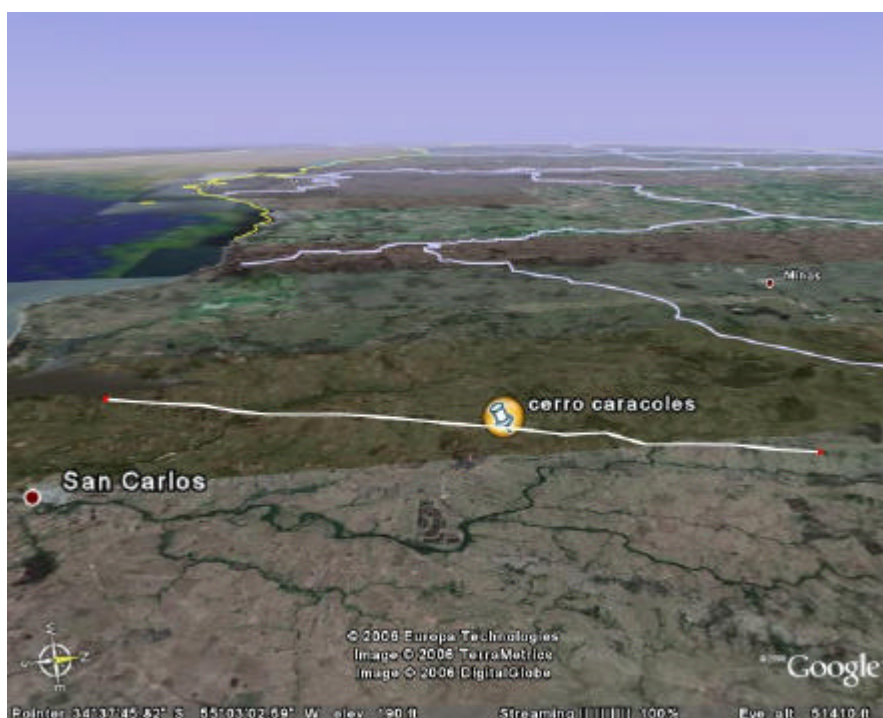


Figura 1. Ejemplo de utilización de terreno de una instalación de 200 MW, en Sierra de Caracoles. Fuente: Google.

A continuación se muestra una foto de un tramo de los 35 km de la Sierra de Caracoles donde se podrían instalar 200 MW de energía eólica.



Figura 2. Tramo, en Sierra de Caracoles.

A partir de la suposición de la instalación de equipos comerciales dados¹⁴ (considerando las respectivas curvas de funcionamiento) y con los factores de incremento de velocidad (speed up), obtenidos en la modelación física realizada en el Túnel de Viento de Facultad de Ingeniería¹⁵, se simuló la generación de un parque de 200 MW. En el Gráfico 8, se presentan la generación anual con los promedios mensuales y horarios, en una representación tridimensional.

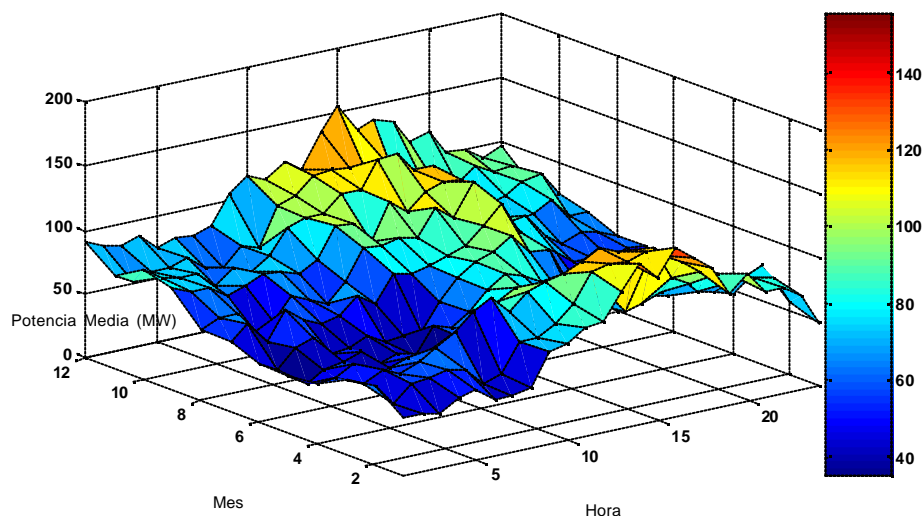


Gráfico 8. Simulación de Generación de Energía Eléctrica. Fuente: Elaboración propia a partir de "Evaluación del potencial eólico nacional", Informe del acuerdo firmado entre la U.T.E. y la Facultad de Ingeniería, IMFIA – IIE, Facultad de Ingeniería, 1988 – 1990.

A continuación se presentan en el Gráfico 9, la generación anual con los promedios horarios, en una representación de la generación promedio para cada mes.

¹⁴ A los efectos de preservar neutralidad comercial, en este informe no se hará mención al equipamiento utilizado en la modelación, ni se presentará la curva de funcionamiento utilizada en el modelo, siendo las conclusiones sensiblemente similares para varios de los equipos disponibles.

¹⁵ "Evaluación del potencial eólico nacional", Informe del acuerdo firmado entre la UTE. y la Facultad de Ingeniería, IMFIA – IIE, Facultad de Ingeniería, 1988 – 1990

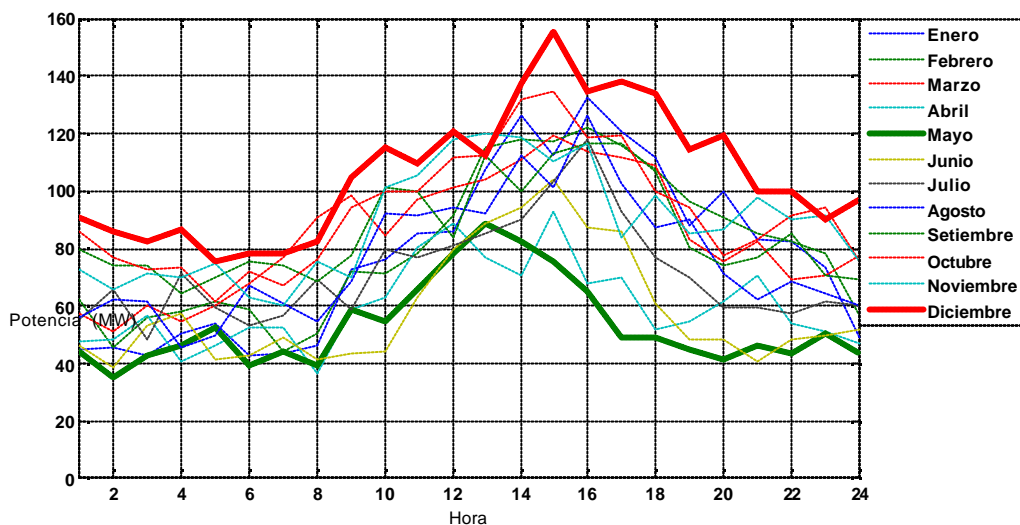


Gráfico 9. Simulación de Generación de Energía Eléctrica. Fuente: idem Gráfico 8

A los efectos de visualizar la fluctuación en la generación, se presenta en el Grafico 10- para un año- la generación semanal asociada al parque de 200 MW en MWh.

Generación asociada a Pot 200 MW eólica (MWh)

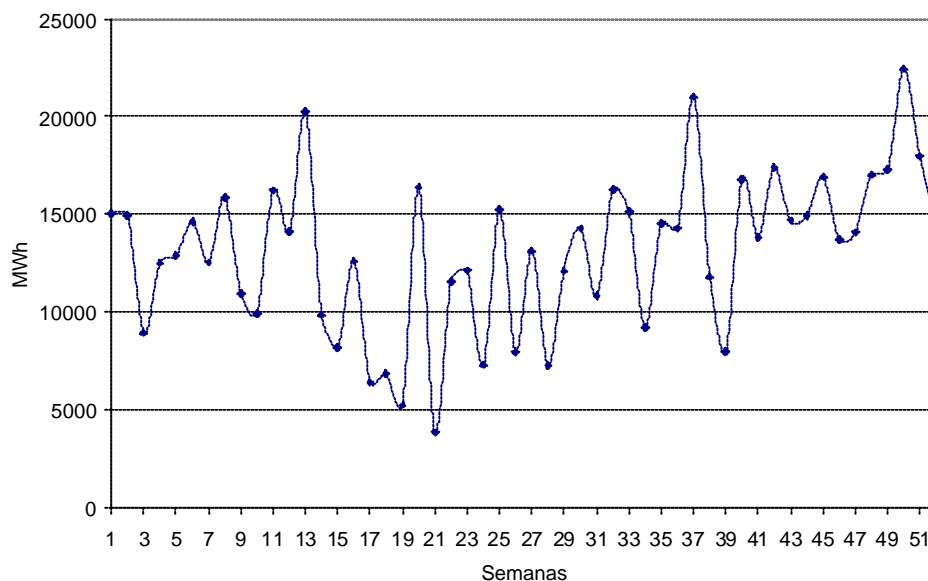


Gráfico 10. Simulación de Generación de Energía Eléctrica semanal. Fuente: idem Gráfico 7

Como es de esperar las características de estacionalidad y fluctuaciones asociadas al recurso eólico se trasladan a la generación de energía eléctrica de origen eólico. La única diferencia es que para velocidades mayores a 25 m/s (tormentas) los equipos no generan, entonces los gráficos asociados a la generación son más suaves que los gráficos de velocidades medias. De todas formas se debe de considerar que estas fluctuaciones se pueden atenuar si los 200 MW se instalaran dispersos en varios Parques distribuidos en el territorio nacional.

7.2 Central Térmica de respaldo Vs Incorporación de Energía Eólica.

En este punto se plantea avanzar en el análisis de la mecánica de incorporación de la energía eólica en el sistema. Simulando dos escenarios a partir del modelo EDF_UTE, se plantea contrastar el funcionamiento del sistema incorporando en un escenario una central de respaldo térmica a gasoil¹⁶ de 200 MW y en otro escenario 200 MW de energía eólica. El modelo EDF_UTE tiene la posibilidad de simular los despachos que se darían en cada una de las centrales para cada una de las crónicas de aportes hidráulicos (considerando tanto años secos como húmedos).

Los dos escenarios se simularon en base a las siguientes hipótesis:

- ✓ Se modelaron los años 2008 y 2009.
- ✓ No se dispone de Gas Natural para el período estudiado.
- ✓ Un crecimiento de demanda tendencial de 3%, 8952 GWh en 2008 y 9209 GWh en 2009.
- ✓ Un precio de barril de petróleo de 66 USD.
- ✓ Las centrales de emergencia de Punta del Tigre por un total de 200 MW están disponible desde enero de 2007 en adelante.
- ✓ Contrato de importación de 150 MW, con una disponibilidad de 90%.
- ✓ Siempre está presente el Intercambio Spot con Brasil, 70 MW de potencia. El precio depende de los costos marginales de Brasil¹⁷.
- ✓ Se considera disponible la interconexión con Brasil de gran porte 500 MW, en el 2009 (los intercambios se sostienen con la misma lógica que los realizados con la conexión de 70 MW).
- ✓ Se considera la posibilidad de importación de energía eléctrica desde Argentina en "Modalidad Contingente".

Para visualizar la operación del sistema en los dos escenarios se calcularon indicadores de performance en cada una de las crónicas de aportes hidráulicos.

A continuación en el Gráfico 11, se presentan las fallas (energía faltante anual / energía demandada total), que se podrían presentar en el sistema para todas las crónicas de aportes hidráulicos. En todos los gráficos que siguen el eje de las abscisas se ordena desde los años más secos (0%) a los años con más aportes hidráulicos (100%).

¹⁶ **Escenario Térmico:** Se añade al parque actual, 200 MW en potencia con idénticas características a la de Punta del Tigre a partir de enero de 2007. Todas las nuevas incorporaciones tienen un coeficiente de disponibilidad de 95%. **Escenario Eólico:** Se añade 200 MW en potencia eólica, modelando la generación a partir de los datos de Sierra de Caracoles.

¹⁷ Los precios y disponibilidades de importación de Brasil suponen que puede disponerse de importación de 70 MW por Rivera-Livramento- y luego también intercambios por San Carlos-, excepto cuando los costos marginales en el sur de Brasil exceden los 40 US\$/MWh, representando una situación en que Brasil requiere toda la capacidad de generación térmica para su propio abastecimiento, por ejemplo por situaciones de sequía.

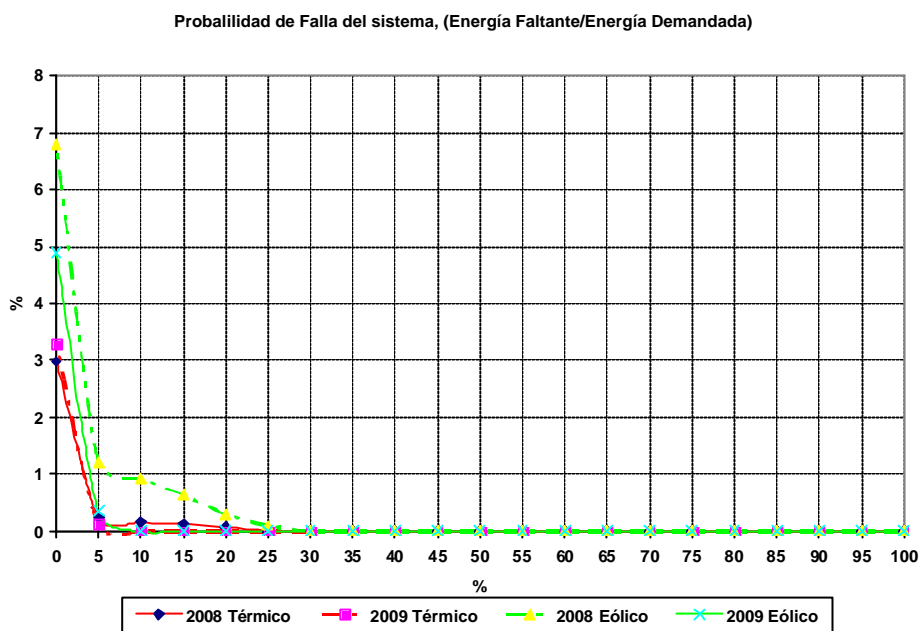


Gráfico 11. Simulación a partir de modelo EDF_UTE, Porcentaje de Energía Faltante al Sistema para todas las crónicas de aportes hidráulicos.

Como se puede ver, en el 95% de las crónicas de aportes hidráulicos las fallas en el sistema tanto para el caso de los 200 MW de energía eólica (escenario Eólico), como en el caso de los 200 MW de respaldo térmico (escenario Térmico) son menores al 1 %. Para el año más seco (0%), las fallas que se tendrían en el 2008 (año en el que se toma como hipótesis que la obra de interconexión con Brasil no se tiene disponible) son de 6.8 % para el escenario Eólico y de 3 % para el escenario Térmico.

Se puede concluir que ambos casos extremos podrían manejarse por ejemplo con medidas de ahorro. Tomado como ejemplo las medidas más recientes, se estimó que el ahorro en energía fue de un 7.6 %. En el año más seco, las exigencias que se le presentan al sistema implican que el despacho del sistema térmico aumente. Como se puede ver en el Gráfico 11, los factores de capacidad de la Central Térmica a Gasoil modelada para el año 2008 son- en un 95% de las crónicas- menores al 40% y aumentan en forma importante para el año más seco de la simulación, al 80%.

Los Factores de Capacidad de la Central Térmica son en el 95% de los casos, menores al Factor de Capacidad de una central eólica ubicada en un sitio de buen potencial (40 %).

Se visualiza además en el Gráfico 12, cómo bajan los factores de capacidad de la Central Térmica al incorporar energía eólica al sistema (la curva verde está siempre por debajo de la curva color rojo). Debe notarse que por el modelado adoptado, en el escenario Eólico se está calculando el factor de capacidad térmico a partir de los 200 MW de la Central de Punta del Tigre y, en el escenario Térmico, ese factor es planteado a partir de una potencia instalada en P. Tigre que se supone aumentada a 400 MW.

Por otro lado se muestra cómo para el año 2009, donde se supuso la presencia de la interconexión con Brasil, los Factores de Capacidad de la Central Térmica bajan notoriamente.

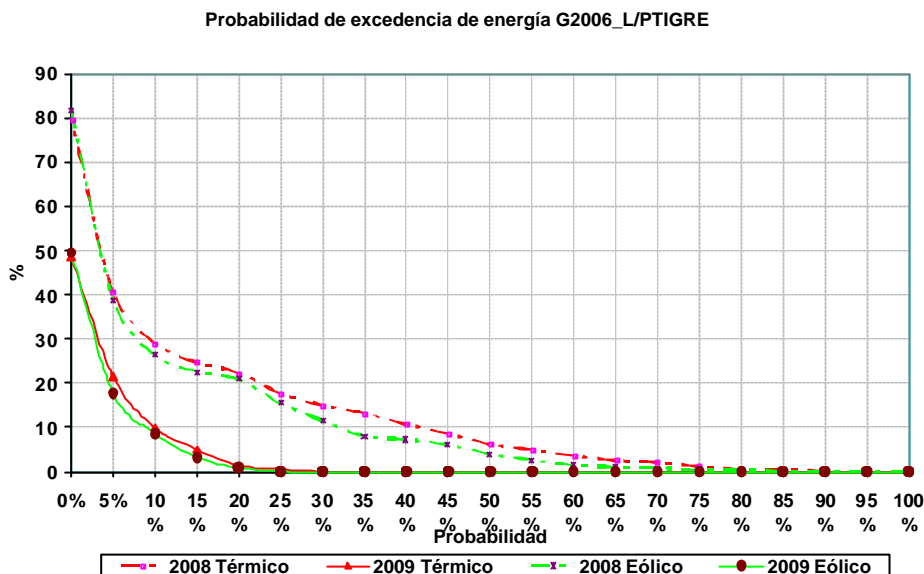


Gráfico 12. Simulación a partir de modelo EDF_UTE. Factor de Capacidad de Central Térmica para todas las crónicas de aportes hidráulicos.

Como la energía eólica debería ser despachada independientemente de los aportes hidráulicos que se pudieran dar en un año dado, la forma de canalizar la energía producida en momentos de coincidencia de buenos aportes sería la exportación. En el Gráfico 13 se presenta la exportación de energía eléctrica. Se muestra cómo para años con buenos aportes hidráulicos la exportación adicional en el escenario Eólico es aproximadamente de 200 GWh, comparándolo con la exportación en el escenario Térmico.

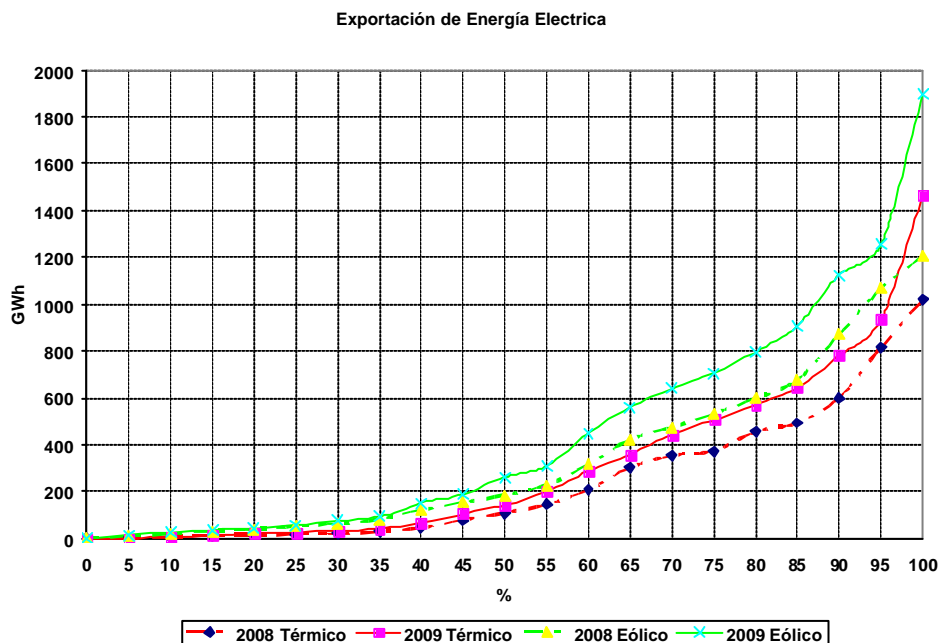


Gráfico 13. Simulación a partir de modelo EDF_UTE. Energía Exportada para todas las crónicas de aportes hidráulicos.

8 ASPECTOS DE VIABILIDAD DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA RED

Las fluctuaciones inherentes al recurso eólico se trasladan a la generación y por tanto la red eléctrica a la cual se encuentra conectado el Parque debe ser capaz de absorber dichas fluctuaciones manteniendo un nivel de calidad de servicio admisible.

En general para considerar un Proyecto Eléctrico de un Parque Eólico, dependiendo de las dimensiones del Parque, en forma preliminar los principales aspectos que se deben evaluar son los siguientes¹⁸:

1. Dimensionamiento y optimización de la integración de una central eólica.
2. Límites térmicos asociados a la red eléctrica.
3. Impactos en la calidad de tensión.
4. Estudios Transitorios y dinámicos de la integración de aerogeneradores.
5. Problemas de congestión de la transmisión de energía eléctrica, y pérdidas.
6. Modificación de la Planificación de la Operación de las Unidades Generadoras y regulación de la Capacidad de Generación.
7. Impacto en la estabilidad, confiabilidad y seguridad de la operación del sistema eléctrico como un todo.

Para las primeras medidas vinculadas a la incorporación de energía eólica en Uruguay, UTE ha realizado estos estudios. Dado la baja potencia asociada a los primeros parques, no fue necesario profundizar el estudio de los puntos 6 y 7.

A pesar de la existencia de recomendaciones generales para los valores límites de los parámetros, cada proyecto debe ser analizado en función de las características de la red local y de las reglas de despacho. Para una evaluación específica se puede tomar como referencia la norma IEC 61400-21.

Los distintos tipos de análisis, se realizan dependiendo de las características específicas del punto de conexión, se toma como parámetro básico de caracterización de la red: la relación entre la Potencia Aparente del Parque, y la Potencia de Cortocircuito de la red en el punto de conexión¹⁹. Por ejemplo se puede tomar como criterio el realizar los siguientes análisis en función de los valores que tome r_{cc} .

$$r_{cc} = \frac{S_{cc}}{S_{centraleolica}}$$

- ✓ Si $r_{cc} \geq 20$, se debe analizar el perfil de tensión en el ramal.
- ✓ Si $10 \geq r_{cc} < 20$, se debe hacer el análisis estático del nivel de tensión en el ramal de distribución asociado al Parque eólico.
- ✓ Si $r_{cc} < 10$, se deben realizar análisis dinámicos de la tensión en los ramales de distribución.

¹⁸ Guía de Proyecto Eléctrico de Centrais Eólicas, Volume 1. Pedro André Carvalho Rosas, Ana Isabel Estanqueiro.

¹⁹ Idem 12.

9 CONCLUSIONES

- ✓ Uruguay dispone de un importante potencial eólico con sitios ya identificados con factores de capacidad superiores al 35 %.
- ✓ Se plantea una oportunidad para desarrollar generación sostenible en base a un recurso autóctono y el desafío consiste en lograr complementarlo con la fabricación de componentes localmente.
- ✓ Los costos de la energía eólica están vinculados principalmente a la inversión, el mantenimiento y al factor de capacidad asociado al sitio. Por ejemplo, en un escenario con niveles de inversión total de 1250 USD/kW y sitios con factores de capacidad superiores al 35%, se pueden obtener “costos directos” en el entorno de los 55 USD/MWh. Dicho valor es susceptible además al efecto de otros posibles elementos de costo, debiéndose buscar soluciones competitivas.
- ✓ La estacionalidad diaria y anual del recurso eólico sintonizan con la demanda de energía eléctrica y aportan a la robustez del sistema.
- ✓ La energía eólica asegura una cantidad de energía anual, esta característica también aporta a la robustez del sistema.
- ✓ Las fluctuaciones inherentes al recurso eólico implican que, de definirse un nivel de penetración importante, se requerirá de una evaluación del impacto de la generación desde el punto de vista de la red, en los nodos específicos.
- ✓ La característica del recurso eólico en cuanto a su fluctuación en escalas temporales horarias y su estabilidad respecto a la generación en escalas temporales anuales (bajas variaciones en la generación total año a año) son complementarias con la disponibilidad de otros recursos del sistema, como las capacidades de los embalses hidroeléctricos, las interconexiones internacionales y las posibilidades de entrada rápida de centrales térmicas e hidráulicas.
- ✓ Con la disponibilidad del recurso eólico en Uruguay y densidades de instalación similares a la de países donde la eólica se ha desarrollado en mayor escala, es posible plantear explotaciones con capacidad instalada del mismo orden y superior a la potencia hidroeléctrica instalada en el Río Uruguay y el Río Negro.
- ✓ Ante una participación de nuevos actores en generación eólica, para asegurar la independencia del precio de esta fuente ante volatilidades de mercado y del precio del barril de petróleo, resulta adecuado establecer mecanismos de contrato a largo plazo como los que se han promovido recientemente²⁰.
- ✓ Desde el punto de vista del respaldo, solamente en el 5% de las crónicas hidráulicas más secas (años más secos), se presenta una diferencia de aproximadamente 4% en las fallas, entre el escenario Térmico y el escenario Eólico. Diferencias como esas serían gestionables con los recursos operativos disponibles.

²⁰ Decreto de Promoción de los Recursos Autóctonos 77/006, 13 de Marzo del 2006, MIEM.
[Evaluación de Energía Eólica, Introducción de 200 MW al Sistema](#)