

CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA UN PARQUE EÓLICO PILOTO EN PUERTO SAN JULIÁN, SANTA CRUZ

R.Oliva^(*), J.Lescano^(*), P.Triñanes^(*), J.F.Gonzalez^(§), H. Mattio^(**).

^(*)Area Energías Alternativas, Universidad Nacional de la Patagonia Austral (UNPA)

Lisandro de la Torre 1070 - 9400 Río Gallegos - Santa Cruz TE 02966 442317/19 int 21, email: micro-en@unpa.edu.ar

^(**) Centro Regional de Energía Eólica – Dirección General de Energías Renovables (Rawson, Chubut)

^(§) UNPA – Energías Alternativas - UASJ (San Julián, Santa Cruz)

RESUMEN: El presente trabajo presenta consideraciones en aspectos de evaluación del recurso y conexión a la red de un parque eólico piloto proyectado para Puerto San Julián, en la provincia de Santa Cruz. Se utilizan distintas herramientas de software para llevar adelante el diseño, y se incluyen asimismo temáticas analizadas en lo que se refiere a preparación del proyecto, impacto ambiental y consideraciones económicas.

Palabras clave: energía eólica, parques eólicos, mediciones de viento, software.

INTRODUCCION

El diseño de parques eólicos en la zona patagónica sur, para conexión a redes que van integrándose progresivamente al Sistema Interconectado Nacional (SIN) tiene requerimientos especiales, algunos de los cuales se plantean en el presente trabajo. Una parte importante del mismo se realizó en el marco académico de la Maestría en Energías Renovables (UNSA / UNPSJB – Universidades Nacionales de Salta y Patagonia), bajo la dirección del Dr. H. Mattio del Centro Regional de Energía Eólica (CREE).

Puerto San Julián, con una población de unos 7000 habitantes y una potencia eléctrica de consumo pico cercana a los 4MW, se encuentra ubicada en una zona privilegiada desde el punto de vista del recurso eólico con densidades de potencia entre 1500 y 2000W/m² a 50m de altura (Barros, 1986), en el centro-este de la provincia de Santa Cruz. Una parte importante del trabajo se refiere a la determinación real del recurso eólico y al cálculo de las incertidumbres en dicho recurso y en la producción energética esperada del parque. En lo referente a los aspectos de conexión, si bien a la fecha San Julián presenta un sistema eléctrico aislado, con generación eléctrica térmica a gas natural fundamentalmente, la proximidad de las obras de la línea de 500kV del SIN desde Pico Truncado hacia el sur y el avance de las redes intermedias de conexión (como la licitada entre San Julián y Gobernador Gregores en 132kV) hacen factible encarar el proyecto presente considerando que la potencia de cortocircuito en el nodo de conexión del parque será significativamente mayor a la potencia nominal del parque. Esta condición facilita el dimensionamiento eléctrico y reduce el costo de los sistemas de control de frecuencia y tensión requeridos (Heier, 1998). La elaboración del proyecto Parque Eólico San Julián se basó en una iniciativa del Municipio de dicha ciudad, y se utilizó el denominado Enfoque de Marco Lógico (NORAD, 1993), a través del cual se cumplimentan una serie de pasos que permiten un análisis ordenado de los aspectos principales del emprendimiento. Las etapas seguidas fueron: 1) Análisis de Participación, para lo cual se contaba con informes de estudios iniciados desde el 2007 por la FADPSJ (Fundación, 2008), 2) Árbol de Problemas, en el que se determina una relación de causa - efecto entre los distintos problemas que se esperan resolver; 3) Análisis de Objetivos, para visualizar los problemas como objetivos del proyecto, vinculados por entre sí por una relación medio - fin; 4) Matriz de Proyecto, con el fin de establecer y ordenar lógica y temporalmente las actividades, los resultados esperados, y los objetivos específico y general del proyecto, todos ellos condicionados por factores externos que deben ser claramente expresados en el esquema de la matriz. Una vez realizada la matriz, se verificó la sostenibilidad del proyecto atendiendo a aspectos técnicos (convenios con instituciones académicas), políticos (marco legal), sociales (campañas informativas), medioambientales (impactos) y económico financieros (sensibilidad).



RELEVAMIENTO DEL RECURSO

a) Mediciones de intensidad y dirección de viento

A efectos de decidir el emplazamiento del proyecto, los datos básicos para la evaluación del recurso eólico fueron provenientes de estaciones meteorológicas de medición, específicamente los históricos del Servicio Meteorológico Nacional del Aeropuerto de San Julián, y los de una estación de 60m de altura instalada en noviembre de 2008 en Puerto San Julián, con financiamiento del MinCyT (Ministerio de Ciencia y Tecnología), la FADPSJ y el municipio de dicha localidad. La estación mencionada es un conjunto NRG-Now XD (60m) con un Data Logger Symphonie, 6 sensores anemométricos calibrados NRG Max#40C, 2 medidores de dirección NRG #200P, ubicados a 60, 50, y 40m de altura, sensores de Temperatura y Presión Atmosférica, una torre NRG de tubos de acero de 10", bases, anclajes y sistema de izaje más una baliza reglamentaria a LED con suministro de 220V.



Figuras 1a (izq) – Ubicación en San Julián (punto 272) y 1b (der) – Relevamientos previos a la instalación (08/2008)

A mediados de noviembre de 2008 se completó definitivamente el proceso de instalación por parte de la empresa ERA-NRGSystems, quedando la torre correctamente montada y con los sensores en funcionamiento. Se observó la ubicación de los sensores a 45° de la dirección predominante recomendada para torres tubulares. La ubicación definitiva se encuentra levemente al NE del punto 255, en el punto P272 (S 49° 18' 15.3", W 67° 50' 08.7", H = 67m snm (Figura 1). Entre los días 28-11-2008 y la fecha presente se recuperaron datos válidos de la estación, sin haberse observado pérdida de registros. El procedimiento de lecturas –descarga de la tarjeta Flash MMC a una notebook PC, y reinserción de la misma luego de chequeo operativo- se realizó en varias oportunidades a través de la tarea desarrollada por el Area Energías Alternativas de la Universidad en San Julián. El pre-procesamiento de los archivos se realizó con el software NRG Symphonie Data Retriever (SDR), mientras que el procesamiento preliminar se realizó con el paquete Windographer (NREL/EE.UU). El procedimiento de descarga de datos se realizó en forma manual. El montaje de las cajas del logger y del sistema de balizamiento se realizó a una altura superior a la habitual (Figura 2, derecha), para evitar posible vandalismo sobre las mismas. Se concluyó en junio de 2009 el tendido del cableado para balizamiento, que permitió el funcionamiento de las balizas a LED.



Figura 2 – Logger, caja de balizamiento y lecturas al iniciar mediciones

Los datos fueron leídos de la tarjeta MMC/SD provista con el logger a un lector de tarjetas instalado en una PC convencional. El procedimiento implica la copia de los archivos .RWD (el logger genera uno por día) a un directorio especificado. Los archivos pueden ser comprimidos y remitidos por correo electrónico. Posteriormente, se realiza un pre-procesamiento utilizando el SDR por el cual los archivos de datos crudos .RWD son incorporados a una base de datos. Dichos archivos tienen una información de encabezado, aunque algunos parámetros – por ejemplo los de calibración de cada sensor-, se cargan en lo que el SDR denomina el Archivo de Sitio (Site Database). En “información de sitio” se cargan la ubicación geográfica, elevación SNM, Descripción, N° de serie del logger y otros datos (figura 3, izq).

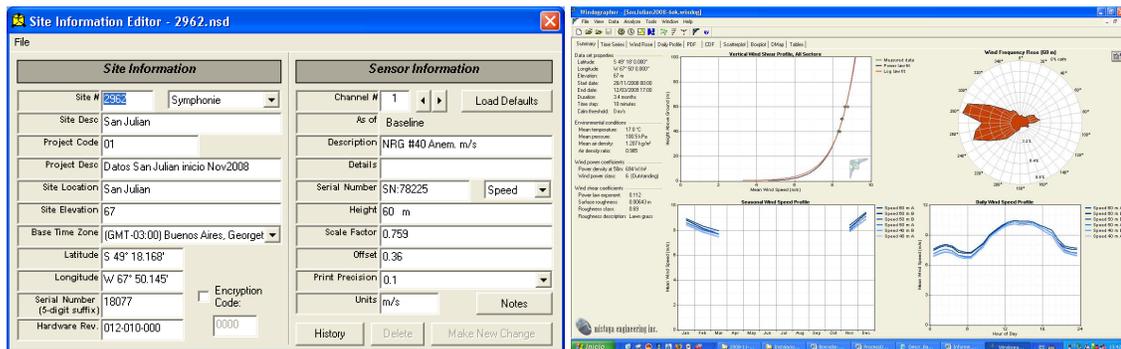


Figura 3 – (izq) Definiciones en SDR de la base de datos del sitio San Julián (2962) y (der) pantalla Windographer

Asimismo, por cada sensor se cargan en el Archivo de Sitio los valores de los coeficientes de calibración (en el caso de los 6 anemómetros, se provee un certificado de calibración con el correspondiente coeficiente de ganancia y offset – en el caso del sensor de presión atmosférica BP-20 los coeficientes dependen de la unidad elegida, en nuestro caso kPa). La ventaja de utilizar un único archivo de sitio es que las mediciones crudas se pueden ir incorporando a la base con la seguridad de que se han utilizado los coeficientes correctos para escalar y luego exportar los datos a un software específico de análisis de datos.

b) Topografía y rugosidad

A efectos de realizar un análisis de los posibles sitios de emplazamiento para el parque, en zona próxima a San Julián, se realizó un estudio de topografía y rugosidad de la zona, basándose en imágenes satelitales de público acceso vía Internet.

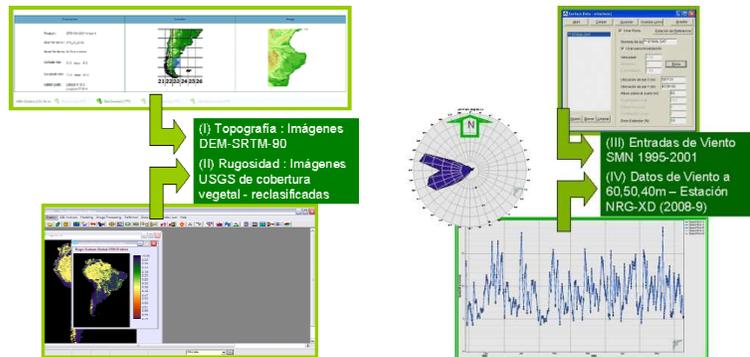


Figura 4 – Fuentes utilizadas – Imágenes DEM-SRTM 90m y USGS de cobertura vegetal, insumos de viento

Se realizó este trabajo en la zona de influencia de la estación SMN de San Julián. Se trabajó tanto para topografía como para rugosidad con los paquetes Global Mapper, IDRISI y Surfer del CREE (Figura 4). Los datos utilizados fueron fuentes de archivos satelitales gratuitas de la NASA, el USGS (*US Geological Service*, ó Servicio de Geología de EEUU - www.usgs.gov) y el consorcio de información espacial CGIAR-CSI (www.cgiar.org), disponibles también en la Web. El objetivo fue preparar los datos satelitales y los datos de viento disponibles del SMN para realizar un modelado de la región seleccionada con el Argentina Map, software desarrollado por el CREE que permite obtener estimaciones georreferenciadas de intensidad media anual de viento, densidad de potencia y producción energética para un molino dado.

c) Procesamiento de datos

Para el procesamiento de datos se utilizaron 4 herramientas distintas. En primer lugar, el ya mencionado software Windographer de NREL que permite procesar directamente los datos de la estación NRG ubicada en San Julián (Figura 3-der). En segundo lugar, se utilizó el Argentina-Map del CREE, que utiliza un modelo matemático internacional adaptado a las características meteorológicas de la Patagonia, para confeccionar mapas detallados de intensidad de viento, densidad de potencia y energía generada por una turbina en particular.

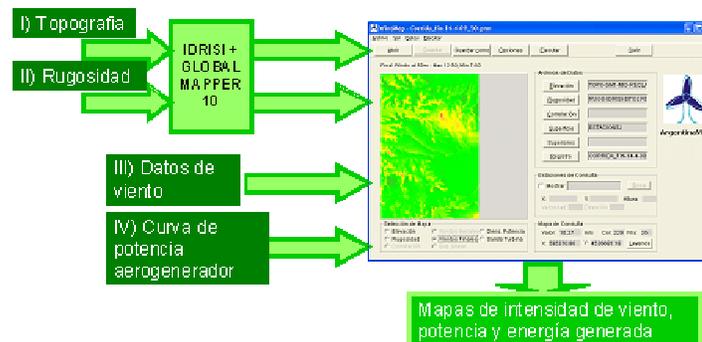


Figura 5 – Insumos y Procesamiento con Argentina Map – Mapa de “vientos finales” a 50m de altura

Aunque el tiempo de procesamiento fue considerable, en nuestro caso la región estaba limitada a unos 900km2 en las proximidades de la localidad y se pudo realizar con máquinas convencionales (Figura 5). Las salidas de Argentina Map resultaron muy similares a las mediciones de la estación NRG, por lo cual se utilizaron para dimensionar la producción del parque eólico en conjunto con el software Windographer. Como tercera herramienta, se utilizó el WASP de laboratorios RISOe de Dinamarca, programa también perteneciente al CREE. De dicha herramienta, el primer componente utilizado fue el WASP Map Editor, que permite generar mapas en relieve con carga manual de rugosidad y la posibilidad de superponer fotos georreferenciadas de Google Earth (Figura 6, izq).



Figura 6 – Insumos y Procesamiento con WAsP Map Editor, verificación con WindPro

Una característica importante del WAsP es la posibilidad de ubicar los aerogeneradores sobre el terreno y evaluar la producción de un parque, considerando posibles interferencias entre turbinas. Como cuarta herramienta, se utilizó el software WindPro (Figura 6, der) adquirido por la Fundación Agencia de Desarrollo de Puerto San Julián. Posteriormente se realizaron corridas de verificación con software WindPro, durante un curso de dicho software realizado en Puerto San Julián los días 28 y 29 de abril de 2009, a cargo de especialistas del CERE de la Universidad de Magallanes (Chile). Las tareas se realizaron en el marco del curso de dicho software llevado a cabo entre el 28 y 29 de abril de 2009 en San Julián, a cargo de especialistas del CERE (*Centro de Estudios de los Recursos Energéticos*, Universidad de Magallanes, Chile). Este software también permite tomar como insumo las series de tiempo de mediciones (se utilizaron las del SMN 1995-2001) y permite calcular la producción energética para determinados aerogeneradores.

d) Tratamiento de incertidumbres

No existen mediciones exactas, la incertidumbre se define como la imperfección en el conocimiento sobre el estado o los procesos de la naturaleza y depende del grado de información, precisión y dispersión de la medida de multitud de variables que entran en juego en el estudio de la energía eólica. Su enunciación es preferentemente cuantitativa, como un % de error esperado. En este sentido, se analizaron las fuentes de incertidumbre más importantes en el proyecto:

- 1) Medición de las variables meteorológicas implicadas. Viento, presión, temperatura, etc.
- 2) Variabilidad a corto, medio y largo plazo de la propia medida. Estas variaciones pueden ser de periodos cortos (diarios, mensuales, anuales), periodos medios (lustros, incluso décadas) y periodos largos (> 20 años, incluso siglos) más o menos ventosos.
- 3) La suposición de modelos de aproximación matemática a la realidad, tanto para el cálculo de la producción como de ciertas pérdidas de esta (estelas, eléctricas, etc).
- 4) Otras variables (ej. disponibilidad futura de aerogeneradores, estabilidad de la red, máquinas eléctricas imperfectas, hielo, lluvia, etc.)

SELECCIÓN DE TURBINAS Y ANALISIS DE EMPLAZAMIENTOS

a) Selección de turbinas

Por la magnitud y potencia del parque considerado (alrededor de 5MW) se consideró la utilización de turbinas de menos de 1MW, que presentan menores costos de traslado e instalación (por requerimientos de grúa) que las máquinas más convencionales de 1 a 2MW. En principio se trabajó con máquinas de dos de las marcas de mayor difusión y cantidad de equipos instalados en el mundo, Vestas (origen: Dinamarca) y Enercon (origen: Alemania). Si bien se encuentran en proceso de ensayo turbinas de fabricación nacional IMPSA y NRG Patagonia, y en el caso de IMPSA con parques ya funcionando en Brasil, se trata de prototipos de potencia mayor a 1MW y con certificación inconclusa, lo cual no resultaría una selección recomendable al menos en la presente etapa prospectiva.

La máquina Vestas seleccionada fue la V-52 de 850kW / 52m de diámetro y una torre de 55m de altura, una máquina de paso de pala variable y velocidad de giro variable (*VSP*), que utiliza caja multiplicadora y un generador asíncrono con rotor bobinado y convertidor electrónico bidireccional (DFIG). Tiene producción certificada en clase I A, con una media máxima de 10m/s a la altura de cubo. La máquina Enercon analizada fue la E-44 de 900kW y 44m de diámetro, con torre de 55m de altura, también de tipo *VSP*, aunque utiliza un generador sincrónico multipolo sin caja multiplicadora, mas un convertidor con etapa de continua intermedia que permite desacoplar la frecuencia de la red de la velocidad de giro del rotor. Tiene producción en Brasil y certificación hasta clase I S, para medias máximas de 12.5m/s a altura de cubo y supervivencia en vientos de 70m/s (252km/h). La velocidad de cut-out puede ajustarse de 25 a 34m/s. Después de los análisis de vientos en la zona, se resolvió realizar el estudio más extenso con la máquina Enercon E-44, a pesar de su costo levemente superior, debido sobre todo a la posibilidad de contar con un modelo de clase I-S certificada que se adecua mejor a las fuertes ráfagas del emplazamiento en San Julián.

b) Conexión a red, de ambas máquinas

Los equipos preseleccionados tienen esquemas distintos de conexión, y aunque las prestaciones son similares para el caso de redes débiles las máquinas Enercon tienen mejor respuesta ante fallas de red y permiten un control local de tensión, a través del suministro de reactiva a la red. Esto es posible gracias al convertidor de continua a alterna basado en llaves IGBT de alta velocidad, que permite controlar el desfase entre corriente y tensión desde un factor de potencia (*cos Fi*) de -1 a 1. Este convertidor permite asimismo controlar las variaciones de potencia activa de salida – es decir limitar el valor de *dP/dt*, algo muy apreciado por los operadores de red para evitar fluctuaciones súbitas de potencia activa en la red.



Figura 7 – Equipos Vestas V-52 y Enercon E-44 los equipos seleccionados

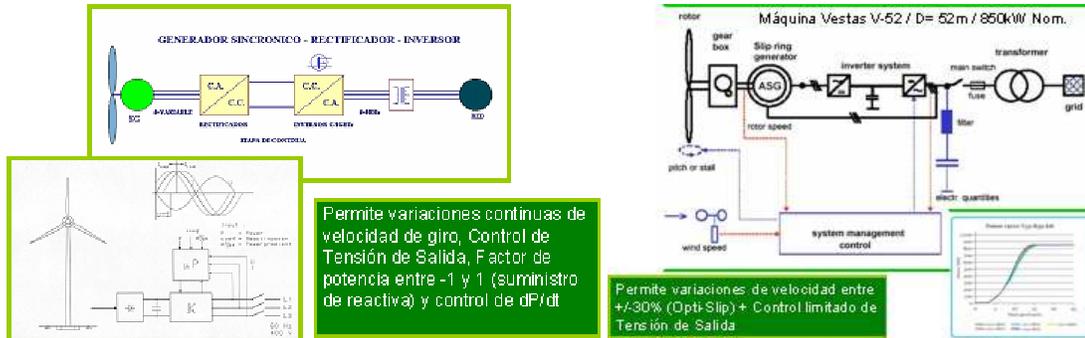


Figura 8 – Equipo Enercon E-44 (izq) y Vestas V52(der) – Conexión a red

Se espera conectar el parque eólico a la red de 132kV, que se construye entre San Julián y Gobernador Gregores. Dicha red contará con una central térmica en el extremo San Julián con 2 generadores turbogás de 18MW cada uno. El enlace, dada la potencia y cercanía (<10km) a las barras de generación, se diseña en 13.2kV, y hacia la ciudad se vincula en 33kV.



Figura 9 – Esquema de red proyectada para la zona

En cuanto a la interacción con la red, los equipos Enercon E-44 para los cuales se profundizó el análisis se conectan a través de transformadores individuales trifásicos de 0.4kV (estrella + N) a 13.2kV (triángulo), hacia una barra única con seccionadores ubicada cerca del parque. La línea se considera próxima al camino a abrir hasta la usina, en 13.2kV con una extensión de 7 a 10km, y se conecta directamente a una celda en paralelo con las barras de generación de las generadoras turbogas. La distribución hacia la ciudad de San Julián se hace en 33kV (transfiriendo un pico actual de 4MW). La línea de 132kV lleva el mayor consumo a dos complejos mineros ubicados a 150km hacia el W, y hasta Gobernador Gregores. La penetración eólica en potencia se calcula que estará entre el 11.1% y el 23%, dependiendo de la potencia final instalada entre las unidades de generación existentes (4500kW gas – Cummins) y las turbogas (2x 18MW). No se considera necesario el agregado de sistemas auxiliares para control de frecuencia ni tensión. Dentro de los gastos de instalación (estimados entre 2000 y 2200 USD/kW instalado o unos \$7700 a \$8500/kW) se consideran cubiertos los traslados de la grúa de 60m/300t, la construcción de las bases, y la puesta en marcha del sistema SCADA de monitoreo suministrado por Enercon. Las obras a realizar localmente comprenden la línea, caminos, el ingreso a la usina térmica y auxiliares.

c) Emplazamiento óptimo de las turbinas – según herramienta WASP

En la figura 10 se muestra el la zona de vientos sobresalientes seleccionada para montar el parque, dentro del predio de la Estancia Coronel a unos 8 km de la localidad de San Julián.

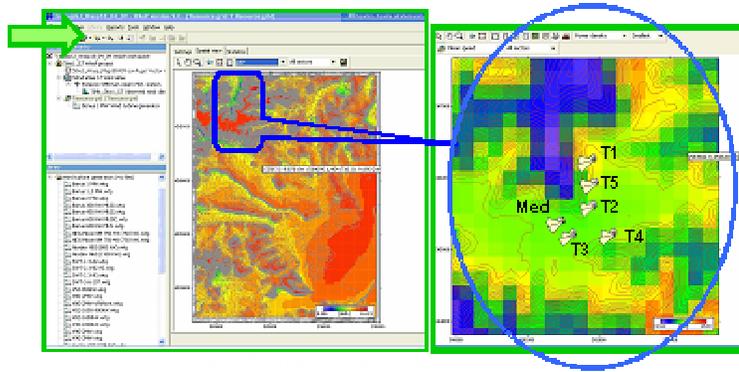


Figura 10 – Selección de zona favorable dentro de la región

Para el emplazamiento de las turbinas y el cálculo energético se utilizó el programa WASP 9 del CREE alimentado con el archivo .MAP generado a través del WASP MapEditor. Aunque el “siting” final de las turbinas no es óptimo, se buscó lograr un emplazamiento apartado entre las mismas en exceso de 3 diámetros para lograr efectos de interacción reducidos.

d) Producción prevista según las 4 herramientas para los molinos seleccionados.

Para esta estimación se tuvieron en cuenta las incertidumbres indicadas en el ítem d) del punto anterior, aunque se espera profundizar dicho tratamiento en el avance del Proyecto. Se muestra a continuación una comparación de las energías de salida y factores de capacidad previstos según las herramientas de software utilizadas, para los aerogeneradores seleccionados. Esta comparación permite tomar una decisión sobre el valor del factor de capacidad (FC%) que se utilizará para los análisis económicos, definiéndose el dicho factor de la siguiente forma:

$$FC\% = \frac{E_{aero}}{8760P_{nom}} \quad (1)$$

Este valor es una medida que engloba la relación entre la producción energética real del parque y la que tendría en caso de funcionar a potencia nominal las 8760 h del año. Por datos regionales, se alcanzan en zonas cercanas (Pico Truncado, Comodoro Rivadavia) en parques eólicos factores cercanos al 40-45%, por lo cual los factores indicados en la Figura 11 se consideran asequibles. En el gráfico inferior de dicha figura se obtienen los valores de FC estimados sobre el sitio de medición (torre NRG y muy cercana – torre de aeropuerto SMN). Estos se estimaron utilizando Windographer (datos NRG) y WindPro (Datos SMN) para las máquinas Vestas V-52 y Enercon E-44. En el superior, los estimados para el emplazamiento del parque, realizados con la herramienta WASP, y con la herramienta Windographer basándose en los promedios de viento para dicho punto obtenidos con Argentina Map. Debido a las particularidades del modelo matemático utilizado por el WASP, adaptado mejor a terrenos uniformes, las incertidumbres de modelo en el cálculo de FC hicieron que el valor de 59% previsto por WASP se considerara optimista en exceso. Se estimó un valor de 45% para el FC en el parque eólico, tomado como promedio conservador. Para la disponibilidad Técnica (DT), basándose en los resultados obtenidos con máquinas similares Enercon en Pico Truncado, se previó un factor del 95%. La disponibilidad total FT se puede calcular entonces como:

$$FT\% = FC\% * DT = 42.75\% \quad (2)$$

La energía total anual del parque (E_{ap}) prevista se estima por lo tanto como:

$$E_{ap} = 5FT\% * P_{nom} * 8760 = 16852MWh / año \quad (3)$$

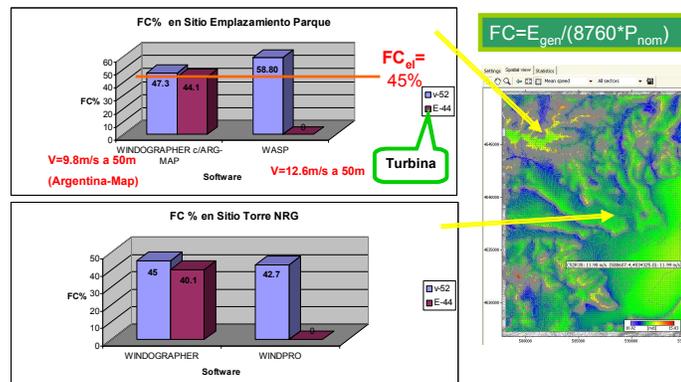


Figura 11 – Comparación de valores de Factor de capacidad previsto por las 4 herramientas utilizadas

Posteriormente se realizó un estudio sobre la zona de emplazamiento y visita de la zona, llevada adelante por el Area Energías Alternativas de UNPA-San Julián, más un estudio de posibles vías de acceso (figura 12) y longitud requerida de

caminos a abrir para la construcción y mantenimiento del parque. Esto permitió realizar un cómputo de los gastos adicionales en línea, transformadores y componentes anexos.

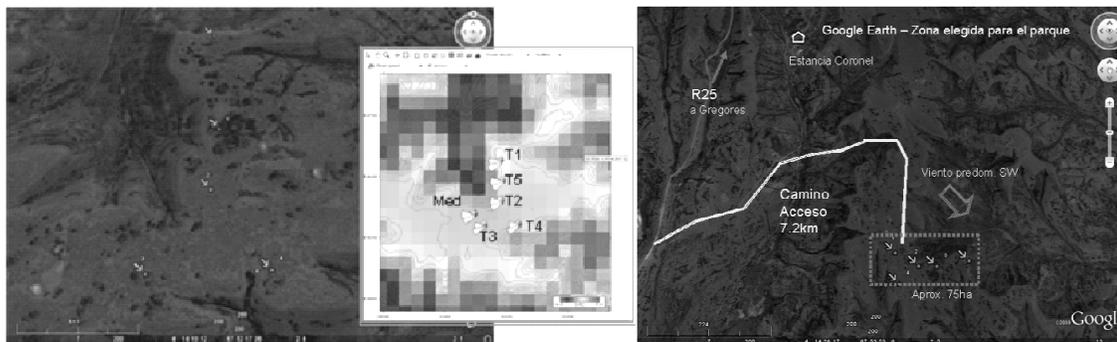


Figura 12 – Emplazamiento sobre detalle del terreno en Google Earth, y camino de acceso proyectado (7.2km)

CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y ECONÓMICAS

a) Impacto ambiental

La generación de electricidad a partir del viento no produce gases tóxicos, ni contribuye al efecto invernadero, ni a la lluvia ácida. No origina productos secundarios peligrosos, y en un año de funcionamiento, un aerogenerador ha producido más energía de la que se utilizó en su construcción. Como con todos los proyectos de generación eléctrica, es obligación legal la realización de un estudio de impacto ambiental al instalar un Parque Eólico considerando todas sus fases, la de construcción, explotación y posteriormente en el fin del uso de las instalaciones. Generalmente durante la fase de construcción del parque es cuando se producen las mayores alteraciones, debido al movimiento de tierra para realizar accesos, cimentaciones para los aerogeneradores y edificios de control. En la fase de explotación, es preciso observar las incidencias que se producen en el entorno del funcionamiento del parque, y corregirlas en la medida de lo posible. Así pues, las líneas básicas del estudio, son las siguientes

- 1.- Marco Regulatorio Ambiental: Leyes de Protección Ambiental que están en la Constitución de la Nación Argentina, en la Constitución de la Provincia de Santa Cruz y en las normativas ambientales de los municipios.
- 2.- Identificación previa de las características medioambientales del entorno donde se instalará el parque. Tipo de suelo, la vegetación y la Fauna.
- 3.- Determinación de los parámetros medioambientales básicos: Clima, Temperatura, presión, humedad relativa, precipitaciones, vientos.
- 4.- Predicción y cuantificación de las principales alteraciones que, en sus distintas fases, ocasionará el proyecto.
- 5.- Determinación de medidas preventivas y correctoras a aplicar, y elaboración de un plan de vigilancia ambiental a seguir durante la explotación, estableciendo la frecuencia de los muestreos, análisis y labores que se han de llevar a cabo.

b) Calculo económico-financiero

El cálculo económico-financiero se realizó en varias planillas Excel adaptadas de material de trabajo de la Maestría en Energías Renovables (Quiles, 2005), que contemplaron los siguientes aspectos:

1. Características técnicas. Producción. Costos de Operación y Mantenimiento: Se incluyen datos de potencia de cada aerogenerador, cantidad de molinos, factor de carga y factor de disponibilidad surgidos del estudio técnico, costos anuales de explotación, vida útil y valor residual.
2. Inversión y Finanzas: Se considera costo del equipamiento y resto de la inversión necesaria para la instalación del parque como: apertura de caminos, línea de media tensión hasta la central eléctrica, cercado, cartelería, imprevistos, etc.; monto de inversión por parte de la Provincia de Santa Cruz; monto del crédito promocional a tomar por la FADPSJ, tasa de interés y período de gracia de 2 años para el pago de intereses.
3. Ventas y Subsidios: Se contempla actuar en el marco del programa GENREN, es decir acordar por contrato un precio para el MWh eólico generado, que se estima entre USD110 y USD130 (aprox. \$425,00 a \$500/MWh), por un período de 15 años como mínimo. Se prevé la utilización de mecanismos de desarrollo limpio (MDL) considerando en los ingresos por ventas un reembolso de \$0,056/kWh (tomando como referencia valores de USD10/tCO₂- \$38,50/tCO₂ registrados en proyectos similares de la región en el período 2001-2006; suponiendo que los gases evitados corresponden a los que emitiría una usina funcionando con turbinas a gas natural).
4. Flujo de Fondos: Se establecen Inversiones, Costos de explotación, Total de ingresos, etc., que sirven para establecer el *Flujo de Fondos del Proyecto en sí* y el *Flujo de Fondos Neto de los Inversores*, para en base a éstos hacer el cálculo y el gráfico de las Tasas Internas de Retorno (TIR) de ambos flujos para cinco (5) Tasas de Interés de Oportunidad (TIO) distintas.
5. Resultados: Se muestra una tabla de Tasas Internas de Retorno (TIR) y Tasas de Interés de Oportunidad (TIO).

Todas ellas aportaron a una última planilla Excel diseñada a los efectos de realizar un análisis dinámico de la sensibilidad de la “TIR del Flujo de Fondos Neto de los Inversores del Proyecto en función del precio del MWh eólico” (Figura 13) a ciertas variables como: tipo de cambio, monto y tasa de interés del préstamo, costo de instalación de un aerogenerador y factor de carga del parque. A partir del análisis de sensibilidad, se estima que manejando un precio del MWh eólico similar al que se paga actualmente a los generadores térmicos de energía eléctrica, es posible obtener una rentabilidad interesante para el proyecto de Parque Eólico Piloto de San Julián, siempre que se cuente con una tasa promocional para el crédito que se estima deberá ser cercano a \$10.000.000, asumiendo una inversión del estado provincial o nacional de \$27.000.000 para completar

los \$37.000.000 de inversión total. En el supuesto de una alteración del tipo de cambio que encarezca el valor del dólar la rentabilidad del proyecto se vería incrementada.

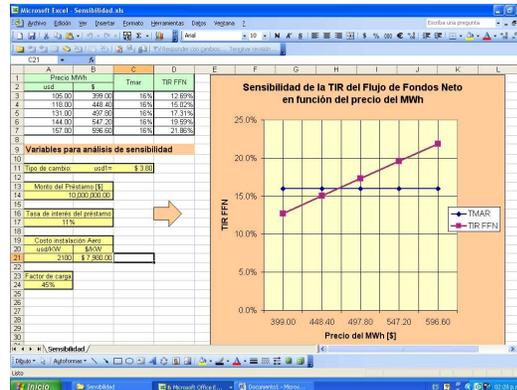


Figura 13 - TIR del Flujo de Fondos Neto de los Inversores del Proyecto en función del precio del MWh eólico

CONCLUSIONES

La instalación del Parque Eólico Piloto en la localidad de San Julián presenta un grado de factibilidad alto tanto por las condiciones del recurso eólico, como por las recientes expansiones de línea en construcción que simplifican los esquemas de conexión y control. La aplicación, con criterio conservador, de distintas herramientas de software para el análisis preliminar otorga un elevado nivel de confiabilidad a la producción esperada. El análisis económico muestra el requerimiento de una elevada inversión inicial, característica de los proyectos de energía renovable, pero asimismo una rápida recuperación de la inversión en condiciones de precio adecuadamente pautadas. En cuanto a posibles impactos, los mismos resultan temporales en la primera etapa constructiva mientras que los producidos en la fase de operación del parque (contaminación sonora, lumínica y visual), si bien son permanentes, resultan de escasa magnitud debido a la distancia que existe entre el parque y la localidad. Como efectos asociados, se visualiza una importante creación de puestos de trabajo y la instalación de empresas de servicios relacionados, y la reducción de emisiones contaminantes y gases de efecto invernadero. Paralelamente se prevé una reducción de gastos en combustible, y una mayor diversificación en la matriz energética local y provincial.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a las autoridades de Servicios Públicos Sociedad del Estado (Santa Cruz) y en particular al Ing. Luis Burgos que realizó el nexa técnico en aspectos de red proyectada, como así también de la Universidad Nacional de la Patagonia Austral (Santa Cruz) por la cooperación permanente recibida para llevar adelante este trabajo.

REFERENCIAS

- Barros, V.(1986) "Atlas del Potencial Eólico del Sur Argentino", CONICET, *Centro Regional de Energía Eólica, y Centro Nacional Patagónico*, Rawson, Chubut
- Fundación Agencia de Desarrollo Puerto San Julián y Fondo de Innovación Tecnológica Sector Energía (FITSE) Subsecretaría de Estudios y Prospectiva - MINCYT (2008) – Informe del Proyecto E655/07Bis1 PET 28 “Instalación de torre y equipamiento tecnológico asociado para planta piloto de medición del recurso eólico en Puerto San Julián.”.
- Heier, S. (1998) ”Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems”, ed- Ed. J. Wiley & Sons, UK 1996 – ISBN 0 471 97143 X
- Mattio, H. (2008) Medición, Tratamiento y Análisis de Datos de Viento. Material – Maestría E.R. CREE - UNSa/UNPSJB
- NORAD (1993) “Enfoque del Marco Lógico como herramienta para planificación y gestión de proyectos orientados por objetivos”, Agencia Noruega para la Cooperación para el Desarrollo (NORAD) – Ed. Español, 1993
- Quiles, E.(2005), Introducción a la Evaluación de Proyectos con Fuentes Energéticas Renovables – Planilla “Caso_Eolico_MEM_Practico_resuelto2.xls”, Maestría en Energías Renovables – Universidad Nacional de Salta.

ABSTRACT

This work presents relevant aspects of the design of a wind park pilot project for the city of Puerto San Julián in the province of Santa Cruz, Patagonia. Different software tools, as well as long term (Airport) and recent wind measurements on a 60m tower are used to estimate the available wind resource with uncertainty analysis, as well as grid connection issues are explored. An environmental impact and economic analysis is also presented based on current data available.

Keywords: wind energy, wind parks, wind resource assessment, software