

Manual del Promotor de Energía Eólica en Honduras



Autor: Kevin Carías

León, España

Septiembre de 2009

Agradecimientos

El presente trabajo ha sido realizado gracias a la Fundación Carolina y a su programa de Formación Permanente. Quisiera agradecer al Ente Regional de la Energía de Castilla y León (EREN) por su tan valiosa colaboración como centro de información y en especial a Tomás Ciria Garcés, Jefe de Área Eólico y Minihidráulica, por haber dado seguimiento al estudio tanto en el trámite de mi solicitud como durante el mes que estuve en España. También a todos los que de una u otra manera formaron parte del proyecto: Ricardo González (Director EREN), Rafael Ayuste (Jefe de Departamento de Energías Renovables EREN), Miguel Casas (GAMESA) y Víctor Nogueira (SIEMSA).



Índice de Contenido

RESUMEN	4
Identificación y Reconocimiento.....	6
1. Identificación del recurso a nivel macro.	6
2. Visitas preliminares al sitio.....	8
3. Zonas Protegidas Ambientalmente. Zonas de Interés Arqueológico.....	9
4. Perfiles Preliminares.....	10
5. Acercamiento con autoridades.	17
6. Diseño de campaña de medición.	19
7. Acercamiento con dueños de predios.....	23
Factibilidad	25
1. Estudios avanzados del recurso.	25
2. Modelación del Parque	28
3. Obra Civil	33
4. Inspecciones Geológicas Geotécnicas.....	35
5. Riesgos Asociados al Proyecto	38
6. Análisis de Rentabilidad	41
7. Arrendamiento de Terrenos.....	45
8. Contrato de Operación.....	45
9. Licenciamiento Ambiental.....	46
Diseño Final y Construcción.	51
1. Proyecto Constructivo.....	51
2. Proceso Constructivo de un Parque Eólico	53
Referencias.....	64
ANEXOS	65



Índice de Tablas

Tabla 1. Tamaño de escala para análisis de fenómenos atmosféricos.	6
Tabla 2. Valores típicos de longitud de rugosidad.	13
Tabla 3. Estructura de costos de un parque eólico	15
Tabla 4. Parámetros de velocidad de viento para Clases de Aerogeneradores.....	31
Tabla 5. Categorización Ambiental de Proyectos de Energía.....	49



Índice de Figuras

Figura 1. Mapa de Recurso Eólico de Honduras.....	7
Figura 2. Rejilla de recurso. Imagen tomada del WASP que muestra la densidad energética de este sitio en particular. La parte roja presenta mayor potencial y es donde deberíamos comenzar a ubicar los aerogeneradores.	14
Figura 3. Datos de referencia no susceptibles de análisis MCP	26
Figura 4. Datos de referencia susceptibles de análisis MCP.	27
Figura 5. Representación gráfica de un análisis MCP.....	28
Figura 8. Ciclo temprano de implementación de un proyecto CDM	43



RESUMEN

Siguiendo la tendencia mundial, Centroamérica se ha sumado a la tarea de hacer uso de sus recursos renovables para la generación de electricidad. El alto potencial comprobado en las diferentes tecnologías, hacen que la región apueste cada vez más por el desarrollo de nuevos proyectos de energía limpia. Honduras particularmente se ha caracterizado por sus proyectos hidroeléctricos dado el alto recurso y el conocimiento amplio de este tipo de generación. Sin embargo, gracias a los avances en materia de observaciones espaciales, se han identificado zonas con potencial eólico interesante.

Las etapas de un proyecto eólico desde su concepción hasta su puesta en marcha conllevan una serie de actividades tanto de tipo técnico como financiero, legal y ambiental, que muchas veces se ven obstaculizadas tanto por la falta de información disponible como simplemente el desconocimiento de tales actividades.

En Europa los proyectos eólicos a nivel comercial operan desde hace más de 10 años. España por ejemplo, cuenta con más de 13 mil megavatios de capacidad instalada en esta tecnología y actualmente se está expandiendo la red de parques y repotenciando los ya existentes. Esto hace que la experiencia adquirida por los desarrolladores sea tal que los tiempos de puesta en marcha y los costos asociados estén plenamente identificados, mejorando el rendimiento de las empresas en materia de promoción.

La Fundación Carolina a través de su programa de becas de Formación Permanente patrocina a profesionales que acrediten la necesidad de trasladarse a España para completar su formación, actualizar su nivel de conocimiento o reunir la información necesaria para los estudios o investigaciones que estén llevando a cabo. Para estas becas, es necesario contar con un centro de formación y/o investigador que reciba al becario. Bajo esta modalidad el presente estudio se realizó con la colaboración del Ente Regional de la Energía de Castilla y León (EREN), institución gubernamental que, entre otras funciones, hace la de revisión técnica de todos los proyectos de energía que se desarrollan en esta Comunidad Autónoma.

Con la información proporcionada por el EREN (canalizada a través de documentos, entrevistas con promotores y visitas a instalaciones eólicas), junto con la información de carácter público de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) y bibliografía relacionada, el presente documento pretende ser una referencia rápida del desarrollo de un aprovechamiento eólico, ordenado cronológicamente desde su concepción hasta su construcción. Se estructura en tres partes de la siguiente manera:



1. Identificación y Reconocimiento

Se establece cómo identificar el recurso a nivel macro, aludiendo a las fuentes de datos más relevantes y de carácter público. Se hace una propuesta de cómo evaluar un sitio para determinar si es apto como emplazamiento para un parque, considerando tanto las características físicas como medioambientales y sociales. Tomando en cuenta costos de referencia y economía de escala se dan lineamientos para elaborar un Perfil Preliminar de Proyecto que sirva como herramienta de decisión para la continuidad del estudio. Considerando los trámites administrativos propios de un proyecto de energía renovable, se explican los procedimientos que pueden iniciarse en esta etapa, como ser el Permiso de Estudio (Exclusividad) y otros relacionados. Una vez tomada la decisión de continuar con el proyecto, se explica el proceso de la campaña de medición, incluyendo temas técnicos y de costos.

2. Factibilidad

La Factibilidad como tal determina la viabilidad técnica y económica de un proyecto. Este apartado trata sobre todos los aspectos a evacuar para realizar una Factibilidad adecuada con el objeto de tomar una decisión acertada sobre la continuidad o no del proyecto. En esta etapa se contará ya con mediciones de recurso propias del promotor, por lo que se evidencia y explica la modelación de un parque eólico con el objetivo de predecir el comportamiento energético del mismo. Se explica el contenido mínimo para un estudio geológico-geotécnico asociados a la obra civil de estos proyectos y se enumeran algunos riesgos asociados a los mismos. Se continúa con la explicación de los trámites administrativos como Licencia Ambiental, para lo cual se propone un modelo de Estudio de Impacto utilizado ampliamente en España. Se explica la forma de adquirir los terrenos del emplazamiento, mediante la figura de arrendamiento.

3. Diseño Final y Construcción

Se explica la modalidad de contrato “Llave en Mano” para la construcción de un proyecto. Para esto se expone el contenido mínimo de un contrato de Suministro, Construcción y Puesta en Marcha de un parque eólico. Finalmente se expone el proceso constructivo tanto de la obra civil (accesos, cimentaciones, plataformas de montaje) como de la electromecánica (montaje de aerogeneradores) ilustrando con fotografías cada uno de estos procesos.

Todos los valores numéricos aquí mostrados, desde costos, dimensiones de estructuras, tamaños de máquinas, etc., así como las prácticas de procedimientos de construcción o elección de sitios, son producto de la experiencia obtenida en proyectos en España, y que en general han dado buenos resultados. El presente documento deberá usarse únicamente como referencia y quedará a criterio del promotor el buen uso del mismo, ya que los resultados evidentemente pueden variar debido a las condiciones de cada país.



Identificación y Reconocimiento

1. Identificación del recurso a nivel macro.

El primer paso una vez que se tiene la idea de hacer un aprovechamiento eólico es la identificación del recurso. Esto es revisar a una escala adecuada los lugares que evidencian presencia de viento con características aparentemente aceptables para realizar un aprovechamiento. El tamaño de la escala para análisis de fenómenos atmosféricos puede ser de la siguiente manera:

Tabla 1. Tamaño de escala para análisis de fenómenos atmosféricos.

Escala de Longitud	Dimensiones de Escala (km)	Ejemplos
Planetaria	± 5000	Movimientos de masas de aire tropicales
Sinóptica	± 1000	Ciclones de media altitud
Meso escala	± 75	Tormentas y Brisas
Escala pequeña	< 5	Turbulencias

Cada escala presenta unos procesos atmosféricos propios e identificables. En general para tratar aspectos de energía eólica emplearemos criterios a nivel meso escala y de escala pequeña, sin olvidarnos que una actividad vigorosa en una escala superior anulará frecuentemente la actividad de las escalas inferiores.

La primera fuente para evaluar mesoescalarmente un país es el Mapa de Recurso elaborado el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP), el cual en colaboración con instituciones como el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) y la NASA han elaborado el proyecto SWERA, el cual recopila información mundial de radiación solar y viento. SWERA cuenta con mapas de recurso incluyendo un mapa de Honduras con datos de viento a resolución de 1 km².

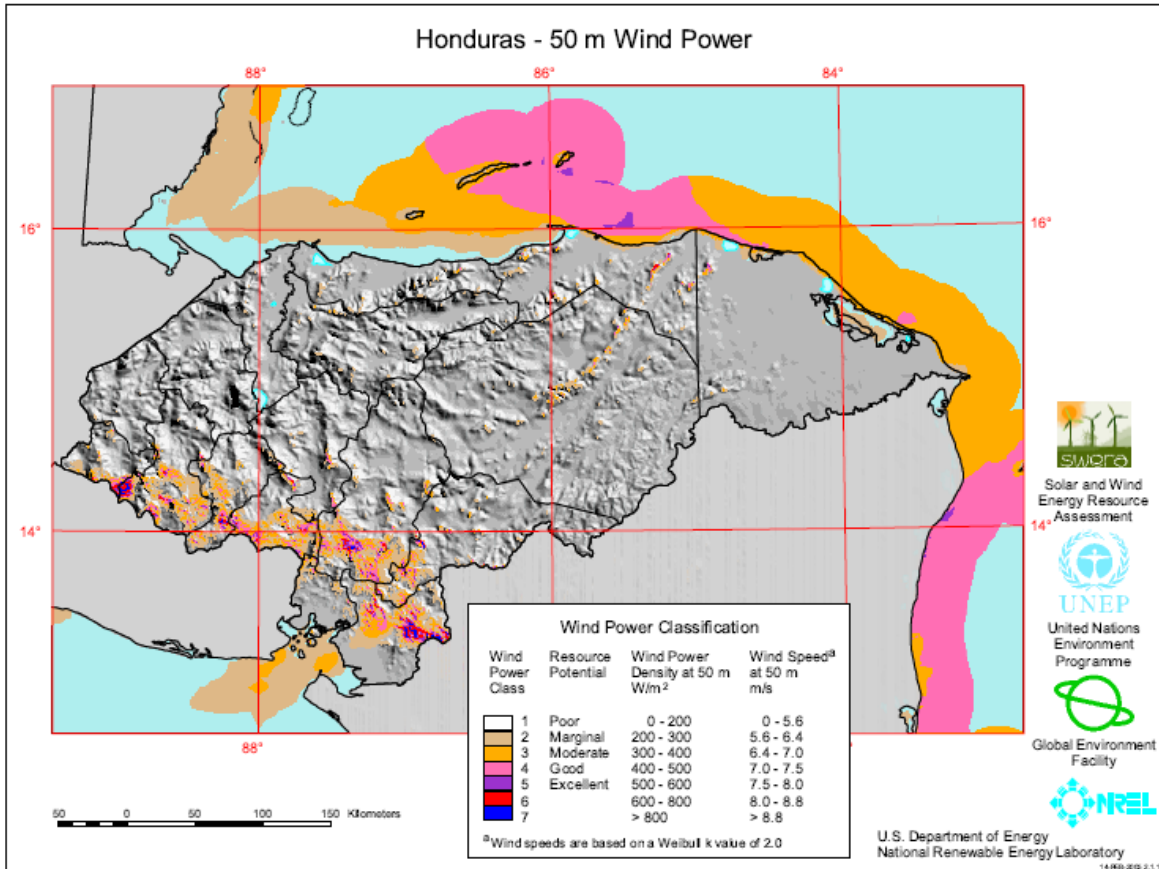



Figura 1. Mapa de Recurso Eólico de Honduras

Los datos que proporciona SWERA son gratuitos y pueden descargarse desde la siguiente dirección:

<http://swera.unep.net>

Alguna información relevante que se puede encontrar en esta página es la siguiente:

- a. Velocidad media del viento a 50m sobre el suelo (m/s). Esto es, la media en el año de las velocidades que se registran a esta altura.
- b. Densidad de potencia del viento a 50m (W/m²). Considera la potencia teórica que un aerogenerador puede producir si el rotor se ubica a esta altura. Se expresa por metro cuadrado de barrido de las aspas del rotor. Entre más grandes las aspas del rotor, mayor potencia generaría.
- c. Humedad relativa (%) y Presión Atmosférica (kPa). Importante para conocer la densidad del aire en esa zona.
- d. Ubicación espacial de todos estos parámetros. Esto facilita de gran manera la identificación de los sitios con potencial eólico.



Es importante hacer notar que la información de SWERA es el producto de observaciones satelitales, mediciones terrestres y aplicación de modelos numéricos. Esto conlleva a tener el cuidado necesario del tratamiento de la información, utilizando ésta como un punto de partida más que como un parámetro de diseño o de análisis detallado.

Si bien los mapas presentados por SWERA son muy confiables, no se deben descartar sitios alternos que en el mapa aparezcan con recurso pobre. Muchas veces testimonios de gente local y evidencia física como árboles doblados pueden ser indicio de vientos importantes. Esto se tratará más a fondo en el apartado “Visitas preliminares al sitio”.

En algunos países ya tienen mapas de recursos elaborados por sus respectivas Secretarías de Recursos Naturales, sin embargo en Honduras hasta el momento no se cuenta con tal información.

Ahora bien, de la información obtenida qué debemos entender por un recurso “bueno” o “malo”. Convencionalmente y por el rango en el que operan los aerogeneradores (4 m/s – 25 m/s) velocidades medias arriba de de 7 m/s se consideran “BUENAS” o susceptibles de estudiar más en detalle.

En resumen:

- a. Identificar zonas con potencial mediante mapas mesoescalares como el publicado por SWERA.
- b. Identificar zonas con potencial ya sea mediante visitas y entrevista con personas que lleven mucho tiempo viviendo en el sitio.
- c. Se considera sitio con potencial aceptable, aquel en el que la velocidad media del año supera los 7 m/s medida a 50m sobre el suelo.


Con ayuda de hojas cartográficas se podrá ubicar la mejor ruta para llegar al lugar y se podrá tener una idea del tipo de terreno que predomina en esa zona.

2. Visitas preliminares al sitio.

Una vez identificando que un sitio es susceptible de estudio por su recurso eólico, es necesario visitarlo para determinar si existen las condiciones para un emplazamiento. Conviene diferenciar estos términos de la siguiente manera:

Sitio: Lugar que presenta indicios de potencial eólico.





Emplazamiento: Sitio que presenta condiciones para albergar un parque eólico, tanto físicas como de accesibilidad e interconexión.

En este sentido, se visitará el sitio con el fin de constatar *preliminarmente* que existan condiciones para un emplazamiento. En esta etapa las observaciones serán más cualitativas que cuantitativas. Es decir no serán necesarias mediciones exactas de cantidades sino más bien aproximadas. Por ejemplo, se podrá hablar de la distancia en kilómetros del punto probable de interconexión más cercano sin necesidad de enviar una cuadrilla a hacer la medición, se podrá obtener por ejemplo, usando hojas cartográficas.

El Anexo 1 presenta un modelo de Ficha de Registro Visita de Campo, que puede servir para registrar los datos más relevantes de las visitas. Algunas observaciones. Es recomendable llevar un GPS, una cámara fotográfica y la o las hojas cartográficas de la zona. El uso de un anemómetro de mano si bien es útil, no es indispensable. Esto porque las mediciones se harán a la altura del usuario, es decir, no más de 2m sobre el suelo, lo cual es bastante bajo considerando las altura de una aerogenerador (60-90m). Además, esta medida será representativa únicamente del día en que se hizo, ya que el viento, al igual que otros parámetros meteorológicos, es estacional. En Honduras en general los meses donde el viento es mayor van de Noviembre a Marzo, siendo menor el resto del año. Por lo tanto, debe tenerse el cuidado de no “juzgar” un sitio por mediciones hechas en Abril, donde el viento es menor.

La mayor cantidad de observaciones que se harán son sobre el terreno y no sobre el recurso, ya que como hemos mencionado, es más bien subjetivo lo que se podría apreciar. Las razones por las que un sitio podrá descartarse como emplazamiento son de diferente índole. Pueden ser desde una topografía altamente escarpada (q implique grandes movimientos de tierra y por ende altos costos en este actividad), accesos sumamente difíciles o lugares considerados de patrimonio nacional o reserva natural. En general, descartar un sitio dependerá más bien del modelo financiero que se aplique para el mismo y de las expectativas que el inversionista tenga del proyecto. Ver el apartado “Perfiles Preliminares”

3. Zonas Protegidas Ambientalmente. Zonas de Interés Arqueológico.

Dada la importancia de la conservación y protección medioambiental, en el proceso de selección del emplazamiento tendrá que llevarse a cabo una investigación sobre zonas protegidas o de interés arqueológico. Esto como paso inicial de cara a la ubicación de los componentes del parque como ser aerogeneradores, caminos de acceso, edificios de control, etc. La principal fuente en Honduras es la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA). Los parques podrán ser compatibles con zonas protegidas siempre y cuando un estudio de impacto ambiental lo demuestre. No obstante, a este nivel del desarrollo bastará con asegurarse que el posible emplazamiento no está, por ejemplo, dentro de la zona núcleo de una reserva forestal. Algunos aspectos a revisar en este parte son:



a. Espacios y Hábitat Naturales

Durante el estudio de alternativas de ubicación del parque eólico, se deben considerar todos los espacios naturales protegidos tanto a nivel nacional como internacional (caso de la biósfera del Río Plátano, por ejemplo).

b. Patrimonio cultural

Zonas que presenten bienes considerados patrimonio cultural ya sea por leyes estatales u organismos internacionales como la Organización de las Naciones Unidas, tendrán que tomarse en cuenta al momento de la distribución de los aerogeneradores. La idea es evitar afectaciones físicas en deterioro de dicho patrimonio.

c. Fauna

La principal afección es a la avifauna, especialmente en su migración. En este punto bastará con informarse sobre especies protegidas o en recuperación que crucen la zona de influencia directa del proyecto.

d. Hidrología

Es importante conservar todo lo referente a ríos y lagos cercanos al emplazamiento. Es recomendable al momento de hacer un trazado del parque, ubicar cualquier estructura (incluyendo aerogeneradores) a no menos de 100m de la orilla de cualquier cuerpo de agua. Esto por cuestiones de fuga de aceite de las turbinas o posibles afecciones durante la construcción.

e. Poblaciones cercanas

Las poblaciones cercanas deberán inventariarse, así mismo, las casas aisladas aledañas al emplazamiento. Si se cuenta con un GPS, lo mejor es georeferenciar todas las poblaciones con el objetivo de ubicar cualquier instalación a no menos de 200m (idealmente 500m) de una casa.

La revisión de todos los aspectos anteriores nos servirán para **ADECUAR** el parque al entorno. Descartar un proyecto por esta revisión se deberá hacer únicamente consultando a las autoridades ambientales y haciendo una evaluación de impacto ambiental conducida por un experto.

4. Perfiles Preliminares.

Una vez identificado un sitio, habiendo hecho la visita y la respectiva investigación sobre áreas protegidas, es momento de elaborar un primer perfil del proyecto. El objetivo de este perfil es determinar a grandes rasgos la viabilidad técnica y económica de un posible parque eólico. Este documento podrá servir como herramienta de decisión para la continuidad del estudio, ya que el

resultado, si bien no será exacto, podrá orientarnos sobre las bondades del proyecto. El parámetro que usualmente se utiliza para tomar decisiones es la Tasa Interna de Retorno (TIR) que en este punto será un número bastante general dado que tendremos que trabajar con economía de escala más que con presupuestos de inversión calculados con cantidades precisas. Esto es, podremos presupuestar el costo de los aerogeneradores observando las tendencias de precios internacionales más que haciendo cotizaciones directas con fabricantes; proyectaremos accesos en hojas 1:50,000 y costaremos los mismos por precios históricos por kilómetro construido, en lugar de hacer el diseño geométrico completo. Por lo tanto, la TIR que encontremos es orientativa y definitivamente distinta a la que encontraremos con estudios más detallados como los de Factibilidad.

De igual manera, la viabilidad técnica está condicionada a las limitaciones de datos que tenemos a este nivel del estudio. Datos de viento serán muy difíciles de encontrar, porque en general las estaciones anemométricas en Honduras se ubican en los aeropuertos o algunas estaciones meteorológicas importantes. Sin embargo, tales datos de viento se miden a un máximo de 10 m y en muchos casos están incompletos. En este aspecto, se pueden utilizar los datos de SWERA para obtener velocidades medias (extrapolando a alturas de buje) y generar una serie de datos utilizando la Distribución Weibull con Parámetros de Escala (k) cercanos a 2. No obstante, la mejor manera de generar datos de viento es utilizando un modelo que combine parámetros mesoescalares (como observaciones satelitales) y microescalares (como datos de estaciones meteorológicas), lo cual sumado a información del terreno nos resulta **en Mapas de Recurso con resolución de entre 90m y 200m**. Estos Mapas de Recurso son el resultado de distintas simulaciones y pueden tener errores de apenas 7% en la velocidad media anual. Algunas ventajas que presentan son las siguientes:

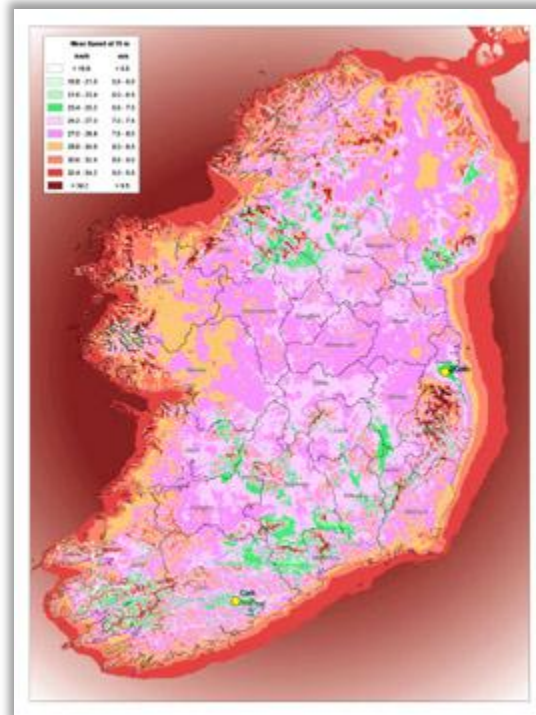
- a. Prospección rápida de grandes extensiones a un costo reducido.
- b. Combinación de la modelización meso y microescalar en periodos representativos del recurso eólico de 15 años.



- c. Caracterización del recurso eólico: viento medio, distribuciones de weibull, medias anuales, trimestrales, mensuales, diurnas, etc.
- d. Entrega de resultados en formato GIS que permite la integración con otras bases de datos georeferenciadas.
- e. Permite la elección óptima de instalaciones de torres meteorológicas.

Estos Mapas de Recurso son elaborados por distintas compañías, tanto en Estados Unidos como en Europa, y pueden hacer mapas de prácticamente cualquier lugar del mundo.

La forma de compilar y presentar los resultados de un Perfil Preliminar podrá variar pero consideramos que el contenido mínimo del mismo será el siguiente:



I. Generales del proyecto

Nombre del proyecto. Potencia estimada. Factor de planta. Ubicación a nivel departamental, municipal y coordenadas aproximadas. Cota media del sitio. Croquis de ubicación.

II. Antecedentes y Justificación del proyecto

Hacer un resumen sobre quién es el desarrollador y la capacidad tanto técnica como económica para implementar un proyecto de generación eléctrica. Establecer cuál es la contribución que el proyecto tendrá tanto para la red eléctrica como a nivel socioeconómico y ambiental. Mencionar la importancia de la inyección de energía renovable al sistema y los beneficios de la misma.

III. Criterios para elección del sitio.

Hacer una síntesis de cómo se escogió el sitio para un desarrollo eólico. En cuanto al recurso, cuáles han sido las fuentes principales: mapas, entrevistas a pobladores, observaciones in situ, etc. Delimitar el área para emplazamiento. Mencionar si el proyecto presenta una baja afección a los bienes circundantes, si hay fácil acceso y si la interconexión se ubica a una distancia razonable de las futuras instalaciones. En España, por ejemplo, se maneja un parámetro que usualmente da resultados aceptables en cuanto a las líneas de transmisión: **1km de línea por cada megawatt instalado**. Indicar cuál es la subestación de la ENEE a la que se pretende interconectar.

IV. Evaluación del recurso



Para evaluar el viento en un sitio se tiene que hacer uso de software especializado que integre toda la información relativa al terreno, al viento y a los aerogeneradores de tal manera que nos entregue como principal resultado la energía neta que producirá el parque. Existen distintos programas enfocados en el tema como ser WindPRO o WindFarmer cuyas diferencias entre ellos radican por ejemplo en la manera de optimizar la ubicación de los aerogeneradores, la interfaz gráfica o complementos como análisis de ruido. Todos tienen en común que trabajen sobre la plataforma WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) el cual requiere básicamente de las siguientes entradas:

- a. **Cartografía de la zona.** El programa necesita esta información para crear un atlas de viento que nos servirá de guía para ubicar los aerogeneradores. En esta etapa del estudio bastará con trasladar la información georeferenciada de las hojas cartográficas del IGN (Escala 1:50,000) a un archivo extensión .DXF, curvas de nivel mayormente.
- b. **Rugosidad del terreno.** Con las observaciones de campo podremos asumir coeficientes de rugosidad del terreno para la modelización. En caso de contar con un mesomapa, es muy probable que éste también tenga información de este tipo. La siguiente tabla expone valores de rugosidad de acuerdo al tipo y cubierta del terreno.

Tabla 2. Valores típicos de longitud de rugosidad.

Tipo de Terreno	Longitud de Rugosidad z_0 (m)
Ciudades, bosques	0.7
Campos con árboles	0.3
Campos con árboles y arbustos	0.1
Áreas de cultivo, pocos árboles y edificios	0.03
Planicies con pasto	0.01
Desierto plano, mar con oleaje	0.001

- c. **Datos de viento.** Estos programas requieren de datos obtenidos de anemómetros instalados cerca o dentro del sitio seleccionado, tanto de magnitud como de dirección y sentido. Ya que es muy probable que no tengamos esta información tendremos que generarla. Con la ayuda de los mesomapas podemos ubicar una estación anemométrica virtual en un punto donde tengamos rosas de viento de intensidad y de dirección. A partir de aquí y con la distribución de weibull asumida para un $k \approx 2$ la idea será generar un abanico de datos que simulen aquellos obtenidos en campo. Esto, por supuesto, tendrá un grado de error aceptable para un perfil preliminar.
- d. **Elección de aerogenerador tipo y distribución dentro del parque.** La selección del aerogenerador se basará en el criterio de máxima energía y por supuesto de la disponibilidad dentro del mercado (considerando que algunos ya están cayendo en desuso). Se realizarán varios ensayos con diferentes máquinas respetando la distancia entre uno y otro aerogenerador: Para aerogeneradores que se encuentren **lado a lado** guardar una distancia de entre **2 y 3** veces el diámetro del rotor; para aerogeneradores que se encuentren **uno tras otro** guardar una distancia entre **6 y 10** veces el diámetro del rotor, lo anterior por pérdidas debido al efecto estela. Actualmente en España las

máquinas que se están instalando son de 2MW, 80m de altura y 90m de diámetro de rotor.

Al resultado de la energía neta producida deberá de añadirse pérdidas por transmisión e indisponibilidad que entre ambas oscilan entre el **3% y el 7%** de la energía neta. Finalmente, tendremos la energía que entregará el parque y por lo tanto la que es susceptible de venta.

Es importante recalcar que la potencia del parque puede ser bastante grande y se limitará más por el espacio disponible y por el tipo de máquina a utilizar, sin embargo, un número excesivo de máquinas producirá pérdidas considerables en energía que no compensen tal número de aerogeneradores.

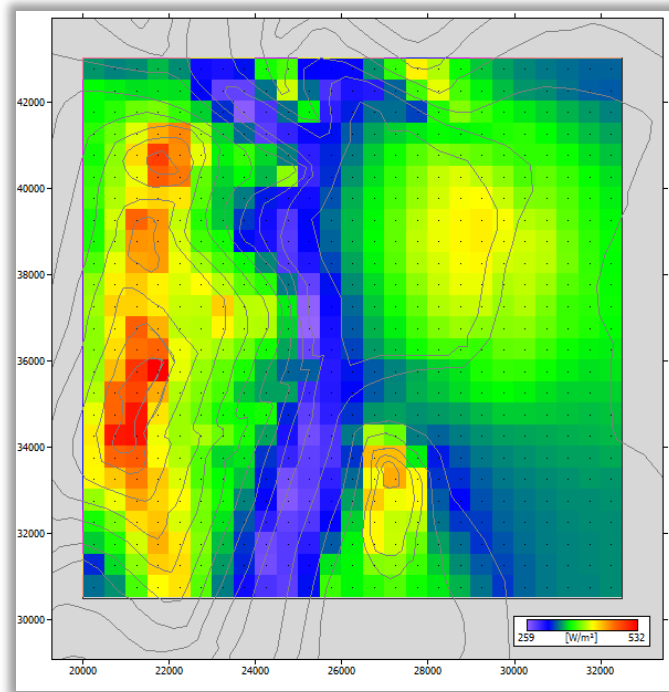


Figura 2. Rejilla de recurso. Imagen tomada del WAsP que muestra la densidad energética de este sitio en particular. La parte roja presenta mayor potencial y es donde deberíamos comenzar a ubicar los aerogeneradores.

V. Evaluación Ambiental y Socioeconómica

Se trata de presentar los resultados de la investigación sobre zonas protegidas y las observaciones de campo en cuanto a posibles afecciones al medio ambiente. La evaluación si bien será muy general deberá reflejar impactos inminentes en el medio y estimar la gravedad de los mismos, tanto a la flora, fauna y hábitats naturales (como cuerpos de agua).

En la parte social es importante hacer un Diagnóstico Socioeconómico, el cual refleje la situación de la población en la zona de influencia directa del proyecto. Esto es, contabilizar y analizar datos como:

- Población afectada (número de casas y habitantes)
- Distribución de la población por edades
- Nivel de educación de los habitantes
- Actividad económica de la población
- Usos del suelo
- Existencia de centros educativos, comunitarios y de salud
- Presencia de ONG's, programas de asistencia u organizaciones comunitarias
- Redes de transporte
- Etc.

VI. Estimación de costos y análisis financiero.


La estimación de costos deberá de contemplar aquellos que se deriven tanto de la inversión inicial como de los costos en operación y mantenimiento. Para esta primera aproximación se tendrá muy en cuenta la economía de escala, aprovechando experiencias de países que tienen probada esta tecnología y que cuentan con un gran número de parques en funcionamiento. En concreto el presupuesto de un parque eólico está formado por:

- a. **Ingeniería y Gastos de Desarrollo.** Comprende: Asesoría en campaña de medición; diseño del parque; gastos relativos al desarrollo como instalación de estaciones anemométricas, compra de terrenos, gastos generales, etc.
- b. **Obra Civil.** Comprende: acondicionamiento de terrenos; accesos hacia el parque y dentro de este (todos los aerogeneradores deben de comunicarse entre sí); zanjas para el cableado de la red interna del parque; edificio de control; cimentación de aerogeneradores; vallado y sistemas de iluminación.
- c. **Instalación Electromecánica.** Comprende: Suministro, transporte e instalación de aerogeneradores; sistema de control y transformación hacia línea de transmisión; cableado subterráneo interno.
- d. **Línea de transmisión.** Comprende: Línea de evacuación desde el parque hasta punto de entrega del operador del sistema; subestación y sistemas de protección relacionados.

A grandes rasgos para el **primer semestre de 2009** el parque promedio en España dividía su estructura de costos de la siguiente manera:

Tabla 3. Estructura de costos de un parque eólico

Concepto	Porcentaje de presupuesto
Ingeniería y gastos de desarrollo	2
Obra Civil	8
Instalación electromecánica	83
Línea de Transmisión	7



El costo por MW instalado para el mismo año se situaba de 1M a 1.3M de euros incluyendo todos los conceptos antes mencionados y el transporte de los aerogeneradores desde una fábrica dentro de España. Los resultados de la economía de escala son mejores para parques arriba de 20MW. El precio de un aerogenerador completo de 2MW oscila entre **1.6M y 1.9M** de euros.

El tiempo de construcción y puesta en marcha de un parque eólico es variable, pero algunos tiempos orientativos son:

- Suministro de equipo electromecánico: **8 meses**. Esto depende de la situación de mercado al momento de hacer un pedido. En 2006 por ejemplo, en España había que esperar 2 años para tener el pedido listo. En 2009 el tiempo se ha reducido a 6 meses debido a que se tiene una sobreoferta de aerogeneradores. A esto habrá que añadir el tiempo de transporte desde la fábrica hasta el emplazamiento.
- Montaje de todo el equipo electromecánico: Se ha observado unos tiempos medios de **8 meses por cada 30MW**. Esto incluye desde la obra civil hasta puesta en marcha tanto de los aerogeneradores como todo el equipo de control y redes eléctricas internas, bajo la modalidad de contrato “Llave en mano”.

En cuanto a los costos de Operación y Mantenimiento (O&M) estos constan principalmente de:

- Relativos a Electromecánica:
 - o Cambio de aceite multiplicadora
 - o Limpieza de generador
 - o Limpieza de sistemas eléctricos
 - o Revisión sistema de freno
 - o Revisión de palas
 - o Etc.
- Gastos administrativos:
 - o Pago de Gerente de planta y de técnicos de mantenimiento (usualmente **2 técnicos por cada 15MW**)
 - o Pago de alquiler de terrenos: esto varía de acuerdo a la negociación con el usuario. En España se paga ya sea por aerogenerador instalado (**3-4 mil euros por año**) o por producción (**2%-3% de la energía producida por ese aerogenerador**)
 - o Vigilancia
 - o Seguros
 - o Etc.

Hasta el momento los análisis de viabilidad de un parque eólico en España no contemplan, como es el caso de los proyectos hidroeléctricos en Honduras, uno o varios mantenimientos mayores durante la vida útil de la máquina (20 años). Esto debido a que la tecnología es muy cambiante y también relativamente nueva. De hecho ningún parque eólico comercial en España tiene más de 12 de años y la mayoría presenta altos rendimientos sin necesidad de haber hecho tales mantenimientos mayores. Se ha optado en algunos casos, donde la rentabilidad es buena, repotenciar el parque cambiando aerogeneradores “antiguos” a unos con mayor capacidad

instalada y mejores prestaciones. Por tanto, dentro del modelo financiero no se consideran mantenimientos grandes pero si pueden incluirse sobrecostos de O&M mediante incrementos anuales del valor base del orden del **2% por año**. Este valor base de O&M está entre **0.006 y 0.010 euros por kWh** dependiendo de la cantidad de parques que posea el promotor, siendo menor entre más parques y mayor en caso de ser un único aprovechamiento.


En resumen, teniendo los costos construcción y los costos por O&M dependerá de la experiencia financiera del promotor la elaboración de un modelo que refleje el comportamiento de la inversión a través del tiempo. El modelo deberá incluir el precio actual y futuro de la energía (Costo Marginal de Corto Plazo + Incentivos), impuestos, estructura del préstamo, etc. El resultado será una Tasa Interna de Retorno (TIR) que orientará al promotor sobre las acciones a seguir en cuanto al desarrollo, si vale o no la pena continuar invirtiendo en el mismo.

5. Acercamiento con autoridades.

Una vez que el proyecto pasa la primera etapa de evaluación y se pretende seguir con el estudio hasta el final, es conveniente comenzar con el trámite administrativo antes las autoridades competentes. En Honduras la autorización de parques eólicos como tal no está claramente establecida, más bien se utiliza el procedimiento para los proyectos hidroeléctricos haciéndose adaptaciones para el resto de las energías renovables. Para cada una de las fases de un proyecto, desde su concepción hasta su operación, existen requisitos que el desarrollador debe cumplir y que son establecidos por la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA). Los desarrolladores de proyectos de energía eléctrica a base de renovables sólo podrán operar una vez obtenidos los siguientes documentos:



- a. **Permiso de Estudio** para la construcción de obras de generación. El cual otorga la exclusividad para el estudio y posterior desarrollo del proyecto de generación en el sitio por el período que dure el permiso (máximo de dos años prorrogables). A este documento comúnmente se le llama solamente EXCLUSIVIDAD.
- b. **Contrato de Operación**. El cual autoriza a la empresa solicitante del contrato operar como agente del subsector eléctrico por el período que dure el mismo (entre 10 y 50 años).

- 
- c. **Licenciamiento Ambiental.** El cual dependiendo de la categoría del proyecto deriva en una Constancia de Registro Ambiental, Autorización Ambiental o Licencia Ambiental.

El Permiso de Estudio es el primer documento que se debe obtener por parte del desarrollador. No obstante, la solicitud del Licenciamiento Ambiental puede ser hecha al mismo tiempo que la solicitud del Permiso de Estudio. Normalmente no se hace de manera paralela ya que el Licenciamiento para este tipo de proyectos conlleva la realización de un Diagnóstico Ambiental Cualitativo (DAC) que es propio de la fase de Factibilidad. Por lo tanto, una vez demostrada la viabilidad del proyecto con mediciones directas del recurso se puede proceder a elaborar el DAC y tramitar la respectiva Licencia Ambiental.


Una vez otorgado el Permiso de Estudio, el desarrollador puede presentar la solicitud del Contrato de Operación, con la salvedad que obtener el Licenciamiento Ambiental es un requisito para la firma del Contrato de Operación.

Permiso de Estudio (Exclusividad)

El primer paso para obtener este permiso es visitar la(s) alcaldía(s) afectadas por el proyecto. Aquí se solicitará una Constancia de Realización de Estudios, la cual certifica que la Alcaldía está enterada de las actividades de la empresa en la zona, y que aprueba las mismas. Dicha constancia deberá ser aprobada en Concejo Municipal, **por lo que tendrá que hacer referencia al punto de acta de tal reunión.** Considerando la gran cantidad de terreno que necesita el emplazamiento de un parque eólico (**25-30 Ha/MW**) es muy probable que el mismo se encuentre en más de un municipio. Esto hace que deban presentarse tantas Constancias como número de alcaldías afectadas.

Los documentos a presentar en SERNA para obtener el Permiso de Estudio serán los siguientes:

1. Solicitud presentada por el proponente
2. Carta poder o Instrumento Público contentivo de poder general o especial.
3. Documento de constitución de sociedad.
4. Nombre y antecedentes del solicitante.
5. Experiencia del solicitante en el estudio, financiamiento, puesta en marcha de proyectos con características similares al que se propone estudiar y desarrollar.
6. Lista de proyectos de su propiedad o en los cuales tenga participación en el capital social, de características similares al que se propone desarrollar.
7. Lista de personal clave de la firma, indicando su experiencia en estudios de este tipo, así como en la obtención de recursos para su financiamiento.
8. Identificación del proyecto que se propone estudiar, indicando su ubicación, características, estudios preliminares, así como una explicación de las razones que hacen suponer que el proyecto resultará factible y económicamente viable; anexando para tal efecto un Perfil Preliminar del Proyecto que incluya:
 - a. Generales del proyecto. Promotores, localización, potencia, etc.

- 
- b. Objetivo del proyecto. Cómo se perfila el aprovechamiento en cuanto al aporte que tendrá de energía al sistema.
 - c. Justificación del proyecto. Por qué de la necesidad de generar energía. Mencionar el beneficio de las energías renovables.
 - d. Descripción de las instalaciones y evaluaciones técnica. Número de aerogeneradores a usar, delimitación del área de estudio, influencia de vientos en la zona, cotas medias del emplazamiento, proyección de instalaciones medidoras de viento, punto de evacuación de la energía.
 - e. Consideraciones socioeconómicas. Impacto del proyecto en la economía local y nacional.
 - f. Consideraciones ambientales. Impactos en flora, fauna, terreno, la visual y el ruido.
 - g. Conclusiones y recomendaciones.
9. Explicación de cómo se propone financiar la construcción posterior del proyecto, indicando dónde y cuándo ha desarrollado otros proyectos utilizando la metodología propuesta.
 10. Cronograma para la preparación del estudio, con puntos o medidas claves que permitan la posterior supervisión y evaluación por parte de SERNA.
 11. Presentación de referencias bancarias que permitan apreciar que estará en condiciones de financiar la preparación de los estudios en cuestión y que permitan suponer que podrá posteriormente financiar la construcción de la obra.

Nota: Las fotocopias de escrituras o cualquier otro documento similar deberán presentarse debidamente autenticadas.

Una vez iniciado el trámite los tiempos de resolución son sumamente variables y pueden ir de **6 meses a 1 año**. El Permiso de Operación y el Licenciamiento Ambiental se tramitarán posteriormente, una vez obtenido el Permiso de Estudio.

6. Diseño de campaña de medición.

De igual manera que el trámite administrativo, la campaña de medición in situ se deriva de la justificación de continuar con el desarrollo a un nivel más detallado, depurando cada vez más las bondades del proyecto encontradas a nivel del Perfil Preliminar. Las mediciones se realizan no sólo para que el promotor evalúe mejor el recurso, sino para que las instituciones financieras tengan una mayor confianza en el proyecto y decidan apoyarlo sin mayores problemas. En España de hecho, la campaña de mediciones es diseñada y llevada a cabo por los promotores, pero con asesoría tanto en interpretación de datos como en calibración de equipos, por parte de compañías altamente reconocidas y de confianza del banco. Referencia de tales empresas puede encontrarse en las páginas web de la Asociación Americana de Energía Eólica (www.awea.org) y la Asociación Europea de Energía Eólica (www.ewea.org). Prácticamente la financiación de un proyecto depende



de una confiable campaña de medición auditada por estas compañías que a su vez interpretan, correlacionan y extrapolan toda la información para obtener datos energéticos anuales de muy buena resolución.

Lo anterior se explica ya que la energía extraída por un aerogenerador es producto de la energía cinética que lleva el viento gracias a la velocidad del mismo. De igual manera, la cantidad de esta energía irá condicionada a la variación de la velocidad dentro del rango de operación de un aerogenerador. En líneas generales y sin considerar pérdidas la ecuación que establece la cantidad de energía que puede producir un aerogenerador a partir del viento es la siguiente:

$$E = \frac{1}{2} \rho S V^3 t$$

Donde,

E = Energía generada en el tiempo t

ρ = Densidad del aire

S = Área de barrido del rotor

V = Velocidad de entrada del viento

De lo anterior observamos lo siguiente:

- a. **La densidad del aire es importante debido a que condiciona el flujo másico del mismo que pasa a través del rotor.** Un aire más denso (como el cercano al nivel del mar) producirá una cantidad mayor de energía. La densidad del aire puede determinarse a partir de las condiciones atmosféricas del sitio, como por ejemplo temperatura, presión y humedad.
- b. **El área del rotor es directamente proporcional a la cantidad de energía.** Entre más grande sea el área de barrido (o lo que es lo mismo, que las palas sean más grandes) mayor será la energía producida. Esto es cierto pero no muchas veces práctico, ya que entre más grande sea un aerogenerador, irán asociados costos mayores desde suministro hasta O&M.
- c. **La energía es proporcional al cubo de la velocidad.** Esto significa que una estimación errónea de las velocidades del emplazamiento nos hará predecir la energía con un error altísimo y por ende los ingresos proyectados por venta de energía. De aquí la importancia de medir correctamente las velocidades, hacerlo directamente sobre el emplazamiento y con asesoría de técnicos calificados.
- d. **La energía es proporcional al tiempo de vientos sostenidos.** Esto se conoce en el campo de las mediciones como Frecuencia de Velocidades. Es importante tener tantas mediciones de velocidad se puedan para poder caracterizar la distribución de las misma en

el tiempo. Esto combinado con la curva de potencia del aerogenerador nos ayuda a calcular la producción anual de un año medio.

Por lo tanto los parámetros a medir en una estación meteorológica para un desarrollo eólico son:

- **Velocidad del viento.** Promedios de velocidades al final de cada 10 minutos. Las velocidades aquí referidas son horizontales (perpendiculares al área de barrido del rotor). Pueden ubicarse adicionalmente anemómetros verticales en zonas escarpadas, ya que éstas suelen presentar turbulencias que incidan en la producción energética y que son detectadas de una mejor manera con estos aparatos.
- **Dirección del viento.** Correspondiendo con cada medición de la velocidad.
- **Parámetros atmosféricos.** Temperatura, Presión y Humedad Relativa.

Lo idea es medir estos parámetros a la altura del buje del aerogenerador, sin embargo, dado que la máquina definitiva no se conoce en esta etapa, lo mejor es hacer mediciones a diferentes alturas, con el fin de construir el perfil de velocidades de viento para posteriores extrapolaciones. Las torres pueden ir desde 30 hasta 120 metros, con sensores al menos a dos alturas (recomendable 3 alturas en torres arriba de 50m).

Actualmente se utilizan dos tipos de torres de medición atendiendo a la estructura soportante:


- **Tubulares**
- **Celosía**

Las tubulares son aquellas compuestas por una serie de cilindros cuyos diámetros varían entre 8" y 10". Las de celosía son fabricadas normalmente de tubos de hierro galvanizado de $\frac{3}{4}$ " formando secciones transversales en triángulo. Ambas se instalan anclándose al suelo mediante cables de acero unidos a bases de concreto. El escoger una u otra radica básicamente en cuestiones de precio ya que prácticamente la durabilidad es similar en ambas.

Una estación meteorológica tipo tendrá al menos los siguientes componentes:

- Torre portante
- 6 anemómetros. Sensores de velocidad ubicados a 3 diferentes alturas.



- 
- 2 veletas. Sensores de dirección ubicados a 2 diferentes alturas (usualmente las 2 más altas).
 - 1 sensor de temperatura
 - Datalogger. Sistema de registro de datos.
 - Panel solar. Fuente de poder del sistema.
 - Componentes asociados: cables, sistema de aterrizaje, tarjeta de memoria para el logger, software para el manejo de datos.
 - Opcionalmente un sistema de transmisión de datos ya sea GPRS, GSM o Satelital.

El precio de una estación de este tipo puede rondar los **15 mil euros** y el tiempo de instalación una vez teniendo los materiales en el sitio es de entre **2 o 3 semanas**.

Se recomienda que la ubicación de las torres esté a cargo de un experto en la materia. Sin embargo algunos criterios deben tenerse en cuenta:

- a. **Representatividad del parque.** Dependiendo de la extensión que ocupe el parque proyectado y de la complejidad del terreno, así será la ubicación y el número de torres a instalar. Entre menos complejo el terreno (más llano) menos torres de medición serán necesarias debido a que el viento no se ve influenciado grandemente por la orografía. En terrenos con relieve más complejo, se recomienda que las torres se encuentren como máximo a **1 km** de cada aerogenerador proyectado. Esto no siempre es viable económicamente pero es una buena práctica en pro de la estimación del recurso. Este criterio es para minimizar la incertidumbre que se pueda generar en la distribución horizontal de la velocidad.
- b. **Accesibilidad.** El acceso a las torres es importante especialmente en aquellas que no cuentan con sistema telemétrico de recolección de datos. Así mismo favorece la instalación de la estación y la revisión periódica de sus componentes. Cabe hacer notar que muchas veces la pérdida de datos se debe a la falta de supervisión que en ocasiones se debe a la dificultad para acceder a los sitios

En cuanto al período de medición se recomienda hacerlo al menos por **1 año continuo**. Como se mencionó anteriormente el viento es un fenómeno estacional que varía a lo largo de todo el año. Por lo tanto, estas variaciones registradas nos ayudan a caracterizar un año típico analizando mes a mes los parámetros de viento que nos ayuden a predecir la energía susceptible de generarse. En otras palabras, si hacemos mediciones entre marzo y julio y asumimos un comportamiento similar para el resto del año, estaremos subestimando el recurso ya que en estos meses el viento es escaso. Por otro lado, si hacemos el mismo análisis entre septiembre y enero por ejemplo, estaremos sobreestimando el recurso que lógicamente repercutirá en la proyección energética y por tanto en los ingresos del proyecto. Si bien existen métodos para generar series largas (15 años o más) estos arrojan mejores resultados si se tiene un mayor número de registros en la estación recién instalada.



Considerando que estos equipos están a la intemperie, y aún siendo diseñados para ello, es normal que se presenten fallas o malfuncionamiento de los sensores o de cualquier otro componente de la estación. En este aspecto lo importante es saber reaccionar con prontitud para minimizar el tiempo de paro y por ende pérdida de registros. Debido a lo anterior, la disponibilidad de los datos nunca será de un 100%, por lo que se vuelve aún más significativa la extensión del período de medición a un año. La idea general es que si se cuenta con un sistema de comunicación en tiempo real, este nos ayudará a detectar errores y a corregirlos rápidamente. En caso que no se tenga este sistema se tendrán que hacer visitas una vez al mes o con mayor frecuencia.

Evidentemente la instalación de estas torres conlleva la obtención de los permisos respectivos que exigen las

alcaldías: Permisos de Construcción y Permiso Ambiental. Dependerá de cada corporación municipal si en su Plan de Arbitrios contempla el pago de impuestos o permisos adicionales a los antes mencionados. Adicionalmente al ser una estructura alta se deberá tramitar un permiso de operación con la Dirección General de Aeronáutica Civil.

7. Acercamiento con dueños de predios

En esta etapa lo primero es hacer un inventario de los propietarios de la zona de interés del proyecto. La fuente principal tendría que ser el catastro municipal o la base de datos del Programa de Administración de Tierras de Honduras (PATH), sin embargo en la práctica la información está desactualizada o en algunos casos inexistente. Por lo tanto, tendrá que inventariarse entrevistando directamente a los propietarios, explicándoles la naturaleza del *posible proyecto*. En primer lugar, habiendo ya diseñado la campaña de mediciones, tendrá que negociarse el arrendamiento de los puntos en donde se ubicarán las torres meteorológicas. El pago por el uso del espacio para la torres será similar al canon que usualmente se paga por torres de comunicación que tienen dimensiones similares y que se encuentren cercanas al sitio. A manera



de referencia en España se pagan alrededor de **600 euros por año por torre**, a un propietario con dominio pleno del terreno. Para el resto de los terrenos necesarios para la explotación se podrá esperar a tener el Estudio de Factibilidad terminado o bien negociar arrendamientos de corto plazo mientras se culminan los estudios.



Factibilidad

1. Estudios avanzados del recurso.

Como se ha mencionado, los parámetros del viento tendrían que haberse medido por un período de al menos un año para que tengan una representatividad adecuada de las condiciones del emplazamiento. De hecho, en España las compañías financieras exigen al menos un año de registro supervisado para dar por válida la campaña de mediciones y por ende considerar el otorgamiento de fondos.

En la etapa de Identificación y Reconocimiento se elaboró un perfil preliminar que nos sirvió como herramienta de decisión para la continuidad del estudio. El estudio de factibilidad es un documento más avanzado que engloba aspectos técnicos, ambientales y financieros que evalúa la viabilidad de seguir invirtiendo en el desarrollo, ya no sólo a nivel de estudios sino de cara a la construcción y operación propiamente del parque.

En cuanto al recurso, el Perfil Preliminar se apoyaba en datos generados a partir de mapas mesoescalares, la Factibilidad en cambio utiliza los datos a pie de proyecto obtenidos con las estaciones meteorológicas instaladas en los emplazamientos. Si bien se tienen datos de un año completo (o más) las condiciones meteorológicas no son iguales todos los años, pudiéndose detectar estos cambios en series grandes de 5 o más años. Para transformar nuestra serie de datos de pocos años a una serie larga se utiliza un análisis denominado Medir-Correlacionar-Predecir (MCP). Sin embargo, antes de proceder a hacer este análisis deberá comprobarse que el conjunto de datos de la estación de medición son congruentes entre sí, ya que daños en los aparatos pueden resultar en registros dañados o incompletos. Usualmente los datos de viento tienen algún grado de estacionalidad que sirva para completar datos faltantes o para verificar si la misma existe. Existen diferentes métodos estadísticos de variable aleatoria que pueden darnos una idea de dicha estacionalidad, siendo el más simple el cálculo del Coeficiente de Autocorrelación. El análisis estadístico de los datos es una aplicación común de algunos software relacionados al tema eólico, como por ejemplo el Windographer.

Análisis MCP

El método consiste en correlacionar los datos de la estación meteorológica que hemos instalado en el futuro parque (SITE) con datos de una estación relativamente cercana que le llamaremos de referencia (REF). Dicha estación de referencia deberá tener en principio los siguientes requisitos para ser tomada en cuenta:

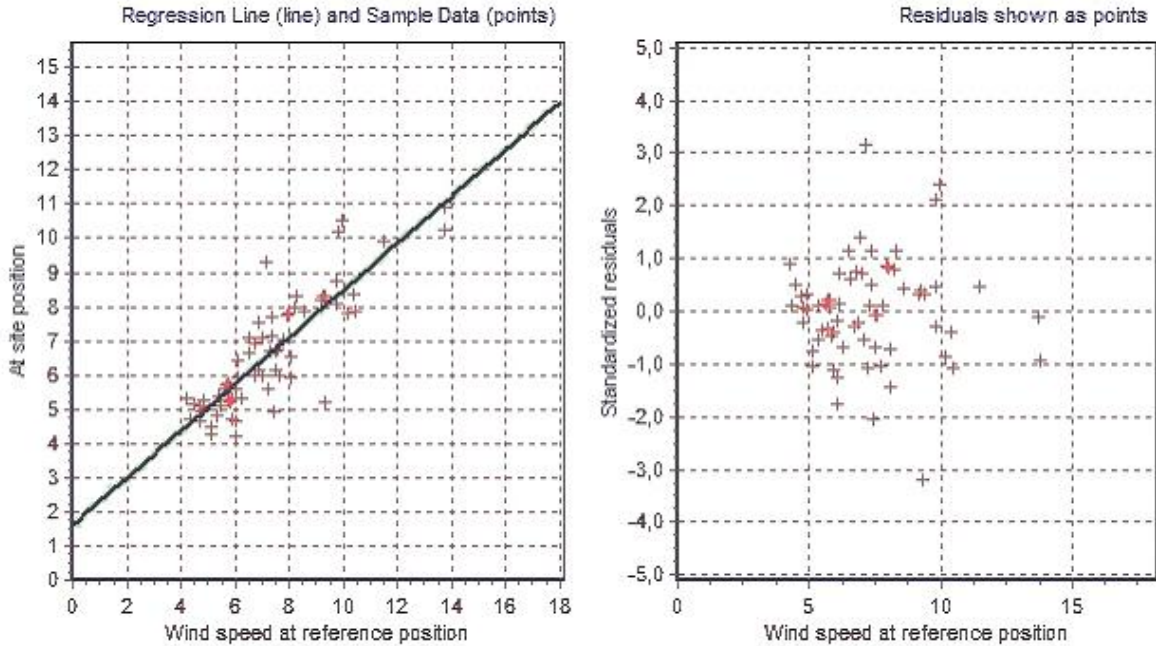


Figura 5. Representación gráfica de un análisis MCP

2. Modelación del Parque

En el Perfil Preliminar se hizo una aproximación del comportamiento del parque para una disposición tipo, siguiendo las separaciones mencionadas y ensayando diferentes tipos de aerogenerador. En aquel momento utilizamos una cartografía con curvas de nivel a cada 20 metros y datos generados por una estación meteorológica virtual.

A este nivel la modelación del parque será más fina, de cara a la implementación del proyecto. Esto conlleva necesariamente mejorar la precisión de la topografía del terreno, incluyendo rugosidad real y la utilización de datos resultado del análisis MCP. El resultado será básicamente energía anual producida para diferentes disposiciones y tamaños de máquinas. Se buscará maximizar el criterio de ENERGIA más que de potencia, y lógicamente cada resultado se someterá a un análisis financiero para determinar la mejor opción desde el punto de vista de la rentabilidad.

Topografía Mejorada

La topografía juega un papel importante en la modelización del parque, especialmente en terrenos irregulares donde la influencia del relieve afecta el comportamiento de las masas de viento, tanto en velocidad como en dirección. Honduras posee un terreno mayormente montañoso, y la probabilidad de que un emplazamiento sea un sitio con topografía montañosa es bastante alta. En España se utiliza topografía con curvas de nivel a cada 10 m para anteproyectos en terrenos relativamente llanos (pendientes menores al 7%) por lo que **para estudios en terrenos complejos (caso de Honduras) deberán hacerse levantamientos con curvas a cada 5m o menos**. En este




punto existen varias tecnologías para el levantamiento del terreno que varían tanto en precisión, tiempo de ejecución y costo:

- a. **Levantamiento convencional.** Posiblemente la opción más barata, sin embargo considerando los tamaños de los parques, la menos rápida y práctica. Recordemos que el estudio del parque no implica solo el levantamiento del terreno de ubicación de los aerogeneradores, sino de los circundantes especialmente desde donde procede el viento.

- b. **Fotografía aérea.** Consiste en una vez delimitada la zona de estudio, se sobrevuela la misma tomando fotografías siguiendo una metodología específica, considerando el tipo de cámara se calcula la velocidad de toma de fotogramas, la altitud del vuelo y el número de líneas de vuelo que usará el avión como trayectoria. Posteriormente se hacen puntos de control en tierra con GPS de alta precisión para generar las curvas de nivel completamente georeferenciadas. Edificios y obstáculos se ven claramente en las fotos especialmente si se digitaliza la misma como ortofoto (algo muy parecido a lo que se ve en Google Earth). El modelo digital también identifica y asigna atributos (posición y elevación) a construcciones tan “pequeñas” como una casa (7m de lado). Problemas asociados se relacionan más a la toma de fotografías ya que se requiere hacerlo en días despejados, ya que las nubes obstaculizan el trabajo. El costo puede rondar los US\$10.00 por hectárea y el tiempo de entrega dependerá de tanto de la obtención de permisos con aeronáutica civil, la realización de los vuelos y la accesibilidad a los puntos de control. Se han observado tiempos de 2 meses para 3000 hectáreas una vez obtenido el permiso. Usualmente esta tecnología da resultados aceptables para curvas a cada 5m.

- c. **LIDAR.** (Light Detection and Ranging o Laser Imaging Detection and Ranging). Es una tecnología relativamente nueva como aplicación para levantamientos topográficos. Consiste en hacer un *scanner* del terreno utilizando láser y calculando el tiempo de respuesta del mismo una vez éste choque con objetos sobre el terreno. En combinación con la información de posicionamiento de la aeronave se puede calcular la ubicación de los objetos y del relieve, así como su elevación respecto al nivel del mar. Tiene la ventaja de ser una tecnología de alta precisión que puede distinguir claramente entre la vegetación de un sitio, tanto si no la hay como aquel que contenga árboles, piedras, casas u otros objetos distintos al terreno mismo. Esto es de gran importancia especialmente en el desarrollo de parques eólicos, dado que un levantamiento LIDAR puede reflejar fielmente la rugosidad del terreno, tanto en tipo como en ubicación espacial. Una de las ventajas es que prácticamente no se necesita visualizar la superficie, mejorando los tiempos si se trabaja por la noche (en caso de tener áreas muy grandes). El costo es bastante elevado en comparación con las otras tecnologías, rondando los US\$38.00 por hectárea. El tiempo de ejecución es muy similar a la topografía mediante foto aérea pero con una precisión sensiblemente mayor, pudiéndose obtener buenos resultados para curvas de nivel hasta de 1 m.



Esta cartografía nos servirá también para proyectar los accesos al parque y el cálculo de cantidades de obra necesarios para hacer los presupuestos de inversión inicial de una manera más precisa.

Optimización del Parque

Para obtener la máxima energía para optimizar el parque se deberá de variar tanto la disposición de las máquinas como el tipo de éstas, con las limitaciones territoriales que se tengan. Un buen punto de partida es observar los parques ya instalados. Como mencionamos anteriormente, en España **los parques cuentan con una separación de máquinas en la dirección del viento (uno tras otro) de entre 6 y 10 veces el diámetro del rotor, y de entre 2 y 3 veces ese diámetro para la separación en dirección perpendicular al viento (lado a lado)**. De igual manera en ese país los aerogeneradores más comunes que se instalan actualmente (y por tanto con oferta de mercado) son de **2MW de potencia**. Partiendo de esta premisa se pueden ensayar máquinas de diferentes fabricantes y que dispongamos de datos de curva de potencia, oscilando en potencias alrededor de 2MW y de separaciones como las mencionadas tomando en cuenta la dirección predominante del viento. El resultado considerado mejor es aquel que produzca las menores pérdidas y la mayor energía. Cabe hacer notar que el emplazamiento podría tener restricciones de acceso por el tipo de terreno, así que máquinas muy grandes pueden ser poco factibles de transportar debido al tamaño principalmente de las palas. Por otro lado el tema de la separación puede optimizarse mediante programas como el WindFarmer, el cual itera la ubicación de los aerogeneradores tantas veces se le indique de tal manera que calcule la mejor disposición desde el punto de vista energético.

Elección de la Máquina Adecuada

Si bien los programas como el WAsP incluyen curvas de potencia de aerogeneradores comerciales, estos no siempre están actualizados y tendremos que modelar con la máquina más cercana a las prestaciones que se buscan. Usualmente el software contiene una aplicación de edición de turbinas que virtualmente nos permite crear curvas de potencia a partir de especificaciones del fabricante. En la medida de lo posible es mejor solicitar al fabricante el archivo que contenga las especificaciones de la máquina, para hacer un mejor análisis.

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) es el ente responsable de elaborar la norma internacionalmente aceptada para la fabricación de aerogeneradores designada como IEC 61400-1 *Wind turbine generator systems*. Dicha norma identifica cuatro clases de aerogeneradores para diferentes condiciones de viento in situ, incrementando el número de clase a medida que se reduce la velocidad del viento. Los parámetros para la velocidad del viento para cada clase se presentan en la Tabla 3.

El viento de referencia se define como el promedio de velocidades a 10 minutos medidos a altura del buje con un período de retorno de 50 años (usualmente obtenidas por modelos probabilísticos como Gumbel o Log Pearson). Sitios donde las condiciones no cumplen con los parámetros de las

clases descritas pueden acogerse a una quinta clase ajustada por el fabricante para ese sitio en particular.

Tabla 4. Parámetros de velocidad de viento para Clases de Aerogeneradores

Parámetros	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV
Velocidad de viento de referencia, U_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	30
Velocidad promedio anual, U_{ave} (m/s)	10	8.5	7.5	6
Ráfaga de viento para un período de retorno de 50 años, $1.4U_{ref}$ (m/s)	70	59.5	52.5	42
Ráfaga de viento para un período de retorno de 1 año, $1.05U_{ref}$ (m/s)	52.5	44.6	39.4	31.5

Otras características del aerogenerador que son importantes para la elección del mismo son:

- Intensidad de Turbulencia: usualmente medida como desviaciones de la velocidad instantánea (dependiendo de la norma usualmente para velocidades arriba de 6 m/s)
- Máxima aceleración: magnitud estimada para ocurrencia de ráfagas
- Velocidades de parada del aerogenerador

En este sentido es importante resaltar el análisis de la turbulencia.

La influencia de la turbulencia en el aprovechamiento de la energía eólica es esencial pues condiciona enormemente:

1. Las cargas estructurales sobre los aerogeneradores.
2. Las variaciones de la potencia suministrada
3. El emplazamiento de las plantas eólicas, atendiendo a la orografía y a la disposición de las máquinas.

Dado que las fluctuaciones turbulentas son esencialmente irregulares, no pueden ser analizadas de un modo determinista, sino que es más útil hacerlo mediante sus propiedades estadísticas. Ello implica considerar la turbulencia como la desviación de la velocidad instantánea respecto a la velocidad media.

En la evaluación de emplazamientos de instalaciones eólicas, se determina la turbulencia mediante la INTENSIDAD DE TURBULENCIA (I_u),

$$I_u = \frac{\sigma_e}{V_e}$$

Donde σ_e es la desviación estándar respecto a la media de velocidades instantáneas (V_e).

En mediciones discretas la velocidad se obtiene por medio de,



$$V_e = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i$$

Donde,

N = es el número de muestras de la velocidad del viento durante un intervalo de 10 minutos

v_i = son los valores medidos de la velocidad del viento, en el intervalo de 10 minutos, con una frecuencia $f_m=1$ Hz, o bien, para un anemómetro de copas $0.5 \text{ Hz} < f_m < 2 \text{ Hz}$

La desviación estándar de las muestras con que se obtiene la velocidad estacionaria queda dada por,

$$\sigma_e = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v_i - V_e)^2}$$

El valor máximo de I_u se estima en un 20% por encima del cual el aerogenerador sufriría sobrecargas dinámicas que podrían provocar su destrucción.

En cualquier caso, los análisis de viento deberán remitirse al fabricante para que este determine el aerogenerador que mejor se adapte a las condiciones del recurso en el emplazamiento seleccionado. Tendremos que verificar las máquinas cumplen con alguna de las normas relativas a la fabricación de aerogeneradores, especialmente la IEC-61400-1.

Con estas consideraciones podremos elegir el aerogenerador que mejor se adapte a nuestro emplazamiento y con los aspectos antes mencionados (análisis de recurso, elección de máquina y distribución espacial de aerogeneradores) se hará la simulación del parque para determinar la energía entregada a “barras de transformador”, es decir, sin considerar las pérdidas por transporte que se incluirán una vez determinado el punto de entrega a la compañía distribución (en este caso la ENEE). Así mismo, podremos calcular el factor de planta de cada aerogenerador y del parque en conjunto. En España, con las condiciones actuales de mercado, usualmente un parque con factor de planta arriba de 28.5% tendrá una viabilidad económica aceptable por parte del inversionista. Esto variará para cada país de acuerdo a la estructura de mercado eléctrico especialmente en lo relativo a la tarifa para incentivar las energías renovables.

3. Obra Civil

Diseño de accesos y plataformas de montaje

Una vez encontrada la mejor disposición de los aerogeneradores y con ayuda de la cartografía disponible, se trazarán los accesos al parque y las vías internas que comuniquen todas las torres. Para esto deberá tomarse en cuenta que el acceso servirá mayormente para el transporte de los componentes de los aerogeneradores al momento de su instalación, por lo que las pendientes tendrán que ser



poco pronunciadas y los radios de giro lo suficientemente amplios para maniobrar con elementos tan largos como un pala del rotor. En algunos casos tendrán que trazarse vías provisionales para el montaje y dejar caminos permanentes para la comunicación interna.

Cada microsítio dispondrá, además de su espacio para el aerogenerador, de una plataforma de montaje que sirva para ubicar las grúas que levantarán la estructura. Estas plataformas serán provisionales, pudiéndose restablecer posteriormente las condiciones del terreno previas a la actuación.

Algunas características observadas en los parques eólicos en España son las siguientes:

- Ancho del camino: 5 m libres (mínimo). Incluyendo cunetas y sobrecanchos en curvas podría llegar a los 11 m.
- Espesor de capa de rodadura: entre 20 y 40 cm, utilizando como pavimento únicamente material selecto sin necesidad de bitumen o concreto hidráulico (a excepción de pendientes altas que lo requieran). Se busca que tenga una capacidad soportante tal que asuma el paso de una grúa de 300 toneladas sin mayores problemas. El grado de compactación alcanzará al menos el 95% de la prueba Proctor Modificado.
- Radio en curvas: Dependerá de la longitud de la pala a transportar. Oscila los 40m.
- Pendiente máxima de los caminos: La pendiente longitudinal máxima será de 8%, alcanzando 12% en casos excepcionales. La sección tendrá un bombeo del 2%, y el peralte de las curvas no deberá sobrepasar 7%.

- Las plataformas para montaje tendrán un área aproximada de entre 600 m² y 800 m², que incluirá el sitio de ubicación de la grúa, patio de maniobras y el espacio del aerogenerador propiamente.
- Los circuitos internos del parque serán subterráneos, llevando todos los cables hasta la subestación de salida por líneas de media tensión (20kV aproximadamente) por zanjas acondicionadas al lado de la carretera, señalizando su alineamiento mediante monumentos de concreto a cada 200m o cada cambio de alineamiento. Las dimensiones aproximadas de estas zanjas para el cálculo de terracería serán de 0.6m de ancho por 1 a 1.5m de profundidad.

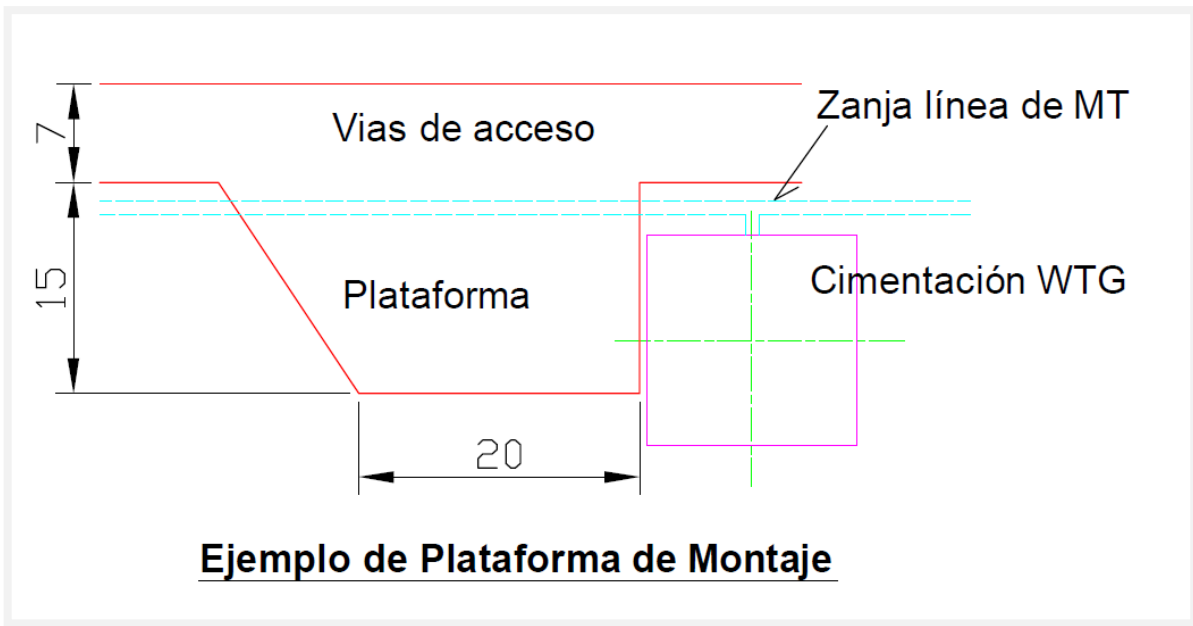


Figura 6. Esquema de plataforma de montaje tipo.

Cimentación de aerogeneradores

La cimentación del aerogenerador si bien depende del fabricante, se ha observado que ocupa cerca de los **225 m² de superficie** (15m x 15m) para una máquina de 2MW. El nivel de desplante dependerá del terreno pero estará entre **2m o 3m abajo del nivel de la plataforma**. El concreto a utilizar será de una resistencia cercana a los 250 kg/cm² reforzado con barras de acero #8 grado 70 o superior, de igual manera, el fabricante es el que proporciona las especificaciones para un rango de capacidades de soporte del suelo. En general, se estima que un suelo con prestaciones adecuadas tendrá una capacidad soportante arriba de los 2.5 kg/cm². Embebida en el concreto irá una virola de acero que será la unión mecánica entre la cimentación y la torre. La forma de la zapata no es estándar y pueden ser cuadradas, circulares u octogonales. En algunos casos dicha zapata estará compuesta por una base de 1.5m de espesor sobre la cual se funde un bloque troncocónico que alberga la virola.

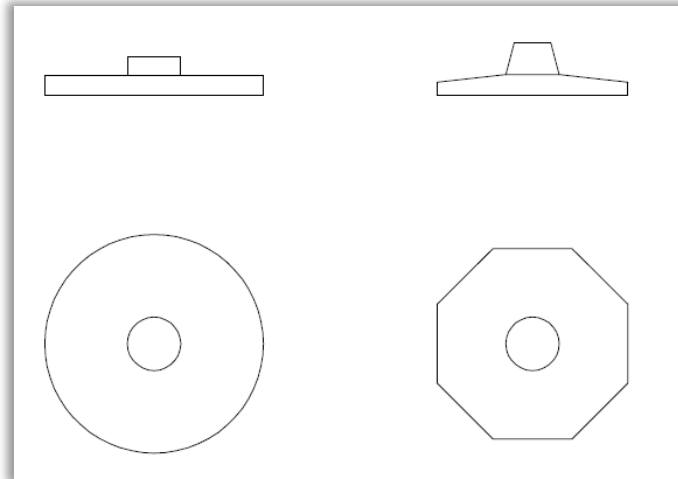


Figura 7. Formas típicas de zapatas de aerogeneradores

Edificio de Control


El edificio de control será de concreto y tendrá la capacidad de albergar las celdas de media tensión, sistemas de control y demás equipo electromecánico para monitorizar y gestionar el funcionamiento del parque. Contará con un patio donde se ubicará la estación de transformación hacia la línea de evacuación, la cual llevará la energía hacia el punto de interconexión designado por el operador del sistema.

El área a ocupar por este edificio dependerá del tamaño y cantidad de equipo que albergue, lo que a su vez es función del número aerogeneradores del parque. En líneas generales el edificio puede tener cerca de los 150 m² de construcción y un área adicional entre parqueo y patio de transformadores de 500 m².

Se recomienda que la ubicación de esta estructura sea en el centroide del parque. Esto es, a la menor distancia posible de cada uno de los aerogeneradores con el fin de reducir pérdidas energéticas por transporte y por facilidad de acceso a cada aeroturbina. En algunos casos el edificio se ubicará en el lugar más cercano al punto de interconexión con el fin de reducir la longitud de la línea de evacuación de la energía.

4. Inspecciones Geológicas Geotécnicas

La factibilidad del proyecto incluirá su viabilidad desde el punto de vista geológico-geotécnico. El objetivo de estos estudios es caracterizar el terreno del emplazamiento, especialmente en lo referente a las bondades del suelo para cimentar los aerogeneradores. En general las normas aplicables para las inspecciones geotécnicas son dictadas por los fabricantes de acuerdo a las cargas estáticas y dinámicas de sus aerogeneradores.



A continuación se propone el contenido de un estudio geológico-geotécnico con base en observaciones de parques en España.

1. Introducción

a. Objetivos:

- I. Identificar las diferentes condiciones litológicas de la zona de estudio
 - II. Obtener un perfil litológico del terreno
 - III. Obtener parámetros de resistencia de cada nivel del terreno
 - IV. Aconsejar el tipo y profundidad de la cimentación
 - V. Aportar datos sobre otros problemas geotécnicos que puedan incidir
 - VI. Obtener el grado de sismicidad de la zona
- b. Localización geográfica: Ubicación del emplazamiento, descripción del relieve del terreno, clima, accesibilidad, accidentes geográficos cercanos, etc.
- c. Características del parque eólico: número de aerogeneradores y su distribución dentro del emplazamiento, cuántos en planicie, cuántos en ladera, tipo de aerogeneradores a usar, descripción de la cimentación propuesta por el fabricante y nivel de desplante preliminar, etc.

2. Descripción geológica


- a. Litología
- b. Tectónica y fracturación
- c. Morfología: geomorfología, morfodinámica actual, evolución geomorfológica, etc.
- d. Hidrología e Hidrogeología
- e. Sismicidad

3. Investigación in situ: se harán ensayos **para cada micrositio**, los mismos consistirán desde recolección de muestras hasta pruebas de penetración a diferentes niveles.

- a. Sondeos Mecánicos: servirán para toma de Muestras Inalteradas y Testigos Parafinados. Profundidad de sondeo: entre 8 y 20 m. Servirán para pruebas de resistencia a la compresión simple.
- b. Ensayos SPT: en caso de no poder obtener muestras inalteradas o para verificación de capas se harán este tipo de ensayos a diferentes niveles.
- c. Ensayos de penetración dinámica: la penetración dinámica media es adecuada para este tipo de pruebas.
- d. Toma de muestras alteradas: especialmente de aquellos posibles bancos de préstamo a utilizar. Servirá para clasificar el suelo (granulometría, límites de Atterberg, CBR, peso específico, grado de compactación, etc.)

4. Geotecnia

- a. Perfil del terreno: elaborar perfil del terreno utilizando los resultados de la investigación en cuanto a clasificación y rangos de espesores de capas observados.
- b. Características geotécnicas del parque

- 
- i. Estructura de la zona. Orientación de las capas de suelo, inclinación de los estratos.
 - ii. Grado de meteorización. Actual y prospecciones futuras. Repercusión den el parque.
 - iii. Alternancia litológica. Establecer si las rocas son homogéneas o si existen grupos de rocas claramente diferenciados.
 - c. Clasificación geomecánica de las rocas: capacidad de carga, dureza, grado de meteorización, calidad de la roca, etc. Clasificar de acuerdo a estándares aceptados internacionalmente.
 5. Cimentaciones: con los datos de partida de las dimensiones de la zapata y las cargas proporcionadas por el fabricante analizar y concluir sobre:
 - a. Profundidad de la roca sana
 - b. Nivel de desplante mínimo
 - c. Tensiones admisibles de la roca; criterio Morh-Coulomb, etc.
 - d. Asentamientos
 - e. Cimentaciones sobre roca (superficiales) y especiales (capas de ciclópeo u otro relleno de mejora del suelo)
 - f. Condiciones de estabilidad. Hacer énfasis en el *resguardo* en laderas (distancia desde el borde de la ladera hasta el inicio de la cimentación).
 6. Conclusiones: Dividir los aerogeneradores en grupos de suelos que presenten características similares en cuanto a:
 - Morfología del emplazamiento
 - Profundidad de la roca sana
 - Profundidad de la cimentación
 - Carga máxima admisible (esfuerzo máximo admisible)
 - Tipo de cimentación aconsejada (directamente sobre roca, relleno previo, etc.)

Como anexos se podrán presentar, sin limitarse a ello, lo siguiente:

- Mapas geológicos consultados
- Reportes de laboratorio
- Fotografías de la zona
- Registro fotográfico de la toma de muestras
- Cuadros resumen de las acciones y resultados por micrositio
- Especificaciones de zapatas proporcionadas por el fabricante
- Etc.

Es importante recalcar que debido a lo heterogéneo del suelo y en caso que las condiciones no sean favorables, las investigaciones geotécnicas podrán servir para cambiar uno o varios aerogeneradores del sitio propuesto. Esto conllevará necesariamente a hacer las modificaciones en el modelo del parque para verificar que la energía no se ve grandemente afectada por el efecto estela y que la inversión siempre se mantiene atractiva desde el punto de vista del inversionista.



5. Riesgos Asociados al Proyecto

Un desarrollo eólico como cualquier otra inversión irá acompañado de una serie de riesgos que deberán identificarse para evaluar la vulnerabilidad del mismo. El Informe de Factibilidad podrá incluir un análisis de riesgo y concluir sobre el mismo para la respectiva toma de decisiones del promotor. Algunos riesgos asociados son los siguientes:

Planificación Espacial y Permisos de las Autoridades

El hecho de que las autoridades tengan estrictamente regulado el uso de la tierra puede representar un gran impacto en los costos de un proyecto eólico, ya que los desarrolladores que han invertido en tierras pueden finalmente no obtener los permisos necesarios para la explotación del parque.

Todo riesgo, incluido aquel que es manejado por el desarrollador del proyecto, tiene un costo asociado a este. En este sentido, tal riesgo puede ser minimizado por las autoridades si las mismas realizan una identificación previa de los sitios con potencial eólico. Esto haría que la resolución de los permisos sea algo seguro y eficiente.


Riesgos asociados a tiempos de puesta en marcha

Uno de los riesgos que encaran tanto los promotores como las compañías que compran la energía, es el tiempo de desarrollar y construir el proyecto. Desde el momento en que un contrato de suministro de energía es adjudicado y la planta comienza a entregar energía a la red, los precios requeridos para la inversión (como el precio del acero) y las tasas de interés pueden cambiar.

Estos riesgos no pueden ser evitados pero pueden mitigarse (y por ende los costos asociados al riesgo reducirse) compartiendo los riesgos apropiadamente entre desarrolladores y la compañía que compra la energía. Dependiendo del marco regulatorio, la solución menos costosa sería compartir el riesgo directamente con los consumidores, aplicando una cláusula escalatoria en los contratos de compra de energía.

Capacidad del sistema eléctrico

Si bien está claro que en Honduras la demanda de energía crece con el tiempo y a un ritmo de 8% anual aproximadamente, se ha hecho énfasis en la necesidad de aumentar la generación especialmente con fuentes renovables, por lo que prácticamente se garantiza que hay mercado para tal energía. Sin embargo, un riesgo que pueden presentar los proyectos de esta naturaleza es la falta de infraestructura para evacuar la energía. Ya sea que los nodos actuales no tengan la capacidad para recibir la energía (lo que implicaría invertir en la ampliación de la infraestructura) o simplemente el sistema no esté preparado para el comportamiento NO GESTIONABLE de las centrales eólicas. Considerando que las centrales hidroeléctricas almacenan la energía en sus embalses (energía potencial) y las térmicas en su combustible (energía química), la regulación en el despacho resulta bastante controlada. La energía del viento, por otro lado, no puede ser almacenada y por ende su control es escaso, de ahí la naturaleza No Gestionable de este tipo de



energía. Para prever las situaciones relativas a la integración al sistema es importante hacer un Estudio de Interconexión que investigue tanto las posibilidades de conexión como la respuesta del sistema a la simulación de distintos escenarios del parque. El resultado podrá ser la inversión en nueva infraestructura eléctrica que repercutirá en la rentabilidad del proyecto. No obstante, la inversión conjunta con la compañía eléctrica podrá ser una solución para mitigar el efecto que tenga el desembolso de capital en este rubro.

Duración de los contratos y riesgo compartido

Los contratos de venta de energía pueden durar entre 15 y 25 años dependiendo de las preferencias tanto de comprador como vendedor. En general los dueños de parques eólicos prefieren contratos a largo plazo dado que los costos de O&M son bastante conocidos desde el momento que se inicia la explotación.


La duración ideal de un contrato depende del desempeño técnico que tenga un parque a lo largo del tiempo. Costos en O&M irán incrementándose a lo largo de la vida de las turbinas para luego ir decreciendo progresivamente al final de su vida útil. Sería muy ventajoso tanto para el comprador como al el generador ir disminuyendo la cantidad de energía entregada a la red hacia el final del proyecto considerando que no es económico hacer reparaciones mayores en esta etapa.

En cualquier caso contratos a largo plazo son los que aportan mayores beneficios no sólo por asegurar determinada tarifa, sino por la capacidad de los desarrollos eólicos de prever las inversiones a realizar durante la vida del proyecto; aspecto que no puede aplicarse por ejemplo a plantas termoeléctricas a combustibles fósil, donde la variación de precios del insumo hacen que la incertidumbre sea mayor a la hora de estimar los costos en O&M.

Falta de Información de Viento

Como se ha mencionado la determinación de los parámetros del viento, especialmente la velocidad, condicionan grandemente el éxito que tenga un desarrollo eólico. Está claro que las previsiones de producción de un parque no se cumplirán exactamente como se esperan, no sólo por el carácter estacional del viento sino porque los modelos computacionales aplicados tienen limitaciones como cualquier software de simulación de factores atmosféricos. No obstante, la mayor incertidumbre radica en la información de entrada a los modelos. Datos de alta calidad, cercanos a la zona del proyecto y de largo plazo son los que, una vez procesados, pueden ayudarnos a predecir de una mejor manera la producción del parque. En Honduras las estaciones anemométricas son muy escasas lo que hace que la obtención de series largas sea bastante difícil. Los aeropuertos usualmente poseen las series de datos de viento con más años, por lo que habrá que analizar si estos datos son representativos de la zona, especialmente si están relativamente cerca del emplazamiento.

La necesidad del promotor de comenzar a generar lo antes posible muchas veces hace que tome la decisión de acortar la campaña de mediciones y hacer las proyecciones con los pocos datos con que cuenta. Esto, como se ha explicado antes, puede estimar producciones al alza o a la baja,



dejando los resultados de la inversión prácticamente al azar. Siendo éste el caso, el parque podrá construirse si el promotor piensa financiar el cien por ciento de la inversión, ya que los bancos requieren mediciones de viento mayores a un año y auditadas por firmas especializadas para considerar el otorgamiento de créditos. Esto demuestra que la falta de información es un riesgo para la inversión que el banco no piensa compartir. Se recomienda medir por más tiempo controlando la calidad de los datos recopilados.

Otro riesgo asociado con la falta de información es lo concerniente a eventos extremos de intensidad de viento como los huracanes. Si bien Honduras no todo el tiempo es afectada de manera directa por estos fenómenos, se debe hacer uso de la estadística para determinar las ráfagas más altas ocurridas en un período de tiempo considerablemente largo (50 años). La aplicación de modelos como el de Gumbel puede ayudarnos a determinar los valores de ráfagas que se pueden presentar para diferentes períodos de retorno y, consecuentemente, elegir la máquina adecuada que tenga la robustez necesaria para soportar cargas dinámicas de esta naturaleza. Sin embargo, sin datos estos modelos estadísticos no pueden aplicarse, con lo cual tendrá necesariamente que elegirse la máquina más robusta para estar del lado seguro. Esto repercutirá necesariamente en los costos ya que las máquinas más robustas (Clase I) son las de mayor precio.

Relativos a la tecnología (Turbinas)

- a. **Disponibilidad de Máquinas.** Si bien en la actualidad (2009) y en parte debido a la crisis mundial, la disponibilidad de suplir aerogeneradores es de apenas 6 meses por la mayoría de las compañías a nivel mundial, no debe obviarse que la situación podría cambiar haciendo nuevamente que los pedidos tengan que hacerse con años de anticipación. La elección de la máquina tendrá que hacerse tanto en base a criterios económicos como técnicos, independientemente de ello la programación en el proceso de adquisición de turbinas tendrá que hacerse de tal manera que no retrase el desarrollo del proyecto. Deberá tomarse en cuenta la naturaleza innovadora de los fabricantes, ya que un tiempo largo de espera para hacer un pedido podría dejar obsoleta la máquina elegida en la factibilidad.
- b. **Certificación de la Turbina.** Los componentes de las turbinas deberán estar debidamente certificados por alguna entidad dedicada a esta actividad (Germanischer Lloyd, WindEnergie, Det Norske Veritas, TÜV, United Laboratories-UL, etc.). De igual manera, la curva de potencia que propone el fabricante deberá certificarse de tal manera que **garantice su cumplimiento en un 95% como mínimo**. Con este se minimiza el riesgo de mal funcionamiento de las máquinas.



6. Análisis de Rentabilidad

Finalmente se debe llevar a cabo un análisis de la rentabilidad que supone la inversión en el parque eólico. Como hemos mencionado, el modelo financiero a utilizar variará para cada promotor dependiendo de sus experiencias previas con bancos y de los costos internos propios (y distintos) de cada empresa. Sin embargo, un modelo será más acertado dependiendo de la cantidad y calidad de información que se le suministre, así como de la ubicación de la misma en el horizonte temporal de lo que se considere como vida útil del parque.


Independiente del modelo a construir consideramos que al menos debería contener los siguientes aspectos:

Hipótesis Básicas

- a. **Monto de la Inversión.** Para ello y habiéndose proyectado el parque de una manera bastante detallada, se tendrá que presupuestar la inversión con cantidades de obra reales y utilizando cotizaciones de proveedores de máquinas o en su defecto precios de referencia actualizados. Se incluirán la adquisición de terrenos (si las hubiera) y los gastos de desarrollo (campaña de medición, asesoría técnica, etc.), incurridos y proyectados al año cero del financiamiento.
- b. **Energía entregada a la red.** Energía neta entregada a la red, habiendo considerado todas las pérdidas normales antes del punto de entrega.
- c. **Vida operativa de la planta.** En España usualmente se toma como **20 años** de vida operativa de un parque eólico.
- d. **Período de construcción.** Considera desde el suministro de la maquinaria hasta la puesta en marcha de las instalaciones. Varía de 1 a 3 años. Consecuentemente se debe establecer claramente cuál es el año en que se comenzará a entregar energía a la red.
- e. **Gastos de Explotación.** Considera costos de O&M generalmente indexados la energía entregada, pago de impuestos, seguros, arrendamiento de terrenos, etc.

Hipótesis Económico-Financieras

- a. **Precio de venta de la energía.** Se debe analizar el histórico así como la previsión del Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP) y aplicarle los incentivos respectivos aprobados por el gobierno para la generación con fuentes renovables (Decreto Legislativo 70-2007) que entre otras cosas contempla:
 - a. Aplicación de una prima del 10% sobre el CMCP durante el periodo de duración del contrato.
 - b. Se escalará la tarifa un 1.5% anual si existe inflación en Estados Unidos al menos en ese valor.
- b. **Relativos al préstamo:**
 - a. Relación de recursos propios/ajenos. Dependiendo del banco pero que usualmente oscila alrededor del 30%/70%.

- 
- b. **Tasa de interés del préstamo.** Depende del origen de los fondos, instituciones privadas, BCIE, BID, etc.
 - c. **Período de repago.** Depende del origen de los fondos pero puede oscilar entre 8 y 12 años.
 - d. **Período de gracia (carencia).** Que normalmente coincide con el período de construcción.
 - e. **Distribución de los pagos a deuda.** Pueden ser trimestrales, semestrales o anuales.
 - f. **Desglose de la Inversión.** Cómo pretendemos que el banco nos desembolse la inversión en el tiempo. Usualmente ligado al período de construcción.
 - g. **Amortización de las instalaciones.** Establecer el tipo de amortización y el período de la misma (usualmente 15 años).
 - h. **Demora en el pago de facturas.** Por ejemplo, una vez entregada la energía en el mes 1, se deberá facturar en los primeros días del mes 2 y la compañía eléctrica pagará la misma posteriormente. Por lo tanto, se debe establecer esta demora para ubicar los ingresos adecuadamente dentro del flujo de caja.
 - i. **Tasa de Inflación**
 - j. **Impuestos asociados.** Considerar exención de impuesto por Decreto Legislativo 70-2007 y aplicación de tasas una vez finalizado el período de exención.

Ingresos por venta CERs

El análisis de rentabilidad podrá incluir un ingreso adicional por venta de Reducción de Emisiones Certificadas (CERs). Esto se contempla mediante el Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM) definido en el Artículo 12 del Protocolo de Kyoto. En resumen este mecanismo hace posible que países desarrollados firmantes de Protocolo puedan cumplir sus objetivos de reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) mediante el pago a proyectos de energía que eviten la emisión de tales gases. Todo lo relacionado al Convenio Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (UNFCCC) y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM) puede consultarse en

<http://cdm.unfccc.int/index.html>

En general el ciclo de proyectos acogidos al CDM es el siguiente:

Todos los proyectos CDM deben estar validados y registrados antes que puedan generar CERs. La validación es un proceso de evaluación independiente del proyecto y es llevada a cabo por una Entidad Operacional Designada (DOE). Esta evaluación se realiza según los requisitos del CDM con la base en el Documento de Diseño de Proyecto (PDD). El registro es una aceptación formal del proyecto validado como actividad de proyecto CDM por la Junta Directiva (JD) del CDM.

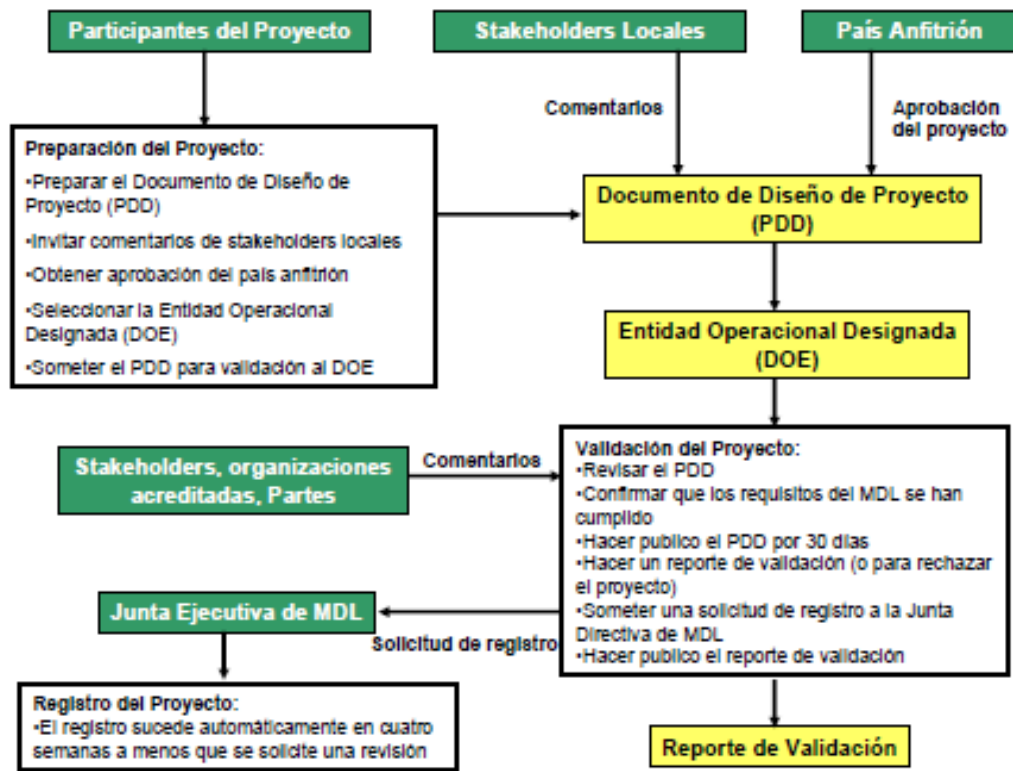



Figura 8. Ciclo temprano de implementación de un proyecto CDM

Una vez el proyecto haya sido implementado, comienza a generar reducción de emisiones. La reducción de emisiones deben ser constantemente monitoreadas de acuerdo a un plan de monitoreo preestablecido. El monitoreo de reducción de emisiones es entonces verificado y certificado por el DOE. Basado en el reporte de de certificación del DOE, la JD CDM instruye al administrador del registro del CDM a emitir una cantidad de CERs que corresponda con la cantidad verificada de reducción de emisiones. Estos CERs, menos ciertas cantidades que son deducidas (2% para países en desarrollo especialmente vulnerables y una cantidad aun no especificada a gastos administrativos), son entonces enviados a las cuentas de registro de los participantes del proyecto de acuerdo a su solicitud.

Para el cálculo de las reducciones se utiliza la metodología de la Línea Base. La Línea Base es el escenario que razonablemente representa las emisiones de GEI que ocurrirían en la ausencia del proyecto CDM. La línea base es una construcción imaginaria de lo que ocurriría en el futuro si el proyecto CDM no se implementara. Las emisiones actuales realizadas del proyecto son comparadas con la línea base la cual es siempre puesta ex ante. La reducción de emisiones generadas por el proyecto es entonces la diferencia de las emisiones de la línea base y las emisiones del proyecto. En el caso de un proyecto eólico estas emisiones son cero. Al final lo que se obtiene es un Factor de Emisiones que asocia la energía generada con la cantidad de emisiones evitadas por el proyecto CDM (toneladas de CO₂ por MWh generado). Con la cantidad de energía



proyectada a generar por el parque eólico se podría entonces obtener la cantidad de CO2 evitado y por ende los CERs susceptibles de venta.

Los participantes de un proyecto CDM pueden escoger un periodo de acreditación de 10 años sin opción a renovación, o un periodo de línea base de 7 años que pudiera ser renovado a lo sumo 2 veces ($3 \times 7 = 21$ años). En cada renovación, un DOE debe determinar que la línea de base original sigue siendo válida o ha sido actualizada tomando en cuenta la nueva fecha, donde esto sea posible. Por lo tanto, la duración de un contrato de comercialización de CERs estará sujeto al periodo de acreditación seleccionado.

En cuanto al precio que tienen las CERs dependerá del tipo de contrato y los compromisos de entrega de tales emisiones. Sin embargo el rango puede oscilar entre 5 y 18 euros por tonelada de CO2. En todo caso referencias sobre precios de CERs pueden obtenerse en

<http://www.pointcarbon.com/>

Por lo tanto, podemos incluir ingresos por CERs y analizar qué tan significativo es el incremento en los indicadores de rentabilidad. En algunos casos puede ser determinante para realizar la inversión y en otros no tanto. De todas maneras, no todos los proyectos de energía renovable son elegibles para comerciar con CERs. Por lo tanto, se recomienda que si la viabilidad económica del proyecto está condicionada a la venta de CERs, se estudie a fondo si el proyecto cumple todos los requisitos para ser registrado en el CDM, de lo contrario se podrían prever ingresos que luego no existirían en caso de ser rechazado tal registro.

Análisis de Sensibilidad

Con el fin de observar las variaciones de la Tasa Interna de Retorno en función de los cambios en el flujo de caja (ingresos, gastos, tasas de interés, etc.) se hace un análisis de sensibilidad que además nos evidencia cual de las variables analizadas influye mayormente en la variación de la TIR. Generalmente se ensayan diferentes valores por arriba y abajo del valor utilizado para encontrar la TIR inicial del proyecto. Por ejemplo, se puede variar el monto presupuestado para la inversión inicial alrededor del 10% arriba y abajo en incrementos (o decrementos) de 2%, con lo cual podemos observar cambios den la TIR respecto a variaciones en los montos de inversión.

Usualmente para parques eólicos se hacen análisis de sensibilidad para:

- Energía entregada a la red
- Precio de venta de la energía
- Costos en O&M
- Inversión Inicial



7. Arrendamiento de Terrenos


Una vez finalizado el Informe de Factibilidad y si ésta demuestra la viabilidad del proyecto lo siguiente es asegurar los terrenos necesarios para la construcción del parque eólico. Lo normal es llegar a acuerdos de ARRENDAMIENTO A LARGO PLAZO con los propietarios de las tierras. En algunos casos se pueden llegar a comprar algunas áreas de mayor interés pero lo habitual es usar la figura de arrendamiento, ya que el desempeño financiero de la inversión se ha demostrado que es mejor en la mayoría de los casos.

Los contratos variarán dependiendo de la negociación con cada propietario pero en líneas generales contendrán al menos lo siguiente:

- **Plazo.** Considerando una vida útil del parque de 20 años, añadiendo el período de construcción y retrasos por trámites administrativos, se recomienda hacer un contrato por un período mínimo de 30 años. Se establecerá en el documento la metodología a seguir en caso de prórrogas sucesivas por continuidad de la explotación.
- **Renta.** Se establecerá claramente cómo se hará el cálculo para el pago de la renta, el cual puede ser por aerogenerador instalado o por producción de cada aerogenerador. Para un dueño de parcela, si bien en algunos meses tendría mayor renta si se le pagara por producción, es más fácil negociar en función de un precio fijo por aerogenerador, por lo que se recomienda usar esta variante de pago. Considerando que los primeros meses (o años) no habrá aerogeneradores, se establecerá un canon que podrá variar normalmente por el área de la parcela.
- **Cesión y subarriendo.** El arrendatario podrá, en cualquier momento ceder el contrato de arrendamiento sin que sea necesaria autorización alguna por parte del arrendador ni de derecho a éste a aumentar la renta pactada.
- **Uso.** El uso exclusivo que arrendatario podrá llevar a cabo en la parcela arrendada es el de explotación, construcción, instalación y puesta en funcionamiento de un parque eólico. El arrendador podrá continuar con su actividad normal dentro de las parcelas arrendadas, siempre y cuando éstas sean compatibles con el parque, por ejemplo agricultura y ganadería.
- **Condición resolutoria.** Se establece un plazo dentro del cual el contrato puede extinguirse, sin perjuicio de las partes, en caso que el parque nunca se construya. Las razones para esta resolución quedarán claramente establecidas e irán desde la no obtención de permisos administrativos a la falta de financiamiento para la construcción del aprovechamiento.

8. Contrato de Operación

El Contrato de Operación es aquel que autoriza a la empresa solicitante del contrato operar como agente del subsector eléctrico por el período que dure el mismo (entre 10 y 50 años). Los documentos para solicitarlo son los siguientes:


- 
- I. Solicitud escrita mediante apoderado legal que deberá contener:
 - a. Nombre y antecedentes del solicitante
 - b. Experiencia del solicitante en el financiamiento, puesta en marcha de proyectos similares al que se propone desarrollar.
 - c. Lista de proyectos de su propiedad o en los cuales tenga participación en el capital social similares al que se propone desarrollar.
 - d. Lista de personal clave de la firma, indicando su experiencia en este tipo de proyectos, así como en la obtención de recursos para el financiamiento de proyectos de esta clase.
 - e. Identificación del proyecto que se quiere desarrollar indicando su ubicación y características.
 - f. Explicación de cómo se propone financiar la construcción del proyecto, indicando donde y cuando ha desarrollado otros proyectos siguiendo la metodología propuesta.
 - g. Un cronograma para la construcción y puesta en marcha del proyecto, con hitos específicos que permitan la posterior evaluación y supervisión por parte de la SERNA.
 - h. Presentación de referencias bancarias que permitan apreciar que está en condiciones de financiar la ejecución del proyecto.
 - II. Escritura pública debidamente registrada, que acredita su condición de sociedad legalmente constituida.
 - III. Documentos que acrediten la propiedad o arrendamiento del terreno donde se hará la instalación.
 - IV. Copia del Estudio de Factibilidad, debidamente firmada por profesionales colegiados.
 - V. Comprobante de inscripción en el Registro Mercantil.
 - VI. Garantía de sostenimiento, la cual dependerá de la capacidad instalada del proyecto.
 - VII. Propuesta del contrato de operación.

La obtención del Contrato de Operación será variable y está alrededor de los 8 meses.

9. Licenciamiento Ambiental

Con la modificación al artículo 78 de la Ley General del Ambiente, mediante Decreto 255-2002, Ley de Simplificación Administrativa, se introduce el concepto de categorización ambiental de los proyectos.

Mediante esa reforma, SERNA tiene la potestad de definir mediante Reglamento o mediante el Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SINEIA), el listado de los proyectos susceptibles de afectar gravemente el ambiente y que obligatoriamente deberán preparar una evaluación de impacto ambiental, magnitud, área de influencia, gravedad de sus impactos o grado de contaminación. También tendrá potestad para identificar aquellos proyectos con impactos



predecibles y circunscritos al ámbito local, cuyas medidas de mitigación responden a un marco normalizado para su correcta ejecución y que aún no requiriendo una Evaluación de Impacto Ambiental deben ser objeto de diagnóstico previo a la emisión de su permiso ambiental.

Si así, SERNA ha publicado una tabla de categorización ambiental, la cual es revisada periódicamente, en la cual se definen tres principales grupos de proyecto que de conformidad con este artículo serán objeto de un trato diferente:

Categoría 1

Estos proyectos son los de más bajo impacto ambiental, respondiendo normalmente a actividades que pueden realizarse sin incluir medidas ambientales particulares. Básicamente deberán enmarcarse dentro de la normativa general existente y cumplir con las regulaciones pertinentes a los procesos implícitos en su tipo de operación, generalmente bajo una regulación municipal o de las autoridades competentes en su materia.

Para cumplir con la legislación ambiental, estos proyectos deberán reportar sus actividades para ser introducidos en un registro ambiental con el objeto fundamental de conocer su ubicación y el giro de sus operaciones, pudiendo ser en cualquier momento objeto de control ambiental.

El resultado de su registro será una **CONSTANCIA DE REGISTRO AMBIENTAL**, sin perjuicio que a solicitud de la autoridad competente deba cumplir con algunas medidas especiales.

Categoría 2

Proyectos de mediano impacto o con algunos impactos mayores, pero totalmente predecibles, que de conformidad a las características propias de un tipo de proyectos pueden ser mitigados o compensados a través de medidas estandarizadas, siempre y cuando se localicen en áreas previamente intervenidas o debidamente identificadas como apropiadas para ese tipo de actividad.

Estos proyectos deberán presentar en su solicitud de autorización un **Diagnóstico Ambiental** de su proyecto, identificando claramente su ubicación y las características de su entorno, con el objeto de poder dictaminar sobre su autorización para el inicio de operaciones, sin perjuicio a ser objeto de una posterior evaluación, cuando así se estime necesario.

El resultado de su gestión será una **AUTORIZACIÓN AMBIENTAL** acompañada de un **Contrato de Medidas de Mitigación** conteniendo regulaciones estándares y posiblemente algunas medidas particulares, según criterio de la autoridad competente.



Categoría 3

Los proyectos identificados como Categoría 3 son aquellos de mayor impacto y que deberán ser objeto de una Evaluación de Impacto Ambiental conforme a lo establecido en el reglamento del SINEIA.

En apego a la metodología vigente se desprenden dos subcategorías, siendo estas: Categoría 3– I, siendo aquellos que no requieren de un Estudio de EIA; y la Categoría 3– II, que deberán presentar un Estudio de EIA, todo lo anterior de conformidad con lo establecido en el actual reglamento del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental.

El resultado de esta gestión es el otorgamiento de la **LICENCIA AMBIENTAL**, y el **Contrato de Medidas de Mitigación** correspondiente.

Categoría 4

Proyectos que no pueden ser desarrollados en nuestro país y que básicamente deberán responder a las políticas nacionales de desarrollo, ordenamiento jurídico y planificación territorial existente.

Con el objeto de identificar la categoría a que corresponde un proyecto en particular se ha elaborado una tabla de doble entrada, en donde se enlistan los principales proyectos con afectación ambiental agrupados por sector económico. Estableciéndose para cada actividad enlistada un criterio de clasificación que de conformidad a un rango numérico o una característica particular permiten ubicar un proyecto en su Categoría correspondiente, para ingreso al proceso de autorización.

Queda establecido que la tabla referida proporciona parámetros de referencia, pero no sustituye el buen juicio técnico de los analistas ambientales, pudiendo éstos definir bajo argumentos técnicos debidamente soportados la recategorización de un proyecto particular cuando por sus características propias implique impactos mayores a los implícitos en su categoría original. La Tabla 5 muestra la categorización ambiental de los proyectos de energía.

También es importante apuntar que si los proyectos se encuentran ubicados en municipalidades que tienen firmado un convenio de delegación con las SERNA, los proponentes deberán abocarse a ellas para iniciar el proceso de autorización ambiental y deberán cumplir con los demás requisitos exigidos por estas. Actualmente se tienen convenios firmados con las alcaldías de Puerto Cortés, San Pedro Sula y Distrito Central.

Tabla 5. Categorización Ambiental de Proyectos de Energía

Proyectos	Criterio	Categoría 1	Categoría 2	Categoría 3
Hidroeléctrico	MW	≥ 0.5 y ≤ 1	>1 y ≤ 3	>3
Eólico	MW		≥ 5	
Fotovoltaico	MW	≥ 0.1		
Biomasa	MW		≥ 3	
Geotérmico	MW		≥ 5	
Plantas térmicas (por combustión fósil)	MW		≥ 0.5 y ≤ 1	>1
Subestaciones eléctricas	Tamaño		Todas	
Líneas de Transmisión	Localización		Centros poblados	Con apertura de brecha
Almacenamiento de Hidrocarburos	Galones	≥ 1000 y ≤ 6000	>6000 y ≤ 20000	>20000
Oleoductos o gaseoductos	Tamaño			Todos
Estaciones de servicio de hidrocarburos	Tamaño		Todas	
Terminales de hidrocarburos (muelles)	Tamaño			Todas

Los proyectos de energía eólica mayores o iguales a 5 MW (que serán la mayoría) se enmarcan dentro de la Categoría 2, para los cuales se establecen los siguientes requisitos para el licenciamiento ambiental:

1. Solicitud presentada por un apoderado legal, en papel blanco tamaño oficio. (Forma DECA 007).
2. Diagnóstico Ambiental Cualitativo, realizado por expertos en la temática ambiental debidamente registrados en la SERNA. (Forma DECA 005).
3. Carta Poder, Instrumentos Públicos contentivos de poder general o especial Documento de constitución de sociedad, de comerciante individual o personería jurídica.
4. Título de propiedad o arrendamiento del lugar donde se va a desarrollar el proyecto, debidamente timbrado y registrado.
5. Declaración Jurada del proponente, mediante la cual asegure que toda la información presentada es verdadera.
6. Constancia extendida por la Unidad Ambiental Municipal (UMA) o por el Alcalde del lugar de ubicación del proyecto en la que haga constar el estado del proyecto (si ha iniciado operaciones, etapa de ejecución actual.)
7. Publicación en un octavo de página en el diario de mayor circulación. La Publicación Tiene una Validez de 5 días hábiles.



8. Monto de inversión del proyecto

La línea de transmisión deberá tomarse como un proyecto distinto al de generación, especialmente en el trámite de su licencia ambiental.

Dada su importancia el Anexo 2 incluye la Forma DECA 005 que establece el contenido básico del Diagnóstico Ambiental Cualitativo.

Si a criterio de la Dirección de Evaluación y Control Ambiental (DECA) el proyecto por sus características requiere adicionalmente de un Estudio de Impacto Ambiental, ésta dará los lineamientos para la elaboración de tal EIA. El Anexo 3 presenta una guía para evaluar los posibles impactos de un desarrollo eólico, basada en estudios reales de parques en Castilla y León, y que puede servir de referencia.

La duración del trámite de Licenciamiento Ambiental es variable y ronda los **7 meses**.



Diseño Final y Construcción.

1. Proyecto Constructivo.

El Diseño Final implicará más bien el **Proyecto Constructivo** del parque, detallando mediante planos y especificaciones todos los aspectos civiles y electromecánicos necesarios para poner en marcha la actividad.

Considerando que la Factibilidad concluyó el número, tipo y distribución de máquinas en el emplazamiento, así como el trazado de los viales de acceso al parque, el Diseño Final implicará la elaboración de los términos de referencia para contratar a la(s) empresa(s) que ejecutarán el proyecto.


En este aspecto cabe resaltar que los contratos más comúnmente usados en Europa son los EPC (Engineering, Procurement and Construction) también conocidos como “Llave en mano”, donde el proveedor de los aerogeneradores hace de contratista tanto para la parte electromecánica como para las obras civiles. Evidentemente, este proveedor subcontratará otras compañías especializadas en cada actividad.


Por otro lado la línea de transmisión desde el parque hasta al punto de interconexión así como las mejoras en la subestación de llegada serán tratadas como un proyecto completamente aparte, incluyendo tramitaciones, estudios de impacto ambiental, diseño y construcción. El contratista EPC para el parque no tendrá que ser el mismo que construya la línea de transmisión y de hecho usualmente son compañías distintas.

Los contratos EPC tienen la ventaja de que la responsabilidad por los trabajos recae casi enteramente sobre el contratista. El inversionista se limita a supervisar tales trabajos en cuanto a tiempo y calidad, con el fin de cumplir hitos de pago conforme avanza la obra. De igual manera, el inversionista puede contratar una empresa de supervisión que vele por lo establecido en el contrato de construcción, los términos de referencia y demás normas internacionales aplicables a la ejecución de parques eólicos. Incluso la misma compañía supervisora podrá elaborar el proyecto constructivo incluyendo los términos de referencia para contratación.

En general un contrato de Construcción, Puesta en Marcha, Operación y Mantenimiento se estructura de la siguiente manera:

- I. Generales de Ley: Datos del “Comprador” y el “Contratista”.
- II. Objeto del Contrato.

- 
- III. Lista de definiciones utilizadas en el contrato.
 - IV. Establecimiento de las garantías a presentar por “El Contratista” y su efectividad de acuerdo a hitos claramente identificables. Por ejemplo, Garantía por el valor del Anticipo otorgado al inicio de las obras; Garantía por pruebas satisfactorias y aceptadas por el “Comprador”.
 - V. Nombramiento de Supervisores por parte del Comprador y atribuciones de estos ante el “Contratista”.
 - VI. Prioridad de documentos. Se establece el orden de importancia de los documentos que conforman el proyecto, a saber Contratos, Especificaciones del Fabricantes, Anexos Técnicos, etc., lo que será útil en caso de conflictos o discrepancias que deban solucionarse durante la duración del contrato.
 - VII. Bases del Precio del Contrato. Se establecerá claramente que el “Contratista” ha ofertado consciente de todas las condiciones físicas que conlleva el proyecto, así como la metodología y las condiciones para modificar el valor del contrato en casos ajenos a las partes.
 - VIII. Riesgos que asumen las partes. Se definen los riesgos asociados a las actividades del contrato, con el objeto de definir alternativas y eximir responsabilidades en caso de situaciones previstas en esta cláusula.
 - IX. Confidencialidad.
 - X. Obligaciones del Comprador. Además de las derivadas del pago, aquellas relativas con permisos y puntos de interconexión listos al momento de poner en marcha el parque.
 - XI. Obligaciones del Contratista. Cumplimiento de hitos, garantía de los trabajos, seguridad y salud en la obra, adecuación de actividades a las normas ambientales aplicables, etc.
 - XII. Programación de la obra.
 - XIII. Documentos de diseño. Contenido general del Proyecto Constructivo, así como el plan de O&M y sus respectivos manuales.
 - XIV. Errores en el documento de diseño. Si el contratista diseña toda la obra, éste será responsable por errores u omisiones que se dieran, por lo que costeará todas aquellas actividades que se requieran para corregir tales errores y llevar el proyecto a buen término.
 - XV. Pruebas. Se establecerán los procedimientos de las pruebas a seguir para controlar la ejecución de las obras. Dichas pruebas tendrán por objeto verificar la correcta instalación y funcionamiento de los diferentes componentes del parque, especialmente lo relativo a las turbinas. Se establecen también las consecuencias de la no obtención de los resultados acordados.
 - XVI. Plazo del contrato, retrasos y prórrogas. Se enunciarán claramente las fechas de finalización de las obras, y las razones por las que pueden solicitarse prórrogas sin perjuicio de las partes. Así mismo, la penalidad en los retrasos quedará anexada a la energía dejada de producir por el parque, monto que se cargará al “Contratista” en caso que incurra en responsabilidad.

- 
- XVII. Responsabilidad por defectos. Se refiere al tiempo durante el cual el “Contratista” está obligado a responder por desperfectos en la maquinaria atribuibles al mismo. Usualmente ronda los 5 años.
 - XVIII. Certificaciones y pago. Metodología de donde se exponen hitos de pago y aceptación por las partes de los certificados que contienen los trabajos realizados y los montos a desembolsar.
 - XIX. Operación y Mantenimiento. El objeto es preservar el parque eólico en el mismo estado de funcionamiento en que deberá encontrarse, de acuerdo al contrato y a las especificaciones técnicas contenidas en el mismo, en el momento de su entrega. La duración de estos servicios podrá ser de la siguiente manera:
 - a. Servicios de Operación. Aquellos dirigidos a gestionar el parque con la finalidad de maximizar su eficiencia y resultado, teniendo en cuenta la seguridad y la vida útil del parque eólico y equipamiento (20 años aproximadamente). Usualmente se contratan por un período inicial de dos años, a contar desde la fecha de entrega, renovables por períodos de un año.
 - b. Servicios de Mantenimiento. Usualmente se contratan por un período inicial de dos años, a contar desde la fecha de entrega.
 - XX. Otros. Cláusulas relativas a seguros, incumplimientos de las partes, disputas, jurisdicción, cesión de derechos, etc.

A este nivel deberán contarse con todas las licencias necesarias para la construcción de un proyecto, incluyendo los permisos de construcción con las alcaldías afectadas.

2. Proceso Constructivo de un Parque Eólico

2.1 Obra Civil

Básicamente la obra civil de un parque eólico comprende la construcción de los caminos, las zapatas, redes de media tensión, edificios de control y la terracería asociada a estas actividades.

2.1.1 Construcción de Caminos

La formación de los caminos es posiblemente la tarea más importante en la construcción de un parque eólico, ya que con unos buenos caminos se agiliza mucho la ejecución del resto de las tareas. En la mayoría de las ocasiones, por no decir en todas, es preferible “perder el tiempo” al principio de la obra preparando convenientemente los accesos al parque y los viales interiores, antes de lanzarse al hormigonado de zapatas. Esto cobra especial importancia cuando los parques se construyen en la estación lluviosa cuando las condiciones climatológicas son más adversas.

Las fases de la construcción de los viales serán:



Replanteo.

Al principio de la obra se debe realizar un replanteo del eje de los caminos, tanto de los de acceso al parque como los viales internos. Normalmente este replanteo lo hace un topógrafo junto con la propiedad y el contratista de la obra, dejando marcado el eje del camino y las posiciones de los aerogeneradores. De este replanteo se levanta un acta con el dueño del parque para dejar constancia de que está de acuerdo con el replanteo y que no se invaden parcelas no contratadas.

En este momento se observa la necesidad de realizar podas ó talas en los arboles que pudieran estorbar, con idea de despejar el trazado de los caminos y plataformas para la entrada de la maquinaria pesada de obra.

Desbroce y formación de cunetas.

La operación de desbroce consiste básicamente el retirar la capa de cobertura de tierra vegetal, dejándola al borde del camino o plataforma para su posterior utilización en la restauración del Parque Eólico. Es importante, sobre todo en zonas donde la tierra vegetal es escasa, acopiar cuidadosamente la tierra vegetal de manera que esta no pierda sus cualidades y pueda ser empleada en el proceso de restauración. La forma correcta es en cordones de tierra con una altura de aproximadamente 1,5 m no debiendo superar los 2 m. En algunas ocasiones el desbroce se suele realizar con la motoniveladora y en otras hasta con la propia retroexcavadora, pero no es lo habitual, ya que realiza el trabajo de una forma más lenta y por tanto más costosa.

En este momento se debe desbrozar también la zona donde van a ir ubicadas las casetas de obras y la zona de acopios para obra civil, media tensión y montaje. Una vez acabada la obra se restaurará a su estado original.

Movimiento de tierras.

En esta fase de la construcción básicamente lo que se realiza son los cortes y los rellenos. Se debe procurar en el caso de los terraplenes que se hagan por capas y que si se forman en zonas con pendientes superiores a un 15% se escalone la zona de apoyo del terraplén para evitar posibles deslizamientos. Otro factor a tener en cuenta es la pendiente de los taludes que no debería ser mayor de 4H:3V.



Formación capa de rodadura.

Esta etapa consiste en colocar una o varias capas de material seleccionado que sirven como soporte firme de los caminos. Es importante un buen diseño de esta parte, ya que los caminos deben ser durables considerando las cargas a que serán sometidos durante la fase constructiva. Se recomienda utilizar homogéneo que cumpla con las normas de ingeniería reconocidas internacionalmente. El uso de concreto asfáltico o hidráulico se podrá utilizar en aquellos sitios susceptibles de erosionarse o en partes del vial que tengan pendientes altas (arriba de 15%) para facilitar el tránsito de los equipos que transportan los componentes de los aerogeneradores.

Drenajes.

Si bien los drenajes son parte del diseño del camino, no se descarta colocar estructuras adicionales por observaciones hechas in situ. Una buena práctica es recorrer el proyecto durante una tormenta, para visualizar de una mejor forma las zonas con problemas de estancamiento de agua.



2.1.2 Plataformas de Montaje

Las plataformas de montaje de los aerogeneradores son aquellos lugares donde se van a posicionar las grúas de montaje de los aeros. Sus dimensiones dependerán de las especificaciones del fabricante (ver apartado Factibilidad de este documento). En algunos casos una referencia rápida en cuanto dimensiones es: 30x30 metros para aerogeneradores a finales de vía y 30x25 m para aeros paralelos al camino.

Con unas buenas plataformas se agiliza mucho la fase del montaje del aero. La realización de las plataformas se suele llevar a cabo una vez hormigonado las zapatas y aprovechando si fuera posible parte del material de excavación de las zapatas. Es importante en las plataformas de dotarlas de una ligera pendiente transversal no superior al 2% y de una cuneta perimetral para dar salidas a las aguas.



2.1.3 Construcción de Zapatas

Las fases de esta parte son:

- Replanteo
- Excavación
- Nivelación y compactación del fondo
- Vertido de concreto para capa base de trabajo
- Colocación de acero de refuerzo
- Colocación de virola (pieza que une la torre con la cimentación)
- Vertido del concreto



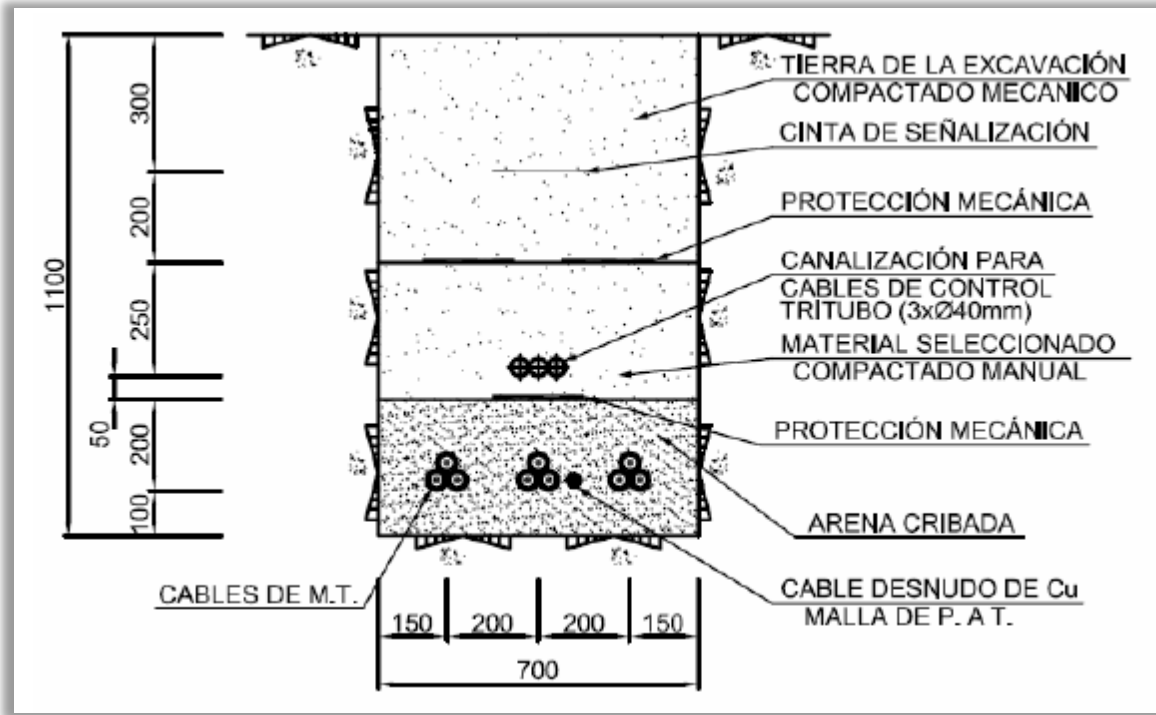
Es importante llevar un control de calidad de los materiales a utilizar, principalmente del concreto y del acero de refuerzo.

2.1.4 Zanjas

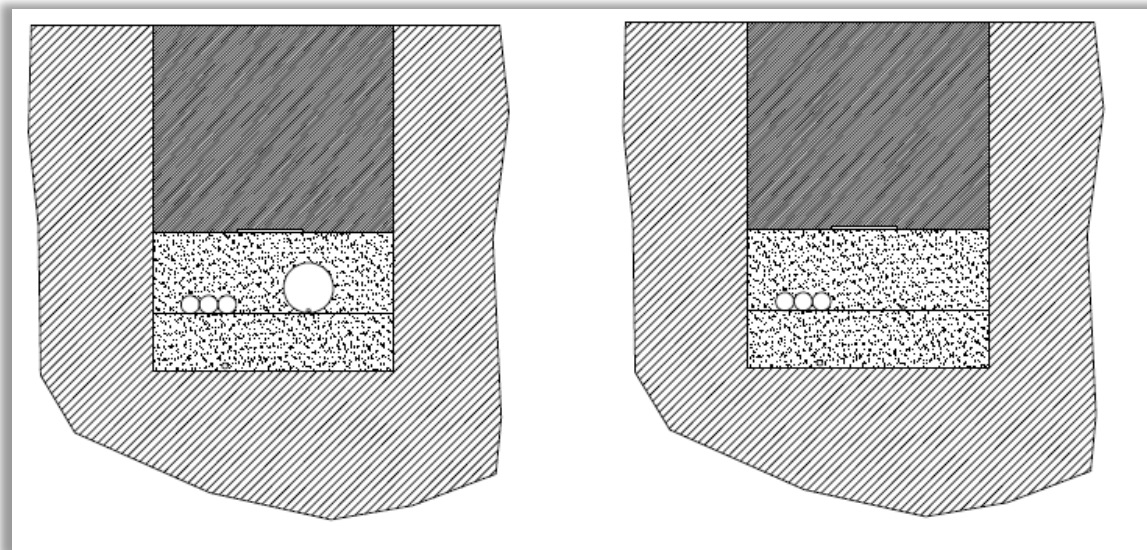
En general la zanja para el tendido de media tensión se ejecuta una vez finalizadas las cimentaciones y los viales, sin embargo queda a criterio del proyectista el momento de hacer esta actividad.

La tipología de las zanjas salvo excepciones se reduce a dos tipos:

- Con fibra entubada



- Con fibra sobre cama de arena



Las dimensiones de las zanjas van a depender del número de ternas de cables que discurran por ella, y del tipo de terrenos donde nos encontremos. En tierra de cultivo es recomendable hacerlas más profundas (hasta 1.4m) cuando lo normal es 1.1 metro.

El proceso constructivo se resume en los siguientes pasos:

- Replanteo
- Desbroce

- Excavación
- Tendido del cable de tierra
- Extendido de la cama de arena
- Tendido de los cables y tubos para la fibra
- Extendido de la cama de arena
- Colocación de la señalización
- Tendido de la fibra

En el caso de que la fibra sea tendida directamente sobre la cama de arena se omite el paso de colocación de los tubos. La fibra se tiende al mismo tiempo que los cables de media tensión.

Por último en todos los puntos donde la zanja cruce con los viales y en general en cualquier punto donde este previsto el paso de vehículos sobre el trazado de la zanja, esta deberá estar hormigonada



2.2 Montaje de Aerogeneradores

El aerogenerador se transporta a pie de obra en cuatro partes (tramo inferior de la torre, tramo superior, góndola y palas) como un conjunto de piezas dispuestas para su ensamblaje, del modo que se detalla a continuación:

- Dos tramos de la torre tubular.
- Góndola completa, con cables de conexión a la unidad de control a pie de torre.
- Tres palas sin ensamblar.
- Buje del rotor y su protección.
- Unidad de control.
- Accesorios (escalera interior, línea de seguridad, tornillos de ensamblaje, etc.)

Los pasos a seguir para el levantamiento e instalación del aerogenerador son los siguientes:

- a. Se colocan los diversos accesorios de los diferentes tramos de la torre (escaleras, plataformas, cable de seguridad anticaídas, etc.).
- b. Se levanta el primer tramo de la torre con la grúa de 300T y se une a la base cimentada mediante tornillos que unen las bridas colocadas en los extremos de los tramos.



- c. Se levantan con la grúa los componentes del transformador 0,69/20kV y se ubican ensamblándolos en el interior del primer tramo, descansando sobre la primera plataforma.
- d. Posteriormente se levanta el segundo tramo de la torre uniéndola con el primero mediante tornillos embrizados.



- e. Se procede al ensamblaje del rotor, también sobre el terreno, acoplando las palas al buje y colocando la protección frontal.





- f. Se iza la góndola, y cuando está situada sobre el collarín superior de la torre, se aprietan los tornillos de sujeción.



- g. Se eleva el rotor completo, en posición vertical. Se fija el buje del rotor al plato de conexión situado en el extremo delantero del eje principal de la góndola.



- h. Se conecta el mecanismo de regulación del paso de las palas.
- i. Se procede al tendido de los cables de la góndola por el interior de la torre, para su posterior conexión a la unidad de control.

- j. Se coloca la unidad de control sobre los apoyos dispuestos en la cimentación y se conectan los cables de potencia y de control de la góndola, quedando el aerogenerador dispuesto para su conexión a la red.



El rendimiento promedio de montaje electromecánico de aerogeneradores ronda las 2.5 máquinas por semana, una vez terminados los accesos y las zapatas.

Finalmente se hacen todas las conexiones y se hacen las pruebas respectivas con y sin carga. Las máquinas son puestas a pruebas una a una a diferentes fracciones de su potencia nominal hasta llegar al cien por ciento. Posteriormente se hace lo mismo añadiendo aeros hasta poner a prueba todo el parque.



Referencias

Bibliografía:

- *Escudero López, Jose, (2004).* Manual de Energía Eólica. Mundiprensa
- *Clifford, Sarah (2009).* The Economics of Wind Energy. The European Wind Energy Association
- *G.Gerdes, M. Strack (1999).* Long-term Correlation of Wind Measurement Data. DEWI Magazin Nr. Translation: Daniel Serón Galindo; Bärbel Gerdes.
- *T .Burton, D. Sharpe, N. Jenkins & E.Bossanyi (2008).* Wind Energy Handbook. John Wiley & Sons, Ltd.

Consultas en la Web:

- http://www.meteosimtruewind.com/es/energia_eolica/MesoMap.php (09/09/09)
- <http://www.awea.org> (08/09/09)
- <http://www.emd.dk/billeder/windpro/MCP1.jpg> (08/09/09)

Adicionalmente anteproyectos, proyectos de ejecución y demás documentos relacionados con parques eólicos de Castilla y León, proporcionados por el Ente Regional de la Energía (EREN).



ANEXOS

- ANEXO 1: FICHA DE REGISTRO VISITA DE CAMPO
- ANEXO 2: MODELO DE CONSTANCIA DE REALIZACIÓN DE ESTUDIOS (ALCALDIAS)
- ANEXO 3: FORMA DECA 005
- ANEXO 4: MODELO DE ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARQUES EÓLICOS



ANEXO 1




Ficha de Registro Visita de Campo

Fecha: _____
Responsable: _____
Asistentes: _____

Datos de Localización Emplazamiento

Nombre del Emplazamiento: _____
Departamento: _____
Municipio: _____
Aldea o Comunidad: _____
Cota topográfica media: _____

Croquis de Ubicación

	
--	---

Coordenadas puntos visitados

Nombre de Punto	X	Y	Z	Observaciones



Observaciones sobre la zona								
Accesos: (desde que se deja la carretera principal pavimentada)								
Distancia hasta donde llega vehículo (km)								
Tiempo de recorrido (Horas)								
Ancho de calzada (m)								
Espesor aproximado material selecto (cm)								
Volumen observado de tráfico	<input type="checkbox"/>	BAJD	<input type="checkbox"/>	MEDID	<input type="checkbox"/>	ALTO		
Transitable en Invierno:	<input type="checkbox"/>	SI	<input type="checkbox"/>	NO				
Vehículo más grande que puede transitar:	<input type="checkbox"/>	Pick Up	<input type="checkbox"/>	Camion 2 Eje	<input type="checkbox"/>	Camion 3 Eje	<input type="checkbox"/>	Rast
Tipo de terreno:								
Tipo	%	Observaciones						
Plano								
Ondulado								
Montañoso								
Escarpado								
	100%							
Tipo de Vegetación:								
Tipo	%	Observaciones						
Arbolado								
Cultivos								
Pastizales								
Sin vegetación								
Otros 1								
Otros 2								
	100%							
Existencia de Bancos de Marca IGN:								
Ubicación (Comunidad)								
	X	Y	Z	Observaciones				
Coordenadas UTM								
Ubicación (Comunidad)								
	X	Y	Z	Observaciones				
Coordenadas UTM								
Distancia aproximada a núcleos poblacionales cercanos:								
Nombre de Comunidad	Tipo de comunidad	Distancia (Km)	Observaciones					
Distancia Aproximada a Redes Eléctricas:								
Nombre de línea o subestación	Voltaje	Ubicación (Comunidad)	Distancia (Km)					



Observaciones sobre el recurso

Observación física de los efectos del viento sobre:

TERRENO	
CONSTRUCCIONES ANTIGUAS	
CONSTRUCCIONES NUEVAS	

Registros Realizados: (en caso de poseer anemómetro de mano)

Registro 1:

Ubicación
 Velocidad (m/s)
 Dirección:
 Hora de Registro:

X	Y	Z	Observaciones
Desde:			Hacia:

Registro 2:

Ubicación
 Velocidad (m/s)
 Dirección:
 Hora de Registro:

X	Y	Z	Observaciones
Desde:			Hacia:

Registro 3:

Ubicación
 Velocidad (m/s)
 Dirección:
 Hora de Registro:

X	Y	Z	Observaciones
Desde:			Hacia:



ANEXO 2



ALCALDIA MUNICIPAL

CERTIFICACION

La Suscrita Secretaria Municipal de la ciudad de , Departamento de .

CERTIFICA

Que según consta en el Libro de Actas Municipales de año se encuentra el Punto de Acta que literalmente dice: Sesión Ordinaria - Acta # , de fecha .- Celebrada por Corporación Municipal y presidida por el Señor Alcalde Municipal , contando con la asistencia del Vice-alcalde Municipal y de los señores Regidores,

- Por ante la Secretaria que da fe; se desarrollo la agenda con los puntos del al .

ACUERDOS

Punto)- Inciso) La Corporación Municipal en pleno aprobó la solicitud enviada por , de darle el respectivo permiso para la realización del Estudio e Investigación para el Desarrollo del Proyecto , en el área comprendida entre las Comunidades de jurisdicción de este Municipio.

Firma y Sello.- Alcalde Municipal

Firma del Vice-alcalde Municipal - Firma del Vice-Regidores

ES CONFORME A SU ORIGINAL

Extendida en , Departamento de ; a los días del mes de del año dos mil .



Secretaria Municipal



ANEXO 3



FORMA DECA 005

SECRETARIA DE RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE

DIRECCIÓN DE EVALUACIÓN CONTROL AMBIENTAL

CONTENIDO BÁSICO DEL DIAGNOSTICO AMBIENTAL CUALITATIVO

Diagnóstico Ambiental Cualitativo: Estudio preparado para el proponente por uno o varios analistas ambientales debidamente registrados ante la SERNA que permite analizar la sensibilidad ambiental del entorno (natural y humano) donde se pretende ejecutar un proyecto; identificar y valorar cualitativamente los posibles impactos ambientales que las acciones asociadas a la construcción y/o desarrollo, operación, cierre y pos-clausura de un proyecto pueden tener sobre su entorno; determinar si en caso de existir posibles impactos de mayor relevancia que no pueden ser apropiadamente valorados por esta vía, el licenciamiento ambiental del proyecto requerirá de una evaluación ambiental a través de un estudio de impacto ambiental; Sentar las bases técnicas para la emisión de los términos de referencia del estudio de impacto ambiental. De no requerirse un estudio de impacto ambiental, este diagnóstico debe definir las medidas de mitigación, prevención y compensación ambiental, y el plan de gestión ambiental con el programa de seguimiento y control que deberá articular el proyecto a fin de cumplir con las regulaciones ambientales relevantes.


Para la elaboración del Diagnóstico Ambiental Cualitativo (DAC) se tomará como guía el índice que se presenta a continuación cubriendo todos los temas que apliquen a cada proyecto en particular dejando claramente establecido que los temas no tratados, cuando esto suceda, responde a la no relación de éstos con los propósitos del proyecto y / o con sus implicaciones ambientales. Cuando el DAC indique la necesidad de un estudio completo de evaluación de impacto ambiental (EIA), no se requiere completar los capítulos VII y IX, ya que estos serían parte esencial del Estudio de EIA. Se solicita que el DAC se resuma a un documento con un máximo de 20 páginas y el mínimo necesario para desarrollar todos los capítulos que apliquen al proyecto.

I Datos Generales

1. Nombre de proyecto, actividad económica.
2. Ubicación (Dirección postal, Aldea, Municipio, Departamento, Coordenadas Polares (en áreas rurales))
3. Monto de inversión (Lempiras)
4. Apoderado Legal (Nombre, dirección, teléfono, fax, correo electrónico)
5. Representante Legal o propietario(s) (Nombre, dirección, teléfono, fax, correo electrónico)

II. Descripción Biofísica del Área de ubicación del proyecto

1. Condiciones geográficas (pendiente del terreno, características de suelo, exposición a riesgos y catástrofes naturales)
2. Hidrografía subterránea y superficial (Ríos, nivel freático, recursos hídricos en general)
3. Condiciones climatológicas (temperatura, pluviometría, vientos)
4. Zonas de importancia ambiental (cercanía a Áreas protegidas, Zonas productoras y de recarga de agua, ecosistemas especiales)
5. Flora (especies, cantidades) * solo zonas rurales

- 
6. Fauna (especies y distribución en el área) * solo zonas rurales
 7. Otros que considere importante informar

III. Situación Socioeconómica

1. Cantidad de población en el área del proyecto
2. Medios de comunicación de la zona
3. Poblaciones más cercanas (nombre, número de habitantes y distancia al proyecto)
4. Actividades económicas que se desarrollan en la zona (Industrial, agricultura, residencias, industrias)
5. Estructuras comunitarias (escuelas, centros de salud, iglesias, centros de diversión)
6. Fuente de abastecimiento de agua de la población aledaña
7. Otros que considere oportuno informar

IV. Descripción del proyecto

Actividades a realizar en cada una de sus etapas

1. Construcción (Anexar plano preliminar de conjunto, no oficial):
 - a. Nivelación, excavaciones, nuevos accesos
 - b. Área de construcción, área total.
 - c. Características constructivas de las instalaciones físicas: (Cimentación, estructura, cubiertas, número de plantas, altura, pisos internos y externos, diseños para contingencias, materiales utilizados, etc.)
2. Operación (anexar flujogramas de proceso):
 - a. Giro del Proyecto: Actividades a realizar, servicios a prestar o productos a fabricar (cantidades por mes o año, capacidad instalada, etc.)
 - b. Materias o insumos a utilizar: Cantidades, frecuencia de uso, condiciones de almacenamiento, niveles de riesgo o peligrosidad y hoja de seguridad.
 - c. Tecnología a utilizar: Tipo, Eficiencia estimada, comparación con otras tecnologías disponibles en el ámbito nacional e internacional y vida útil.

V. Recurso Humano


1. Número de empleados (especificar por etapa de construcción y operación, sexo)
2. Distribución por departamentos
3. Jornadas de trabajo
4. Beneficios a otorgar (Seguro social, servicio médico, alimentación, transporte, etc.)
5. Otro que considere oportuno mencionar

VI. Servicios Básicos

1. Abastecimiento y consumo de agua
2. Tren de aseo; municipal, privado o propio
3. Acceso telefónico
4. Sistema sanitario y pluvial (anexar diagrama)
5. Sistema Vial
6. Tipo de energía y consumo (origen, cantidad consumida, suministros alternativos)
7. Otros

VII. Contingencias (Solo para proyectos que no requieran Estudio de EIA)

1. Plan de contingencias y Administración de riesgos (para etapa de construcción y operación)



2. Seguridad ocupacional: Equipo de protección para empleados, capacitación, controles médicos necesarios, etc.

3. Otros

VIII. Indicadores Ambientales (Estimaciones basadas en documentos o estudios científicos y experiencia profesional certificada)

1. Residuos líquidos: Origen, caudal y caracterización del efluente

2. Residuos sólidos: Tipo, origen, volumen o cantidad, recolección, almacenamiento temporal y transporte

3. Emisiones Atmosféricas: Origen, volumen, caracterización

4. Ruido y vibraciones: Origen, intensidad, duración

IX. Actividades de Control Ambiental (sólo para proyectos que no requieran Estudio de EIA)

1. Medidas de Mitigación sugeridas (Sistemas de tratamiento, medios de control, planes de gestión ambiental, etc.) Lo anterior a nivel de planteamiento y diagramas, no son necesarios planos oficiales.

2. Medidas de Compensación sugeridas (IDEM lo anterior)

Datos de los Consultores Ambientales ejecutores del diagnóstico

1. Nombre y Apellidos

2. No. de Identidad y de Colegiación profesional

3. Formación académica (universitaria y postgrados)

4. No. De registro de consultor en la SERNA

5. Declaración Jurada del consultor (es) o firma consultora en que asegure(n) que toda la información presentada es verdadera

6. Nota del proponente, en donde certifique la aceptación del estudio presentado por los consultores.

XI. Bibliografía Consultada

Anexos (los que el consultor estime convenientes)



ANEXO 4



Estudio de Impacto Ambiental de un Parque Eólico

0. IDENTIFICACION DEL ESTUDIO

Titulo, autores, fecha y destinatario del estudio

1. INTRODUCCION

1.1 Exposición de Motivos

Exponer la necesidad de un EIA por parte de la Administración con el objetivo de identificar e interpretar los impactos ambientales del proyecto, para establecer mecanismos de prevención y corrección de los mismos. Referirse a las leyes en que se establece que dicha actividad es objeto de un EIA.

1.2 Antecedentes

Estatus de la tramitación administrativa del proyecto. Mencionar en que etapa del desarrollo se encuentra y el avance en cuanto a estudios técnicos.

1.3 Objeto

Hacer una evaluación de impacto ambiental del proyecto, lo que implica identificar efectos medioambientales que traerá la actividad del parque y en caso que sea necesario, establecer medidas preventivas y correctivas de los impactos negativos que se generasen.

1.4 Metodología

En caso de existir una metodología establecida por las autoridades correspondientes, mencionar la aplicación de la misma al estudio. En caso que no la hubiera, establecer en pocas líneas el proceso la metodología propuesta para cumplir el Objeto del estudio.

2. DESCRIPCION DEL PROYECTO (en general esta información está contenida en el documento de factibilidad o en perfiles avanzados del proyecto)

2.1 Objetivo

Generación de energía eléctrica aprovechando la energía cinética del viento. Mencionar quien es el promotor y cuál será la potencia instalada del parque.

2.2 Localización

Departamento, municipio, comunidad y nombre de accidente geográfico donde se instalará el parque. Cota media, área de la poligonal que abarcará el parque y área que quedará permanentemente ocupada. Incluir tabla con coordenadas de la poligonal del parque.



2.3 Características técnicas del proyecto

2.3.1. Características Generales

Redactar y presentar en tabla resumen aspectos como: Potencia del parque, número y potencia unitaria de cada aerogenerador, características de la máquina (fabricante, altura de buje, diámetro del rotor, etc.), forma de interconexión a red, energía bruta y neta anual del parque, inversión total.

2.3.2. Obra Civil

Accesos y viales internos: ancho aproximado, longitud total de accesos nuevos, longitud de mejoras, descripción sección típica, volúmenes de movimiento de tierra.

Cimentaciones de los aerogeneradores: Descripción general de las dimensiones de la zapata, superficie a ocupar del conjunto de las cimentaciones, volúmenes de tierra a mover.

Zanjas para cables: Longitud total de zanjas y volumen de tierra a mover.

Líneas aéreas internas a 20 kV: En caso de existir mencionar longitud y volumen de tierra a mover.

Edificio de control y edificio de subestación: descripción general del edificio y ubicación dentro del parque, superficie y volumen de tierra a mover.

Línea aérea de evacuación (XX kV): Longitud de la línea y volumen de tierra a mover.

Totalizar el volumen de tierra a mover por obras civiles. De existir superficie a talar, mencionar la ubicación y cantidad en hectáreas de la misma.

2.3.3. Descripción de los aerogeneradores

Especificaciones del fabricante: Potencia y componentes: rotor, sistema de transmisión y generador, sistema de frenado, sistema de orientación, nacelle, unidad de control. Descripción del funcionamiento y sistemas de seguridad. Nivel de ruido (curva de fabricante).


2.3.4. Líneas internas a 20 kV

Como irán instaladas, disposición subterránea y/o aérea, tipo de conductor, longitud total de cables, cimentaciones tipo en caso de líneas áreas, estructuras de soporte (torres) a utilizar en el caso de líneas aéreas

2.3.5. Subestación transformadora 20 kV/xx kV (tensión de transporte)

Ubicación de la subestación, componentes de la misma: edificio de control y patio de transformadores. Hablar sobre voltajes utilizados y longitud de la línea desde este punto hasta el de interconexión.

2.3.6. Centros de Transformación



Descripción general de los componentes del centro de transformación del aerogenerador: Celdas de Protección, Transformador, Elementos de Seguridad y Malla de protección del transformador

2.4 Línea de Evacuación

Longitud de la línea y voltaje a utilizar, punto de interconexión compañía eléctrica, descripción de la instalación: conductores, aislamientos, torres de apoyo, tomas de tierra, trazado de la línea (adjuntar imagen de la planta general), separación entre apoyos, etc.

2.5 Plan de Ejecución

Cronograma de ejecución de las obras y energía que se pretende transferir a la red.

2.6 Presupuesto de ejecución

Presupuesto de los conceptos más importantes, no hacerlo tan desglosado.

2.7 Aspectos Medioambientales

Se mencionaran todos aquellos aspectos que no se contemplan directamente en el documento técnico del proyecto (Factibilidad) tales como: Ahorro de combustibles fósiles, niveles de ruido esperados en las fases de construcción y operación, vertido de efluentes líquidos, generación de residuos en las fases de construcción u operación, cubierta vegetal afectada por el proyecto (tipo de vegetación y su respectiva área afectada), aspectos socioeconómicos durante las fases (creación de puestos de trabajo, etc.)

2.8 Acciones del proyecto

Se relacionan las acciones del proyecto, con capacidad para generar impactos ambientales, tanto positivos como negativos durante las distintas fases del mismo. Fase de construcción: Ocupación del suelo, desmonte y accesos, construcción de subestación y edificio de control, instalación de aerogeneradores, instalación de líneas eléctricas, gestión y almacenamiento de materiales y residuos. Fase de Explotación: Presencia y funcionamiento del parque, producción de energía eléctrica, producción de residuos, mantenimiento de instalaciones y líneas eléctricas, presencia de la línea eléctrica

2.9 Alternativas

Razones de escogencia de este lugar para implantar el parque eólico: recurso, cercanía de líneas de transmisión, mínimas molestias a la población, menor incidencia ambiental, menor coste, accesibilidad.

- 3. DESCRIPCION DEL ENTORNO:** Establecer una línea base sobre el estado del territorio antes del establecimiento del actividad. Descripción de Medio Físico tanto INERTE (aire, clima, agua y tierra) como BIOTICO (flora y fauna) y PERCEPTUAL (paisaje). Estudio del Medio Socioeconómico del entorno afectado.



3.1 Situación geográfica

Ubicación y tenencia de las tierras del parque.

3.2 Vías de comunicación y accesos

Cómo llegar al emplazamiento y alternativas de acceso.

3.3 Núcleos de población

Nombre y distancias aproximadas desde el emplazamiento

3.4 Uso del suelo

Diferentes usos del suelo inventariados en la zona (adjuntar en anexos un plano con los distintos usos observados)

3.5 Clima

Clasificación de la zona climática del emplazamiento y exposición de las variables climáticas principales del entorno: temperaturas, precipitación, evapotranspiración, etc.

3.6 Geología

Generales de una descripción geológica: tipos de formaciones, etc. Anexar mapa geológico de la zona.

3.7 Geomorfología

Tipo de terreno, accidentes geográficos relevantes, cotas y pendientes medias, materiales predominantes, erosión, etc.

3.8 Hidrogeología

Infiltración y escurrimiento, comportamiento de los flujos de agua en función de fracturas y formaciones geológicas, etc.

3.9 Hidrología

Régimen de precipitaciones, macro y microcuencas en la zona, calidad de aguas superficiales, cursos o cuerpos de agua permanentes, etc.

3.10 Edafología

Suelos observados y textura de los mismos, espesores estimados, etc.

3.11 Flora y Vegetación

Vegetación potencial (de acuerdo al tipo de suelo y clima).

Vegetación actual: Descripción de cada una de las especies arbóreas observadas en la zona y su valoración actual en función de Singularidad, Fragilidad, Diversidad y Grado de Conservación. Especies florísticas endémicas. Especies florísticas amenazadas (de acuerdo a ley). Especies protegidas por legislación.



3.12 Fauna

Inventario de fauna local observando la especie mencionada en función de su: fenología, endemismo, estado de conservación, estado legal, indicadora, etc. Indicar si el emplazamiento es paso migratorio de especies. Aspectos cinegéticos. Valoración del inventario en función de poblaciones y diversidad de especies.

3.13 Espacios Naturales

Mencionar la existencia o no de espacios naturales protegidos mencionando las leyes a que se acogen para dicha protección.

3.14 Paisaje

Elaborar una cuenca de visibilidad tanto de los aerogeneradores como de los viales (y adjuntar como anexo). Comentar la cuenca de visibilidad especialmente a una distancia de 10 km (mencionar área que abarca la cuenca). Mencionar la contribución paisajista de acuerdo al relieve de la zona, el tipo de vegetación predominante y los cambios visuales durante las distintas estaciones del año. Concluir sobre la fragilidad del paisaje en función de la implementación de la actividad.

3.15 Medio socioeconómico y cultural

Describir las comunidades del entorno del emplazamiento. Demografía por municipio. Nivel académico. Población activa y situación económica (rubros de subsistencia). Superficies de cultivo. Infraestructura. Patrimonio cultural de la zona (monumentos, zonas arqueológicas, etc.).

3.16 Nivel de aceptación del proyecto

Aceptación por parte de los pobladores y de las autoridades correspondientes: buena, mala, regular. Mencionar pruebas de tal aceptación: contratos de arrendamiento, permisos de alcaldías, etc.

4. IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES: Identificación y valoración de los posibles impactos que la actividad que se pretende realizar, descrita en el “apartado 2”, provocará sobre el entorno medioambiental, descrito en el “apartado 3”, con el fin de establecer posteriormente las medidas protectoras y correctoras necesarias para eliminar o disminuir los impactos detectados.

4.1 Identificación de impactos

4.1.1 Fase de Construcción

Impactos sobre el clima: en el caso de los parques eólicos, ninguno.

Impactos sobre la calidad del aire: debido al polvo y gases emitidos por vehículos y maquinaria.

Impactos sobre la geología: inestabilidad de taludes mayormente.



Impactos sobre la geomorfología: alteración de relieves naturales.

Impactos sobre la hidrogeología: contaminación de acuíferos por derrame de aceites. Podrá ser mínimo con una buena gestión del maquinaria y si existe suelo impermeable.

Impactos sobre la edafología: Alteración del suelo originada por ocupación del suelo, compactación, contaminación o por la aparición de fenómenos erosivos.

Impactos sobre la vegetación: Destrucción de la vegetación por área ocupada por las instalaciones. Disminución del crecimiento de especies por polvo generado por el movimiento de tierras (impacto temporal).

Impactos sobre la fauna: Destrucción de hábitat, reducción calidad del aire entorno inmediato, ruidos, atropello de animales, desplazamiento de animales, choque de avifauna con estructuras y vehículos de trabajo

Impactos sobre el paisaje: contraste cromático y presencia de maquinaria.

Impactos sobre los espacios naturales: dependerá si hay o no estos espacios en la zona.

Impactos sobre la socioeconomía: incremento del tráfico, molestias por ruido, perturbación aprovechamiento cinegético, creación de empleo directo, generación de rentas por alquiler de terrenos, impactos sobre patrimonio arqueológico

Con todo lo anterior elaborar MATRIZ DE EFECTOS EN FASE DE CONSTRUCCIÓN (Ver tabla A-1)

4.1.2 Fase de Explotación

Impactos sobre el clima: en este caso, ninguno.

Impactos sobre la calidad del aire: negativos ninguno. Desde el punto de vista de la no emisión de contaminantes, positivos.

Impactos sobre el nivel de ruido: contaminación acústica por el funcionamiento de los aerogeneradores.

Impactos sobre la geología: ninguno

Impactos sobre la hidrogeología: prácticamente ninguno, dado el control obligatorio para el manejo de aceites.

Impactos sobre la hidrología: muy improbables vertidos sobre cuerpos de agua debido al control obligatorio que se tendrá en el manejo de aceites.

Impactos sobre la edafología: afección en cuanto al uso del suelo, afección de caracteres edáficos, afección por procesos erosivos, afección por expropiación y limitaciones inherentes.

Impactos sobre la vegetación: talas periódicas por mantenimiento de viales y líneas de transmisión.

Impactos sobre la fauna: molestias por el ruido, riesgo de colisión de la avifauna con aerogeneradores, riesgo de colisión y electrocución de avifauna con líneas eléctricas, discontinuidad de hábitat por nuevos accesos, desplazamiento de especies en fase de construcción que no volverán a su hábitat, etc.

Impactos sobre el paisaje: los mismos de la fase de construcción, con especial atención la visibilidad de los aerogeneradores debido a su altura.

Impactos sobre los espacios naturales: dependerá de la existencia o no de estos.

Impactos sobre el medio socioeconómico: ruido, perturbación aprovechamiento cinegético, posibilidad de interferencias con señales de comunicación, molestias por limitaciones de uso de los terrenos atravesados por las líneas eléctricas, pérdida parcial del aprovechamiento forestal, creación de empleo para personal de O&, impacto positivo de generar energía a partir de fuentes renovables, impactos sobre patrimonio cultural si lo hubiera.

Con todo lo anterior elaborar MATRIZ DE EFECTOS EN FASE DE EXPLOTACIÓN (Tabla A-2), tomando como base la matriz presentada para la Fase de Construcción

4.2 Clasificación y jerarquización de impactos

Con el fin de efectuar una valoración de impactos, se emplean métodos cualitativos para conocer las características de los impactos identificados, además de su magnitud y signo (+ beneficios y – adverso), con respecto al estado previo de la actuación.

Características de los impactos:

Característica relativa a:	Valor Nota	Definiciones
1. Carácter genérico del impacto	Beneficioso Adverso	Consideración positiva respecto al estado previo a la actuación Consideración negativa respecto al estado previo a la actuación
2. Tipo de acción del impacto (relación causa-efecto)	Directa Indirecta	Indica el modo de producirse la acción sobre los elementos o características ambientales
3. Sinergia o acumulación	SI NO	Existencia de efectos poco importantes individualmente considerados, que pueden dar lugar a otros de mayor entidad actuando en su conjunto; o posible inducción de impactos acumulados
4. Proyección en el tiempo	Temporal Permanente	Si se presenta de forma intermitente mientras dura la actividad que lo provoca Si aparece de forma continuada o tiene un efecto intermitente pero sin final.
5. Proyección en el espacio	Localizado Extensivo	Si el efecto es puntual Si se hace notar en una superficie más o menos extensa
6. Cuenca espacial del impacto	Próximo a la fuente	Si el efecto de la acción se produce a las inmediaciones de la




	Alejado de la fuente	actuación Si el efecto se manifiesta a distancia apreciable de la actuación
7. Reversibilidad (por la sola acción de los mecanismos)	Reversible Irreversible	Si las condiciones originales reaparecen al cabo de cierto tiempo Si la sola acción de los procesos naturales es incapaz de recuperar aquellas condiciones originales
8. Recuperación	Recuperable Irrecuperable	Cuando se pueden realizar prácticas o medidas correctoras viables que aminoren o anulen el efecto del impacto, se consiga o no alcanzar o mejorar las condiciones originales. Cuando no son posibles tales medidas correctoras

Se incluye en las mismas tablas de valoración global del efecto de la acción, su magnitud, según la siguiente escala de niveles:

- **Compatible:** Impacto de poca entidad. En el caso de impactos compatibles adversos habrá recuperación inmediata de las condiciones originales tras el cese de la acción. No se precisan prácticas correctoras.
- **Moderado:** La recuperación de las condiciones originales requiere cierto tiempo y es aconsejable la aplicación de medidas correctoras.
- **Severo:** la magnitud del impacto exige, para la recuperación de las condiciones iniciales del medio, la introducción de prácticas correctoras. La recuperación, aun con estas prácticas, exige un período de tiempo dilatado.
- **Crítico:** la magnitud del impacto es superior al umbral aceptable. Se produce una pérdida permanente en la calidad de las condiciones ambientales, sin posible recuperación de dichas condiciones. Es poco factible la introducción de prácticas correctoras.

4.2.1 Fase de Construcción: para todos los impactos identificados en 4.1.1 redactar su clasificación del mismo utilizando los conceptos utilizados en la tabla anterior.

4.2.2 Fase de Explotación: para todos los impactos identificados en 4.1.2 redactar su clasificación del mismo utilizando los conceptos utilizados en la tabla anterior.



En este sentido hacer un análisis del nivel de ruido que se tendrá, tomando en cuenta las distancias a núcleos poblacionales y normativas locales si las hubiera. Según OCDE los niveles tolerables de ruido son 55 dB(A) por la noche y 65 dB(A) durante el día. Hacer una comparación con niveles de ruido que se tienen en actividades comunes.

4.3 Valoración de Impactos

Realizar una valoración más profunda de los impactos identificados con el fin de detectar aquellos que resulten más significativos por su recuperación sobre los factores ambientales afectados o por la importancia de dichos factores, según lo reflejado en el inventario ambiental de la zona de estudio. Para ello elaborar una matriz de Leopold (modificada en algunos casos) en la que se valoran los impactos descritos.

Se trata de una valoración cualitativa tipo intuitivo, en la que las entradas según columnas son acciones del proyecto que puedan incidir en el medio ambiente y las entradas según filas son características del entorno (factores ambientales) que pueden ser alteradas. De esta forma quedan definidas las interacciones existentes y cada casilla de cruce da una idea del efecto de cada acción impactante sobre cada factor ambiental impactado.

Para la utilización de la matriz de Leopold, en cada casilla de cruce se efectúa un análisis para la medición cualitativa de la importancia del impacto, de forma que cada celda está ocupada por la valoración correspondiente a siete símbolos, siguiendo el orden espacial reflejado en la Tabla A-3, a los que se añade uno más que sintetiza en una cifra la importancia del impacto en función de los seis primeros símbolos anteriores.

El significado de estos símbolos que conforman los elementos tipos de la matriz de la valoración cualitativa es el siguiente:

1. Signo.

El signo del impacto refleja el carácter beneficioso (+) o perjudicial (-) de las distintas acciones que van a actuar sobre los distintos factores considerados.

2. Intensidad (I)

Se refiere al grado de incidencia de la acción sobre el factor, en el ámbito específico en que actúa. La valoración es numérica siendo el número menor una afección y mínima y el mayor una destrucción total del factor.

3. Extensión (E)



Se refiere al área teórica de influencia del impacto en relación con el proyecto. Valoración numérica donde el número menor indica una localización puntual y el número mayor una localización generalizada.

4. Momento (M)

Es el plazo de manifestación del impacto teniendo en cuenta el tiempo que transcurre entre la aparición de la acción y el comienzo del efecto sobre el factor del medio considerado. Valoración numérica siendo el largo plazo el número menor y el corto plazo el número mayor.

5. Persistencia (P)

Se refiere al tiempo que, supuestamente, permanecerá el efecto a partir de su aparición. Valoración numérica donde el número menor indica un efecto corto y el número mayor un efecto permanente.

6. Reversibilidad (R)

Se refiere a la posibilidad de reconstrucción del factor afectado como consecuencia de la acción acometida, es decir, la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la acción, por medios naturales. Valoración numérica donde el número menor indica reversibilidad a corto plazo y el número mayor la misma a largo plazo. En algunos casos el efecto será irreversible, lo que tendrá la asignación del valor más alto.

7. Medidas correctoras

La posibilidad y el momento para introducir acciones o medidas correctoras para paliar o remediar los impactos se testimonia de manera temporal. Valoración por letras donde indicamos en qué fase del proyecto introducimos la acción o si la acción no puede llevarse a cabo.

8. Importancia del Impacto

Se representará por el número que se deduce en función al valor asignado a los símbolos considerados, un modelo a seguir podría ser el siguiente:

$$\text{Importancia} = \pm (3I+2E+M+P+R)$$


Tabla A-3: ANALISIS PARA LA MEDICION CUALITATIVA DE LA IMPORTANCIA

SIGNO		INTENSIDAD (I) (Destrucción)	
Impacto Beneficioso	1	Baja	1
Impacto Perjudicial	-1	Media	2
		Alta	4
		Muy Alta	8
		Total	16
EXTENSIÓN (E) (Área de Influencia)		MOMENTO (M)	
Puntual	1	Largo Plazo	1
Parcial	2	Medio Plazo	2
Extenso	4	Inmediato	4
Total	8	Crítico	(+1,+4)
Crítico	>8		
PERSISTENCIA (P) (Permanencia del Efecto)		REVERSIBILIDAD (R) (Reconstrucción)	
Fugaz	1	Corto Plazo	1
Temporal	2	Medio Plazo	2
Pertinaz	4	Largo Plazo	4
Permanente	8	Irreversible	8
		Irrecuperable	20
MEDIDAS CORRECTORAS		IMPORTANCIA (I) $I=1*(3I + 2E + M + P + R)$	
En proyecto	P		
En obra	O		
En funcionamiento	F		
Sin posibilidad	N		

9. Banderas rojas

Se remarcan las casillas de cruce que correspondan a los impactos más importantes y se tratarán detalladamente para buscar soluciones que los disminuyan o eliminan en el caso de que estos sean perjudiciales para el entorno.

La suma algebraica de las importancia del impacto de cada elemento tipo por columnas, identifica las acciones más agresivas (altos valores negativos), las poco agresivas (bajos valores negativos) y las beneficiosas (valores positivos), pudiendo analizarse las mismas según efectos sobre los distintos factores del medio.



Así mismo, la suma de la importancia del impacto de cada elemento tipo por filas, nos indicará los factores ambientales que sufren en mayor o menos medida las consecuencias de las actividades que se contemplan. La matriz de Leopold tipo se adjunta en la Tabla A-4.

4.4 Conclusiones sobre la valoración de impactos

Concluir sobre cada uno de los impactos atendiendo a la valoración realizada para tal efecto. Tener en cuenta tanto la descripción del impacto, el valor resultante de la valoración y la posibilidad de medidas correctoras. Hacer énfasis en aquellos aspectos “bandera roja” para analizar más a fondo los efectos de daños potenciales a los mismos.

4.4.1 Fase de Construcción

4.4.2 Fase de Explotación

5. MEDIDAS PROTECTORAS Y CORRECTORAS

Este apartado trata de todas las acciones a seguir para minimizar el impacto en cada una de las actividades tanto en la fase de construcción como de explotación del parque. En la medida de lo posible proponer actividades concretas haciendo uso de cantidades medibles, como por ejemplo hectáreas de reposición de bosques, metros cúbicos de relleno y hacer referencia a normas o leyes que regulen aspectos de contaminación en todos sus ámbitos.

5.1 Consideraciones generales

5.2 Medidas protectoras del entorno

5.2.1 Movimiento de Maquinaria

5.2.2 Calidad del aire

5.2.3 Zonas de préstamos y vertederos

5.2.4 Accesos y viales internos

5.2.5 Nivel de Ruido

5.2.6 Ejecución de operaciones molestas para la fauna

5.2.7 Construcciones derivadas de la obra y parques de maquinaria

5.2.8 Tratamiento de líneas eléctricas

5.2.9 Medidas protectoras contra incendios

5.2.10 Medidas protectoras del patrimonio cultural y arqueológico

5.3 Medidas correctoras (PLAN DE RESTAURACION)

5.3.1 Desbroce o eliminación de la vegetación

5.3.2 Retirada y acopio de tierra vegetal

5.3.3 Diseño y construcción de accesos

5.3.4 Adecuación de los suelos

5.3.5 Restauración de la cubierta vegetal



5.4 Otras medidas correctoras

5.5 Integración de las medidas protectoras y correctoras de la obra

6. PLAN DE VIGILANCIA Y SEGUIMIENTO AMBIENTAL

El plan de vigilancia y seguimiento ambiental comprende tres objetivos principales:

- Determinación de las afecciones reales del proyecto
- Seguimiento directo de los trabajos de construcción
- Vigilancia del cumplimiento de las prescripciones de protección del medio ambiente previstas en el capítulo de medidas protectoras y correctoras.

Atendiendo a estos objetivos, con el Plan de Vigilancia Ambiental se pretende establecer las pautas para la realización de un sistema de control que garantice el cumplimiento de las medidas protectoras y correctoras de los impactos identificados, contenidas en el presente Estudio de Impacto Ambiental.

Con el Programa de Seguimiento, se pretende asegurar la eficacia de las medidas correctoras adoptadas, así como controlar la evolución del medio una vez finalizada la obra, detectando posibles alteraciones y articulando las medidas necesarias para su corrección.

6.1 Fase de Construcción

6.2 Fase de Explotación

7. CONCLUSIONES

Concluir si existe o no un impacto crítico tal que el proyecto se haga inviable ambientalmente. Hacer referencia a las medidas correctoras como medio para minimizar los impactos negativos que se han identificado en el estudio.

8. REPORTAJE FOTOGRAFICO

9. PLANOS

Se incluirán todos aquellos planos relevantes para referenciar el estudio. Podemos mencionar:

- Situación y demarcación (sobre hoja cartográfica)
- Posicionamiento de las instalaciones (sobre hoja cartográfica)
- Planta general
- Geología
- Mapa de erosión
- Plano de usos del suelo
- Mapa de vegetación
- Plano de visibilidad



- Mapa de bienes interés cultural

10. BIBLIOGRAFIA

Tabla A-1

ELEMENTOS, CARACTERÍSTICAS Y PROCESOS AMBIENTALES SUSCEPTIBLES DE SER AFECTADOS		CARACTERÍSTICAS DE LOS IMPACTOS												VALORACION GLOBAL								
		1. Carácter		2. Tipos de Acción		3. Sinergia		4. Proyecc. Tiempo		5. Proyecc. Espacio		6. Cuenca espacial		7. Reversib		8. Recuperac.		9. MAGNITUD				
		Beneficioso	Adverso	Directa	Indirecta	Sinergia o Acumulación		Temporal	Permanente	Localizado	Extensivo	Próximo a la fuente	Alejado a la fuente	Reversible	Irreversible	Recuperable	Irrecuperable	Compatible	Moderado	Severo	Crítico	Ausencia
SI	No																					
A. AIRE	Calidad		X		X		X		X		X		X		X		X					
B. RUIDO	Nivel		X	X			X			X	X		X		X			X				
C. SUELOS	Alteración		X	X			X	X	X		X		X		X		X					
D. AGUA	Subterránea																				X	
	Superficial		X	X			X	X		X	X		X		X		X					
E. VEGETACION	Arbórea		X	X			X		X	X		X		X	X			X				
	Matorral		X	X			X		X	X		X		X	X			X				
F. FAUNA	Atropellos		X	X			X	X		X		X		X		X	X					
	Migración		X	X			X	X		X		X		X	X		X					
	Barreras		X	X			X		X	X		X		X	X			X				
G. PAISAJE	Morfología		X	X			X		X	X		X		X		X	X					
	Contraste Visual		X	X			X		X		X		X		X		X					
H. FACTORES SOCIOECONOMICOS Y CULTURALES	Cambio de uso de suelo	X		X			X		X	X		X		X		X	X					
	Empleo	X		X					X		X		X	X		X			X			
	Economía Inducida	X			X				X		X		X	X			X					
	Molestias		X		X					X	X		X		X		X					

Tabla A-2

ELEMENTOS, CARACTERÍSTICAS Y PROCESOS AMBIENTALES SUSCEPTIBLES DE SER AFECTADOS		CARACTERÍSTICAS DE LOS IMPACTOS														VALORACION GLOBAL						
		1. Carácter		2. Tipos de Acción		3. Sinergia		4. Proyecc. Tiempo		5. Proyecc. Espacio		6. Cuenca espacial		7. Reversib		8. Recuperac.		9. MAGNITUD				
		Beneficioso	Adverso	Directa	Indirecta	Sinergia o Acumulación		Temporal	Permanente	Localizado	Extensivo	Próximo a la fuente	Alejado a la fuente	Reversible	Irreversible	Recuperable	Irrecuperable	Compatible	Moderado	Severo	Crítico	Ausencia
SI	No																					
A. AIRE	Calidad	X			X	X		X		X		X	X		X		X					
B. RUIDO	Nivel		X	X		X		X		X	X	X		X		X		X				
C. SUELOS	Alteración																				X	
D. AGUA	Subterránea																				X	
	Superficial																				X	
E. VEGETACION	Arbórea		X	X		X		X		X	X		X		X		X					
	Matorral																				X	
F. FAUNA	Migración		X		X	X		X		X	X		X		X		X					
	Barreras		X	X		X		X	X		X		X		X			X				
	Morfología		X	X		X		X		X		X		X		X		X				
G. PAISAJE	Contraste Visual		X	X		X		X		X		X		X		X		X				
	Cambio de uso de suelo	X		X		X		X	X		X		X		X	X	X					
H. FACTORES SOCIOECONOMICOS Y CULTURALES	Empleo	X		X		X		X		X		X	X		X		X					
	Economía Inducida	X			X	X		X		X		X		X	X			X				
	Molestias		X		X	X		X		X	X		X		X			X				

Tabla A-4

MATRIZ DE VALORACION CUALITATIVA - FASE DE CONSTRUCCION

FACTORES AMBIENTALES		ACCIONES IMPORTANTES								IMPORTANCIA TOTAL SOBRE CADA FACTOR		
		Ocupación del suelo		Desmonte, explanaciones, zanjas y construcción de accesos y viales		Construcción e instalación de subestación y edificio de control, instalación de aerogeneradores		Instalación de líneas eléctricas: desbroces, cimentaciones, apoyos, cableado			Gestión y almacenamiento de materiales y residuos	
A. AIRE	Calidad	-	-	-1	2	-1	1	-1	1	-	-	-39
		-	-	2	4	1	4	1	4	-	-	
		-	-	2	1	1	1	1	1	-	-	
B. RUIDO	Nivel	-	-	0	-17	O	-11	O	-11	-	-	-45
		-	-	-1	2	-1	1	-1	1	-	-	
		-	-	2	4	2	4	2	4	-	-	
C. SUELOS	Alteración	-	-	2	1	2	1	2	1	-	-	-157
		-	-	0	-17	F	-14	F	-14	-	-	
		-1	4	-1	4	-1	2	-1	2	-1	1	
	4	4	4	4	2	4	2	4	1	4		
	8	8	8	8	8	8	8	8	4	4		
Fenómenos Erosivos	N	-40	N	-40	N	-30	N	-30	N	-17	-40	
	-	-	-1	4	-	-	-	-	-	-		
D. AGUA	Subterránea	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Superficial	-	-	-1	2	-	-	-	-	-	-	-18
		-	-	2	2	-	-	-	-	-	-	
-	-	2	4	-	-	-	-	-	-	-		
E. VEGETACION	Árborea	-	-	0	-18	-	-	-	-	-	-	-123
		-1	1	-1	8	-	-	-1	8	-	-	
		2	4	2	4	-	-	2	4	-	-	
		8	8	8	8	-	-	8	8	-	-	
	P	-27	P	-48	-	-	P	-48	-	-		
Matorral	-1	1	-1	1	-	-	-1	1	-	-	-79	
2	4	2	4	-	-	1	4	-	-			
8	8	8	8	-	-	8	8	-	-			
P	-27	P	-27	-	-	P	-25	-	-			
F. FAUNA	Atropellos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Migración	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		-1	2	4	4	-	-	-	-	-	-	
Barreras	4	2	-	-	-	-	-	-	-	-		
-	-	P	-24	-	-	-	-	-	-	-		
G. PAISAJE	Morfología	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Contraste Visual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
H. FACTORES SOCIOECONOMICOS Y CULTURALES	Cambio de uso de suelo	1	4	4	2	4	8	N	34	-	-	
	Empleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Economía Inducida	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Molestias	-1	2	2	4	1	1	O	-16	-	-	
IMPORTANCIA TOTAL DE LAS ACCIONES INDIVIDUALMENTE CONSIDERADAS		-	+	-	+	-	+	-	+	-	+	
		-134	34									

Sin impacto (cuadros en blanco)
 Interacciones genéricas (cuadros de un color)
 Interacciones importantes (cuadros de otro color)