



UNIVERSIDAD
DE PIURA

REPOSITORIO INSTITUCIONAL
PIRHUA

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO EN LA CALETA DE YASILA

Antonio Leonardo Manosalva Alarcón

Piura, 16 de Noviembre de 2004

FACULTAD DE INGENIERÍA

Área Departamental de Ingeniería Mecánico-Eléctrica



Esta obra está bajo una [licencia](#)
[Creative Commons Atribución-](#)
[NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](#)

Repositorio institucional PIRHUA – Universidad de Piura

UNIVERSIDAD DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA



“EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO EN LA CALETA DE YASILA”

Tesis para optar el Título de
Ingeniero Mecánico – Eléctrico

ANTONIO LEONARDO MANOSALVA ALARCÓN

Piura, Noviembre 2004

Prólogo

Muchas veces caminar no lleva a ninguna parte, y se dice que regresar sobre los propios pasos es perder el tiempo, en este caso fue el comienzo de la investigación para encontrar una metodología sencilla, una secuencia de acciones que permita determinar el potencial energético de una localidad.

La búsqueda por encontrar nuevas fuentes de energía, que permitan reducir la dependencia de los combustibles fósiles, motiva alrededor del mundo el desarrollo de otras fuentes de energía, entre ellas las renovables, en este caso la energía eólica.

Encontramos la motivación por disponer de una herramienta que permita la cuantificación del potencial eólico, estimar la energía extraíble del viento del lugar, calcular la rentabilidad de un proyecto de inversión en un parque eólico de generación de electricidad, para con datos concretos fomentar su instalación.

En el Perú no ha sido muy difundido el potencial de la energía eólica, esperamos dar inicio a una revaloración de la importancia y factibilidad de su desarrollo, motivando su inclusión en el plan energético nacional.

Agradecemos por tanto al Ing. Alejandro Fontana por motivar el inicio de esta investigación, al Ing. Daniel Bercebal por su orientación al desarrollo de la metodología y especialmente al Ing. Martín Flores por su experiencia y dedicación a las energías renovables.

Resumen

Cuantificar la energía eólica implica un análisis mayor al cálculo directo de la energía del viento, a través de la expresión $\frac{1}{2} D.A.v^3$, a partir de la velocidad que registra en un instante determinado.

Hay que evaluar principalmente la distribución de frecuencia del viento del lugar, esta información proporcionará cuántas veces para un periodo específico el viento sopló con una determinada velocidad, permitiendo realizar estimaciones del potencial contenido en el viento.

La energía extraíble del viento depende del aerogenerador empleado para tal fin. Elegir el aerogenerador adecuado es encontrar el que mejor se adapte a las condiciones del lugar en estudio, dependiendo de la eficiencia que alcance el equipo, así como de condiciones propias como altura de la torre y diámetro de palas. En este caso no planteamos la utilización de aerogeneradores para carga de baterías, si no que empleamos tecnología para producción de energía eléctrica para inyección a la red nacional.

La energía eléctrica obtenida de la energía eólica es aprovechada en instalaciones aisladas de las redes de distribución nacional, o en grandes parques de generación eólica para inyección al sistema interconectado. En ambos casos, el análisis económico realizado a la inversión inicial y los costos de operación y mantenimiento, nos muestran resultados optimistas y susceptibles a ser mejorados, animando estos a su difusión y promoción como una energía accesible para las condiciones actuales de la tecnología y economía del país.

El marco legal nacional norma las actividades referentes a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica proveniente de fuentes hidráulicas y geotérmicas pero no prevé la utilización otras fuentes renovables de energía. Es necesario por tanto fomentar o lograr su inclusión dentro de la Ley de Concesiones Eléctricas a fin de brindar un escenario más sólido que permita la inversión de capitales nacionales y de fuera del país.

La secuencia de acciones realizadas para la cuantificación del recurso eólico es el principal aporte de la presente investigación, constituyéndose en una metodología sencilla, directa, de fácil aplicación, donde las variables principales será la información de la condiciones de viento del lugar y el modelo de aerogenerador empleado para extraer la energía.

Índice

Introducción

Capítulo I. Fundamentos de utilización de la Energía Eólica	7
1.1 Definiciones	7
1.2 Determinación de la velocidad media del viento	8
1.3 Distribución de frecuencia	9
1.4 Estimación de parámetro de forma k	10
1.5 Energía disponible	10
1.6 Energía extraíble	11
1.7 Energía extraíble en el mes de mínimo viento	12
1.8 Partes de un aerogenerador	12
1.9 Sistemas de un aerogenerador	14
Capítulo II. Evaluación de las características del lugar objeto de estudio	17
2.1 Ubicación geográfica	17
2.2 Naturaleza del viento	18
2.2.1 Origen de los datos. Instrumentos, mediciones anemológicas	20
2.2.2 Marcha horaria y diaria del viento	21
2.2.3 Ubicación del anemómetro	21
2.2.4 Características geográficas y vientos	22
2.2.4.1 Los alisios	22
2.2.4.2 Las brisas	23
Capítulo III. Metodologías existentes para la evaluación del recurso eólico	27
3.1 Modelo Norteamericano	27
3.1.1 Base de datos	28
3.1.2 Metodología	28
3.1.3 Estudio realizado en NREL	29
3.1.4 Conclusiones del estudio	30
3.1.5 El Software	30
3.2 Modelo Europeo	35
3.2.1 Procesador de datos de viento (owc wizard)	38
3.2.1.1 La información meteorológica	38
3.2.1.2 Detalles del lugar	39
3.2.1.3 Estructura de la información	39
3.2.1.4 La rosa de viento	40
3.2.1.5 Lecturas de datos	40
Capítulo IV. Evaluación del recurso eólico en la localidad de Yacila, utilizando el software WAsP-8	45
4.1 Selección del aerogenerador adecuado	45
4.2 Análisis por meses	51
Capítulo V. Dimensionamiento de un parque eólico de generación en la localidad de Yacila. Análisis técnico y económico	53
5.1 Parques eólicos como proyectos de inversión	54
5.1.1 Descripción de las instalaciones, criterios para su diseño	54

5.1.2	Tipos de influencias en el diseño de la instalación	54
5.1.2.1	Influencia del viento	54
5.1.2.2	Influencia del terreno	55
5.1.2.3	Influencia de los aerogeneradores	56
5.1.2.4	Influencia de la infraestructura eléctrica	57
5.2	Valoración económico-financiera del proyecto	58
5.2.1	Valoración del coste de la instalación	58
5.2.2	Cálculo de costos	59
5.2.3	Fuentes de financiación del proyecto	61
5.2.4	Evaluación de la rentabilidad de la inversión	62
5.2.4.1	Ingresos	62
5.2.4.2	Gastos	62
5.2.4.3	Criterios para analizar la rentabilidad	62
A)	Valor Actual Neto (VAN)	63
B)	Tasa Interna de Retorno (TIR)	63
C)	Período de retorno	63
5.3	Instalaciones eólicas como proyecto de apoyo energético	67
5.3.1	Descripción de las instalaciones	67
5.3.2	Evaluación económica del proyecto	68
5.4	Aumento de Horas Equivalentes	71
5.5	Aspectos medio ambientales	72
5.5.1	Impacto sobre la flora y erosión	72
5.5.2	Impacto sobre la avifauna	72
5.5.3	Impacto visual	73
5.5.4	Ruido	75
5.6	Normas legales	75
5.6.1	Marco Legal Nacional	75
5.6.2	Marco Legal Español	76
	Conclusiones	79
	Referencias Bibliográficas	81
	Anexos	83

Introducción

La importancia del proyecto eólico.

La crisis mundial del petróleo a inicio de la década del 70 generó un gran interés por parte de Europa y Estados Unidos en desarrollar equipos para la producción de electricidad que ayuden a disminuir la dependencia del petróleo. A diferencia de los combustibles fósiles como carbón, gas y petróleo, el viento es una fuente abundante de energía limpia, renovable y disponible en todo lugar.

La energía eólica ha sido una importante fuente de energía alrededor del mundo por miles de años. En la mayoría de los casos, el recurso eólico se utiliza principalmente con fines agrícolas, para extraer agua y moler granos. En este siglo, la electrificación ha sido causa de relegación de algunas de las antiguas fuentes de energía, entre ellas la eólica.

Después de la crisis energética de 1973, se iniciaron las investigaciones para encontrar fuentes alternativas de energía. La energía eólica resulta ser una de las más prometedoras en ese sentido. Luego de una fase de desarrollo científico, de modelos básicos de la tecnología eólica en los años 70, la producción comercial y las aplicaciones en plantas de generación se inició en los años 80. Actualmente se encuentran modernas plantas de generación con la más avanzada tecnología en todo el mundo.

En el desarrollo de estas plantas, es fundamental el estudio del recurso eólico. Constituye el punto de partida para el futuro diseño, debido a que el valor de generación de la energía eólica no se regula con la demanda. Si no hay viento, entonces no hay producción. Las medidas se toman en varios puntos usando instrumentos de precisión, como anemómetros y aspas de viento. Estas medidas son relacionadas entre sí con las estaciones cercanas a fin de obtener una distribución aproximada de las líneas de viento de la región.

El presente trabajo se origina en la necesidad de aprovechar herramientas confiables para estudiar el comportamiento del recurso eólico en una región determinada, en base a las medidas de velocidad y dirección del viento. Esta información procesada deberá proporcionar la cantidad de energía disponible y aprovechable para su utilización, permitiendo el diseño de una central de generación eléctrica, con energía eólica.

La explotación eólica

Es un tipo de energía renovable poco difundido en el sentido de aprovechar las ventajas que ofrece por su disponibilidad, limpieza y cuidado del medio ambiente utilizando un recurso disponible en cualquier lugar.

Consecuencia de ello es que haya muchos lugares que cuentan con el recurso eólico suficiente para instalar un parque de generación, pero este recurso no se encuentra cuantificado. Incluso no se cuenta la frecuencia de intensidad del viento para periodos específicos durante el año, lo que impide determinar la producción media anual del posible parque eólico. Del mismo modo los costos de los equipos para producir electricidad a partir del viento no ofrecen una baja inversión, pero con el estado actual de la técnica éstos se reducen cada vez más y actualmente se puede hablar de proyectos que resultan bastante atractivos para las inversiones privadas que sin lugar a dudas son los que se encuentran en posibilidades de afrontar una inversión de esta naturaleza.

El estado de la técnica

Europa y Estados Unidos son los centros del desarrollo de esta relativamente nueva forma de producir energía, a partir de un recurso natural renovable. Son los daneses los pioneros en el desarrollo de la técnica de extracción de la energía cinética del viento para mover un generador. Al final de 2002, la capacidad eólica instalada en el mundo alcanzó los 32,000MW. El 75% de la Energía Eólica mundial está instalada en Europa. Es Alemania con 12,001MW. el país con mayor capacidad instalada en el mundo. Estados Unidos cuenta con 4,923MW. de potencia instalada, siendo el 80% del mercado Norteamericano, de turbinas eólicas, copado por empresas europeas. La diferencia entre ambos radica en la metodología que emplean para explotar su potencial eólico. Básicamente cuentan con su propia técnica de estudio y aprovechamiento de la energía, así como programas de simulación para cuantificar el recurso. Para el año 2010 se espera contar con 75.000Mw. instalados en Europa, dependiendo de la evolución de los equipos empleados para obtener la electricidad del viento. [1].

Aunque la energía eólica se ha usado en diversas partes del mundo desde épocas muy antiguas, es importante observar, como es en estos últimos años, en los que la humanidad ha alcanzado un gran refinamiento tecnológico, cuando el empleo de la energía eólica ha alcanzado su mayor expansión. Los motivos son varios, pero entre ellos pueden desatacar:

- Alta fiabilidad de las máquinas de la última generación.
- Costo competitivo frente a los sistemas convencionales.
- Ser el viento una energía renovable y no contaminante.

La tendencia, es el empleo creciente de grandes máquinas con potencias comprendidas entre los 1000 y los 2000kW., con factores de capacidad cada vez más altos (elevada fiabilidad y colocación en regiones de alto potencial eólico)

El futuro

El desarrollo sostenido de la tecnología implicará que la caída en los costos de la energía eólica continuarán. La energía eólica podría producir en el 2020 el 12% de la electricidad mundial y el 20% en Europa. Europa es el centro de este gran mercado, pues cuenta con seis compañías que proveen más de la mitad del mercado mundial de aerogeneradores. [1].

La eólica es una de las fuentes de energía de más grande crecimiento en el mundo. Turbinas con una capacidad total de generación de 32,000MW., han sido construidas en todo el mundo. Desde 1996 la capacidad eólica ha crecido a una razón anual de 30%, a diferencia de la industria nuclear que ha tenido un crecimiento de 1% durante los años 90.

Europa es poseedora de un enorme potencial eólico. Teóricamente toda la electricidad requerida en Europa puede ser suministrada por el recurso eólico. A finales de 1996, se encontraba cerca de 3,400MW. de potencia eólica instalada en Europa. La Asociación de Energía Eólica Europea (EWEA) reportó el crecimiento a 8,000MW en el año 2000, posteriormente a 23,000MW. en 2002. La utilización de energía eólica en el mundo no depende únicamente de soluciones que el desarrollo tecnológico pueda brindar, sino además de la posibilidad de instalar un mayor número de aerogeneradores. Es importante, continuar con el desarrollo de aerogeneradores de gran potencia para ser utilizados en parques eólicos en alta mar, donde el recurso eólico es mayor.

Se espera por un importante desarrollo en otras áreas de la energía eólica como en la determinación de fuentes de viento, mejoras en los sistemas combinados y sobre todo el uso de aerogeneradores para otros propósitos además de generar electricidad.

Integración con otros sistemas

Existen dos tipos de desarrollo de la energía eólica, pequeñas o individuales sistemas de turbinas, poseídas siempre por pequeños o medianos sectores privados, y también las grandes colecciones de turbinas conocidas como parques eólicos. Los parques eólicos pueden poseer cualquier número de turbinas, un número típico son de 5 a 100, en su mayoría de 10 a 30. Los promotores de este tipo de proyectos son compañías profesionales en el desarrollo de turbinas eólicas y sus aplicaciones.

Existen dos sistemas principales de interconexión de este tipo de energía:

- Plantas conectadas a la red principal (interconectadas a la red principal).
- Plantas de generación para redes locales (aisladas de la red principal).

Sin duda la primera aplicación es la más importante. Una estimación bastante real es que en los últimos 15 años, más de 95% de la potencia instalada fue conectada a las redes principales. [2].

Durante los años 80, se desarrollaron unos sistemas combinados, que utilizan para su funcionamiento tanto el viento como combustibles fósiles, en este caso diesel. Estos sistemas W/D, por sus siglas en inglés (Wind and Diesel), fueron instalados alrededor del mundo como proyectos piloto o de demostración. La ventaja de estos sistemas es que aprovechan las grandes estaciones de viento en una región determinada y cuando el recurso es escaso generan electricidad usando combustible diesel. Aún como una tecnología joven, los sistemas W/D representan una gran competencia para fuentes alternativas de energía, siendo un gran número de países los que se han dedicado al desarrollo de los sistemas W/D o de proyectos de aplicación de los mismos.

Estimación del potencial eólico.

El objeto de la estimación del potencial eólico es de proporcionar un orden de magnitud para el tope máximo de energía que podría extraerse anualmente si el viento fuese completamente aprovechado.

Actualmente es posible llegar mas allá de un orden de magnitud, dado que las hipótesis empleadas para la estimación no son necesariamente esquemáticas e imprecisas en cuanto a distribución del viento en el territorio. Éstas pueden incluir los efectos de las

características orográficas de cada zona, los vínculos ligados al empleo del territorio, considerar la capacidad de generación de sistemas de diferente tamaño, altura o velocidad de diseño, analizar las compatibilidades con las redes energéticas nacional y locales, así como con las características de la demanda. Estimaciones siempre más confiables se obtienen sólo a través de estudios regionales más detallados, de programas definidos de explotación del recurso eólico y en base a la experiencia obtenida en la medida en que el viento comience a ser aprovechado significativamente.

Las hipótesis hechas para estimar el orden de magnitud del potencial eólico en el Perú concierne la distribución de la energía extraíble sobre el territorio y las limitaciones impuestas a la instalación de aerogeneradores por la orografía u actividades humanas que ocupan el suelo en forma incompatible con el aprovechamiento del viento.

La distribución de la energía eólica aprovechable que actualmente se tiene del Perú ha sido deducida del mapa eólico de potencia extraíble anual. En él se consideran cuatro áreas.

Al área de la costa con más de $40\text{W}/\text{m}^2$ ha sido atribuida una potencia media de $70\text{W}/\text{m}^2$. Una segunda área incluye las zonas con potencia media entre 20 y $40\text{W}/\text{m}^2$, comprendiendo también zonas de la sierra con potencia superior a $40\text{W}/\text{m}^2$; a esta área se le atribuyen dos diferentes niveles de potencia, $30\text{W}/\text{m}^2$ se asignaron a la zona correspondiente a la costa y a la selva, mientras que $40\text{W}/\text{m}^2$ fueron asignados a la sierra. A una tercera área correspondiente a las potencias extraíbles inferiores a $20\text{W}/\text{m}^2$ no se le atribuyó valor eólico alguno, asignándole una potencia disponible nula. [1].

Además de estas tres áreas se debe considerar una cuarta importante zona oceánica comprendida entre la línea de costa y 50km . mar adentro. La superficie del mar constituye quizá la reserva más importante de energía eólica, cuya posibilidad de aprovechamiento ha sido ya verificada mediante exhaustivos estudios en diferentes países. La limitación a 50km . se asumió para poder utilizar en el área oceánica los datos de viento obtenidos en la costa, sin embargo, empleando medidas anemológicas efectuadas mar adentro se podría extender la estimación a toda el área incluida dentro de las 200 millas, cuyo potencial eólico debe suponerse considerable. Así como a la costa, también a la zona oceánica se le atribuyó una potencia media disponible de $70\text{W}/\text{m}^2$. [1].

Las limitaciones impuestas por las características orográficas o la interferencia con otros empleos del suelo implican que solo una parte del territorio pueda ser destinada a la producción de energía eólica. Estas limitaciones son muy diferentes según la zona considerada. Los modelos y medios informáticos con que se cuenta hoy en día permiten realizar muy buenas aproximaciones del potencial que se puede aprovechar.

Potencial eólico actualmente aprovechado.

La costa peruana cuenta con un importante potencial eólico, llegándose a alcanzar en algunos lugares velocidades promedio de 8 m/s , como en Malabrigo, San Juan de Marcona y Paracas; asimismo, se reconocen en la mayor parte de la costa promedios anuales de 6m/s . Estos valores son más que suficientes para garantizar la rentabilidad de proyectos de esta naturaleza.

En el país se ha instalado un aerogenerador de 250kW en la localidad de Malabrigo (La Libertad) el cual fue instalado en 1996, y un aerogenerador de 450kW en San Juan de

Marcona (Ica). Dentro del proyecto del bosque eólico de Malabrigo de 40MW, se contempla una primera etapa de 10MW.

Ante esta realidad, el uso de la energía eólica es una alternativa de generación de electricidad para su interconexión con el SINAC (Sistema Interconectado Nacional), incrementándose la oferta de energía para los grandes centros de consumo alimentados por él, con lo que se logrará:

- Aumentar la confiabilidad del SINAC y garantizar la oferta de energía en épocas secas.
- Contar con energía a precios competitivos, incluso al nivel de la energía hidráulica, lo cual alentará las inversiones en la zona.
- Contar con electricidad generada con una fuente limpia, reduciendo el uso intensivo de hidrocarburos con el consiguiente beneficio ambiental.
- Contribuir a la disminución de la dependencia de la importación de hidrocarburos y a la consecuente posibilidad de equilibrar la balanza comercial de los mismos.

Uso de la Energía Eólica:

- Molinos de viento, para bombeo de agua, irrigación y molienda de granos.
- Aerogeneradores pequeños para cargado de baterías, iluminación y sistemas de comunicación.
- Generación eléctrica para su interconexión a la red de distribución del país.

Capítulo I

Fundamentos de utilización de la Energía Eólica.

La fuente de energía eólica es el viento. Energía eólica es la energía mecánica que en forma de energía cinética transporta el aire en movimiento. El viento es originado por el desigual calentamiento de la superficie del planeta, produciendo movimientos convectivos de la masa atmosférica.

Conocer la cantidad de energía eólica aprovechable en una región determinada, implica conocer y cuantificar las fuentes de origen. Existen actualmente algunos sistemas y programas diseñados para medir este recurso, basados en las teorías y expresiones para determinar la energía que transporta el viento. Se diferencia un sistema de otro en base a las estimaciones y métodos estadísticos que emplean para determinar el lugar donde existe más probabilidades de que el viento presente una velocidad y dirección determinada. La velocidad y la dirección del viento no son algo predecible, sino solo comparar las medidas tomadas años antes y en base a esto esperar por un comportamiento aproximado.

Para las estimaciones de las características eólicas sobre extensas áreas de territorio se debe emplear determinados parámetros aptos para describir diferentes aspectos del potencial eólico. A continuación se indican los principales parámetros a emplear.

1.1. Definiciones

Velocidad media

Es el valor medio de las velocidades del viento medidas en un periodo de varios años por cada estación meteorológica. Se han considerado velocidades medias anuales y velocidades medias mensuales.

Velocidad media a “n” metros

Es la altura ajustada a “n” metros, a partir de la altura del sensor en el lugar de recolección de datos. Aportando oportunas correcciones ha sido estimada la velocidad media (mensual y anual) a una altura de referencia sobre el suelo. Esta misma velocidad media ha sido empleada para las sucesivas estimaciones de energía, que por tanto están referidas también a partir de 10m sobre el terreno, que es la altura del anemómetro.

Energía anual disponible

Representa el monto de energía total contenida en el viento en una localidad, referida a 1m^2 de superficie vertical ortogonal a la dirección del viento. La energía disponible no depende solo de la velocidad media del viento, sino también de la distribución de frecuencia, es decir el número de horas anuales en que el viento sopla con cada determinada intensidad.

Energía anual extraíble

Es la fracción de la energía disponible anual que puede ser aprovechada por un sistema eólico, convertida en energía eléctrica o mecánica. La energía anual extraíble depende de la eficiencia que se asuma para el sistema eólico. En nuestro caso depende de la curva de funcionamiento del aerogenerador.

Energía mínima mensual

Es la energía extraíble en el mes de mínimo viento y representa de alguna forma el monto de energía mínima aprovechable con que se puede contar durante todo el año.

1.2 Determinación de la velocidad media del viento.

La velocidad media del viento se determina primero a la altura del anemómetro de medición y luego se corrige para estimar la velocidad media a una altura de referencia de cada aerogenerador. Se ha determinado la velocidad media en cada mes del año, como también la media anual de la velocidad del viento.

En la Evaluación del Potencial Eólico en la Localidad de Yacila en 1985_[1], la velocidad media mensual ha sido calculada empleando los promedios mensuales a las 7, 13 y 19 horas

La corrección de acuerdo a la altura de referencia de cada aerogenerador se realiza asumiendo un crecimiento logarítmico de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo. La velocidad del viento $V(h)$, a cualquier altura h del suelo, se obtiene de la velocidad $V(s)$, medida a la altura del sensor, empleando la fórmula:

$$\frac{V(h)}{V(s)} = \frac{\ln(h/z)}{\ln(s/z)} \quad (1)$$

z es el “parámetro de rugosidad”, depende de las características del terreno y es mayor cuanto más grande es el tamaño de los obstáculos superficiales. La rugosidad de un terreno indica la brusquedad de la superficie y la influencia sobre las líneas de velocidad del viento sobre él. Los principales elementos de rugosidad son la vegetación, las zonas urbanas y los accidentes naturales.

Tabla 1.- Parámetro de rugosidad Z, para diferentes terrenos.

Calificación.	Terrenos Típicos.	Rugosidad Z
Plano.	Playa, hielo, océano.	0.005m
Abierto.	Grass corto, aeropuertos.	0.03m
Poco rugoso.	Hierba alta, matas chicas.	0.10m
Rugoso.	Matas grandes, arbolitos.	0.25m
Muy rugoso.	Bosques, frutales.	0.50m
Cerrado.	Caseríos, barrios alejados.	1.0m
Ciudades.	Centro, claros en bosques.	+2m

1.3. Distribución de frecuencia.

La distribución de frecuencia de la velocidad del viento es la fracción de tiempo anual en que el viento sopla con cada determinada velocidad. La distribución de frecuencia es esencial para el cálculo de la energía eólica disponible en un lugar determinado.[1]

La distribución de frecuencia puede representarse matemáticamente por medio de la función de Weibull:

$$f(v) = (k/c)(v/c)^{k-1} \exp(-(v/c)^k) \quad (2)$$

v es la velocidad del viento medida en un instante., $f(v)$ es la probabilidad de que la velocidad del viento esté comprendida entre v y $v + dv$. En la fórmula aparecen dos parámetros constantes:

c : (m/s), velocidad característica o factor de escala.

k : (adimensional), factor de forma.

El factor de escala c está ligado a la velocidad media del viento y es representativo de su intensidad. En la distribución de Weibull existe la siguiente relación entre el factor de escala, el factor de forma k y la velocidad media del viento v :

$$v = c.\Gamma(1 + 1/k) \quad (3)$$

donde Γ representa a la función “gamma” (para una referencia detallada de la distribución de Weibull).

El factor de forma k indica la regularidad del viento. Su valor es mayor cuanto más baja es la varianza, o sea cuanto más el viento tiende a mantener valores constantes.

Es más fácil emplear la distribución de frecuencia acumulada, que se define como la fracción de tiempo en que el viento supera a cada determinada velocidad.

$$F(v) = 1 - \int_{v=0}^v f(v)dv = \exp(-(v/c)^k) \quad (4)$$

En esta expresión, $F(v)$ es la fracción de tiempo en que la velocidad del viento supera v .

1.4. Estimación del parámetro de forma k .

De las expresiones anteriores (2 y 3) se deduce que, dada la velocidad media del viento v , la distribución de frecuencia queda completamente determinada asignando un valor al factor de forma k . Para elegir el valor de k a asignar a la distribución de frecuencia se tomaba como referencia un estudio detallado de 25 localidades de los departamentos de Piura y Lambayeque_[1]. En dicho estudio se trataron todas las observaciones efectuadas durante uno o más años, determinando para cada localidad la distribución de frecuencia anual de la velocidad del viento, junto con el parámetro de forma que mejor aproxima dicha distribución. En el presente estudio se presenta una herramienta para realizar este cálculo directamente, de acuerdo a la distribución de los datos de viento recogidos en el lugar objeto de análisis.

El factor de forma se muestra en función de la velocidad del viento, incrementa con el aumento de velocidad, para cada lugar en particular. Así mismo, se registra un aumento del factor de forma k en la medida en que crece la altura, indicando una mayor regularidad de los vientos. El factor de forma k registra una variación proporcional a la raíz cuadrada de la velocidad media del viento, empleando la constante de proporcionalidad que mejor aproxima los datos.

Como resultado del estudio realizado en Piura se recoge la siguiente tabla desarrollada experimentalmente.

Para la costa con altura inferior a 90 m se encontró:

$$k = 1.1v^{1/2} \quad (5)$$

Para la costa con altura superior a 90m y para la selva:

$$k = 0.8v^{1/2} \quad (6)$$

Para la sierra:

$$k = 0.6v^{1/2} \quad (7)$$

1.5. Energía disponible

La energía disponible se representa como potencia media anual del viento, obtenida a partir de la velocidad media a 10m (altura del anemómetro), y de la distribución de Weibull. La potencia media anual está referida a la unidad de área perpendicular al viento y expresada en W/m^2 .

La potencia W de un flujo de aire de densidad D , que atraviesa una sección A , con una velocidad v ortogonal a la sección A , está dada por:

$$W = \frac{1}{2}.D.A.v^3 \quad (8)$$

La potencia por área transversal unitaria es, por consecuencia:

$$P(v) = \frac{W}{A} = \frac{1}{2} \cdot D \cdot v^3 \quad (9)$$

La potencia media anual del viento resulta finalmente:

$$P = \int_{v=0}^{\infty} P(v) \cdot f(v) \cdot dv = \frac{1}{2} \cdot D \cdot \int_{v=0}^{\infty} v^3 \cdot f(v) \cdot dv \quad (10)$$

Para calcular la densidad del aire $D(kg/m^3)$ para una región determinada se ha empleado la ley de Gay–Lussac, empleando los promedios anuales de presión $P(mbar)$ y temperatura absoluta $T(^{\circ}K)$ de cada localidad.

$$D = 0.348 \cdot \frac{P}{T} \quad (11)$$

1.6. Energía extraíble

La determinación de la energía extraíble no puede hacerse en forma generalizada, pues depende de la eficiencia del aerogenerador, además de las características del viento.

La estimación de la energía extraíble, se basa sobre las características de potencia entregada en función de la velocidad del viento por un aerogenerador de diseño comercial. Para la elección del aerogenerador adecuado, se seleccionará entre varios modelos, eligiendo el que muestre mayor aprovechamiento del recurso. Rigurosamente la energía que se obtiene, sería aplicable sólo a este aerogenerador, que puede considerarse bastante representativo del promedio de aerogeneradores de gran tamaño.

La estimación de la energía extraíble y su distribución sobre el territorio tiene dos importantes ventajas. En primer lugar, proporciona un dato que estima directamente la energía eólica (potencia media anual) que puede aprovecharse como energía eléctrica. En segundo lugar, elimina la influencia de los vientos demasiado fuertes que no pueden ser aprovechados por los aerogeneradores reales, pero inducen valores muy altos de la energía disponible, cuyo significado en cuanto a potencial eólico aprovechable es ficticio.

Los sistemas de conversión de la energía del viento pueden extraer sólo una fracción de la energía eólica disponible. La máxima eficiencia teórica de un rotor es del 59% (límite de Betz), sin embargo los sistemas reales tienen eficiencias inferiores.

Si se intenta extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula, es decir, el aire no podría abandonar el aerogenerador. En ese caso no se extraería ninguna energía en absoluto, ya que obviamente también se impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador. En el otro caso extremo, el viento pasa a través del equipo sin ser para nada estorbado, y tampoco se habría extraído ninguna energía del viento. Frenar el viento es la más eficiente conversión de la energía del viento en energía mecánica útil.

La curva de potencia de un aerogenerador se aproximaba en un primer momento de acuerdo a experimentación entre varios modelos hasta encontrar expresiones que aproximen la curva de potencia por unidad de área $P(W/m^2)$ en función de la velocidad instantánea del viento $v(m)$ de un aerogenerador comercial, por ejemplo se tiene:

$$\left. \begin{array}{ll}
 P = 0 & v \leq 3.5 \\
 P = 0.15.D.v^3 & 3.5 \leq v \leq 11.5 \\
 P = 230.D & 11.5 \leq v \leq 18.5 \\
 P = 0 & v \geq 18.5
 \end{array} \right\} \quad (12)$$

La energía extraíble se calcula, análogamente a la energía disponible, empleando la expresión:

$$P = \int_{v=0}^{v=18.5} P(v).f(v).dv \quad (13)$$

La energía extraíble se calculará como potencia media anual expresada en W/m^2 . Otra forma de expresar la energía extraíble es la de proporcionar la energía anual producida por cada kW de potencia instalado ($kWh/kWaño$). Es importante en este caso la velocidad nominal del viento a que se refiere la potencia instalada, generalmente se refiere para las velocidades del viento entre 4 y 12 m/s.

1.7. Energía extraíble en el mes de mínimo viento.

La potencia media mensual en el mes de mínimo viento es de gran importancia en los sistemas eólicos, especialmente para los sistemas aislados. En estos sistemas es necesario instalar una potencia eólica suficiente aún en el mes de viento mínimo para mantener dentro de un nivel aceptable la necesaria acumulación de energía. Para los sistemas interconectados a las redes principales no representa mayor inconveniente que una baja producción de energía.

La potencia extraíble en el mes de viento mínimo se ha calculado con el mismo método empleado para la potencia extraíble anual.

1.8. Partes de un aerogenerador.

Los Cimientos

Generalmente constituidos por hormigón en tierra, sobre el cual se atornilla la torre del aerogenerador.

La Torre

Fijada al suelo por los cimientos, proporciona la altura suficiente para evitar turbulencias y superar obstáculos cercanos. La torre del aerogenerador soporta la góndola y el rotor. Es una ventaja disponer una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme se aleja del nivel del suelo. Tomaremos como modelo una turbina típica moderna de 600kW, la cual tendrá una torre de 40 a 60 metros. Las torres pueden ser torres tubulares o torres de celosía. Las torres tubulares son más seguras por razones de estabilidad y principalmente

de mantenimiento, pues se puede usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más económicas.

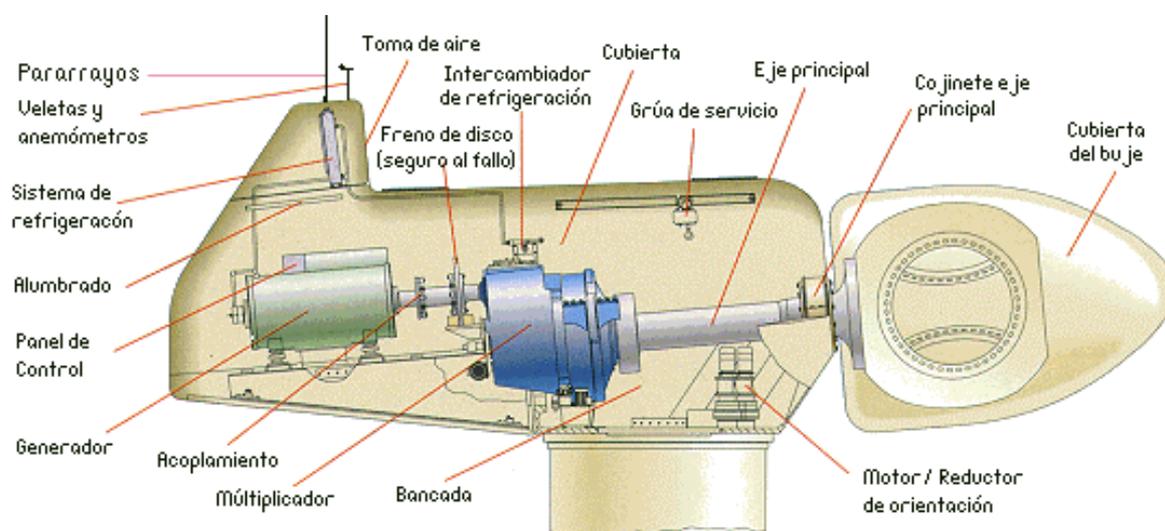


Figura 1.1. Partes de un aerogenerador.

La Góndola o cubierta

Contiene los componentes principales del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. Se puede acceder a la góndola desde la torre de la turbina. Dentro de la góndola tenemos el rotor del aerogenerador, es decir, las palas y el buje. Se encuentran aquí también el sistema de freno, sistema de orientación, equipos auxiliares, y caja de velocidades. Parte de su función es proteger a estos equipos del ambiente y además como aislante acústico.

Eje principal o transmisión

Está constituida por el eje de baja velocidad, el multiplicador y el eje de alta velocidad. El eje de baja velocidad del aerogenerador conecta el buje del rotor al multiplicador. En un aerogenerador de 600 kW el rotor gira lentamente, a unas 19 a 30 revoluciones por minuto (*rpm*). El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos. El multiplicador va unido al eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está conectado al otro extremo gire aproximadamente 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad. El eje de alta velocidad gira aproximadamente a 1.500 rpm, lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

El generador eléctrico

Suele llamarse generador asíncrono o de inducción. En un aerogenerador moderno la potencia máxima suele estar entre 500 y 2500 kilovatios (*kW*). Está constituido principalmente por la unidad de refrigeración, que contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad de refrigeración empleada para enfriar el aceite del multiplicador, y además el controlador electrónico, que

tiene un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y controla el mecanismo de orientación.

El sistema hidráulico

Es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador.

El buje

Pieza metálica de fundición que conecta las palas al eje de transmisión. Está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.

Las palas

Tienen la misión de absorber energía del viento. El rendimiento del aerogenerador depende de la geometría de las palas, interviniendo varios factores, longitud, perfil, ancho, entre otros. Las palas del rotor capturan el viento y transmiten la potencia hacia el buje. En un aerogenerador moderno de 600 kW cada pala mide alrededor de 20 metros de longitud y su diseño es muy parecido al ala de un avión.

El mecanismo de orientación

Es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta. Normalmente, la turbina sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección.

El anemómetro

Utilizado para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 metros por segundo. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 metros por segundo, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para girar al aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

1.9 Sistemas de un aerogenerador.

Sistema de captación

Lo constituye la turbina eólica propiamente dicha. Su misión es transformar la energía cinética del aire en energía mecánica (giro de un eje, con una cierta potencia). La posición de este eje determina una primera clasificación de estas máquinas:

- De eje horizontal.
- De eje vertical.^[4]

A su vez, cada uno de estos grupos se subdivide en otros grupos, según la forma de las palas o elementos de captación.

- Con palas de sección constante (normalmente con forma de chapas, planas o curvadas).
- Con palas de sección variable (de perfil aerodinámico tipo “ala de avión”)

Existen otras características que los clasifican:

- Por el número de palas pueden ser monopala, bipala, tripala, multipala.^[4]
- Por el número de ruedas de la máquina se les llama bihélice, mult rotor.
- La posición de la rueda respecto del viento hace que se denominen como de rotor a barlovento y rotor a sotavento.

Sistema de orientación

Dada la variabilidad en la dirección del viento, la misión del subsistema de orientación es hacer que la turbina eólica se mantenga siempre en un plano perpendicular a la dirección del viento, de manera que la superficie enfrentada a éste sea siempre la máxima. Este subsistema sólo es necesario en las máquinas de eje horizontal, y no en las de eje vertical, pues funcionan independientemente a la dirección del viento.

Los sistemas de orientación son:

- De tipo pasivo, sistemas mecánicos.
 - Los basados en una veleta.
 - Los basados en una rueda lateral y un mecanismo de engranajes. Cuando el viento cambia de dirección, incide sobre las ruedas laterales, haciéndose girar y transmitiendo su giro a la barquilla que soporta la turbina, que queda orientada de nuevo al viento; en ese momento, las ruedas laterales ya no son accionadas por éste.
 - Los basados en la colocación a sotavento de la turbina, respecto del eje pivote de la barquilla. En este caso, la turbina y la barquilla pueden girar libremente alrededor del eje de la torre, y la diferencia entre las fuerzas de empuje sobre las palas, según están dando más o menos la cara al viento, producen la auto-orientación de la rueda. Para que este efecto se potencie se disponen las palas en forma de cono, no en un plano
- De tipo activo, sistemas eléctricos y electrónicos, constan de:
 - Un sensor que señala en todo momento la dirección del viento, una veleta.
 - Un microprocesador que identifica los cambios de dirección del viento respecto de la posición de la turbina.
 - Un motor eléctrico, puesto en marcha por el microprocesador, para hacer girar la barquilla donde se ubica la turbina hasta que ésta se coloque en la posición correcta.

Sistema de regulación y control

De acuerdo a la variabilidad en la intensidad del viento, así como la de la carga aplicada a la máquina eólica en muchos casos, se precisa de un sistema que permita regular la velocidad de funcionamiento. Se debe evitar en lo posible embalamientos y pérdidas de velocidad. Los embalamientos aparecen debido a excesos de viento bajo carga constante o

en todo caso cuando ocurren descensos en la carga. Las pérdidas de velocidad se presentan ante la falta de viento, con la carga plenamente aplicada y sobre todo con aumentos repentinos de la carga aplicada.

Existe también un sistema de control, permite parar y arrancar la máquina a voluntad y automáticamente. Ambos sistemas, de regulación y de control, están totalmente integrados.

El sistema de regulación puede clasificarse en dos grandes categorías:

- El de regulación con palas de paso fijo (*stall*). La regulación se consigue con un diseño apropiado de la pala, de modo que cuando la turbina se acelere, parte de las palas entren en pérdida aerodinámica y la rueda pierda potencia, o bien dotando a la pala de unos alerones o flaps que se activen cuando la velocidad de rotación adquiriera un cierto valor, frenando su movimiento. Otra solución, consiste en hacer que la barquilla gire sobre su pivote vertical, haciendo que la superficie total de la turbina enfrentada al viento sea menor cuando la fuerza del viento aumenta, lo cual se consigue por medio de una veleta lateral, o por un descentramiento del eje de la rueda respecto del pivote vertical.
- El de regulación con palas de paso variable (*pitch*). La regulación se consigue variando el ángulo de ataque de las palas respecto del viento, con lo que también se consigue la entrada en pérdida aerodinámica de la pala, y por tanto, la disminución de su velocidad. Sin embargo, este sistema presenta la ventaja de posicionar adecuadamente la pala para captar la máxima energía, aún cuando el viento tenga baja velocidad. En definitiva, la regulación por cambio de paso permite regular la velocidad de giro en un amplio rango de velocidades del viento, así como regular también la potencia generada por la turbina.

Capítulo II

Evaluación de las características del lugar objeto de estudio. Caleta Yacila, Provincia de Paita, Departamento de Piura

2.1. Ubicación Geográfica

Yasila es una pequeña localidad en la costa norte del Perú. Se ubica en la Provincia de Paita, Departamento de Piura. Es un balneario frecuentado mayormente en meses de verano, siendo la principal actividad de sus pobladores la pesca artesanal durante todo el año.

Latitud	05.08' Sur.
Longitud	81.10' Oeste.
Altura	55 m.s.n.m.



Figura 2.1. Mapa de Yacila.

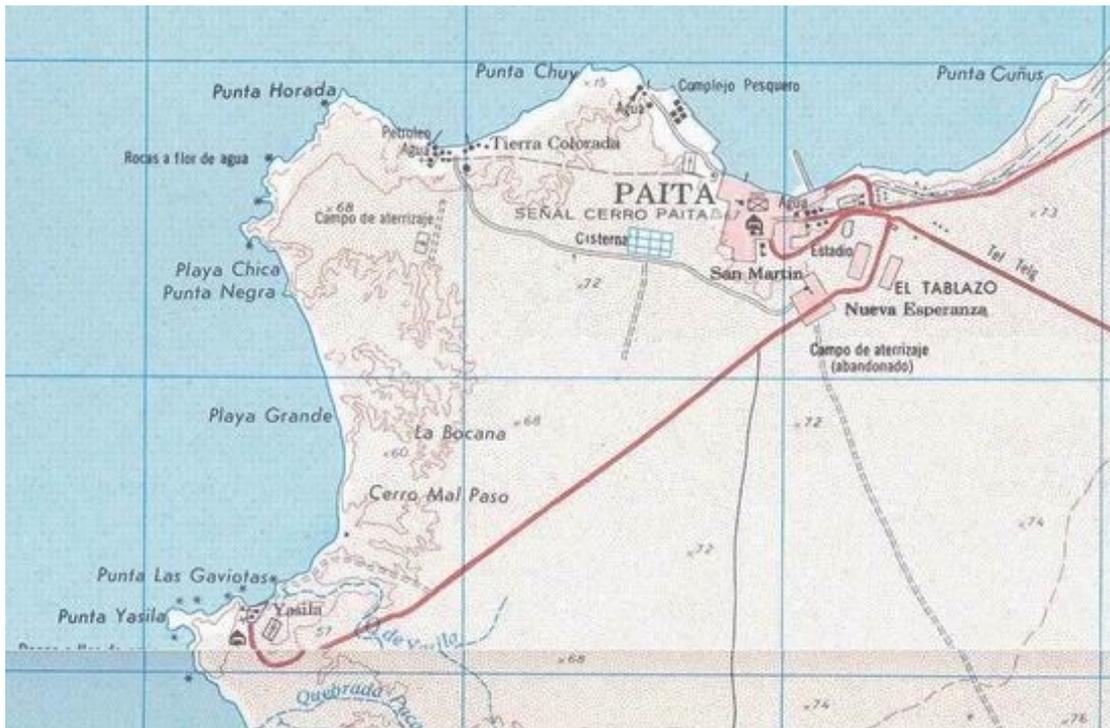


Figura 2.2. Mapa de Yacila.

2.2. Naturaleza del viento

Antes de realizar el estudio del potencial eólico de Yacila, se debe recolectar información de medidas de velocidad y dirección del viento del lugar. Información de este tipo es escasa y las estaciones que miden viento en la región no pueden ser tomadas en cuenta debido a razones técnicas. Los instrumentos de medida en estas estaciones no reúnen las condiciones para asegurar una medida de viento confiable que permita calcular el valor del recurso eólico con un bajo margen de error. No hay actualmente disponible ninguna estación meteorológica que se dedique a recolectar datos de viento con fines de estudio del recurso eólico.

Para un estudio preliminar es posible utilizar datos de estaciones cercanas que aunque alejadas permitan determinar un patrón de comportamiento del viento en la región, pero no se encuentra disponible para nosotros.

Durante los años 1984 a 1986 se realizó en la caleta de Yacila un estudio del potencial eólico del lugar, para lo cual se recopiló valiosa información de la velocidad y dirección del viento. Durante dos años se recogió esta información quedando el registro de la misma en el informe presentado en 1986, de estos dos años de toma de datos solo aparece un año en total, de mayo de 1985 a abril de 1986. Esta información se encuentra disponible y es ideal para realizar cualquier estudio de este tipo pues fue especialmente recopilada para este fin, cuidando la altura y precisión del anemómetro.

La ubicación geográfica de las instalaciones se muestran a continuación, los puntos oscuros indican la ubicación de los aerogeneradores. El anexo H muestra el mapa completo de ubicación.



Figura 2.3 Ubicación de las instalaciones en Yasila.

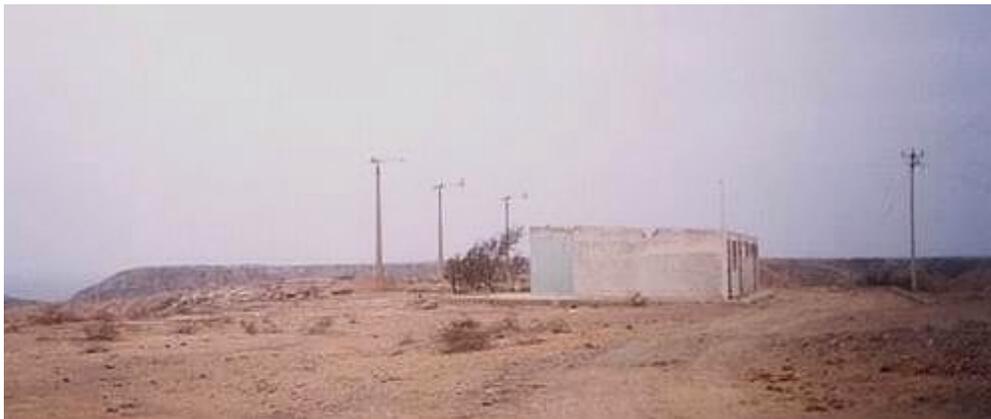


Figura 2.4. Central eólica de Yasila.



Figura 2.5. Estado de abandono de la instalación de monitoreo.



Figura 2.6 Aerogenerador #1.

Actualmente las instalaciones de medición de los parámetros del viento en Yasila, así como los aerogeneradores experimentales se encuentran en estado de abandono. No se observa ningún instrumento de medición y los aerogeneradores se encuentran totalmente corroídos.

La mayor parte de la información del estudio realizado en 1984 se ha perdido o al menos no se encuentra un archivo único de la misma. Nosotros contamos solamente con los registros de velocidad y dirección de viento recopilados entre mayo de 1985 y abril de 1986.

2.2.1 Origen de los datos. Instrumentos, mediciones anemológicas

La información de la velocidad y dirección del viento en la Caleta de Yasila, recopilada entre mayo de 1985 y abril de 1986, se presenta en los Anexos A - G. Los formatos de las tablas son los formatos originales del informe de 1986, requiriendo para nuestro estudio el procesamiento adecuado utilizando un formato adecuado. Se indica a continuación algunas consideraciones a tener en cuenta para leer correctamente la información que ahí se registra.

- Las velocidades medias horarias están expresadas en km/h.
- Las direcciones están expresadas en grados sexagesimales contados a partir del Norte ($0^\circ = N$, $90^\circ = E$, etc.).
- El valor de -1 se refiere a los valores que faltan.

En el anexo C, se indica la distribución de frecuencia acumulada de la velocidad del viento, de cada mes, para cada dirección de procedencia. La distribución de frecuencia acumulada se define como el número de horas en el mes en que el viento igualó o superó la velocidad indicada en la primera o segunda columna de la tabla. Las dos últimas columnas (total horas y total %) proporcionan la distribución de frecuencia acumulada del viento (en horas y %) independientemente de la dirección de procedencia.

La penúltima fila (% tiempo) indica la fracción de tiempo en que el viento provino de cada determinada dirección. La última línea (m/s) proporciona la velocidad media del viento procedente de cada dirección, siendo el último valor de la línea la velocidad media mensual.

Las horas de calma indicadas en el final de la tabla, son definidos como las horas en que la velocidad media horaria ha sido menor de 2 Km/h (0.5 m/s).

La dirección del viento presenta para este tiempo de medidas una predominancia de vientos procedentes del S durante todo el año, acompañados por vientos del SE frecuentes en invierno y vientos del SO frecuentes en verano. Estas direcciones se pueden verificar para los meses de febrero y junio, aunque no se aprecia la distribución de frecuencia.

2.2.2 Marcha horaria y diaria del viento^[1]

Los promedios mensuales de velocidad del viento y por día están reportados en el anexo D. Cabe notar que el empleo de promedios mensuales como datos iniciales simplifica enormemente el trabajo de elaboración y no influye sobre el cálculo de las velocidades medias, sin embargo, no permite la determinación de las distribuciones de frecuencia del viento necesarias para una determinación rigurosa de la energía eólica, para lo cual se deberían considerar todas las mediciones instantáneas.

En el anexo D, se presentan para cada mes dos columnas; la primera columna contiene la velocidad media del viento en cada día del mes, la segunda contiene la velocidad media horaria, obtenida como promedio de las medidas registradas a la misma hora durante todos los días del mes. Nótese que el valor correspondiente, por ejemplo a la hora 7:00 será el promedio durante la séptima hora es decir, entre 6 y 7am.

La marcha horaria del viento (gráficos del anexo D), mantienen la misma forma para cada mes, caracterizándose siempre por vientos débiles en la mañana y fuertes en la tarde.

2.2.3 Ubicación del anemómetro

La elección del sitio para la realización de mediciones anemológicas con fines de evaluación del potencial eólico es un aspecto determinante de la metodología y debería asegurar que el sitio es representativo de las características eólicas de los alrededores. Esto significa que debe parecerse a los sitios donde se instalarán los equipos que aprovechan el viento.

En una misma localidad las condiciones del viento, y particularmente su intensidad, varían sustancialmente con relación a los obstáculos naturales presentes, como los relieves del terreno, la vegetación, los edificios, etc. En consecuencia, la energía eólica disponible es muy diferente según se mida sobre una loma o en una depresión del terreno, en medio de los árboles o en un lugar despejado, en el fondo de un valle o sobre los cerros que lo rodean. Estos factores son considerados en el parámetro de rugosidad del terreno (tabla 1).

Las mediciones meteorológicas se realizan tradicionalmente en los sitios interesantes para alguna actividad humana, que a su vez tiende a escoger los lugares amparados del viento. La elección de los sitios en donde se encuentran las estaciones meteorológicas es la principal fuente de incertidumbre sobre la validez de los datos disponibles. En nuestro caso, encontramos que fueron especialmente registradas las medidas de velocidad y dirección del viento con la finalidad de un estudio del potencial eólico (Yacila 1984).

Un aspecto particularmente importante en la evaluación de las observaciones anemológicas es la altura en que está situado el sensor del viento con respecto al nivel del suelo. Los obstáculos superficiales frenan el viento, de manera que su velocidad en cada determinado lugar crece con la altura sobre el suelo, especialmente en los primeros metros. Idealmente, las medidas deberían realizarse a una altura estándar, cercana a la altura más adecuada para

cada determinada aplicación. Puesto que esta condición se verifica para este caso, se tiene la altura del anemómetro utilizado de 10 metros sobre el nivel del suelo.

2.2.4 Características geográficas y vientos

La naturaleza de los vientos dominantes en el Perú está estrechamente ligada a las características geográficas del territorio y a las condiciones climáticas generales. La cordillera andina, que cruza el país de NO a SE, conforma tres áreas relativamente homogéneas con características geográficas y climáticas bien definidas.

La costa del Perú está situada entre el Océano Pacífico y la vertiente occidental de los Andes, tiene las características de una zona árida, cortada transversalmente por estrechos valles cultivados aprovechando el caudal escaso e irregular de algunos ríos. La faja costera es por lo general estrecha, siendo su ancho máximo de 100 – 150Km en las latitudes de Piura e Ica , y llegando a un ancho mínimo de pocas decenas de kilómetros en muchos puntos.

La corriente de Humbolt procedente del Antártico y el afloramiento de aguas profundas a lo largo de toda la costa, determinan una temperatura baja del mar, que a su vez mantiene frías las capas inferiores del aire atmosférico. La consiguiente inversión térmica atmosférica que se produce (presencia de capas intermedias de aire caliente) impide la formación de nubes y anula casi por completo la posibilidad de lluvias. A lo largo de gran parte de la costa la radiación solar es elevada durante todo el año, sin presencia persistente de neblinas o llegar a producir precipitaciones.

A lo largo de toda la costa se observa una situación homogénea, en donde predominan los vientos alisios procedentes del SE y las brisas de mar procedentes del SO. La composición de los dos produce vientos del Sur de gran intensidad y considerable constancia en el año, esta última debida a la modesta variación estacional de las condiciones climáticas locales que determinan las brisas.

2.2.4.1.Los alisios

Es un viento continental que se forma por la diferencia de temperatura entre las zonas ecuatoriales y el polo. Son vientos regulares y constantes que soplan en una zona comprendida entre las latitudes 30° N y 30° S. Su origen se debe al fuerte calentamiento de la superficie terrestre en proximidad del ecuador, que produce corrientes ascendentes acompañadas de una zona de baja presión permanente. Para remplazar estas masas de aire que suben, se origina un desplazamiento superficial de aire procedente del sur hacia el ecuador. El empuje que se produce por efecto de la rotación de la tierra (fuerza de Coriolis) desvía los alisios hacia el O, por lo tanto estos vientos proceden del SE en el hemisferio austral.

Dado que los alisios se forman por las diferencias de temperatura entre el ecuador y los polos, se mantienen constantes día y noche, pero varían con la estación: son más fuertes en invierno, cuando mayor es la diferencia de temperatura, y más débiles en verano. Las observaciones del viento hechas por los barcos confirman la presencia del alisio del SE en alta mar a lo largo de la costa peruana.

2.2.4.2.Las brisas

Tienen un origen local y dependen de la diferente inercia térmica de la superficie de la tierra y del mar. El agua del mar distribuye fácilmente sobre toda su masa la radiación solar diurna y, en consecuencia, su temperatura se mantiene casi constante día y noche. La superficie de la tierra, por el contrario, se calienta fuertemente durante el día y produce corrientes de aire ascendente, que son remplazadas por aire procedente del mar (brisas de mar o virazón). Durante la noche el fenómeno se invierte: la tierra se enfría rápidamente y sobre el mar se produce la subida de masa de aire caliente, que son remplazadas por masas de aire procedentes de la tierra (brisas de tierra o terral).

En la costa norte del Perú (alineada con la dirección SE - NO) las brisas de mar proceden del SO. Como es conocido, el Océano Pacífico frente a la costa peruana presenta una temperatura del agua baja debido a la Corriente Peruana (o de Humbolt) y al afloramiento de aguas profundas. Esto hace que las brisas adquieran un carácter anómalo. La brisa de tierra (nocturna) es casi inexistente debido a que el mar y la tierra se encuentran ambas a temperaturas bajas, mientras que la brisa de mar (diurna) es fuerte debido a la fuerte diferencia de temperatura entre el mar (anómalamente frío) y el desierto calentado por la fuerte radiación solar. Esta última varía poco en las distintas épocas del año, originándose brisas permanentes.

Las características de los alisios y de las brisas de la costa norte pueden así resumirse:

Tabla 2.1. Alisios y Brisas de Mar.

Vientos Alisios	Brisa de Mar
Procedencia alrededor de SE.	Procedencia alrededor de SO.
Constantes día y noche.	Presentes solamente de día.
Fuertes en invierno y débiles en verano.	Poco variables en distintas estaciones.

La presencia de alísio y brisa de mar en la costa peruana y el viento resultante de su composición pueden claramente observarse, como ejemplo, analizando los datos horarios de viento en la caleta de Yasila (Lat. 5-08' S, Lon. 81-10' O).

En las figuras siguientes, se muestran las variaciones horarias de la velocidad y dirección del viento, como promedio anual y para el mes de noviembre de 1985 y julio de 1986 por tratarse de los meses de mayor y menor viento respectivamente, cumpliéndose que sus caracteres esenciales son típicos de todos los meses del año. Nótese durante las horas nocturnas el viento procede del SE (alísio), mientras que durante las horas diurnas su procedencia cambia al SO y su intensidad crece (alísio más brisa de mar procedente de la costa).

La marcha horaria del viento se repite con variaciones mínimas en velocidad y dirección durante todo el año. Esto sugiere que el viento en Yasila (así como para gran parte de la costa norte) se compone de dos vientos: el alísio y la brisa de mar.

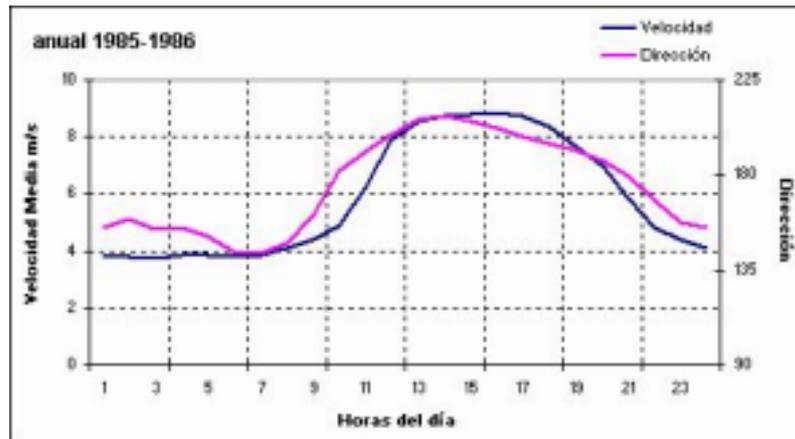


Figura 2.7 Velocidad y dirección del viento anual.

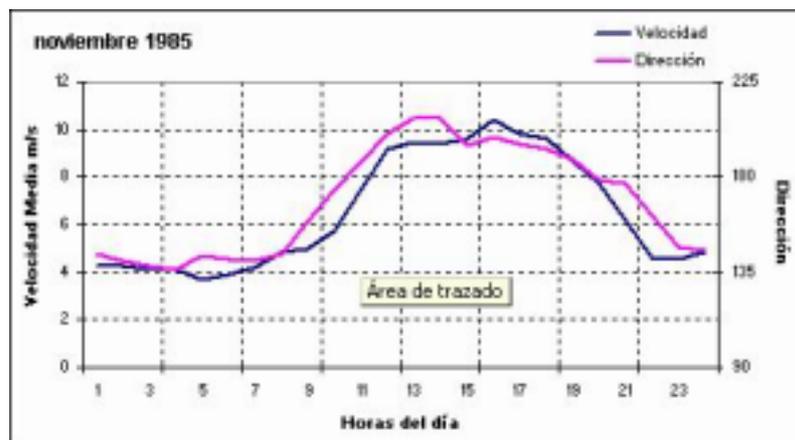


Figura 2.8. Velocidad y dirección del viento en mes de máximo viento.

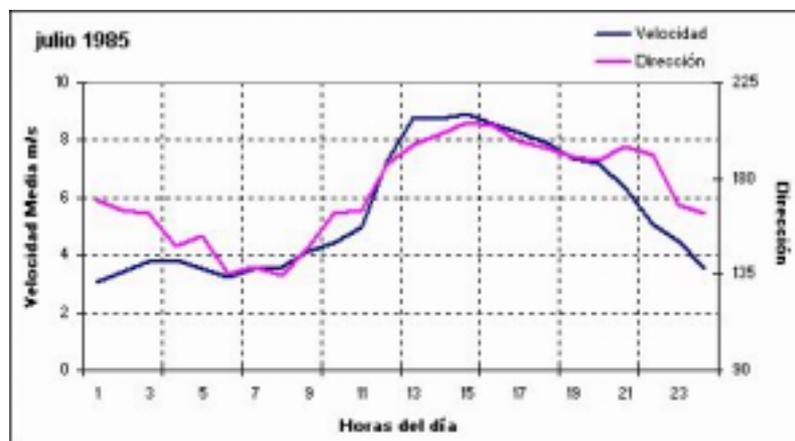


Figura 2.9. Velocidad y dirección del viento en mes de mínimo viento.

La variación horaria de la velocidad y dirección del viento (figura anterior) puede explicarse como composición de un alísio constante A y de una brisa B que se manifiesta en las horas diurnas. Puede verificarse que la velocidad y dirección del alísio, A , puede obtenerse a las 3-4am, cuando la brisa es insignificante. La velocidad máxima y dirección de la brisa de mar puede obtenerse a las 3-4pm restando vectorialmente el alísio A a la velocidad del viento V .

$$B = \sqrt{(V^2 - A^2)} = \sqrt{(V_{3-4pm}^2 - V_{3-4am}^2)} \quad (1)$$

Estos datos, representados en la siguiente figura indican que la brisa de mar tiene altos valores durante todo el año. Muestra una evidente correlación con la radiación solar local (como es de esperarse tratándose de un viento originado por el calentamiento diurno de la costa). El alísio tiene valores moderados sensiblemente menores en la época de verano austral (enero, febrero, marzo y abril).

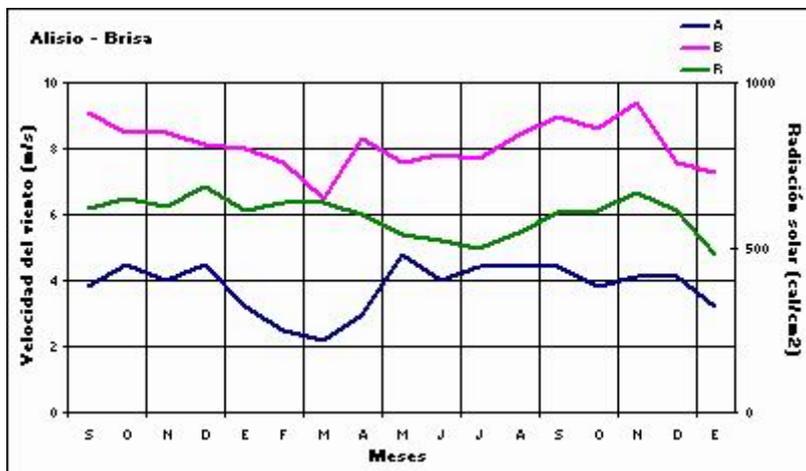


Figura 2.10. Alisios y brisas de mar.

Capítulo III

Metodologías existentes para la evaluación del recurso eólico.

El estudio del potencial eólico de Yasila, de 1986, representa una primera aproximación del cálculo de energía para la localidad de Yasila. Los datos empleados son los promedios mensuales de velocidad del viento a las 7, 13 y 19 horas de cada año de medida. Esto no permite la determinación de la distribución de frecuencia, ni por consecuencia el cálculo riguroso de la energía. Incluso para la estimación de la energía se ha optado por asumir los parámetros de la distribución de frecuencia.

Actualmente podemos contar con la metodología necesaria para realizar una medición confiable de la energía contenida en el viento. Se debe en primer lugar cuantificar el recurso, en este caso el recurso eólico disponible, antes de realizar cualquier diseño. En el proceso de investigación se puede hacer una primera clasificación de acuerdo a las regiones que aprovechan mejor el recurso eólico en el mundo.

Así podemos hablar de Europa y Norteamérica como las regiones con la mayor potencia instalada. Europa tiene instalados, hacia finales de 2003, 23,056MW de potencia eólica, mientras que Estados Unidos tiene 4,923MW. Europa y Estados Unidos cuentan con su propia metodología de evaluación, así como tecnología adecuada para aprovechar el recurso eólico.

En Estados Unidos es el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) el encargado del desarrollo de investigaciones que permiten aprovechar los recursos renovables, entre ellos el recurso eólico, para lo cual ha desarrollado software de análisis de la información de velocidad y dirección del viento, así como la información de la geografía del lugar. En Europa se utiliza el modelo Danés desarrollado en los Laboratorios RISO de Dinamarca, y que proporciona también un software que permite una cuantificación de la energía contenida en el viento, este modelo es el más empleado en Europa y otras partes del Mundo.

3.1 Modelo Norteamericano^[8]

El sistema desarrollado por los laboratorios NREL, GIS, utiliza una aproximación empírica y analítica para determinar el nivel del recurso eólico en un lugar determinado. Este sistema para producir mapas eólicos no utiliza ecuaciones de fronteras atmosféricas o ecuaciones de ajuste como en otros modelos de vientos. El sistema es diseñado para

mostrar distribuciones regionales, cerca de 50.000 km², del recurso eólico e indicar zonas donde los proyectos en energía eólica pueden ser realizados.

La técnica de NREL es una suposición meteorológica de que existen relaciones empíricas en muchas partes del mundo entre:

- La velocidad de aire libre (por encima de los 100–200m sobre el terreno).
- La velocidad del viento sobre el océano.
- La distribución del recurso eólico sobre la superficie.

Las relaciones empíricas se utilizan en estudios para superficies expuestas con una baja rugosidad superficial. Esto no excluye que el sistema empleado permita estimar los valores del recurso eólico para lugares con elevada rugosidad.

3.1.1 Base de datos.

Utiliza una gran variedad de bases de datos climáticos para los proyectos de mapeo del recurso eólico. Para los lugares a analizar, se utiliza tres diferentes tipos de datos de observaciones:

- Datos de superficie.
- Datos sobre el aire (velocidad de aire libre).
- Modelación de datos del viento.

Para la Información de Superficie se emplea los datos contenidos en observaciones horarias de las principales estaciones meteorológicas del Centro Nacional de Información del Clima de los Estados Unidos, *NCDC*. Esta información se obtiene principalmente de anemómetros de aeropuertos, observaciones de las estaciones de la Guardia Costera e instalaciones de radar.

La Información sobre el aire se obtiene de reportes obtenidos a través de sondas y globos aerostáticos por más de 4 veces al día. Los datos de viento estimados cada 300 metros son utilizados para desarrollar perfiles de velocidad y de potencia contenida en el viento en una zona de fuerte viento.

Cuando las observaciones de vientos fuertes son escasas, o de lugares de donde no pueden ser registrados, se emplea las Estadísticas de Redes de Vientos Fuertes como modelación de datos del viento.

3.1.2. Metodología

El sistema desarrollado por NREL combina la entrada meteorológica, los módulos de cálculo de información del viento y la información digital del terreno para producir mapas. Además del mapa del recurso eólico, también se pueden producir mapas de elevaciones, mapas de colinas, y mapas de contornos de elevaciones.

La calidad del mapa final del recurso eólico, depende de la calidad de información meteorológica registrada. Las bases de datos climáticos son revisadas y se realiza un análisis de los mismos. Se generan compendios de las características de los vientos para los vientos de superficie y los vientos sobre los cientos de metros para compararlos y

determinar las características de viento que prevalecen en las áreas de estudio. Los periodos de información determinados para ser representativos son seleccionados del periodo completo para ser utilizados en los estudios. El modelo conceptual guía el desarrollo de relaciones empíricas que sirven como la base de algoritmos que calculan la energía en el viento y los muestra en los mapas.

3.1.3 Estudio realizado en NREL.

Se muestra a continuación un estudio realizado, y a manera de ejemplo, de lo que es posible realizar con la metodología desarrollada por NREL. Es el análisis del potencial eólico de Dakota del Norte y Dakota del Sur, en comparación con un estudio similar realizado en 1987. Se han empleado las herramientas antes mencionadas:

- Información de superficie.
- Información sobre el aire (velocidad de aire libre).
- Modelación de datos del aire.

Estos son complementados por observaciones tomadas a una altura de 40 a 50m, en torres especialmente preparadas para medidas de energía en el viento.

La siguiente figura muestra la comparación entre el atlas del recurso eólico de Dakota del Norte y Dakota del Sur, producido en 1987 y los mapas ahora actualizados. La diferencia más notable entre los mapas es la precisión del registro del recurso eólico en el nuevo mapa.

El mapa actual muestra la variación del recurso de viento que resulta de variaciones en el terreno.

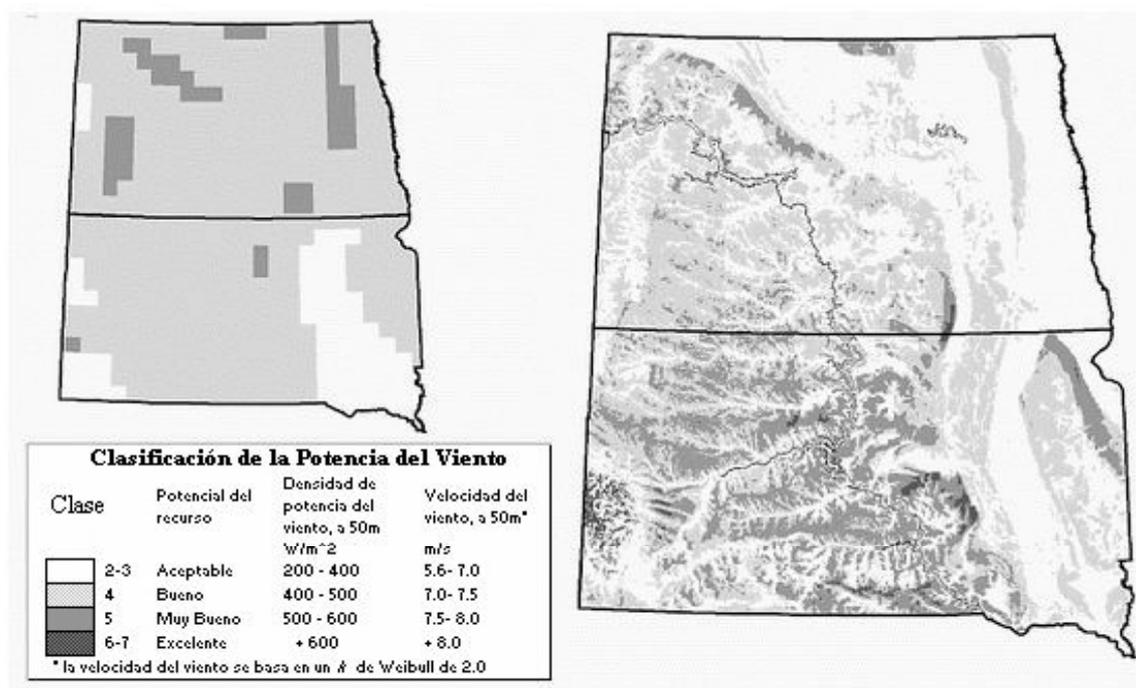


Figura 3.1. Mapa del recurso eólico en Dakota del Norte y Dakota del Sur.

Un notable aporte del comportamiento del recurso de viento en el mapa actual es el incremento del recurso, vistos en el centro, O y NO de Dakota del Sur. Las estadísticas de redes de vientos fuertes indican una región de bajo nivel de viento en el centro de Dakota del Sur y extendiéndose hasta el NO del estado hasta el SO de Dakota del Norte. El área de los más fuertes vientos a baja altura es en el centro y O de Dakota del Sur, registrándose en el lugar accidentes topográficos de gran altura como valles de ríos, entre montañas.

La topografía de las regiones de colinas oscuras del SO de Dakota del Sur es complejo, con picos de montañas expuestos y valles. Las colinas oscuras expuestas tiene un recurso mayor al promedio, mayor a 8m/s de promedio anual de velocidad del viento. El mapa actualizado muestra pequeñas zonas de más de 8m/s, un gran recurso que no aparecen en el mapa de 1987.

Las áreas que tienen un recurso clase 5 (8m/s) en Dakota del Norte no son tan extensas en el mapa actual en comparación al de 1987. Este resultado de la mayor resolución del mapa actual se debe al análisis y discretización de la información climática. La información muestra un gradiente de vientos de bajo nivel en relación al máximo en el S de Dakota del Norte, lo mismo que los vientos de bajo nivel en el extremo NO de Dakota del Norte. Este gradiente, sin mucho terreno alto en el N del estado, ha resultado señalado en el mapa como clase 3 y bajo recurso en mucho del E y N de Dakota del Norte, comparado con la categorización clase 4 en el mapa de 1987.

3.1.4. Conclusiones del estudio.

En los años 1999-2000, NREL ha producido mapas del recurso energético contenido en el viento en Norteamérica con una resolución horizontal de 1km. Estos son una mejor versión sobre los mapas anteriores que tienen 25 km de resolución.

Los mapas actualizados muestran más precisamente patrones del recurso del viento y variaciones significativas del recurso a través del terreno. Los nuevos mapas mostrados muestran pequeños lugares de elevado recurso eólico en estados que no aparecían en los viejos mapas. La información en los mapas actuales puede ser de mucha ayuda para determinar dónde se pueden ubicar parques eólicos.

3.1.5 El Software.

La metodología de análisis del recurso eólico de los laboratorios *NREL* está conformada por varios paquetes de software, uno de los cuales es *Wind Map* que permite crear mapas de velocidad, dirección, energía contenida en el viento, y la potencia de salida de un aerogenerador una vez que se ingresa la información describiendo el terreno, la rugosidad del lugar y la velocidad de los vientos medidos en una o más estaciones. A continuación mostramos algunos pasos para su utilización a fin de observar ventajas y utilidad.

La ventana principal .- Es el centro de control. Aquí se puede ver, crear e imprimir información de las estaciones para producir los mapas.

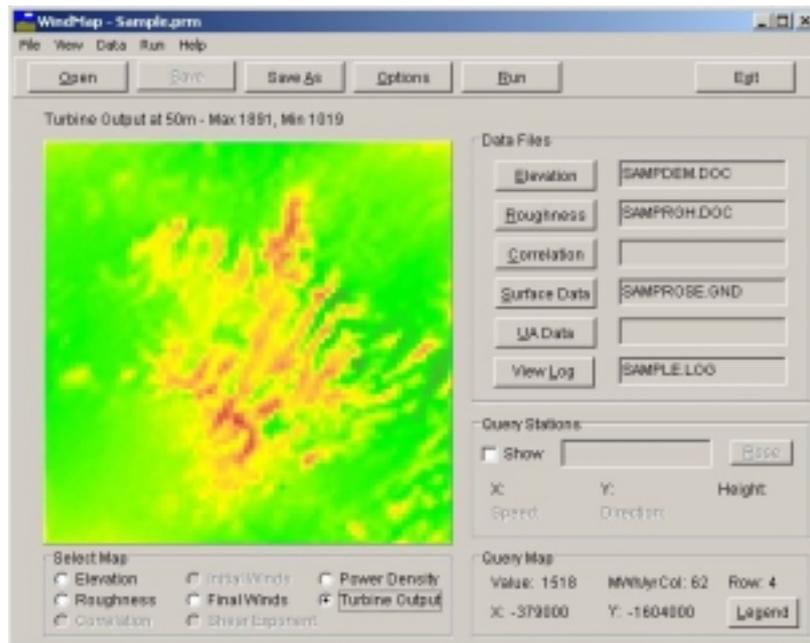


Figura 3.2. Wind Map. Ventana Principal.

El primer paso es cargar el archivo de parámetros, que contiene toda la información que describe el ejemplo. Ingresando a través de *open*, se puede acceder a los subdirectorios donde se ubica el programa y cargar *sample.prm*. *Wind Map* automáticamente ingresará los parámetros. La característica más resaltante de la ventana principal es un mapa en colores como el mostrado, resaltando las elevaciones, en este caso las montañas Davis, región del Oeste de Texas.

En la esquina inferior derecha de la pantalla, en el recuadro marcado como *Map Query*, los valores del mapa (en metros sobre el nivel del mar), las coordenadas X -Y (en metros relativos del origen del sistema de coordenadas), y la ubicación fila-columna son mostradas.

Los mapas de elevación y rugosidad .- El cuadro de leyenda que se muestra en la figura indica los colores del mapa que corresponden a las diferentes alturas. Este cuadro muestra que las áreas de rojo representan las mayores elevaciones, las zonas verdes, las más bajas, y los tonos de amarillo son las áreas intermedias.

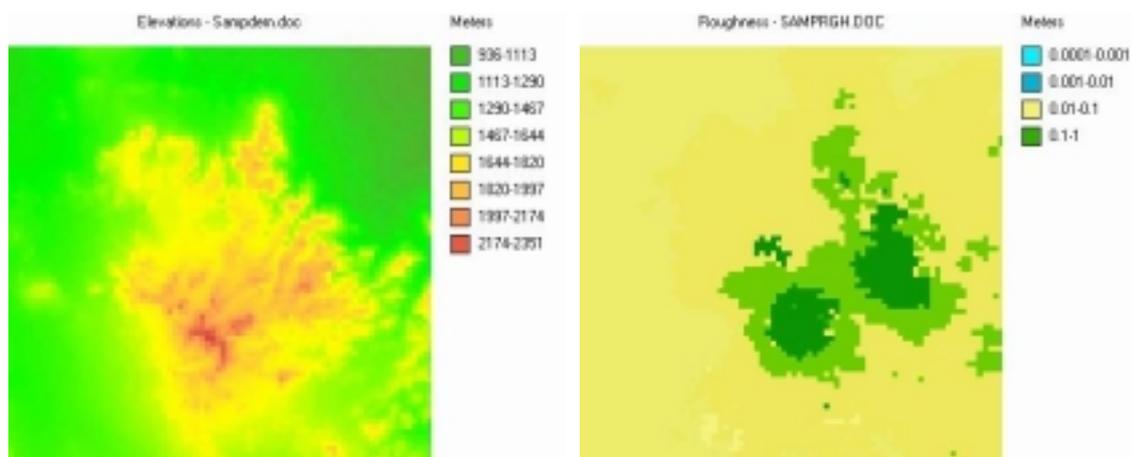


Figura 3.3. Elevación y Rugosidad

La figura es un ejemplo de mapa de rugosidad, en diferentes tonos de amarillo y verde. Las sombras de amarillo corresponden a niveles de rugosidad de 0.01 a 0.1m, correspondientes a sembríos y llanuras. Las sombras verdes corresponden a valores mayores de 0.1, que probablemente son árboles, bosques, y áreas pobladas. Si existen zonas áridas, lagos u océanos en la región, éstas aparecerán como azules. Los mapas de elevación y rugosidad pueden ser creados con un sistema de información geográfica, o digitalizando mapas impresos.

Las estaciones .- Usando el cuadro marcado como *show* en el cuadro *Query Stations*, dos recuadros pequeños aparecen en el mapa. Estos representan las dos estaciones meteorológicas de las cuales se ha entregado la información de ejemplo. En cada símbolo se puede observar el nombre, las coordenadas X-Y, la altura sobre el terreno, velocidad y dirección del viento para cada estación.

La tabla atmosférica .- La línea de altura de frontera (la línea que indica hasta dónde afecta el terreno a las líneas de viento) es 200 metros. Las características atmosféricas no son tomadas en cuenta o tomadas como neutrales. Esto quiere decir que las líneas de viento que procesa el programa dependen únicamente de la rugosidad del terreno de acuerdo con la fórmula logarítmica estándar.

Para calcular el exponente de la ley de potencia correspondiente a la rugosidad de superficie indicada se utiliza *power law*. Esto activa una calculadora donde se ingresa dos valores diferentes de rugosidad y dos alturas para obtener el exponente de línea de viento. Se puede apreciar incluso la razón entre las velocidades de viento a las dos alturas. Se puede obtener valores diferentes del exponente para una misma rugosidad, si se escoge otra de las opciones de estabilidad (inestable, ligeramente estable, muy estable) en la hoja de la tabla de atmósfera.

La tabla de potencia .- En esta hoja se ingresan parámetros que afectan el cálculo de la densidad de energía contenida en el viento y la salida de potencia del aerogenerador. El primer grupo de parámetros determinan la densidad del aire. Se puede escoger entre una densidad constante o una densidad que varíe con la elevación. Si se escoge la segunda, se tiene la opción de escoger un perfil de temperatura constante (15°C a nivel del mar y decrece 6.49°C cada 1000m), o alguno definido particularmente.

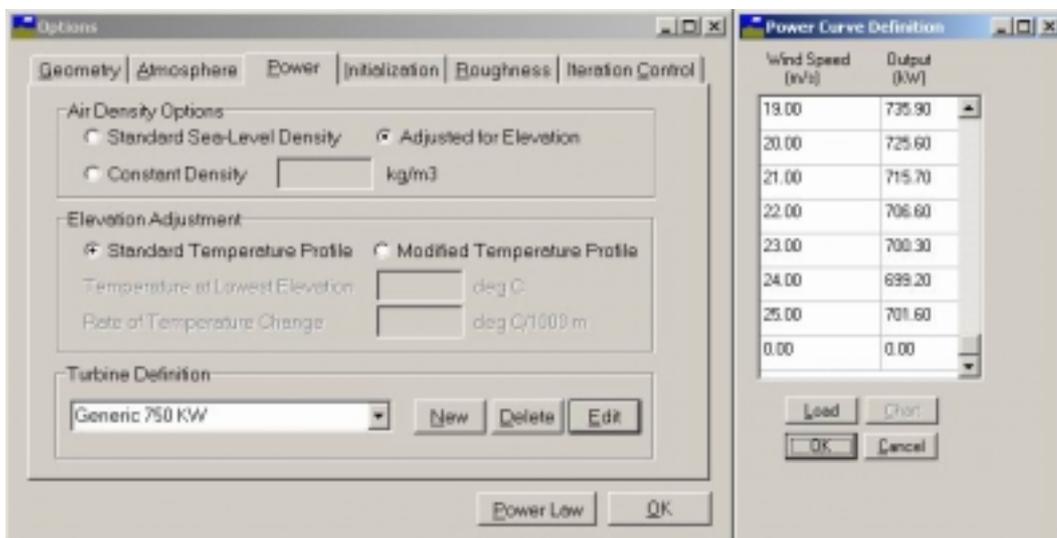


Figura 3.4. Opciones.

En el extremo inferior se aprecia un cuadro que permite ingresar la clase de aerogenerador y la curva característica utilizada en el cálculo de la salida de potencia del aerogenerador. Por defecto aparece un aerogenerador genérico de 750kW.

Una importante decisión es cuál de las estaciones de tierra será usada para determinar la velocidad inicial del campo en la región. Idealmente este campo inicial de viento deberá aproximar la velocidad que existiría de no haber accidentes naturales en el terreno. El programa ajusta automáticamente el campo de vientos en respuesta a las variaciones locales del terreno.

La estación en el plano se encuentra más cerca de este criterio porque está en un llano alejado del pico de esta montaña. La estación de las montañas será utilizada para comprobar la aproximación del mapa de viento.

La información de superficie .- En el menú principal, la opción *surface data* muestra las dos estaciones llamadas ****Plano** y **Montaña**. La estación ****Plano** corresponde a una ubicación de aproximadamente 20km al Oeste de las montañas Davis en una región aproximadamente a 1000m debajo del pico. La velocidad media en este sitio es 5m/s a 10m sobre el terreno. La segunda estación está ubicada bastante cerca del pico de la montañas Davis. La velocidad media de viento es 8.14m/s a 30m sobre el terreno.

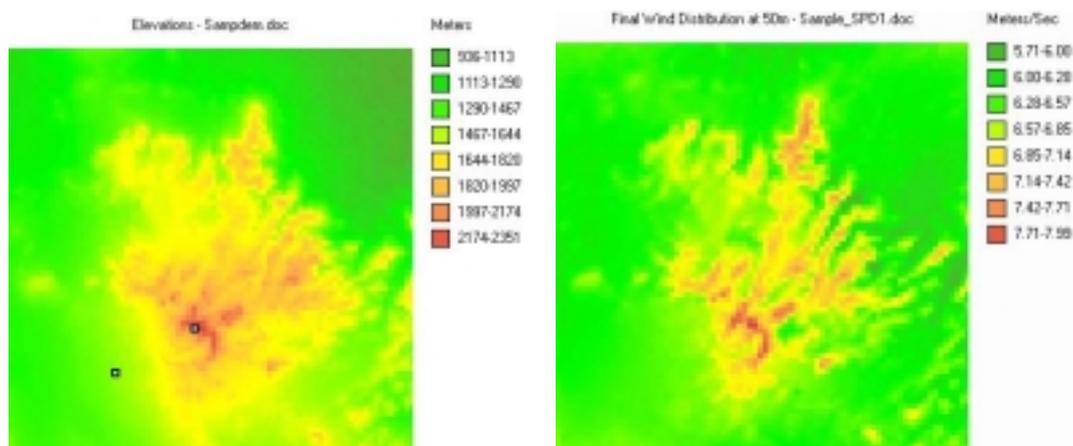


Figura 3.5. Estaciones y distribución final del viento

La rosa de viento .- La estación ****Plano** tiene dos asteriscos (**) junto al nombre porque es la estación de referencia, lo que significa que la frecuencia de dirección de viento para todas las estaciones es determinada por ésta. Una vez seleccionada, ubicar la rosa de viento. Tiene tres columnas (cuatro si se selecciona el valor del parámetro de Weibull). La columna de la izquierda muestra las doce diferentes direcciones de referencia de la rosa. La segunda y tercera muestra la frecuencia y velocidad principal para cada dirección. La estación de la montaña muestra nuevamente una ventana con su propia rosa de viento. Se aprecian cinco columnas incluyendo la del parámetro de Weibull. Las dos columnas de la izquierda muestran frecuencia, la tercera y la cuarta muestran la dirección y velocidad de viento en esta estación.

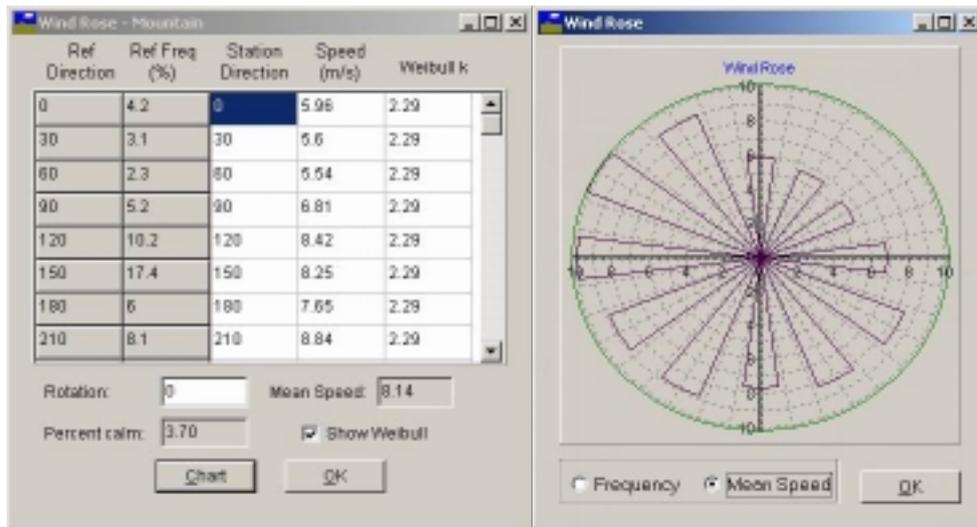


Figura 3.6. Rosa de vientos.

Los vientos a gran altura .- Se encuentra esta opción con el nombre *up data*. El recuadro indica “perfil constante”. Esto significa que los vientos son asumidos como constantes en velocidad y dirección desde la parte más alta de la línea de frontera hasta el cuadro de medida. Un mapa más aproximado puede ser producido ingresando velocidades de viento y direcciones para dos o más niveles de vientos a gran altura desde una radio sonda cercana u otra fuente de información

Resultados .- Cuando la ejecución ha terminado, la ventana de salida de información que aparece muestra la comparación entre las velocidades de viento obtenidas en las dos estaciones meteorológicas para cada dirección de la rosa. En esta ventana se pueden apreciar el resumen de las velocidades medias para todas las direcciones.

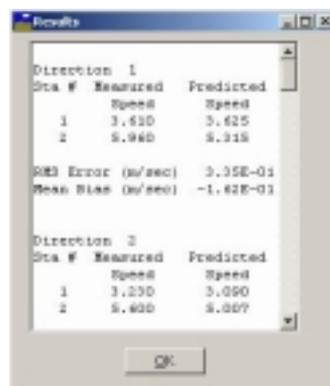


Figura 3.7. Resultados

En este ejemplo, el programa predice velocidades de viento bajas en las dos estaciones (4.93 y 7.25 m/s, en comparación con las velocidades medidas 5.00 y 8.14 m/s). esto ocurre por dos razones. Primero, el grado de aceleración sobre las montañas depende de la razón de estabilidad, una razón de estabilidad diferente puede resultar en un mejor comportamiento en el pico de la montaña. Como resultado, se reduce la velocidad en los planos para compensar el incremento de velocidad sobre las montañas. El mapa de velocidad de viento aparecerá en la ventana principal. Las zonas roja indican velocidades de viento más fuertes que las áreas verdes.

Las figuras muestran el mapa de densidad de potencia contenida en el viento y la potencia

de salida del aerogenerador respectivamente. Observamos que la figura, de densidad de potencia contenida en el viento muestra una diferencia mucho más acentuada entre las áreas de vientos fuertes y vientos de baja velocidad. Esto se debe a que la potencia depende del cubo de la velocidad. La potencia de salida del aerogenerador muestra que el aerogenerador genérico de 750kw puede producir entre 1159 a 2369 MWh/año dependiendo de dónde esté ubicado.

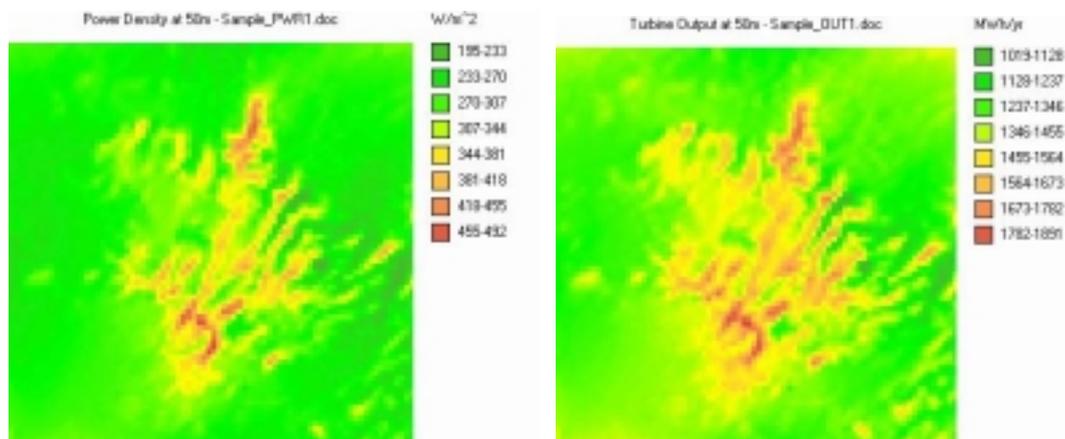


Figura 3.8. Densidad de energía disponible y Salida del aerogenerador.

3.2 El modelo Europeo^[8]

En Europa se encuentra muy difundido el uso del programa WAsP, desarrollado por los laboratorios RISO de Dinamarca. El programa WAsP utiliza la información recopilada en la estación meteorológica, y la utiliza para predecir el comportamiento del viento en el lugar del aerogenerador.

Al observar un mapa es posible que el lugar elegido para instalar un aerogenerador sea completamente diferente al lugar donde se encuentra la estación meteorológica de dónde se obtiene la información. Incluso, las características del lugar para el aerogenerador tendrán un efecto en el comportamiento del viento cerca de la turbina. Además es poco probable que la altura del rotor del aerogenerador sea la misma altura del anemómetro.

WAsP puede analizar la información registrada, corregirla por los efectos del lugar, para producir un registro independiente de las características del lugar. Este registro independiente del lugar es llamado “atlas de viento” o “registro regional de viento”. Se puede incluir las características del lugar al atlas de viento, para producir una interpretación específica del comportamiento local del viento.

Realizar una predicción, utilizando WAsP es un proceso en dos pasos. Primero, la información proveniente de la estación meteorológica necesita ser analizada para producir el atlas de viento, y luego el atlas resultante necesita ser aplicado al lugar donde será emplazado el aerogenerador para estimar la energía en el viento.

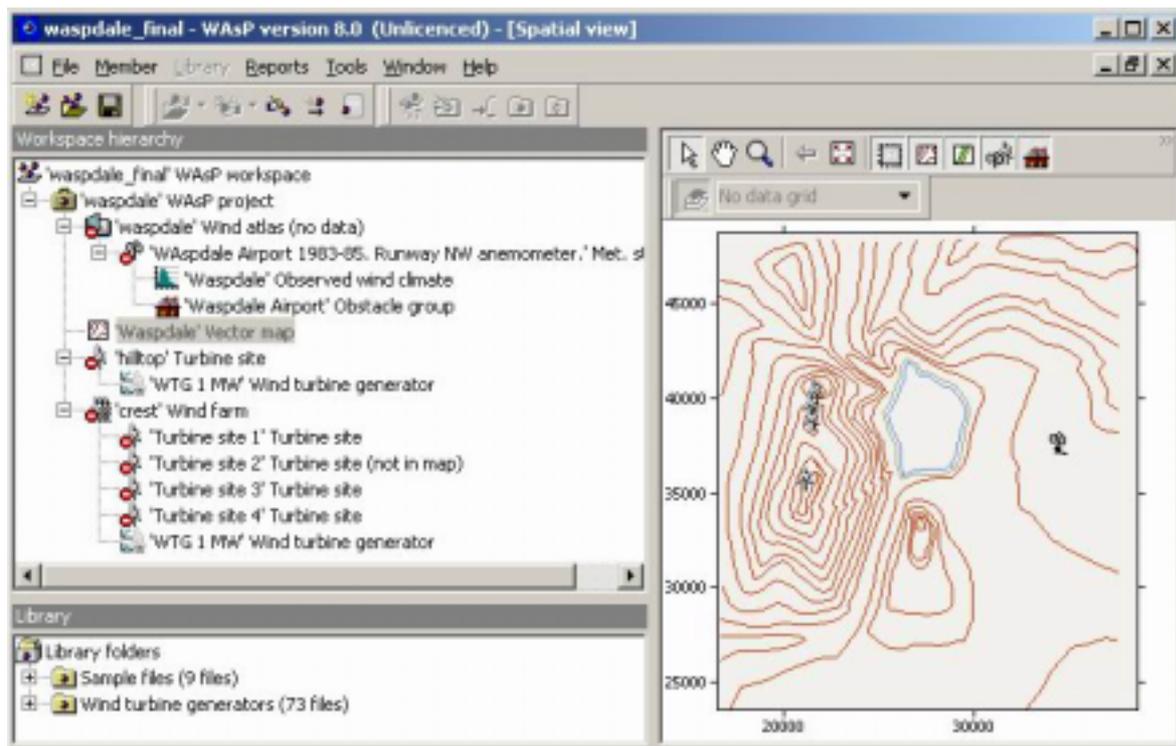


Figura 3.9. Ventana Inicial WASP.

El procedimiento de trabajo de WASP es completar una secuencia donde se ingresa la información a ser procesada. Se debe ingresar la información de velocidad y dirección del viento, mapas topográficos del lugar, los elementos de rugosidad, y finalmente la ubicación de los aerogeneradores.

Se requiere abrir un espacio de trabajo (*work space*) en WASP. Un nuevo proyecto es automáticamente insertado en el lugar de trabajo. Para el análisis que se plantea realizar utiliza un atlas de viento (*wind atlas*) previamente creado. El atlas será generado a partir de una estación meteorológica. En el programa se debe indicar el lugar donde se encuentra la estación.

Se debe incluir un mapa topográfico (*vector map*) del lugar, el archivo debe ser de un formato compatible con el programa principal. Una vez ubicado físicamente el lugar dónde se instaló la estación meteorológica se debe detallar las condiciones del lugar, obstáculos y rugosidad presentes en el terreno. Éstos elementos se agregan en el recuadro (*obstacle group*). El mapa, el registro de viento observado, y la relación de obstáculos contienen información y todos pueden ser revisados.

Al completar todos estos elementos se puede realizar el cálculo del atlas de viento. En esta versión no se puede realizar el cálculo, razón por la cual no se puede ensayar directamente con la información de Yasila. La figura 3.10 muestra un atlas de viento de un ejemplo contenido en esta versión de WASP. La primera columna muestra los doce sectores, direcciones, en que está dividida la rosa de viento para una ubicación. Las siguientes columnas son la frecuencia de incidencia de cada velocidad, los parámetros de Weibull, factor de forma y factor de escala, y la velocidad media. La tercera columna indica la potencia media contenida en el viento para cada dirección.

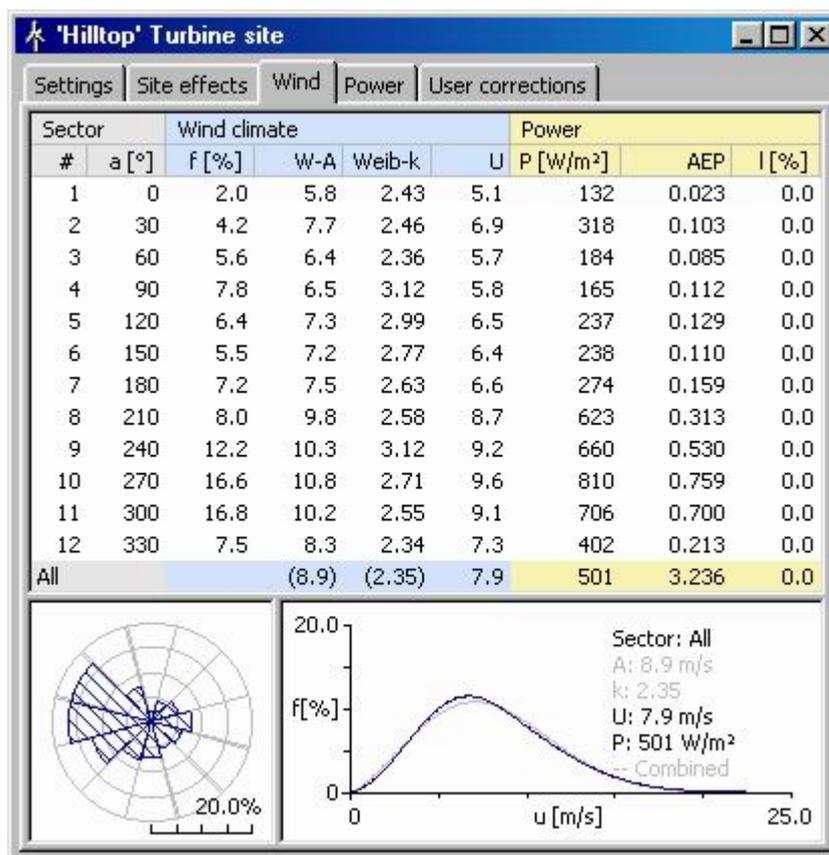


Figura 3.10. energía contenida en el viento

Ubicación del aerogenerador .- En la figura 3.9 se muestra un mapa en el cual fácilmente se puede ubicar un aerogenerador a fin de estimar su producción de energía, y evaluar su comportamiento, puede hacerse lo mismo con un grupo de aerogeneradores, lo que constituiría un parque eólico. En la figura puede apreciarse un aerogenerador en la parte baja, y un grupo de ellos un poco más arriba.

Primero se debe ubicar el lugar para el aerogenerador en el mapa. Debido a que el mapa y la ubicación del aerogenerador están en el mismo proyecto, WAsP automáticamente reconoce que el lugar elegido se encuentra dentro del mapa. Todo lo que se requiere es ingresar las coordenadas.

La curva característica del aerogenerador .- Con el fin de predecir cuánta potencia puede ser producida por un aerogenerador, WAsP necesita las curvas características de producción de energía del aerogenerador. Esta información deberá ser ingresada al programa asociando un modelo de aerogenerador al lugar de su ubicación. Podemos utilizar el editor de turbinas del propio programa (*turbine editor*).

Registro de viento .- Una vez ingresados los elementos antes mencionados, el programa WAsP puede predecir el registro del viento para el lugar elegido, es decir calcular los efectos del lugar. Ahora se podría abrir el lugar del aerogenerador y evaluar los resultados, los cálculos de viento o de energía producida. Como se mencionó anteriormente esta versión no permite realizar cálculos con información propia.

3.2.1 Procesador de datos de viento (*owc wizard*)

Al calcular el atlas de viento a partir de la información del lugar, WAsP no utiliza los datos recopilados directamente de la estación meteorológica. En lugar de eso, WAsP necesita un resumen ordenado de la frecuencia de ocurrencia de la velocidad del viento así como de la dirección. Esta información ordenada en tablas está contenida en un archivo denominado registro de viento observado (*owc*), o archivo de extensión *tab*.

La función *wizard* ajusta la información antes de compilarla. Se puede especificar qué parte de la información se puede omitir del registro, y realizar ajustes lineales a los valores de los datos, especificando incluso valores de discretización.

La base de datos del *owc wizard* puede ser generada a partir de uno o más archivos de datos. Cada uno de ellos puede tener un formato diferente, y puede haber sido medido con un instrumento diferente. El lugar y la altura de los instrumentos debe ser la misma.

3.2.1.1 La información meteorológica

La información meteorológica debe ser ingresada como un archivo que contenga lecturas de velocidades y direcciones de viento. El informe de viento generado podrá ser producido a partir de uno o más archivos de datos. El archivo de datos puede contener otras lecturas además de velocidad y dirección, pero serán ignoradas cuando se lea el archivo.

De acuerdo a los registros cada fila contiene una lectura, la primera columna indica el año, mes, día y hora de la medida de viento, la segunda columna la velocidad y la tercera la dirección. El modelo de como ingresar la información se muestra en el anexo, tabla 3.1.

Tabla 3.1 Registro de velocidad y dirección del viento.

Fecha	Velocidad (m/s)	Dirección (°)	Fecha	Velocidad (m/s)	Dirección (°)
85050101	6	128	85050113	8	208
85050102	6	120	85050114	9	208
85050103	6	136	85050115	9	192
85050104	5	128	85050116	9	192
85050105	5	120	85050117	8	184
85050106	5	128	85050118	8	192
85050107	4	128	85050119	6	192
85050108	5	136	85050120	4	184
85050109	4	128	85050121	5	144
85050110	4	200	85050122	4	144
85050111	8	208	85050123	3	152
85050112	9	200	85050200	4	152

La precisión y veracidad del informe de viento producido y las producciones del recurso eólico dependen fuertemente de la calidad de la información proporcionada. Esta fiabilidad depende de la calidad de instrumentos, precisión y regularidad en las mediciones.

3.2.1.2 Detalles del lugar

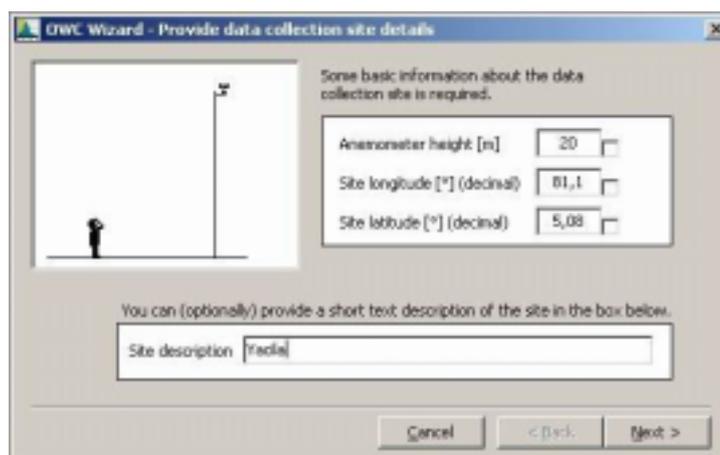


Figura 3.11 Información del lugar.

Antes que ninguna información sea aceptada, *wizard* requiere que cierta información básica acerca del lugar sea registrada.

La altura del anemómetro es la altura sobre el nivel del suelo sobre el cual se encuentra el instrumento, usualmente abreviado como m.s.n.s.(metros sobre el nivel del suelo). Ingresar la altura del anemómetro es muy importante para las consiguientes operaciones que deba realizar WAsP.

La longitud y latitud del lugar no puede ser dejada como cero pues son parámetros muy importantes y tomados en cuenta en la modelación. Además, esta información es incluida en el archivo de salida final, y puede ser de mucha importancia para trabajar con la información obtenida.

Se debe observar que la ubicación del lugar donde se encuentra el anemómetro debe ser su ubicación geográfica por coordenadas, como son latitud y longitud, en grados decimales. Convencionalmente, latitud Norte (N) y longitud Este (E) son consideradas positivas, latitud Sur (S) y longitud Oeste (O) negativas. Latitud puede tomar valores entre -90° y $+90^{\circ}$, y longitud puede tomar valores entre -180° y 180° . La descripción del lugar será presentada cuando el archivo *owc* sea importado y presentado dentro de WAsP.

3.2.1.3 Estructura de la información

Se requiere indicar al programa cómo interpretar el contenido del archivo que se ha adicionado. La imagen mostrada provee una vista previa de cómo la información será interpretada. El área de texto en la parte superior izquierda de la zona de diálogo, muestra la información que encabeza el archivo, y que no será tomada en cuenta para el análisis.

Se debe ajustar la columna de dirección y la columna de velocidad hasta que la vista previa muestre una correcta interpretación de los archivos de datos (Figura 3.12). La información será mostrada en varios gráficos, el gráfico tiempo versus velocidad, dirección de viento, y una representación polar de las observaciones. (Figura 3.14).

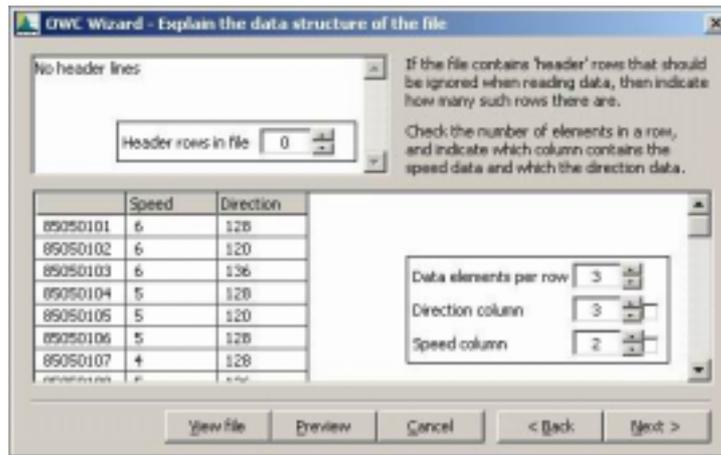


Figura 3.12. Estructura de la información.

3.2.1.4 La rosa de viento.

Es posible que el archivo de datos contenga información de un periodo que puede ser excluido del análisis por alguna razón, es posible especificar una sub secuencia de toda la información para ser importada. Por defecto, el Wizard asume que toda la información deberá ser incluida, pero cambiando los valores de primera lectura y lectura final, una sub secuencia puede ser definida.

En la figura (Figura 3.14), todas las 8760 lecturas en el archivo de datos han sido incluidas, correspondiendo exactamente al año de toma medidas en Yasila cada hora por los doce meses. En esta figura, la ilustración a la izquierda simplemente entrega una revisión rápida de la sub secuencia de datos, en relación a la secuencia total.

Si solamente se tiene uno o pocos años de observaciones, como es el caso de Yasila, estos deberán ser revisados nuevamente y procesados junto con información de estaciones cercanas, o información recopilada, válida para el lugar. La intención es que la serie corta de tiempo que se presenta, sea representativa del comportamiento climático del lugar. En este caso no ha sido posible contar con la información de estaciones cercanas.

3.2.1.5 Lecturas de datos.

Los contenidos de cada grupo de datos son afectados por el equipo utilizado para recoger la información. Es posible incluso que la velocidad y dirección del viento no haya sido recogida en unidades estándar del sistema internacional. *Wizard* permite realizar correcciones para validar los datos del archivo a utilizar.

Una corrección de la velocidad del viento puede realizarse ajustando los valores de velocidad por defecto y el factor proporcional en los cuadros presentados. La corrección se realiza de acuerdo con el modelo $y = ax + b$, donde el valor por defecto es b y el factor proporcional es a .

Es posible proveer un límite de calma. Cualquier lectura con un valor igual o menor a este valor límite, será interpretado como cero (calma). Se ha incluido un límite de calma de 0.3 ms^{-1} diferente de cero. Una corrección lineal de la información de la dirección del viento puede ser realizada, ajustando los valores por defecto y el factor proporcional de dirección.

Algunos archivos de datos contienen lecturas con valores fuera de rango que indican un error en la condición del aparato de lectura, o quizá observaciones perdidas. Este cuadro permite límites superiores e inferiores a ser ubicados para la velocidad y dirección del viento. Cualquier valor de los datos fuera de ese rango no será incluida en el compendio de *owc wizard*. La figura muestra un registro de datos con ocasionales muy altas lecturas. Estas lecturas han sido excluidas por el valor (por defecto) para la mayor dirección, que es 360 grados, y el valor (por defecto) para el límite mayor de velocidad, que es de 90 m/s.

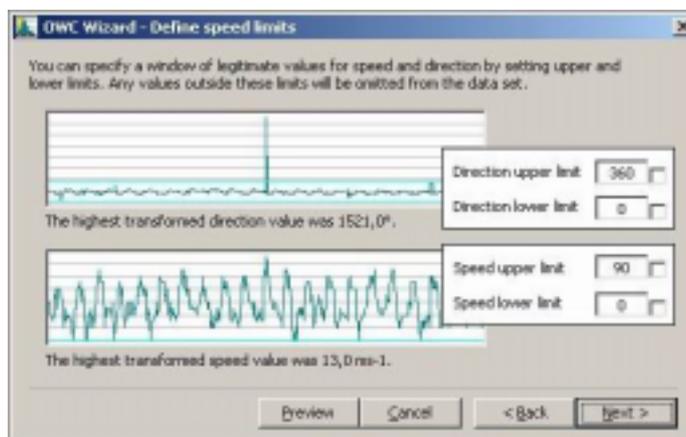


Figura 3.13. Límite de velocidad.

Se muestra una representación versus tiempo de velocidad y dirección y una gráfica polar. Moviendo el cursor sobre la serie de tiempo presentada es posible leer los valores de velocidad y dirección del viento. La ventana de presentación puede ser cambiada en el tiempo presionando las flechas de la ventana.

Es necesario ingresar el número de sectores para el análisis, por defecto son 12, como máximo son 36, y el ángulo central del primer sector, cuyo valor por defecto es 0°/360°.

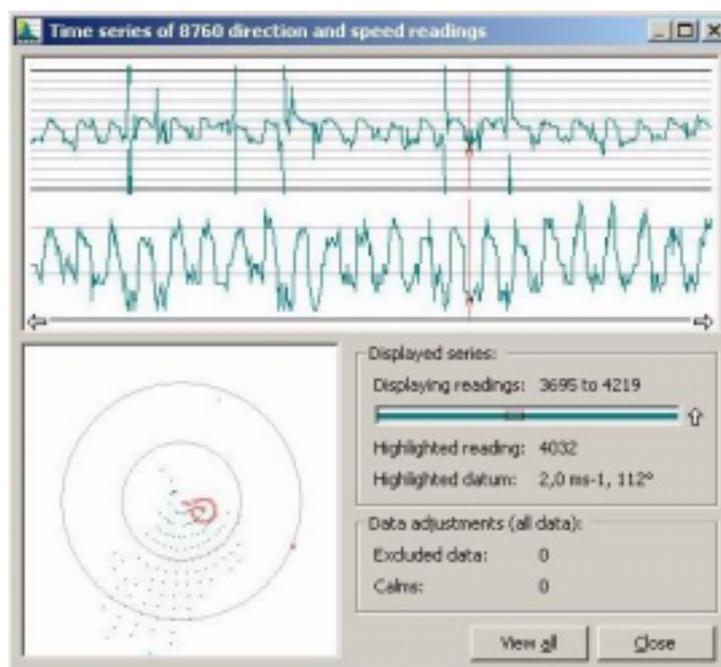


Figura 3.14. Lecturas de velocidad y dirección.

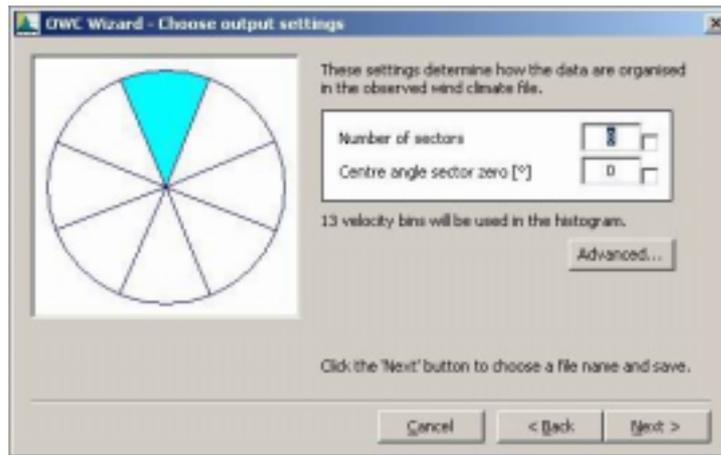


Figura 3.15. Parámetros de salida.

En nuestro caso elegimos 8 sectores para representar las direcciones principales de orientación.

Se revisa cómo la distribución de la velocidad del viento es representada por la función de distribución de Weibull y se realiza un reporte *owc wizard* del análisis de datos procesados. Se debe revisar cuidadosamente los valores presentados de velocidad del viento y potencia disponible, en este caso de la caleta de Yasila. La diferencia entre los resultados obtenidos directamente de la serie de datos y los obtenidos a partir de la distribución de Weibull deberá ser pequeña (un pequeño porcentaje). Si no es el caso, la distribución de Weibull no es una representación precisa de la información y se deberá procesar nuevamente la información. La causa más frecuente para que existan grandes diferencias entre estos valores es no haber especificado correctamente los valores de discretización de la información. En el caso de Yasila no se muestran mayores diferencias entre estos valores.

El reporte presentado contiene:

- Medida del recurso disponible en la localidad.
- Rosa de vientos y gráfica de la distribución de Weibull (parámetros).
- Distribución de viento (frecuencia) y estadísticas por sectores.
- Archivo de información, ajustes y filtros de los datos ingresados.
- Observaciones y rangos de los datos ingresados.
- Discretización de la información.

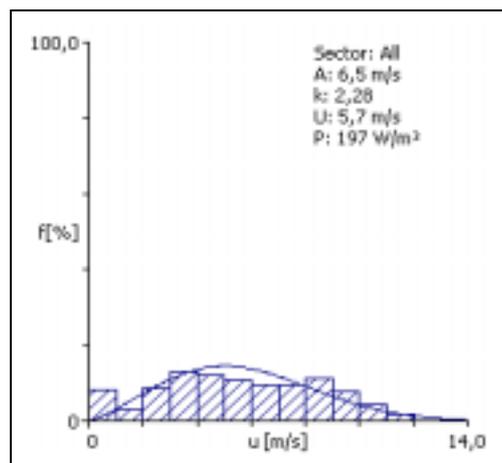
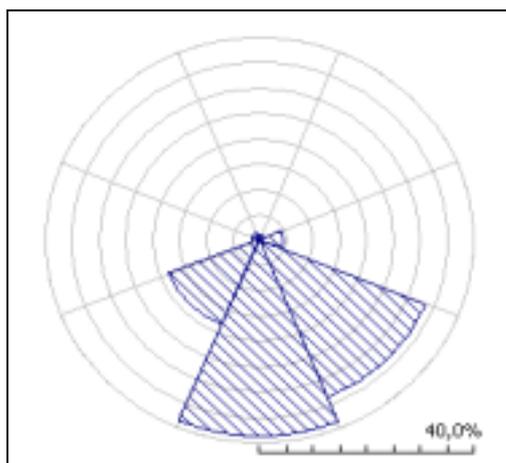
El siguiente cuadro muestra el informe de la caleta de Yasila para un periodo anual entre 1985 y 1986, con toma de datos cada hora durante doce meses. La altura del anemómetro en 10 m.s.n.s.

'yacila' Observed Wind Climate

Report produced by WASP OWC Wizard (version 2.0.47)

Site description: 'Yacila'; position: 5,08°N 81,1°E; anemometer height: 10 m.

-	Unit	Measured	Weibull-fit	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	5,59	5,75	2,91%
Mean power density	W/m ²	194,72	197,17	1,26%



-	0	45	90	135	180	225	270	315	Total
A	0,3	0,7	3,4	5,0	8,0	8,1	0,9	1,4	6,5
k	0,48	0,93	2,00	2,59	3,75	4,55	0,91	1,11	2,28
U	0,59	0,73	3,03	4,45	7,26	7,41	0,92	1,3	5,75
P	15	2	33	83	296	295	4	6	197
Freq	1	1	4	34	39	18	1	2	100
U	0	45	90	135	180	225	270	315	Total
1	849	868	235	30	26	56	698	593	81
2	27	50	82	30	17	25	80	113	28
3	49	55	217	124	51	53	146	173	87
4	32	17	225	232	76	51	71	87	129
5	11	11	128	231	74	47	4	30	121
6	0	0	61	170	94	67	0	4	108
7	0	0	33	101	108	92	0	0	93
8	5	0	15	43	135	164	0	0	97
9	16	0	4	26	168	207	0	0	112
10	11	0	0	8	127	144	0	0	78
11	0	0	0	2	83	71	0	0	45
12	0	0	0	2	37	21	0	0	18
13	0	0	0	0	3	1	0	0	1
14	0	0	0	0	1	1	0	0	0

Source data summary - one data set was used.

The file and its contents

Number of header rows identified: 0
Number of data elements per row: 3
Index of speed column: 2
Index of direction column: 3
Number of raw data pairs: 8760

Speed data adjustment and filtering

Adjustment offset: 0 m/s
Adjustment multiplier: 1
Discretisation width: 0,0 m/s
Lower acceptance limit: 0,0 m/s
Upper acceptance limit: 90,0 m/s
Calm threshold: 1,0 m/s

Direction data adjustment and filtering

Adjustment offset: 0°
Adjustment multiplier: 1
Discretisation width: 0,001°
Lower acceptance limit: 0°
Upper acceptance limit: 360°

Data after processing

Number of rejected speed readings: 0
Number of rejected direction readings: 948
Number of rejected data pairs: 948 (10,82%)
Number of accepted data pairs: 7812 (89,18%)
Number of calms: 630 (7,19%)

Processed data ranges

Minimum speed: 0,0 m/s
Maximum speed: 13,0 m/s
Minimum direction: 15°
Maximum direction: 360°

Capítulo IV

Evaluación del recurso eólico en la localidad de Yasila, utilizando el software WAsP-8.

En el capítulo anterior se analizó las ventajas de *WAsP* para medir el recurso eólico en un lugar determinado.

En ese análisis del recurso eólico se utilizó algunas herramientas que ofrece el programa *WAsP*, como el editor de aerogeneradores (*wasp turbine editor*) y el procesador de datos de viento (*owc wizard*). Esta herramienta, el procesador de datos de viento (*wasp Wizard*), es la que nos permite encontrar el potencia eólico de la caleta de Yasila, permite cargar los valores de velocidad y dirección de viento en un formato de hoja de cálculo. Una vez procesados los datos se obtiene como respuesta en un reporte final, el valor del recurso disponible en el lugar así como los parámetros de la distribución de *weibull* para aproximar el comportamiento de la velocidad del viento en esta localidad.

Utilizar el programa *WAsP* en su total magnitud implica tener una licencia completa de uso, nosotros contamos únicamente con la versión de demostración. De contar con la versión completa se podría ingresar mapas digitalizados de un lugar determinado, ingresar la información de velocidad y dirección del viento, ya procesadas por el *Wizard*, así como los aerogeneradores analizados por el editor de aerogeneradores. Con esta información es posible dimensionar directamente un parque eólico, obtener la energía extraíble en el mes de mínimo viento o estudiar el comportamiento de una única turbina eólica en un lugar determinado, en este caso en Yasila.

4.1 Selección del aerogenerador adecuado_[6]

Del reporte anterior correspondiente a la localidad de Yasila, se observa para un periodo anual :

Velocidad media anual :	5.59 m/s
Densidad de potencia disponible :	194.72 W/m ²

Yasila cuenta con una gran constancia de vientos, en donde están casi totalmente ausentes ya sean las calmas, como también los vientos extraordinariamente fuertes. Los vientos superiores a 11-12m/s (ausentes en yasila) representan más de la mitad de la potencia disponible en los tiempo de vientos más frecuentes, caracterizados por una mayor

irregularidad. Sin embargo esta mayor energía disponible puede ser aprovechada solo en mínima parte por un aerogenerador, debido a la drástica caída de la eficiencia para vientos muy altos.

Si se analiza en lugar de la energía disponible, la energía que puede ser convertida por un aerogenerador, la aparente magnitud del potencial eólico desaparece. Sin embargo se tiene para Yasila la ventaja de una disponibilidad constante de energía ocasionada por la mayor continuidad del viento.

Los pasos anteriores nos han servido para cuantificar el recurso que se muestra en la caleta de Yasila. El análisis se realizó para un periodo de doce meses, y se obtuvo una medida anual del potencial eólico.

Para elegir el aerogenerador más adecuado, primero se analizará la información de Yasila por meses y por direcciones. Esto quiere decir que para cada mes de toma de medidas se calculará el potencial del recurso eólico y además para cada dirección principal. Buscamos de esta manera encontrar cuáles son los meses que arrojan un mayor recurso eólico así como la dirección del viento que ofrece los meses de mayor velocidad. Es importante resaltar que tanto como el mes de máximo viento, es importante y hasta más, el mes de mínimo viento puesto que no se admite un momento del año en que no exista la fuente natural de dónde obtener energía. (Anexo H)

En la búsqueda del mejor aerogenerador se escogen varios modelos comerciales, requiriendo sus curvas de funcionamiento.

Se tiene en total 17 modelos de aerogeneradores que aportan suficiente información técnica para realizar el análisis. Como cada modelo de aerogenerador tiene una altura diferente del buje del rotor, se debe recalculan los datos de velocidad del viento de Yasila para esta nueva altura.

$$\frac{V(h)}{V(s)} = \frac{\ln(h/z)}{\ln(s/z)} \quad (1)$$

Para los efectos es como si se hubiera colocado el anemómetro de medida a la altura del nuevo rotor, claro que esto es una aproximación.

Entonces se tiene que para cada mes del año de medidas se ha calculado el potencial eólico de acuerdo a la altura de cada aerogenerador, a través del owc wizard. (Anexo H)

Una vez conocida cuánta energía contiene el viento para cada mes del año y para altura diferentes, el siguiente paso es calcular cuánta energía se aprovecha o es extraída por cada aerogenerador. Este nuevo cálculo no es posible realizarlo con el software WASP pues la versión no lo permite, así que debe realizarse con ayuda de hojas de cálculo que se incluyen en el disco adjunto a este estudio.

Construir las hojas fue posible utilizando otra herramienta de WASP, el editor de aerogeneradores (wasp turbine editor) donde se ingresó la información de las curvas de cada aerogenerador. Los valores de los parámetros de la distribución de frecuencia de acuerdo a la curva de Weibull, se obtuvieron de owc wizard.

Tabla 4.1 Tabla para cuantificar la energía extraíble de un aerogenerador.

MADE AE-90			0,9992	7,3344	411,03	132,59	1.162,3				
Veloc.	weibull		Dens.	Distrib. de frec.		Veloc. media	potencia del recurso		potencia del aerogen.		Coef. de Pot.
v	k	c	D	f(v)	Acum.		w/m ²	w/m ²		w/m ²	
0	2,23	8,3	1,212	0,0000	1,0000	0,000	0,0	0,00	0	0,00	0,000
0,1	2,23	8,3	1,212	0,0012	0,9999	0,000	0,0	0,00	0	0,00	0,000
0,2	2,23	8,3	1,212	0,0027	0,9998	0,001	0,0	0,00	0	0,00	0,000
0,3	2,23	8,3	1,212	0,0045	0,9994	0,001	0,0	0,00	0	0,00	0,000
0,4	2,23	8,3	1,212	0,0064	0,9988	0,003	0,0	0,00	0	0,00	0,000
0,5	2,23	8,3	1,212	0,0085	0,9981	0,004	0,1	0,00	0	0,00	0,000
0,6	2,23	8,3	1,212	0,0106	0,9971	0,006	0,1	0,00	0	0,00	0,000
0,7	2,23	8,3	1,212	0,0128	0,9960	0,009	0,2	0,00	0	0,00	0,000
0,8	2,23	8,3	1,212	0,0150	0,9946	0,012	0,3	0,00	0	0,00	0,000
0,9	2,23	8,3	1,212	0,0174	0,9930	0,016	0,4	0,01	0	0,00	0,000
1	2,23	8,3	1,212	0,0197	0,9911	0,020	0,6	0,01	0	0,00	0,000

La tabla 4.1. muestra los cálculos realizados para un modelo de aerogenerador, el AE90.

La tabla completa se muestra en el Anexo I, la tabla 4.1 es sólo la discretización entre 0 y 1 m/s. Tablas similares han sido preparadas para todos los modelos de aerogeneradores para cada mes del año, se incluyen en el disco adicional y por razón de espacio no se imprimen.

La primera columna de la tabla contiene la velocidad, se analizan los valores de velocidad cada 0.1 m/s para realizar un mejor cálculo, siempre aproximado. Las dos siguientes columnas muestran los parámetros de escala y de forma de la distribución de frecuencia de acuerdo a la función de Weibull, fueron calculados en el paso anterior por *wizard*.

c : (m/s), velocidad característica o factor de escala.
k : (adimensional), factor de forma.

La densidad del viento, varía de acuerdo con la altura. Se calcula utilizando WAsP, como ingreso se tiene la altura y la temperatura. Para estos casos consideramos constante la temperatura.

La distribución de frecuencia $f(v)$, indica la probabilidad que el viento supere cada velocidad, entendiéndose como las veces que el viento es superior a cada velocidad. Se calcula utilizando la expresión:

$$f(v) = (k/c)(v/c)^{k-1} \exp(-(v/c)^k) \quad (2)$$

La sexta columna muestra la frecuencia acumulada :

$$F(v) = 1 - \int_{v=0}^v f(v)dv = \exp(-(v/c)^k) \quad (3)$$

El producto de la velocidad por su respectiva distribución de frecuencia es la séptima columna. Nos indica cuál es la frecuencia de incidencia de cada velocidad en este lugar, al sumar todas las filas de la columna se obtiene la velocidad media del lugar, es ponderar

cada velocidad de ocurrencia en Yasila de acuerdo a la frecuencia.

La medida del recurso para cada velocidad determinada, sin afectarla por la distribución de frecuencia. Se mide en W/m^2 :

$$P(v) = \frac{W}{A} = \frac{1}{2} \cdot D \cdot v^3 \quad (4)$$

El producto del recurso medido a esa velocidad por la frecuencia de ocurrencia, es ponderar la medida del recurso eólico para cada velocidad.

La cantidad de energía extraíble del aerogenerador. Se ingresa directamente la información obtenida del editor de aerogeneradores de WAsP. En este editor se ingresa y revisa la curva de funcionamiento punto por punto, se encuentra qué valor de potencia es entregada para cada velocidad. La décimo primera columna es la potencia de salida multiplicada por la frecuencia, lo que nos arroja la cantidad total del recurso eólico aprovechable con este aerogenerador.

Finalmente la última columna es el coeficiente de potencia que se calcula dividiendo la potencia de salida para cada velocidad del aerogenerador entre el recurso para cada velocidad, lo que sería lo mismo una vez multiplicados por la frecuencia.

La sumatoria de los valores en cada columna se muestran en la parte superior de la tabla 4.1 y nos indican la medida del recurso disponible y el extraíble, así como el recurso extraíble por año, en kWh/m^2 .

Para cada dirección en que desee realizarse el estudio, especialmente en las direcciones principales (135° , 180° , 225°) de donde viene la mayor producción de viento en la localidad, solo hace falta ingresar los parámetros de forma y de escala de la distribución de Weibull, lo cual nos darán la curva aproximada de comportamiento del viento en estas direcciones. La información por meses nos permite calcular la velocidad en periodos cortos y en las direcciones deseadas.

Los modelos de aerogeneradores indican diferentes valores de recurso extraíble para un mismo periodo de medidas procesadas y analizadas. Con la información del recurso extraíble para los 17 modelos de aerogeneradores elegidos, tabla 4.6, podemos reunir los resultados para la información del comportamiento del viento durante un año de toma de medidas y en una dirección general. Esto se muestra en la tabla 4.4.

Tabla 4.2. Modelos de Aerogeneradores.

	Potencia (kW)	Compañía	País
AE46	600	Made- Endesa	España
AE52	800	Made- Endesa	España
AE56	800	Made- Endesa	España
AE59	800	Made- Endesa	España
AE61	1300	Made- Endesa	España
AE90	2000	Made- Endesa	España
BO54	1000	Bonus	Dinamarca
BO62	1300	Bonus	Dinamarca

B076	2000	Bonus	Dinamarca
B082	2300	Bonus	Dinamarca
G52	850	Gamesa Eólica	España
G52RCC	800	Gamesa Eólica	España
G58	850	Gamesa Eólica	España
G80	1500	Gamesa Eólica	España
G80	2000	Gamesa Eólica	España
G80RCC	1800	Gamesa Eólica	España
G83	2000	Gamesa Eólica	España

Tabla 4.3. Aerogeneradores en dirección general.

c o t a l	rec. det general para modificar														dirección	total	factor de carga	hr/año			
	Potencia instalada	weibull			velocidad media	densidad	aerogenerador			recurso en toda el área del rotor			coef. de potencia	Ene. Em. al año					Kwh/Kw	Kwh/Kwh	%
		kw	k	c	m/s	kg/m ³	altura (m)	diam. (m)	área (m ²)	vsm ²	disponible	extraíble									
AE46-600kw	600	2,25	7,7	6,9	1,218	45	46	1661,91	339,00	338,88	111,50	0,34	677,65	1624,76	2707,94	0,31	1				
AE52-800kw	800	2,14	7,8	6,9	1,217	55	52	2123,72	396,00	396,82	125,50	0,35	1100,13	2336,38	2920,47	0,33	1				
AE56-800kw	800	2,14	7,8	6,9	1,217	55	56	2443,81	396,00	396,82	118,62	0,33	1029,61	2561,06	3291,33	0,37	1				
AE59-900kw	800	2,14	7,8	6,9	1,217	58	59	2733,98	396,00	396,82	112,36	0,32	984,98	2692,96	3366,14	0,38	1				
AE61-1080kw	1000	2,3	8	7,1	1,216	60	61	2922,47	371,88	362,69	98,66	0,27	666,57	2532,52	1948,09	0,22	1				
AE66-2Mw	2000	2,23	8,3	7,4	1,212	90	90	6361,74	421,88	411,84	132,60	0,32	1162,34	7394,53	3697,27	0,42	1				
B054-1Mw	1000	2,3	8	7,1	1,216	60	54	2290,23	371,88	362,69	130,57	0,36	1144,56	2621,31	2621,31	0,38	1				
B062-1,3Mw	1300	2,16	7,8	6,9	1,217	58	62	3019,89	396,00	396,82	128,25	0,36	1124,28	3394,29	2610,99	0,38	1				
B076-2Mw	2000	2,19	8,2	7,2	1,213	90	76	4536,47	404,00	482,47	157,81	0,34	1208,92	5484,24	2742,12	0,31	1				
B082-2,3Mw	2300	2,19	8,2	7,2	1,213	90	82	5211,83	404,00	482,47	139,20	0,34	1211,44	6397,67	2791,90	0,32	1				
G52-850kw	850	2,25	7,7	6,9	1,218	44	52	2123,72	339,00	338,88	122,12	0,37	1070,53	2273,52	2674,72	0,31	1				
G52RCC-800kw	800	2,25	7,7	6,9	1,218	44	52	2123,72	339,00	338,88	112,89	0,34	969,62	2101,68	2627,30	0,38	1				
G58-850kw	850	2,25	7,7	6,9	1,218	44	58	2642,09	339,00	338,88	118,15	0,34	974,35	2574,32	3029,61	0,35	1				
G80-1500kw	1500	2,3	8	7,1	1,216	60	80	5026,56	371,88	362,69	115,68	0,32	1070,32	5893,53	3396,68	0,38	1				
G80-2Mw	2000	2,3	8	7,1	1,216	60	80	5026,56	371,88	362,69	127,16	0,35	1114,69	5693,07	2881,53	0,32	1				
G80RCC-1800kw	1800	2,3	8	7,1	1,216	60	80	5026,56	371,88	362,69	121,69	0,34	1096,70	5361,63	2978,78	0,34	1				
G83-2Mw	2000	2,3	8	7,1	1,216	60	83	5410,62	371,88	362,69	123,30	0,34	1090,82	5847,91	2923,96	0,32	1				

La primera columna es el modelo del aerogenerador. Se trata de modelos de mediana y alta potencia, de fabricantes Europeos, elegidos principalmente por brindar la información técnica requerida para este estudio, como son las curvas de potencia.

La Potencia instalada, es el valor de diseño del aerogenerador, la potencia máxima que podría producir este equipo. Se indica en kilovatios (kW).

Los parámetros de Weibull son los parámetros de forma k y escala c de la distribución de frecuencia según la función de Weibull, son obtenidos del informe de WAsP para cada caso particular de estudio del recurso.

La velocidad media del viento es la velocidad que registra un mayor índice de incidencia en esta región. No es un simple promedio de las velocidades medidas, sino que se encuentra afectada por la frecuencia de ocurrencia. Se indica en metros por segundo (m/s), se obtuvo de la tabla 4.1.

La densidad del viento, es el valor de la densidad del aire en cada lugar en particular. Para estos casos notamos que se cambia de altura aunque se considera un temperatura constante verticalmente. Para calcular la densidad se utiliza WAsP. Se indica en kilogramos por metro cúbico (kg/m^3).

Los parámetros del aerogenerador son indicados a continuación, se toman los datos del

rotor para cada aerogenerador, altura del buje, y diámetro de las palas, ambas medidas en metros (m). Del diámetro del rotor se obtiene el área total que se ofrece al viento.

El recurso disponible del lugar se registra en tres columnas, la primera se obtiene de acuerdo al software WAsP, es un resultado obtenido del programa. La información de recurso disponible debe ser similar a la obtenida en la tabla 4.1, mediante la expresión señalada para cantidad de energía contenida en el viento. La tercera columna indica la cantidad de energía extraíble, es menor a la cantidad disponible debido a que depende del equipo elegido, de su curva de potencia, esta curva se puede cargar al editor de turbinas de WAsP, arrojando valores discretizados por décimas que permiten desarrollar un cálculo más preciso. Estas tres cantidades se expresan por unidad de área del rotor del aerogenerador, es decir en vatios por metro cuadrado (W/m^2).

El coeficiente de potencia es la relación entre la cantidad de recurso extraíble, es decir aprovechable por el equipo y el recurso que ofrece el viento en este lugar. Es un primer indicador que sirve para comparar de acuerdo al equipo y su altura propia, con otros aerogeneradores, puesto que cambian las condiciones de trabajo para cada equipo de con la altura del rotor. Es un parámetro adimensional.

La energía extraíble por un aerogenerador en un año se registra en dos columnas. La primera columna utiliza kilovatios hora por metros cuadrado (kWh/m^2), es la energía producida en un año por este equipo por unidad de área del rotor y se obtiene del producto de la energía extraíble en W/m^2 por el total de horas de un año. Es útil puesto que por unidad de área se puede comparar con equipos de diferente diámetro de palas. La segunda columna no utiliza el parámetro por unidad de área, pero siempre es la energía producida por el equipo en todo un año. Se expresa en megavatios hora (MWh), por comodidad de lectura de los valores. Lo que se realiza es un cálculo general con los valores medios de todo el año, debiendo recomendarse para cálculos más precisos utilizar los promedios mensuales y luego sumar las horas totales llegando incluso a utilizar los datos exactos de cada hora de toma de medidas.

El siguiente es un parámetro que se expresa en kWh/kW , e indica la cantidad de energía producida durante un año por unidad de potencia instalada. Esto nos permite comparar entre equipos pequeños o de menor capacidad con equipos más grandes y ver su producción anual en función de los valores que se podría esperar.

El factor de carga es un término muy importante pues nos define la cantidad de energía extraíble durante un año, esto depende del equipo y su curva de operación, respecto de la cantidad ideal de energía producida durante un año a su capacidad nominal o potencia de diseño. Es por esto que las unidades son kilovatios hora por kilovatios hora (kWh/kWh). La energía extraíble no se debe indicar por unidad de área sino en verdadera magnitud.

El porcentaje de horas al año en este cuadro se indica como uno, pero es importante cuando se analiza para cada dirección del viento al año. Se trata de valores menores a uno de acuerdo al tiempo durante el año que el viento estuvo orientado en cada dirección.

El cuadro presentado registra los valores de energía disponible para diferentes alturas y la cantidad de energía extraíble para cada modelo de aerogenerador. Estos datos reflejan el periodo de un año. Al final del capítulo se muestran los diferentes criterios seguidos para encontrar el mejor aerogenerador de acuerdo al recurso disponible.

Establecer el mejor criterio de selección implica discretizar el tiempo de ensayo por meses. Esta información está contenida en el disco adjunto y mostramos únicamente el cuadro resumen de esta investigación.

4.2 Análisis por meses.

Se ha calculado el recurso eólico anual de la caleta de Yasila, ahora estimaremos el recurso diferenciando en cada mes. Se realiza todo el proceso descrito anteriormente realizando modificaciones al momento de ingresar los datos al editor de WASP, a fin de utilizar la información solo del tiempo deseado, por una cuestión de espacio sólo incluiremos los reportes de recurso eólico para el mes de máximo y mínimo viento, a la altura del aerogenerador AE90, 90 metros, estos reportes se muestran en el Anexo H al final del capítulo. Para cada mes de ensayo se debe cuidar asimismo las alturas de acuerdo al modelo de aerogenerador.

Los cuadros detallados del recurso encontrado para cada mes así como en cada diferente dirección se muestra en los archivos encontrados en el disco adjunto.

Con los datos de cada mes y disponiendo de las curvas de los aerogeneradores para cada caso, podemos presentar la tabla resumen que permite observar todos los datos de que disponemos a fin de realizar la mejor elección.

En el Anexo J registra por meses los criterios principales para elegir el mejor aerogenerador. Entiéndase como el mejor aerogenerador al que ofrece una mayor cantidad de recurso aprovechado respecto a los demás. Para cada mes se registra:

- El coeficiente de potencia, energía extraíble por energía disponible.
- La energía extraíble al año, en MWh.
- El factor de carga (kWh/kWh).

La información proporcionada nos indica:

- El mes de máximo viento es noviembre, el de mínimo viento es julio, para todos los modelos de aerogeneradores.
- Los modelos de aerogeneradores no son de la misma potencia nominal, por lo cual se evaluarán entre modelos similares.
- Los aerogeneradores AE-90, BO-76, BO-82, G-80-2 y G-83 ofrecen una potencia nominal a partir de 2MW. El modelo AE-90 entrega una mayor energía extraíble 7394.5 MWh anuales, requiriendo la mayor altura de funcionamiento. El generador AE90 produce más energía con un mayor factor de carga en el mes de mínimo viento, igual en el mes de máximo viento. El coeficiente de potencia es similar para los equipos de su serie.
- Los aerogeneradores AE-61, BO-54, BO-62, G80-1.5 y G80-RCC cuentan con una potencia nominal entre 1 y 2 MW. el modelo G80-1500 ofrece la mayor cantidad de energía extraíble 5093.5 MWh anuales. El aerogenerador G80-1500 ofrece un mayor factor de carga entre los modelos de su serie, a pesar de un menor coeficiente de potencia y genera una mayor energía en el mes de mínimo viento. Igual para el máximo viento incluso aumenta su coeficiente de potencia y factor de carga.
- Los modelos de pequeña potencia nominal, AE-46, AE-52, AE-56, AE-59, AE-61,

G-52, G-52RCC y G-58 presentan potencias nominales menores a 1MW. entre estos modelos, el G-58 entrega 2574.3 MWh anuales. Los aerogeneradores Gamesa entre los de menor potencia logran obtener más energía. Los coeficientes de potencia y los factores de carga son similares, siendo el modelo G58-850 el mejor de acuerdo con el mes de mínimo viento. Los mismo para el mes de máximo viento.

- El coeficiente de potencia establece que para el mes de mínimo y de máximo viento, comparando únicamente los aerogeneradores AE90, G80 y G58, es el aerogenerador G58 el que registra un valor más alto, aunque no se aprecia mucho la diferencia en el mes de mínimo viento.
- La energía extraíble es mayor para el modelo AE-90, debido principalmente a que es un modelo de mayor potencia. En el mes de máximo viento produce más del doble de lo que produce el modelo G58.
- El factor de carga registra valores similares o aproximados durante los meses de mínimo y máximo viento, siendo ligeramente mayor para el modelo AE90.
- Los modelos AE90,G80-1500 y G58-850 son los tres aerogeneradores que ofrecen un mejor aprovechamiento del recurso eólico de la localidad de Yasila.

Tabla 4.4. Características de los aerogeneradores elegidos.

Modelo		AE-90	G80-1500	G58-850
Potencia nominal (MW)		2	1.5	0.850
Altura de rotor (m)		90	60	44
Diámetro de rotor (m)		90	80	58
Energía Extraíble (MWh)	Anual	7394.5	5093.5	2574.3
	Noviembre	800.6	524.9	270.1
	Julio	223.1	152.9	83.6

Elegir el mejor modelo de aerogenerador es un proceso que depende principalmente de las características propias del lugar. Un modelo no siempre tendrá el mismo funcionamiento respecto a otros si las condiciones de trabajo cambian.

La principal condición de trabajo es la distribución de frecuencia. El factor que indica las veces que la velocidad del viento superó un valor determinado es el que finalmente influye en la energía disponible en el lugar así como en la energía que un aerogenerador producirá.

Capítulo 5

Dimensionamiento de un parque eólico de generación en la localidad de Yasila. Análisis técnico y económico

La energía eólica tiene diversas aplicaciones, desde su aprovechamiento como energía mecánica, hasta la generación de electricidad para sistemas conectados a las redes principales nacionales. Podemos referirnos principalmente a cuatro sistemas para aprovechar la energía eólica:

- Las instalaciones concebidas como proyectos de inversión, cuyo objetivo es aportar energía eléctrica a la red de distribución mediante la utilización de aerogeneradores. Son instalaciones con una potencia superior a 1MW, denominados Parques Eólicos o Granjas Eólicas.
- Las instalaciones que constituyen proyectos de apoyo energético para todo tipo de centros de consumo. Estas instalaciones, conectadas al propio sistema de distribución energética del consumidor incorporan turbinas eólicas que suministran potencia en forma eléctrica, mecánica o hidráulica. La dimensión energética de estos proyectos depende de la potencia consumidora, a la que se da servicio.
- Las instalaciones cuyo objetivo es el suministro de energía mecánica a equipos de desalación o a bombas de agua en pozos, como suministro de energía o como sistema de apoyo.
- Las instalaciones no conectadas a la red y de pequeño tamaño, empleando generadores cuyo servicio es la electrificación de viviendas aisladas u otros centro de consumo, bien por sí mismos o combinados con otros sistemas: fotovoltaicos o diesel.

El empleo de instalaciones para aprovechar la energía eólica tiene una incidencia positiva para eludir la contaminación inevitable con otras fuentes energéticas. Las principales afectaciones medioambientales que esta tecnología posee respecto al paisaje, la avifauna, seguridad, ruido, son mínimas en relación a las provocadas por otras tecnologías.

En el aspecto económico, los costos de inversión han experimentado una disminución en los últimos años. Los costos de producción de energía eléctrica de origen eólico, en emplazamientos con buenas condiciones de viento, llegan a ser competitivos con los de

otras fuentes convencionales de producción energética.

5.1. Parques eólicos como proyectos de inversión^[9]

Los parques o granjas eólicas, son la aplicación de la energía eólica más extendida y en la que se está dando un mayor grado de crecimiento.

El tamaño de las instalaciones y su configuración presentan aspectos concretos de diseño y selección de equipos a partir de los elementos del potencial eólico y tecnológico presentados en el capítulo anterior.

La promoción de parques eólicos es considerada como un proyecto de inversión, por tratarse de cantidades que se cifran en millones de dólares. Estos proyectos requieren de evaluación de rentabilidad y financiamiento, representando aspectos empresariales a tomar en cuenta.

5.1.1. Descripción de las instalaciones, criterios para su diseño.

Un parque eólico conectado a la red, se configura mediante la instalación integrada de un conjunto de varios aerogeneradores, interconectados mediante redes eléctricas propias y compartiendo una misma infraestructura de accesos y control. La conexión a la red eléctrica de distribución se realiza mediante la correspondiente transformación de tensión dependiendo de la capacidad técnica de las redes existentes y de la propia instalación.

El diseño específico de cada una de las tecnologías aplicadas, como son aerogeneradores, infraestructura eléctrica y de construcción civil, son propias de cada suministrador, o dependen del proyecto. Se ofrece a continuación los criterios a seguir para diseñar el parque eólico a nivel de posibles configuraciones básicas. Se debe tener en cuenta los aspectos de viento, velocidad media, dirección predominante, los aspectos del terreno disponible, disposición de las máquinas, distancia entre ellas, y consideraciones sobre los propios aerogeneradores, altura, diámetro.

5.1.2. Tipos de influencias en el diseño de la instalación

5.1.2.1 Influencia del viento

El emplazamiento de estudio, en la localidad de Yasila, se encuentra ubicado en las coordenadas 5.08° N, 81.1° E. Tiene una velocidad media anual de 5.6m/s, y dirección predominante Sur. La alineación de aerogeneradores deberá realizarse de forma que la energía captable del año sea máxima.

La alineación de máquinas, de acuerdo a las características del terreno, deberá permitir a los vientos que proporcionan mayor generación eléctrica anual tener su dirección, o direcciones predominantes, perpendiculares a la alineación de las máquinas. La dirección predominante es S durante todos los meses del año, con algunas tendencias al SE y SO.

Para los casos en que un emplazamiento presente una gran dispersión de direcciones, con potencialidad semejante, se tendrá que cuidar especialmente la distancia entre aerogeneradores, un cambio de 90° origina un arreglo diferente de los equipos, y las distancias deben mantenerse.

5.1.2.2. Influencia del terreno

La topografía del terreno, de acuerdo a la Figura 2.3, debe ser cuidadosamente estudiada y revisada al momento de situar los aerogeneradores, la realización de la infraestructura eléctrica y civil.

Normalmente se clasifican los terrenos en llanos, ondulatorios y accidentados, siendo la mayor parte de terrenos de alto potencial eólico en la costa de nuestro país, correspondiente a los primeros. El terreno llano permite la instalación de aerogeneradores, realizando alineaciones perfectas y accesos internos perpendiculares.

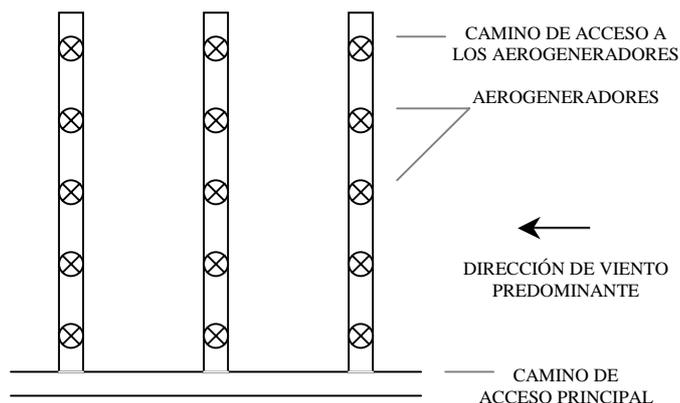


Figura 5.1 Disposición en terreno llano

Este tipo de terreno permite que la distancia entre cada línea de aerogeneradores sea la necesaria para que los aerogeneradores de la siguiente línea aguas abajo no resulten afectados por la estela creada por la primera línea.

Cuando el viento tiene frecuentes cambios de dirección respecto a la predominante, es necesario situar los aerogeneradores en diagonal.

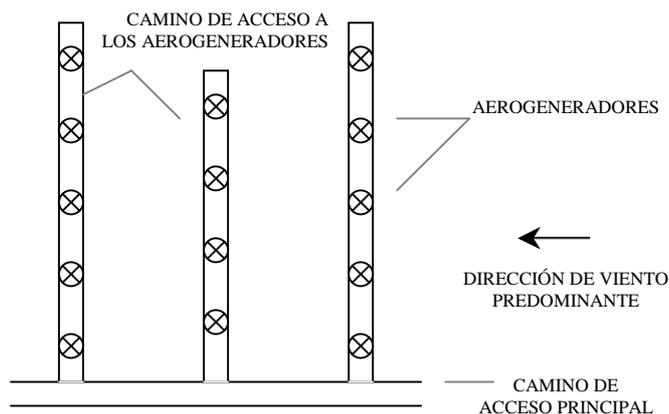


Figura 5.2 Disposición en diagonal

Los aerogeneradores instalados en terreno ondulado, o parcialmente accidentado, como es el caso de Yasila, son situados en la cuerda útil de las elevaciones ocupadas. En cada colina, la cuerda útil es la plataforma más perpendicular respecto a las direcciones predominantes del viento. Dependiendo de la longitud de la cuerda útil y del número de aerogeneradores, se plantea la instalación de forma similar en terrenos ondulados o accidentados que la distribución en terrenos llanos, con la única diferencia en las rutas de

acceso. Cuando existen cuerdas largas se accede a la instalación por uno de los extremos de la cuerda o por la posición central, aguas abajo de los aerogeneradores para el viento dominante.

Cuando en el emplazamiento existen varias colinas bien situadas respecto al viento, pero con cortas longitudes aprovechables de sus cuerdas, la disposición variará según las cuerdas se concentren formando una agrupación o una alineación. En el primer caso, Figura 5.3, el acceso principal llegará hasta una posición centralizada y de este saldrán caminos secundarios hasta las diferentes plataformas. Cuando las colinas mantienen una cierta alineación perpendicular a la dirección de viento predominante, se propone que el camino principal recorra las colinas, accediendo hasta las plataformas de las mismas con caminos secundarios. El Anexo N muestra la posible distribución de 20 aerogeneradores, para el caso de un parque de 20MW.

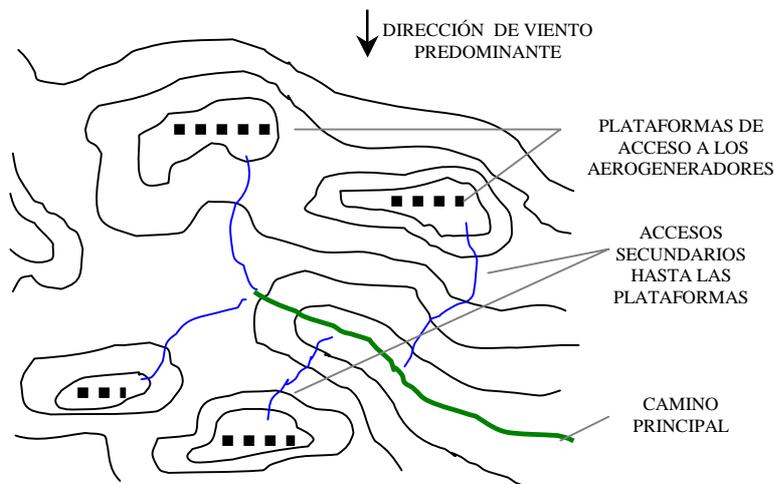


Figura 5.3 Concentración de colinas de cuerda corta.

5.1.2.3 Influencia de los aerogeneradores

La influencia de los aerogeneradores en la producción eléctrica del parque eólico está determinada por la velocidad de viento que llega a cada aerogenerador, el aerogenerador en sí, la altura de su torre y la distancia entre aerogeneradores.

La energía aprovechada en un aerogenerador depende de la curva de potencia del mismo. Debido a esta razón se debe elegir aquel cuya potencia máxima se consiga a una velocidad lo más cercana posible a la velocidad media del emplazamiento. La utilización de rotores de mayor tamaño significa, para una misma velocidad de viento y potencia, aprovechar una mayor energía.

La altura de la torre, condicionada por el tamaño del rotor, influye en la producción energética. El aumento de la velocidad media con la altura debido tanto a la menor influencia del terreno así como por el efecto de la aceleración es aprovechada con la utilización de torres más altas. A la mayor producción energética asociada al uso de rotores grandes se debe añadir que al situar estos a mayor altura captarán un viento de mayor velocidad y por tanto se obtiene más energía.

Es por lo mencionado que se emplea distintos tamaños de torre para un mismo diámetro de

rotor, encontrando alineaciones de máquinas de una misma potencia alternando distintas alturas, mientras algunos fabricantes ofrecen una misma potencia con distintos rotores en función del potencial eólico de la zona.

La distancia entre aerogeneradores, es la separación entre rotores, comprendidas entre 1.5 y 3 veces su diámetro. La distancia entre aerogeneradores depende de la disponibilidad del terreno y las direcciones predominantes de viento. Las menores distancias entre aerogeneradores corresponderán a emplazamientos con vientos localizados en una determinada dirección. La separación más realista se consigue tras un estudio detallado de la interrelación entre viento máquinas y terreno, posible con la versión completa de WAsP.

5.2.1.4 Influencia de la infraestructura eléctrica

En el proyecto de una instalación eólica interconectada, se debe respetar la legislación referente a la conexión de la instalación eólica con la red general de distribución.

La infraestructura eléctrica son los componentes que posibilitan la conexión con la red o el centro de consumo, transportando y adecuando la energía generada por los aerogeneradores. La infraestructura comprende el sistema de transporte de la energía eléctrica, transformadores de tensión y sistema eléctrico general y de control.

El sistema de transporte de una instalación eólica permite el envío de la energía eléctrica generada por el aerogenerador, hasta la línea de distribución de la compañía eléctrica, en el punto de entronque con ésta, o el centro de consumo.

El tipo de trazado y su diseño depende principalmente de la potencia de la instalación, número y localización de los aerogeneradores instalados, características de la red en el punto de suministro y distancia hasta el mismo.

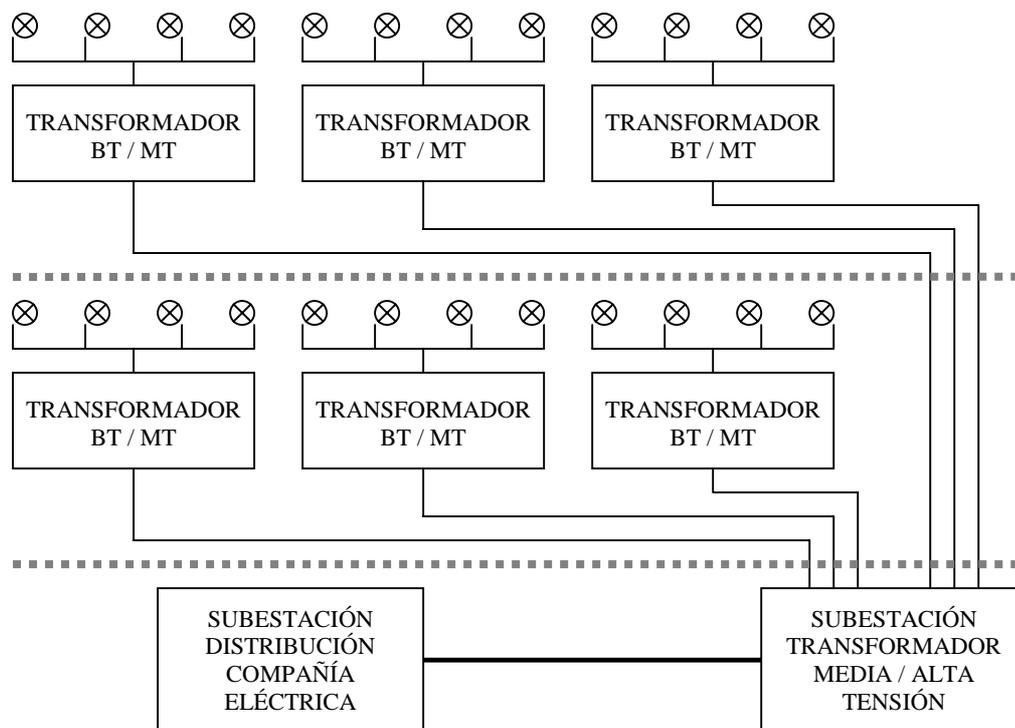


Figura 5.4. Diagrama eléctrico de parque eólico de gran dimensión conectado a la red

En grandes instalaciones eólicas, de acuerdo a criterios económicos o de diseño de la instalación, es conveniente agrupar varios aerogeneradores normalmente de 1 a 2 MW, y trazar líneas en baja tensión hasta cada centro de transformación, existiendo tantos transformadores de baja tensión como grupos de aerogeneradores. El sistema eléctrico interior de una instalación, incluye líneas de media tensión, de 15 ó 20kV, que van desde los transformadores mencionados anteriormente a la subestación central del parque eólico. En esta subestación se eleva la tensión desde la de transporte interno de la instalación hasta la de distribución general de la compañía eléctrica. (Figura 5.4)

En las instalaciones eólicas se dispone de una subestación general para toda la instalación. Los transformadores de grandes dimensiones, para pasar a alta tensión, suelen instalarse a la intemperie y relativamente cercanas a las edificaciones del parque eólico. En pequeñas instalaciones eólicas se instala en el interior del edificio de la instalación eólica, en compartimiento anexo al centro de control y almacén. En las instalaciones eólicas se dispone un transformador de pequeñas dimensiones, conectado a muy pocos aerogeneradores, al que se hace llegar una línea para consumo propio en servicios auxiliares de las instalaciones.

5.2 Valoración económico-financiera del proyecto

En el proyecto de diseño de un parque eólico se debe calcular los costos aproximados de la instalación, haciendo mención de los parámetros que más influyen. Evaluar al mismo tiempo la rentabilidad de la instalación eólica.

Los datos económicos que se muestran son de carácter general y válidos para obtener una primera aproximación del aspecto económico, por otra parte se pretende en este apartado proporcionar unos criterios y metodologías básicas que puedan servir para la elaboración de un análisis económico.

5.2.1 Valoración del coste de la instalación

El aerogenerador Es el suministro más importante debido al elevado porcentaje que representa sobre la inversión total. Este costo está condicionado por el tamaño de las máquinas y por el número de las mismas necesarias para alcanzar el nivel de potencia deseado.

Actualmente se puede mencionar un costo aproximado de 1000US\$ por cada kW de potencia instalado, siendo precios que se manejan en Europa y Estados Unidos, a lo que se agrega el costo de transporte e instalación en nuestro país. Las curvas de costos de los equipos son generalmente lineales al corresponder un incremento proporcional del costo al incremento de la potencias deseada. En el costo por kW de potencia se incluye la cimentación, el aerogenerador instalado, preparado para la conexión eléctrica en baja tensión y a sistemas generales de control.

Las líneas eléctricas El costo de las líneas eléctricas depende la tensión de la línea, su longitud, y de la dificultad que ofrezca el terreno para su ejecución. Para el caso de un terreno medianamente accidentado y a efectos de cálculo aproximado, se pueden tomar los siguientes valores proporcionados por la compañía de electricidad local:

Línea de BT (Generación eólica)	15.84MUS\$/km.
Línea de MT (Transmisión Interna)	15.84MUS\$/km.
Línea de AT (Transmisión Yasila Paita)	41.50MUS\$/km.

En la mayoría de las instalaciones eólicas, las máquinas producen a baja tensión, 690V, existen varios transformadores que la elevan a media tensión, para su transporte a la subestación y posterior conexión a la red general de distribución, que se realiza en alta tensión.

La línea de alta tensión depende de la distancia desde la instalación hasta el punto de enganche determinada en conjunto con la compañía eléctrica. En el costo de la línea de alta tensión se debe tener en cuenta el posible incremento debido a pago a terceros por cruce de carreteras o terrenos agrícolas. En el caso de las líneas de media y baja tensión, su longitud depende de la longitud de las líneas de aerogeneradores y la distancia entre las mismas.

Transformadores Las instalaciones eólicas cuentan con transformadores de Baja / Media tensión que abastecen a una o varias máquinas, y una subestación de transformación de Media / Alta tensión. El costo de los transformadores B/M tensión será directamente proporcional a la potencia instalada, aproximadamente US\$ 15,000. El costo de la subestación M/A tensión depende de la tensión de salida de alta así como de la potencia total de la estación, para nuestro caso aproximadamente US\$ 180,000.

Sistema de control y dependencias auxiliares Es el sistema de control necesario para la gestión del conjunto del parque eólico, elementos auxiliares como almacén, vestuarios, sala de reuniones, sala de equipos de control.

Accesos Los accesos se dividen en los caminos interiores del parque y el acceso al mismo desde la carretera más cercana. Estos costos dependen de la orografía del terreno, la distancia del parque a las vías de comunicación existentes, la longitud de las líneas de aerogeneradores y la distancia entre ellas. Se debe tener en cuenta que se trata de un camino que permite el acceso a los vehículos de transporte y grúas necesarios para realizar el montaje, gestión y mantenimiento de los aerogeneradores.

Ingeniería y dirección de obra En los parque eólicos es necesaria la confección de un proyecto de obras e instalaciones, el costo dependerá de la magnitud de las mismas y su dificultad. Este será aproximadamente el 6% del costo total de ejecución del proyecto.

5.2.2 Cálculo de costos

En el cuadro anterior, tabla 5.1, se propone una ficha modelo para evaluar el coste total de un parque eólico a partir de costos aproximados indicados para los diferentes elementos.

La inversión necesaria, valorada por el procedimiento propuesto, se calcula a partir de un diseño preliminar referente al número de aerogeneradores, infraestructura eléctrica, civil, siguiendo los criterios indicados anteriormente, efectuando mediciones aproximadas referidas a líneas eléctricas y accesos.

Conocido el coste total del parque y su producción eléctrica neta anual se puede calcular un parámetro que da una primera aproximación respecto a la banda económica de la inversión. Este parámetro es el índice de energía que se obtiene como sigue:

$$\text{Índice de energía (MUS\$/kWh)} = \frac{\text{Inversión total (MUS\$)}}{\text{Energía producida anualmente (kWh)}}$$

Tabla 5.1 Ficha de cálculo de costos

CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE				
VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO				m/s
POTENCIAL ENERGÉTICO				kWh / kW
POTENCIA A INSTALAR				KW
CALCULO DE LA INVERSIÓN				
CONCEPTO	VARIABLE CARACTERÍSTICA	COSTO UNITARIO (MUS\$)	NUMERO UNIDADES	COSTO TOTAL DEL CONCEPTO (MUS\$)
AEROGENERADORES				
LINEA BAJA TENSIÓN				
LINEA MEDIA TENSIÓN				
LINEA ALTA TENSIÓN				
TRANSFORMADORES B/M				
TRANSFORMADORES M/A				
S. CONTROL / DEPEND AUX.				
ACCESOS				
INGENIERÍA				
TOTAL (MUS \$)				
PRODUCCIÓN ESTIMADA <input style="width: 80px;" type="text"/> MWh / año				
RELACIÓN INVERSIÓN / POTENCIA <input style="width: 80px;" type="text"/> MUS\$ / kW				
RELACIÓN INVERSIÓN / PRODUCCIÓN <input style="width: 80px;" type="text"/> MUS\$ / kWh				

El costo total por unidad de potencia o índice de potencia registra una disminución durante los últimos años. Del cálculo propuesto obtendremos el valor para nuestro caso de estudio. La inversión necesaria para acometer un proyecto eólico conectado a la red se puede descomponer globalmente como se indica en la tabla 5.2.

Tabla 5.2 Desglose del costo de un parque eólico

Item	Porcentaje de la Inversión
Aerogeneradores	70%
Obra Civil	12%
Sistema Eléctrico	12%
Ingeniería y dirección	6%

El porcentaje correspondiente a cada una de las partidas variará dependiendo de las condiciones particulares de cada proyecto.

5.2.3 Fuentes de financiación del proyecto

Las fuentes de financiación de un proyecto eólico, en un gran porcentaje alrededor del mundo son inversionistas, a través de su propio capital, como entidades financieras a través de préstamos y créditos, y apoyo por parte de las diferentes administraciones públicas mediante la concesión de subvenciones.

El capital puesto por inversionistas para realizar la instalación eólica, es la fuente inicial de financiación de la misma. Las expectativas de rentabilidad-riesgo, y las propias estructuras financieras de los socios inversores, hace que su presencia en los proyectos pueda incluir un mayor o menor grado del uso del crédito por la realización del proyecto. El interés por la búsqueda de un alto grado de apalancamiento en los proyectos, por parte de los inversionistas, difiere con los intereses de minimización de riesgo crediticio por parte de las entidades financieras.

En la valoración de la operación de financiación, son varios los riesgos analizados por las entidades crediticias, entre estos se destacan los siguientes:

- Realización de operación a largo plazo como consecuencia de la naturaleza de los proyectos eólicos.
- Evaluación de la estructura de la sociedad conformada, y de la forma de contratación de los diferentes suministros.
- Seguridad del recurso eólico, debe ser correctamente evaluado por instituciones o profesionales acreditados.
- Estabilidad del contrato de venta de la energía y del precio al que se paga, estando ambos regulados administrativamente.
- Riesgos de carácter tecnológico, en la actualidad se están acercando a los considerados para otros tipos de suministros industriales.

5.2.4 Evaluación de la rentabilidad de la inversión

5.2.4.1 Ingresos

En párrafos anteriores se ha expuesto procedimientos para valorar, en función de los datos de viento del emplazamiento, la producción previsible en parques eólicos. Una medida habitual para expresar la producción energética en un emplazamiento y para un aerogenerador determinado, es el valor de horas equivalentes.

Las horas equivalentes, en aquellas zonas con potencial suficiente para que técnicamente sea posible pensar en un aprovechamiento eólico mediante parques conectados a la red, se situaría a partir de las 2'000 horas equivalentes. El caso de estudio en la localidad de Yasila muestra las horas equivalentes en la tabla 5.3 para los aerogeneradores elegidos.

Tabla 5.3 Horas equivalentes para modelos de estudio.

Modelo	Potencia Nominal (MW)	Producción Estimada (MWh)	Horas Equivalentes (h)
AE90	2	7394.53	3697.27
G80	1.5	5093.53	3395.69
G58	0.85	2574.32	3028.61

5.2.4.2 Gastos

Los costos de explotación suelen oscilar entre el 2 y 3% de la inversión inicial. En la tabla 5.4 se indica la distribución, aproximada de los costos totales de explotación según los diferentes conceptos.

tabla 5.4 Distribución de costos de explotación

Item	Porcentaje del Gasto
Operación y mantenimiento	55%
Reacondicionamiento	23%
Gestión y administración	11%
Terrenos	11%

En la partida de reacondicionamiento se incluyen las reparaciones o sustituciones de componentes de equipos. El concepto correspondiente a terrenos se suele referir a su coste anual por cesión o alquiler y es normalmente el tercero en importancia. Los conceptos referidos a operación, mantenimiento, gestión y administración son los habituales para una planta energética.

5.2.4.3 Criterios para analizar la rentabilidad de un parque eólico [11]

Los criterios más apropiados para el análisis de alternativas de inversión se basan en la consideración del valor del dinero en el tiempo, entre ellos encontramos el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de retorno de la inversión (Pay-

back). Estos indicadores son generales y forman parte de un estudio económico financiero más detallado. No es conveniente realizar la discriminación de una alternativa de inversión basada en el valor de solo uno de los índices.

El índice de potencia (inversión / potencia instalada) y el índice de energía (inversión / producción eléctrica), son criterios válidos de comparación. Estos índices no dan información sobre la viabilidad de la inversión, brindan ayuda para saber si el proyecto estudiado es de interés comparado con los índices medios de proyectos semejantes. Es útil conocer el coste de generación de cada kWh, separando el costo de cada una de las partidas y conceptos que lo generan. El proyecto que es interesante en una primera estimación, será necesario evaluarlo utilizando los criterios objetivos de análisis de rentabilidad enumerados.

A) Valor Actual Neto (VAN) Se llama valor actual neto, o valor presente, de una cantidad “ S ” a percibir al cabo de “ n ” años, con una tasa de interés “ i ”, a la cantidad que, si se dispusiera de ella hoy, generaría al cabo de “ n ” años la cantidad “ S ”. Reflejado en una expresión matemática será:

$$S = VAN \cdot (1 + i)^n$$

En un proyecto de instalación de un parque eólico se cuenta con un primer desembolso para el total de la inversión, y en períodos sucesivos se registran flujos de caja (ingresos - gastos) variables. La expresión a ser utilizada será:

$$VAN = -I + \frac{FC_1}{(1+i)} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n}$$

En la expresión, “ I ” es la inversión total, “ FC_k ” es el flujo de caja del periodo “ k ”, “ i ” es la tasa de interés de referencia y “ n ” es el número de periodos, indicados en años. Al analizar dos alternativas de proyectos de inversión, se selecciona aquella de mayor valor de VAN. El valor de Van negativo significa que la rentabilidad de ese proyecto queda por debajo de la tasa de interés de referencia. Respecto a la tasa de interés de referencia a aplicar en la evaluación del VAN, hay que tener en cuenta que será diferente para cada inversor según su propia estructura financiera o su análisis de riesgo asociado a cada alternativa.

B) Tasa Interna de Retorno (TIR) La tasa interna de retorno es el valor de la tasa de intereses que hace nulo el valor actual neto. Empleando la expresión anterior, se tiene:

$$0 = -I + \frac{CF_1}{(1+TIR)} + \frac{CF_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+TIR)^n}$$

La tasa interna de retorno se interpreta como la tasa de interés que el proyecto de inversión es capaz de proporcionar y, de ser superior a la tasa de interés de referencia, la inversión es deseable. Al comparar dos proyectos de inversión, es más rentable el que presente un TIR superior.

C) Período de retorno Es el plazo de tiempo que ha de transcurrir para que la inversión se recupere. Es el número de períodos necesarios para que la diferencia entre el

flujo de caja acumulado y la inversión del proyecto sea nula. Un proyecto de inversión es más rentable en cuanto menor sea su período de retorno.

El estudio económico financiero evalúa varios parámetros que se deben tener en cuenta:

- Se toma una vida útil de la instalación de 20 años, acompañado de un período de amortización de la inversión que depende de los equipos empleados. Este período será de aproximadamente 10 años, consideraremos 20 años.
- La inversión inicial debe considerar la inversión para hacer frente a pagos como impuestos de financiación, los gastos administrativos y de constitución de la sociedad.
- Los ingresos provenientes de la facturación son los correspondientes a la venta de la energía entregada a la red de la compañía distribuidora según los términos del contrato de compra venta de energía establecido.
- Los gastos de explotación incluyen todos los gastos que se producen en la explotación del parque eólico, operación y mantenimiento, reacondicionamiento, alquiler de terrenos y de gestión.

Con la información que se tiene realizamos el análisis de rentabilidad del proyecto de instalar en Yasila un parque eólico de 30MW de potencia instalada. La tabla 5.5 nos muestra los resultados.

Encontramos el valores de VAN negativo, lo que no puede ocurrir para un proyecto de inversión que se busca sea rentable. El valor de TIR no es posible calcularlo debido a que los egresos cada año superan a los ingresos. Del mismo modo no se puede calcular un periodo de retorno de la inversión.

Planteamos encontrar cuales variables deben ser alteradas para lograr que el proyecto sea rentable. Así encontramos que el costo por kWh de energía entregado deberá aumentar de 0.05 a 0.06 cUS\$/kWh y el número de horas equivalentes de funcionamiento de los equipos deberán aumentar a 4750 horas.

Aumentar el precio de venta de la energía producida en el parque representa hacer menos atractiva su implementación ante las fuentes tradicionales de energía, de menor costo. La única manera de aumentar el precio de la electricidad asegurando su venta, es a través de la legislación nacional, donde las compañías distribuidora de electricidad sean obligadas a comprar un porcentaje determinado de energía renovable, como es el caso de España donde deben comprar el 30% de su producción en energía renovable.

Aumentar, por otro lado, la cantidad de las horas equivalentes de funcionamiento de los equipos significa aumentar las horas donde la velocidad del viento del lugar supere o alcance valores adecuados para generar energía. En todo caso aumentar la velocidad del viento del lugar. Conclusión que nos hace descartar esta posibilidad. Finalmente se debería buscar un equipo que ofrezca una mayor producción de energía para las condiciones de estudio de la localidad de Yasila. Aceptamos sin embargo el aumento de la tarifa eléctrica y el aumento de las horas equivalentes, a fin de concluir el presente análisis.

Tabla 5.5

CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE**PROYECTO DE INVERSIÓN**

Inyección de energía al Sistema Interconectado

Velocidad media	6,9	m/s
Potencia a Instalar	30,6	MW
Número de Equipos	36	G58-850
Horas Equivalentes	3.029	
Producción Estimada	92.675	MWh/Año

CONCEPTO	VARIABLE CARACTERÍSTICA	COSTO UNITARIO (MUS\$)	CANTIDAD	SUB - TOTAL (MUS\$)
Aerogenerador	MUS\$/kW	1	30.600	30.600,00
Líneas				
BT	MUS\$/km	13,5	6	81,00
MT	MUS\$/km	13,5	2	27,00
AT	MUS\$/km	41,5	10	415,00
Transformador				
BT/MT	MUS\$/Uni	15	9	135,00
MT/AT	MUS\$/Uni	180	1	180,00
			Sub- Total	31.438,00
Sist. Eléct./ Cont.	% de Inv. Ini.	2%		785,95
Obra Civil/Accesos	% de Inv. Ini.	12%		4.715,70
Ingeniería	% de Inv. Ini.	6%		2.357,85
			Inversión Inicial MUS\$	39.297,50
Inversión				
Capital Propio		20%		7.859,50
Préstamo Bancario		80%		31.438,00
Interés		10%		3.143,80
Operación				
Ingresos	cUS\$/kWh	0,05	92.675.466	4.633,77
Costos	% de Inv. Ini.	3%		1.178,93

Relación Inversión / Potencia

1,28 MUS\$/kW

Relación Inversión / Producción

0,00042403 MUS\$/kWh

Rentabilidad

VAN	-9.884,43
TIR	#¡DIV/0!
TRC	
Tasa de Dcto.	10%

Tabla 5.6

CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE**PROYECTO DE INVERSIÓN**

Inyección de energía al Sistema Interconectado

Velocidad media	6,9	m/s
Potencia a Instalar	30,6	MW
Número de Equipos	36	G58-850
Horas Equivalentes	3.200	
Producción Estimada	97.920	MWh/Año

CONCEPTO	VARIABLE CARACTERÍSTICA	COSTO UNITARIO (MUS\$)	CANTIDAD	SUB - TOTAL (MUS\$)
Aerogenerador	MUS\$/kW	1	30.600	30.600,00
Líneas				
BT	MUS\$/km	13,5	6	81,00
MT	MUS\$/km	13,5	2	27,00
AT	MUS\$/km	41,5	10	415,00
Transformador				
BT/MT	MUS\$/Uni	15	9	135,00
MT/AT	MUS\$/Uni	180	1	180,00
Sub- Total				31.438,00
Sist. Eléct./ Cont.	% de Inv. Ini.	2%		785,95
Obra Civil/Accesos	% de Inv. Ini.	12%		4.715,70
Ingeniería	% de Inv. Ini.	6%		2.357,85
Inversión Inicial MUS\$				39.297,50

Inversión

Capital Propio	20%		7.859,50
Préstamo Bancario	80%		31.438,00
Interés	10%		3.143,80

Operación

Ingresos	cUS\$/kWh	0,06	97.920.000	5.875,20
Costos	% de Inv. Ini.	3%		1.178,93

Relación Inversión / Potencia

1,28 MUS\$/kW

Relación Inversión / Producción

0,00040132 MUS\$/kWh

Rentabilidad

VAN	684,54
TIR	11%
TRC	
Tasa de Dcto.	10%

5.3 Instalaciones eólicas como proyecto de apoyo energético [10]

Se ha presentado la aplicación de la energía eólica a la generación de energía eléctrica y su venta a las compañías de distribución. Todo ello bajo el concepto de inversión realizada con criterios de rentabilidad. Planteamos ahora el aprovechamiento de la energía eólica con el criterio de ahorrar energía convencional (eléctrica o térmica) en la provincia de Paita.

Conceptualmente cualquier equipo consumidor de energía, perteneciente este a un proceso industrial o no, y situado en zona de internos eólico, es susceptible de recibir un aporte energético procedente del viento existente. Este aporte energético dependerá de los equipos eólicos de captación, las condiciones eólicas del emplazamiento, el tipo, cantidad y calidad de la energía necesaria, así como las condiciones del suministro.

5.3.1 Descripción de las instalaciones.

La instalación más sencilla corresponde al montaje de una o varias turbinas alrededor de una instalación industrial ya existente. En nuestro caso el lugar de instalación será siempre Yasila, desde donde se enviará la energía hasta Paita. El objetivo ahora de esta instalación eólica es generar internamente la energía necesaria para satisfacer el incremento de demanda de la Provincia de Paita en el año 2004, como modelo para satisfacer sistemas aislados.

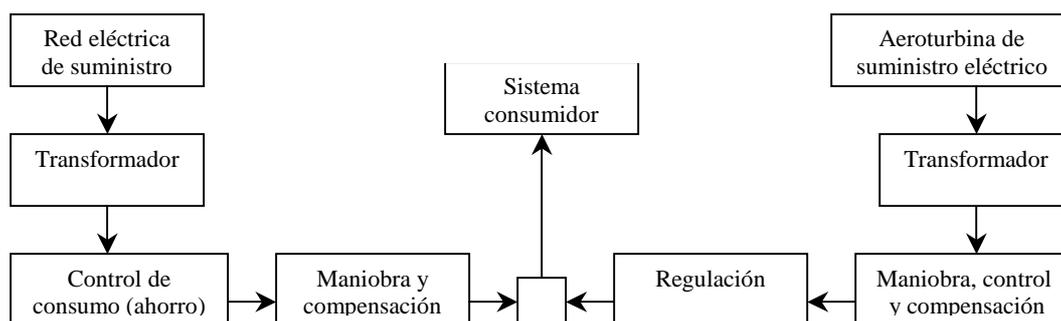


Figura 5.5 Esquema funcionamiento

Es conveniente que la potencia instantánea aportada por la instalación eólica se sitúe entre la potencia máxima y mínima de la localidad consumidora, de forma que la instalación se diseñe adaptada lo más posible al rango de actuación de consumo.

En general la curva de potencia eólica nunca será idéntica a la curva de potencia consumidora, por lo que convendrá estudiar las inversiones teniendo en cuenta el máximo de flexibilidad en la utilización y la capacidad del sistema para adaptarse al mayor número de aplicaciones posibles. En general la potencia demandada se situará entre un nivel máximo y otro mínimo (figura 5.6). La potencia que el sistema suministrador genera podrá estar, si así se considera necesario, por encima del nivel de potencia demandada máxima (Situación A) con lo que el excedente producido habrá de ser acumulado, o disipado, o vertido a la red. Igualmente pueden existir ocasiones en los que el sistema generador suministre potencia por debajo del nivel mínimo (situación B) en cuyo caso se habrá de compensar este déficit con aportaciones de la red o de otras fuentes convencionales de energía.

Las curvas de demanda de la Provincia de Paita, (Anexo L) nos indican un aumento de demanda para el año 2004). Para satisfacer la demanda de la Provincia de Paita con los equipos propuestos anteriormente, se elige nuevamente el aerogenerador Gamesa G58, y en un número de 7 equipos. Si se requiere satisfacer la demanda máxima de la localidad, operarán los 7 equipos en paralelo y en los días de caída en la demanda operarán 2 equipos de acuerdo a la necesidad.(Ver Anexo M)

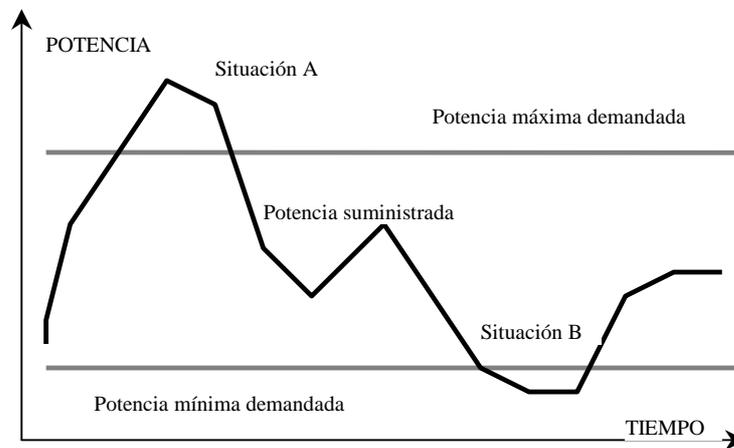


Figura 5.6 Relación potencia suministrada – potencia demandada.

Se debe señalar que mientras un parque eólico se plantea como proyecto de inversión, y está limitado por la cantidad de terreno disponible y la capacidad de la red, estos proyectos de apoyo han de estar fundamentalmente limitados por el tipo de proceso consumidor al que sean destinados, en nuestro caso la localidad de Paita, principalmente industrial.

En estas instalaciones se tendrá en cuenta los mismos criterios empleados en los parques eólicos respecto a la influencia del viento, del terreno, de otros aerogeneradores cercanos y fundamentalmente de las edificaciones colindantes.

5.3.2 Evaluación económica del proyecto

Para la valoración de costos en el desarrollo de una instalación eólica se tiene en cuenta los mismos criterios proporcionados en el punto 5.2.4.3

Cuanto mayor sea el parecido entre las curvas de potencia generada por el sistema eólico y las curvas de potencia consumida del sistema, mayor será el nivel de ahorro conseguido por este tipo de instalaciones. Se hace notar que es frecuente encontrar zonas de bajo potencial eólico, pero que el existente es útil en horarios muy coincidentes con los de mayor costo de la energía eléctrica.

Es complejo y costoso asumir un cierto grado de acumulación de la energía producida por medios eólicos para su posterior consumo, situación en las horas durante las que el sistema productor y el consumidor no coinciden. En estas instalaciones el fabricante de la turbina debe evitar picos de producción, que afecten los controles de sistemas consumidores.

Los límites de potencia pico suministrada por el equipo eólico al sistema consumidor dependerán de cada proyecto. La no utilización durante ciertas horas del sistema consumidor, existiendo viento, implica tener parado el sistema eólico, dedicarlo a otras aplicaciones, o para acumulación.

Tabla 5.7

CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE**PROYECTO DE APOYO ENERGÉTICO** Satisfacer el incremento de demanda de Paita

Velocidad media	6,9	m/s
Potencia a Instalar	5,95	MW
Número de Equipos	7	G58-850
Horas Equivalentes	3.029	
Producción Estimada	18.020	MWh/Año

CONCEPTO	VARIABLE CARACTERÍSTICA	COSTO UNITARIO (MUS\$)	CANTIDAD	SUB - TOTAL (MUS\$)
Aerogenerador	MUS\$/kW	1	5.950	5.950,00
Líneas				
BT	MUS\$/km	13,5	2	27,00
MT	MUS\$/km	13,5	2	27,00
AT	MUS\$/km	41,5	10	415,00
Transformador				
BT/MT	MUS\$/Uni	15	2	30,00
MT/AT	MUS\$/Uni	180	1	180,00
			Sub- Total	6.629,00
Sist. Eléct./ Cont.	% de Inv. Ini.	2%		165,73
Obra Civil/Accesos	% de Inv. Ini.	12%		994,35
Ingeniería	% de Inv. Ini.	6%		497,18
			Inversión Inicial MUS\$	8.286,25

Inversión

Capital Propio	20%		1.657,25
Préstamo Bancario	80%		6.629,00
Interés	10%		662,90

Operación

Ingresos	cUS\$/kWh	0,05	18.020.230	901,01
Costos	% de Inv. Ini.	3%		248,59

Relación Inversión / Potencia

1,39 MUS\$/kW

Relación Inversión / Producción

0,00045983 MUS\$/kWh

Rentabilidad

VAN	-2.731,80
TIR	#¡DIV/0!
TRC	
Tasa de Dcto.	10%

Tabla 5.8

CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE**PROYECTO DE APOYO ENERGÉTICO** Satisfacer el incremento de demanda de Paita

Velocidad media	6,9	m/s
Potencia a Instalar	5,95	MW
Número de Equipos	7	G58-850
Horas Equivalentes	3.500	
Producción Estimada	20.825	MWh/Año

CONCEPTO	VARIABLE CARACTERÍSTICA	COSTO UNITARIO (MUS\$)	CANTIDAD	SUB - TOTAL (MUS\$)
Aerogenerador	MUS\$/kW	1	5.950	5.950,00
Líneas				
BT	MUS\$/km	13,5	2	27,00
MT	MUS\$/km	13,5	2	27,00
AT	MUS\$/km	41,5	10	415,00
Transformador				
BT/MT	MUS\$/Uni	15	2	30,00
MT/AT	MUS\$/Uni	180	1	180,00
Sub- Total				6.629,00
Sist. Eléct./ Cont.	% de Inv. Ini.	2%		165,73
Obra Civil/Accesos	% de Inv. Ini.	12%		994,35
Ingeniería	% de Inv. Ini.	6%		497,18
Inversión Inicial MUS\$				8.286,25
Inversión				
Capital Propio		20%		1.657,25
Préstamo Bancario		80%		6.629,00
Interés		10%		662,90
Operación				
Ingresos	cUS\$/kWh	0,06	20.825.000	1.249,50
Costos	% de Inv. Ini.	3%		248,59

Relación Inversión / Potencia

1,39 MUS\$/kW

Relación Inversión / Producción

0,0003979 MUS\$/kWh

Rentabilidad

VAN	235,08
TIR	12%
TRC	
Tasa de Dcto.	10%

La contabilización de horas anuales en las que existe velocidad de viento suficiente para actuar una turbina en su rango de funcionamiento, el contraste entre los niveles de potencia generada y consumida, y el tiempo en el que ambos sistemas coinciden, señala el nivel del ahorro energético conseguido.

El análisis económico de la inversión, necesaria en un proyecto de ahorro, puede realizarse siguiendo los mismos criterios señalados en el punto 5.2.4.3

De acuerdo con los resultados mostrados en la tabla 5.7, observamos nuevamente valores negativos de VAN y TIR. Realizando un nuevo análisis de sensibilidad en las variables de precio de la energía y horas equivalentes encontramos las mismas conclusiones que en el caso anterior, los resultados se muestran en la tabla 5.8.

5.4 Aumento de Horas Equivalentes

Al realizar el análisis económico para los casos de parques eólicos como proyectos de inversión y para el caso de proyectos de apoyo energético encontramos dos variables que debemos manipular para lograr que los indicadores de rentabilidad nos arrojen un resultado positivo. Las horas equivalentes de funcionamiento y el precio de venta de la energía eléctrica producida.

El precio de la energía se puede controlar, en todo caso aumentar, pero no sin cuidado de no hacer de esta energía poco atractiva frente a las formas tradicionales, pero aún así se puede conseguir justificar este aumento. Aumentar las horas equivalentes es tanto como esperar que el viento sople con más fuerza de lo estimado, sin embargo esto es posible realizarlo aumentando la altura de la torre del aerogenerador, los datos técnicos del equipo así lo permite, y aumentamos la altura del rotor de 44 a 86 metros.

Conseguimos con esto una mayor cantidad de energía disponible, por tanto recurso extraíble y con ello el aumento de las horas equivalentes de funcionamiento. Esto trae como consecuencia una mayor energía eléctrica producida, lo que se refleja en mayor cantidad de energía que se puede inyectar a la red, aumentando los ingresos de la instalación eólica, mejorando su rentabilidad y permitiendo que el precio de la energía no se dispare y mantener la atractividad de la inversión. Mostramos los resultados en la tabla siguiente:

Tabla 5.9 Aumento de Horas Equivalentes

	Proyecto Inversión		Apoyo energético	
	44	86	44	86
Altura (m)	44	86	44	86
Vel. Media (m/s)	5.59	7.4	5.59	7.4
E. Disponible (W/m ²)	339	422	339	422
Factor k	2.25	2.3	2.25	2.3
Factor c	7.7	8.4	7.7	8.4
E. Extraíble (MWh)	2574.32	3025.17	2574.32	3025.17
Factor de Carga (kWh/kWh)	0.35	0.406	0.35	0.406
Horas equivalentes	3028.61	3559.02	3028.61	3559.02
Precio de Energía (\$/kWh)	0.05	0.053	0.05	0.058
VAN	-9.884	733	-2731.8	54
TIR	(-)	11%	(-)	10%

5.5 Aspectos medio ambientales

Las afecciones de un proyecto en el medio ambiente deben ser analizadas con la realización de algún tipo de estudio de impacto ambiental que debe presentarse a las diferentes dependencias con competencias en medio ambiente de la localidad donde se realizará el proyecto. La legislación medioambiental en una gran número de localidades donde se han instalado este tipo de proyectos no es específica para las instalaciones eólicas sino de aplicación general para cualquier actividad que pueda afectar al medio ambiente.

El impacto de una actividad en el medio, presenta una mayor o menor incidencia dependiendo de tres factores fundamentales:

- El carácter de la acción misma.
- La fragilidad ecológica del territorio donde va a llevarse a cabo la acción.
- La calidad ecológica que tenga el lugar donde se desarrolla el proyecto.

Cuanto más intensa sea la acción, más frágil sea el territorio y mayor calidad posea, el impacto producido será mayor. El carácter de los proyectos eólicos genera escaso impacto por lo que, al evaluarlo, se debe centrar en el análisis de los otros puntos (fragilidad y calidad ecológica), lo que requiere un estudio del lugar en que va a realizarse el proyecto, no obstante existen planteamientos comunes a las instalaciones eólicas, que pueden sintetizarse en los siguientes aspectos:

- Impacto sobre la flora.
- Efectos sobre la avifauna.
- Impacto visual.
- Ruido.

5.5.1 Impacto sobre la flora y erosión.

El desarrollo de la energía eólica sobre la flora presenta escasa influencia. El terreno será modificado en la fase de construcción del parque debido, principalmente, al movimiento de tierras en la preparación de accesos al parque y la realización de cimentaciones para los aerogeneradores y edificios de control.

5.5.2 Efectos sobre la avifauna.

Este tema aún está en discusión, a medida que avanza el desarrollo de la energía eólica aparecen más casos puntuales de especies afectadas por el funcionamiento de los molinos, fundamentalmente aves planeadoras. Dependiendo de la altura y la velocidad a la que giren las palas de una turbina existe un potencial peligro para las aves. La colisión de un ave con la pala de una turbina puede causarle daño e incluso la muerte. Sin embargo, se han realizado numerosos estudios sobre la conducta de las aves y la frecuencia de las colisiones con un aerogenerador, habiéndose comprobado que el peligro significativo es muy pequeño en comparación con otras causas de muertes de aves (tendidos eléctricos, carreteras, caza ilegal).

En el caso de la avifauna que vive en una zona con aerogeneradores el peligro de choque es bajo, ya que los pájaros aprenden a evitar los obstáculos existentes en su territorio. Para las aves migrantes diurnas el peligro de colisión es insignificante, ya que suelen divisar el

obstáculo y modifican su ruta de vuelo a gran distancia de los parques eólicos. Las migrantes nocturnas sí pueden tener mayores problemas de colisión. En condiciones adversas, los pájaros descienden a más bajas alturas, aumentando el peligro de colisión.

La construcción de parques eólicos debe evitarse en ciertas áreas como las rutas de migración y zonas de residencia de especies sensibles o en peligro de extinción. Es aconsejable que las zonas de viento elegidas estuvieran sujetas a una evaluación de los intereses ornitológicos.

Respecto a la avifauna presenta mayores problemas el tendido eléctrico que los propios molinos. Los aerogeneradores son estructuras visibles más fácilmente evitables que los tendidos eléctricos. La electrocución y la colisión con los tendidos eléctricos son las dos causas de mortalidad más frecuentes, cuya incidencia varía según el tipo de especie afectada y el diseño de la red.

Las rapaces son el grupo de aves más afectadas por la electrocución, debido a su mayor tamaño y a la costumbre de usar posaderos elevados. Los tendidos más conflictivos son los de media tensión (entre 0.3 y 20kV), su diseño favorece el contacto simultáneo entre dos conductores o la derivación a tierra. La colisión se produce en todo tipo de líneas de transporte, tanto eléctricas como de comunicación. En condiciones de buena visibilidad generalmente las aves detectan el tendido, pero cuando la visibilidad se reduce (durante la noche, lluvia o al amanecer) es cuando se producen la mayor parte de los accidentes. La solución más utilizada es la señalización de los cables mediante distintos métodos (tubos de polietileno, cintas de plástico, bolas de plástico, etc.). Más difícil es la eliminación de los hilos de tierra de las líneas de alta tensión, ya que puede afectar a la seguridad de la línea al protegerla de las descargas atmosféricas; pero puede estudiarse en los tramos más peligrosos.

En ocasiones, cuando un parque eólico se instala en un espacio protegido, se ha sugerido la necesidad de que el tendido eléctrico sea subterráneo, si no es posible en todo su recorrido sí al menos en los tramos más conflictivos. Supone un encarecimiento de los costos ampliamente criticado por los promotores de los parques, sobre todo porque esta exigencia suele plantearse para los parques eólicos, que generan escaso impacto en el medio, y no para la red general, la cual dado su volumen y extensión es la que ocasiona la práctica totalidad de los problemas tanto de electrocución como de colisión.

Aunque es deseable que todos los tendidos eléctricos fueran subterráneos, sí debería ser obligatorio en el caso concreto de los tendidos eléctricos ubicados en espacios protegidos, rutas migratorias o áreas de reproducción de especies de aves protegidas. En los casos en que el aumento de costo imposibilite en primera instancia su realización, deberían articularse los mecanismos financieros necesarios y la implicación de las distintas administraciones para llevarla a efecto.

5.5.3 Impacto visual

La intrusión visual en el paisaje es la objeción más frecuente contra los aerogeneradores y el principal factor que determina las actitudes públicas contra la aplicación de la Energía Eólica, por ello es un problema que no puede ser ignorado en su desarrollo. Este es el impacto medioambiental menos cuantificable de los aerogeneradores y el menos investigado en comparación con otra clase de disturbios medioambientales. La razón por la

cual la investigación es infrecuente es porque el impacto visual es, a menudo, subjetivo y en cualquier caso difícil de estimar y cuantificar.

Nuestra percepción sobre el medio ambiente es un complejo proceso en el que interaccionan el observador y la realidad física observada. La realidad física se registra por los órganos de los sentidos. Los impulsos son interpretados y valorados según nuestro conocimiento, experiencia y expectativas almacenadas en nuestro cerebro. Este es el proceso de percepción. El factor tiempo también debe ser tenido en cuenta. Tanto la realidad física como el observador pueden variar. Cuando se adquieren nuevos conocimientos y experiencias nuestras expectativas pueden ser modificadas.

El proceso de percepción es un proceso global que es más que la suma de todas sus partes. Se ha caracterizado la percepción desde tres aspectos distintos, los cuales influyen mutuamente y representan, una relación entre la realidad física y nuestra conciencia.

- El aspecto funcional implica que nuestra percepción está influenciada por nuestro entendimiento sobre si un objeto es útil o no. Esto es particularmente importante cuando un nuevo uso de la tierra está involucrado. Si un nuevo uso es considerado interesante y útil la aceptación por parte de los afectados será mucho más sencilla que si el nuevo uso es considerado como peligroso o inútil.
- El aspecto social concierne a las relaciones personales y emocionales de un observador con cierto medio ambiente y los símbolos y valores que él asocie con su percepción del medio ambiente. El mismo medio ambiente físico tiene distintos símbolos- valores para distintas personas. A veces el símbolo valor representa paisajes comunes para muchas personas.
- Los aspectos puramente estéticos de percepción son difíciles de identificar.

Cada persona tiene una percepción única del medio, aún así existe un consenso general acerca de las evaluaciones del paisaje. Esto no quiere decir que la mayor parte de la gente posea la misma opinión acerca del paisaje y la estética, pero hay ciertas opiniones regulares en sus juicios.

Los aerogeneradores crean una intrusión en el paisaje, cuyas razones pueden desglosarse de la siguiente forma:

- Los molinos, se recortan sobre el cielo, por lo que visualmente son elementos que destacan en el paisaje con mayor nitidez que si se recortaran sobre la vegetación.
- Los molinos son estructuras verticales destacando, por tanto, en un paisaje de componentes horizontales.
- Los aerogeneradores son estructuras artificiales de carácter puntual, lo que hace que su impacto visual, aunque exista, sea menor que si fueran estructuras lineales que ocuparan grandes extensiones.
- Los objetos en movimiento atraen la atención del observador, por ello las palas de los molinos girando constituyen puntos dominantes en el paisaje.
- La intrusión visual disminuye con la distancia, por ello la visión de un parque a más de 5km. de distancia, queda bastante atenuada.

5.5.4 Ruido

Los aerogeneradores producen ruido derivado de su propio funcionamiento. Cuatro factores determinan el grado de molestia:

- El propio ruido producido por el aerogenerador.
- La posición de las turbinas.
- La distancia a la que se encuentran los residentes del área con respecto a los aerogeneradores.
- El sonido de fondo existente.

Existen dos fuentes de ruido en una turbina en funcionamiento: Ruido mecánico, procedente del generador, la caja multiplicadora y las conexiones, puede ser fácilmente reducido mediante técnicas convencionales. Ruido de naturaleza aerodinámica, producido por el movimiento de las palas, su tratamiento por métodos convencionales es más difícil.

Los valores límites permisibles varían de un país a otro, por ejemplo, en Suecia el límite para el ruido industrial está entre 35 y 40dB, mientras que en Estados Unidos, 60dB son considerados aceptables.

Recientemente el ruido ha sido identificado como un problema en las turbinas de viento. Con este reconocimiento se está empezando a estandarizar los niveles permitidos y los aerogeneradores se empiezan a diseñar de manera que provoquen el menor ruido posible.

En Holanda para poder obtener subvenciones es necesario conseguir un certificado de calidad, atendiendo a las mediciones del ruido. Con esta medida se potencia el desarrollo de turbinas silenciosas.

5.6 Normas Legales

5.6.1 Marco Legal Nacional

El Perú no posee legislación específica sobre el tema de las energías renovables, lo que permite la inclusión de éstas en el contexto del libre mercado, bajo los criterios de rentabilidad, sin condiciones particulares de financiamiento.

La Ley N° 25844 de Concesiones Eléctricas, que norma las actividades referentes a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica de fuentes hidráulicas y geotérmicas no prevé la utilización de otras fuentes renovables de energía.

Actualmente, existen dos iniciativas legislativas a nivel del Congreso de la República para definir la “Ley de Electrificación Rural”, en las cuales se propone el uso preferente de fuentes renovables de energía como la solar, eólica, hidráulica, geotérmica y biomasa en zonas rurales, localidades aisladas y de frontera, a través de la creación de un fondo de electrificación rural.

Con respecto a la Ley de concesiones, es necesario precisar que tanto la autorización como la concesión que otorga el Ministerio de Energía y Minas para el uso, generación y comercialización, así como transporte de la energía está en función a la potencia instalada

cuyo mínimo valor para las concesiones es de 500kW. En ambos casos se regula la energía obtenida tanto por recursos hidráulicos como geotérmicos.

5.6.2 Marco legal español.^[12]

Las siguientes directivas son aplicadas por el Gobierno Español, y fácilmente sirven de guía para adecuar la legislación nacional para estimular la inversión en proyectos de generación de energía eólica.

A) Régimen Especial

La actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de pertenecer a un régimen especial cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW, y contemple los siguientes casos:

- Autoprodutores, que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas. Se considera agente autoprodutor de energía eléctrica a toda aquella persona física o jurídica que genere electricidad fundamentalmente para su propio uso. Se entiende que un autoprodutor genera electricidad para su propio uso, cuando autoconsume, al menos, el 30% de la energía eléctrica producida por él mismo, si su potencia instalada es inferior a 25 MW y, al menos, el 50% si su potencia instalada es igual o superior a 25 MW.
- Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocombustible, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.
- Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.

B) Autorización administrativa

La construcción, explotación, modificación sustancial, la transmisión y el cierre de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial estarán sometidos al régimen de autorización administrativa previa que tendrá carácter reglado. Las instalaciones autorizadas para este tipo de producción de energía eléctrica gozarán de un trato diferenciado según sus particulares condiciones, pero sin que quepa discriminación o privilegio alguno entre ellas.

Los solicitantes de estas autorizaciones deberán acreditar las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones propuestas, el adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente y la capacidad legal, técnica y económica adecuada al tipo de producción que van a desarrollar y, una vez otorgadas, deberán proporcionar a la administración competente información periódica de cuantos datos afecten a las condiciones que determinaron su otorgamiento.

Las autorizaciones serán otorgadas sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables y en especial las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente.

C) Obligaciones de los Productores en Régimen especial.

Serán obligaciones generales de los productores de energía eléctrica en régimen especial:

- Adoptar las normas de seguridad, reglamentos técnicos y de homologación o certificación de las instalaciones e instrumentos que establezca la Administración competente.
- Cumplir con las normas técnicas de generación, así como con las normas de transporte y de gestión técnica del sistema
- Mantener las instalaciones en un grado óptimo de operación, de forma que no puedan causar daños a las personas o instalaciones de terceros.
- Facilitar a la Administración información sobre producción, consumo, venta de energía y otros extremos que se establezcan.
- Cumplir adecuadamente las condiciones establecidas de protección del medio ambiente.

D) Derechos de los Productores en Régimen especial

Los productores en régimen especial gozarán, en particular, de los siguientes derechos:

- Incorporar su energía excedentaria al sistema, percibiendo la retribución correspondiente. A estos efectos, tendrá la consideración de energía excedentaria la resultante de los saldos instantáneos entre la energía cedida a la red general y la recibida de la misma en todos los puntos de interconexión entre el productor-consumidor, el productor o el autogenerador y la citada red en general. Excepcionalmente, el Gobierno podrá autorizar que instalaciones en régimen especial que utilicen como energía primaria energías renovables puedan incorporar al sistema la totalidad de la energía por ellas producida. No obstante, cuando las condiciones del suministro eléctrico lo hagan necesario, el Gobierno, previo informe de las Comunidades Autónomas, podrá limitar, para un período determinado, la cantidad de energía que puede ser incorporada al sistema por los productores del régimen especial.
- Conectar en paralelo sus instalaciones a la red de la correspondiente empresa distribuidora o de transporte.
- Utilizar, conjunta o alternativamente en sus instalaciones, la energía que adquiera a través de otros sujetos.
- Recibir de la empresa distribuidora el suministro de energía eléctrica que precisen.

E) Régimen retributivo

En principio los productores en régimen especial tendrán el mismo sistema retributivo que los productores en régimen ordinario. Adicionalmente, la producción de energía eléctrica mediante energías renovables no hidráulicas, biomasa, así como por las centrales hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 10 MW percibirán una prima que se fijará por el Gobierno de forma que el precio de la electricidad vendida por estas instalaciones se encuentre dentro de una banda porcentual comprendida entre el 80 y el 90 por 100 de un precio medio de la electricidad, que se calculará dividiendo los ingresos derivados de la facturación por suministro de electricidad entre la energía suministrada. Los conceptos utilizados para el cálculo del citado precio medio se determinarán excluyendo el Impuesto sobre el Valor Añadido y cualquier otro tributo que grave el consumo de energía eléctrica.

Referencias Bibliográficas

- 1 Electrificación Rural con Energías Renovables, Giovanni Baldi, 1986.
- 2 Plan Referencial de Electricidad 2001-2010.
Ministerio de Energía y Minas de Perú.
- 3 Wind Energy, Research and Technological Development, 1990.
Ministerio de Energía de Dinamarca.
- 4 Generación de Electricidad a Pequeña Escala con Energía Eólica, 1999.
Universidad Católica del Perú.
- 5 La Energía Eólica. David Rittenhouse Inglis, 1978.
- 6 Enel Green Power. Daniel Bercebal
- 7 Programa de Extrapolación estadística de vientos WAsP-8.
Laboratorio Nacional RIS? , Dinamarca.
- 8 Laboratorio Nacional de Energías Renovables, NREL.
Departamento de Energía de Estados Unidos.
- 9 Manual de Energía Eólica. IDAE, Madrid 1996.
- 10 Principios de conversión de la energía Eólica. Ciemat, 2001.
- 11 Evaluación Privada de Proyectos. Universidad del Pacífico 2003
- 12 Parque eólico Talara I. Oviedo 2002