

**“ESTUDIO DE PRE FACTIBILIDAD DE GENERACIÓN EÓLICA
EN LAS ZONA 1 (EL AROMO) Y ZONA 2 (MONTECRISTI),
DE LA ZONA COSTERA DE LA PROVINCIA DE MANABÍ”.**



**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PROYECTO
EÓLICO EN LA ZONA 1 EL AROMO**

**Realizado por la Corporación para la Investigación Energética, CIE,
para la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP**

**Junio 16 de 2012
Quito – Ecuador**

Contenido

Antecedentes	1
El sistema MesoMap®	3
Metodología	3
Precisión.....	4
Estudio del emplazamiento y selección del lugar de ubicación de las torres de medición con el enfoque propuesto.....	4
Descripción de la zona	9
1. Producto 1 Memoria descriptiva del proyecto	12
1.1 Información general del parque, número de aerogeneradores, coordenadas UTM de los aerogeneradores, municipio en el que se ubica cada aerogenerador	12
Ubicación del parque	12
Potencia eléctrica.....	12
Número de aerogeneradores	12
Coordenadas UTM de los aerogeneradores	12
Municipio en el que se ubica cada aerogenerador	13
1.2 Descripción de los criterios generales de diseño del parque	13
Velocidad de viento y dirección	13
Densidad de potencia.....	13
Facilidades de acceso.....	13
Distancias a núcleos de población	14
Elementos de valor cultural	14
Carreteras según su categoría	14
Afecciones medioambientales	14
1.3 Instalaciones proyectadas	16
Descripción general a nivel de prefactibilidad de los aerogeneradores	16
Accesos	17
Instalaciones eléctricas proyectadas	18
Edificio de control	18
Líneas de evacuación	19
1.4 Planimetría: plano de situación y planta general y planos de los principales elementos que configuran el parque.	19
1.5 Presupuesto total del parque desglosado en sus principales partidas	19
Resumen general de costos de inversión.....	19
Costos de Operación y Mantenimiento	20

2. Producto 2 Estudio del emplazamiento y selección del lugar de ubicación de las torres de medición	22
2.1 Restitución aerofotogramétrica de la zona en escala 1:5.000	22
2.2 Análisis de la topografía y cartografía de la zona	22
2.3 Selección de los puntos geográficos idóneos para la ubicación de las torres de medición, con su respectiva justificación.....	22
Mediciones	22
Especificación de las torres meteorológicas	24
Especificación de equipos de medición	24
Anemómetros	24
Veletas de dirección	25
Medida de temperatura	26
Medida de radiación solar	26
Medida de presión barométrica	26
Sistemas de recolección de datos.....	26
Sistema de comunicación.....	27
Recomendación	27
2.4 Presupuesto referencial para la instalación de las torres de medición y su monitoreo.	27
Presupuesto de implementación	27
Alternativa con torres de celosía de 80 metros.....	29
<i>Figura 9. Equipo LIDAR</i>	31
Resumen	31
Consideraciones adicionales	31
3. Producto 3 Estudio del potencial eólico y equipamiento	32
3.1 Descripción del emplazamiento	32
3.2 Evaluación del recurso eólico	33
3.3 Estimación de Generación Eléctrica para la Zona El Aromo	40
Metodología	40
Resultados	42
3.4 Selección del equipamiento a utilizarse.....	44
Selección de aerogeneradores	44
3.5 Diseño del parque. Ubicación de las unidades en cartografía 1:5.000	49
3.6 Análisis preliminar de costos que permita establecer un presupuesto referencial del equipo electromecánico.....	49
4. Producto 4 Estudio de interconexión eléctrica	49
4.1 Estudios eléctricos en los que se analice diferentes opciones de interconexión al SNT considerando presupuestos referenciales	49
Circuitos de Media Tensión.....	51



Circuitos Subterráneos.....	51
Circuito aéreo en Media Tensión.....	52
Subestación de Elevación	53
Línea de Transmisión.....	53
SCADA.....	54
5. Producto 5 Estudio de vías de acceso y obras civiles necesarias	58
5.1 Características de los emplazamientos y cercanía a vías de acceso nacionales	58
5.2 Caminos de acceso necesarios.....	61
5.3 Logística y movilidad de los equipos.....	63
5.4 Plataformas de montaje	66
5.5 Descripción a nivel de prefactibilidad de obras civiles: zapatas de cimentación de los aerogeneradores, zanjas para las canalizaciones eléctricas y de control.....	69
Observaciones para las fundaciones	70
5.6 Presupuesto de obras civiles y vías de acceso.	72
6. Producto 6 Análisis de viabilidad económica	73
6.1 Volumen de inversión total a acometer, desglosado por partidas: obra civil, aerogeneradores, infraestructura eléctrica, evacuación, etc.	73
Estudios de factibilidad y diseños	73
Equipos de generación	74
Interconexión eléctrica	74
Componente de media tensión.....	74
Subestación	74
Resumen	75
Línea de transmisión	76
Sistema SCADA.....	76
Vías de acceso	76
Fundaciones	76
Plataformas	76
Otros costos	77
Resumen general de costos de inversión.....	77
6.2 Cronograma referencial de inversión	77
6.3 Gastos de operación y mantenimiento desglosados por categorías, durante la vida útil del parque.	78
Seguros	78
Costo por Uso de la Tierra	79
Mantenimiento línea y subestación.....	79
Mantenimiento parque eólico	79



Personal técnico y mano de obra	80
Seguridad	80
Monitoreo MDL	80
Beneficios comunitarios	80
Gastos administrativos	80
Overhaul periódico.....	80
6.4 Análisis económico y financiero del proyecto considerando dos escenarios: a) Inversión llevada a cabo por el sector privado; y, b) Inversión a realizarse por parte de la Empresa Pública	81
Hipótesis alternativa	83
6.5 Acceso a mercados de carbono	84
7. Producto 7 Memoria ambiental	84
Antecedentes	84
Objetivos y alcance del Estudio.....	84
Marco Legal de Referencia	84
Leyes nacionales	84
Leyes del Sector Eléctrico	85
7.1 Evaluación del medio.....	85
Criterios de impacto social, ambiental	85
Descripción del medio	85
7.2 Identificación y valoración de impactos ambientales	88
Área de influencia directa	88
Área de influencia indirecta	89
Diagnóstico del Medio Físico en el entorno del proyecto	89
Evaluación de impactos ambientales	90
Identificación de impactos	90
Valoración de impactos	91
Impactos durante la fase de construcción	92
Impactos durante la fase de explotación.....	97
Análisis de gases de efecto invernadero	104
7.3 Medidas protectoras y correctoras	105
7.4 Planimetría ambiental (ubicación de reservas naturales).....	107
8. Producto 8 Conclusiones y recomendaciones del proyecto	107
8.1 Hoja de ruta y programación de las siguientes fases del proyecto, con presupuesto referencial.	107
ANEXOS.....	109

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PROYECTO EÓLICO ZONA 1 EL AROMO

Antecedentes

La Corporación para la Investigación Energética, CIE, mediante contrato suscrito con el Ministerio de Coordinación de la Producción, Empleo y Competitividad, MCPEC, llevó a cabo el estudio preliminar de las posibilidades de producir energía eólica en una zona costera de Manabí, en un área de aproximadamente 5.000 km², delimitada por las siguientes coordenadas geográficas:

- V1:** Latitud: 1°37'59.79"8 - Longitud: 80°56'22.66"0
- V2:** Latitud: 1°36'24.27"8 - Longitud: 80°25'43.58"0
- V3:** Latitud: 0°52'43.22"8 - Longitud: 80°59'11.95"0
- V4:** Latitud: 0°50'36.39"8 - Longitud: 80°26'7.08"0



Figura 1 Área de estudio

La CIE, como parte de la consultoría, elaboró un mapa del recurso eólico de la zona de interés con información de valores promedios de velocidad y dirección del viento con una precisión mayor al 90%; generó información espacial de velocidad a 60, 80 y 100 metros sobre el nivel del suelo; identificó posibles zonas de emplazamiento de parques eólicos; y, propuso la ubicación de torres meteorológicas para medición en superficie.

La metodología utilizada tuvo como base una simulación meteorológica de Meso Escala, implementada con la empresa MeteoSim TrueWind, aplicada sobre el área prevista. Este análisis se manejó con un sistema de información geográfica GIS que permite, en diferentes capas, almacenar la información topográfica, la rugosidad del terreno, y las variables dinámicas de velocidad y dirección del

viento. Por lo tanto, los resultados fueron presentados en un modo gráfico interactivo.

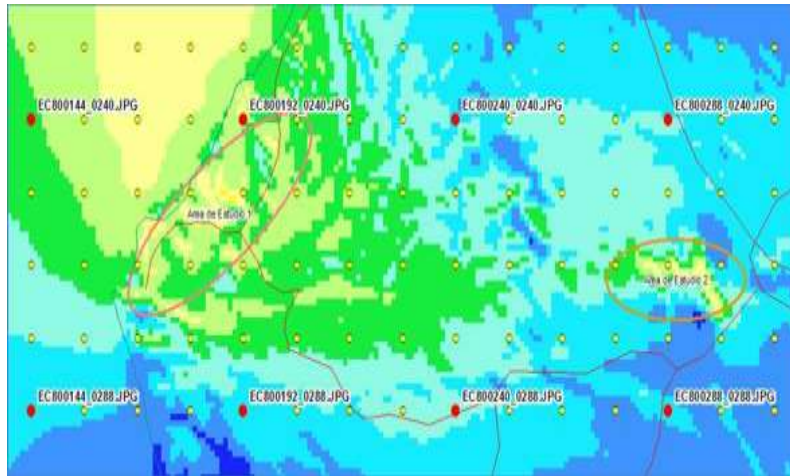


Figura 2 Áreas en las que existe interesante velocidad de viento.

Este análisis determinó, en forma bastante precisa, que existen dos zonas de interés dentro de una franja (latitud 9885000) con velocidades de viento que podrían justificar un proyecto eólico de energía.

La zona 1 (El Aromo) tiene una velocidad promedio anual de viento de 6.63 m/s y la zona 2 (Montecristi) 5.88 m/s, a una altura de 80 metros sobre el suelo. Equivale a una densidad media de potencia de 293 w/m² y 220 w/m² respectivamente.

Se estableció que el viento tiene un comportamiento unidireccional, como se puede ver en las rosas de los vientos, lo cual es positivo pues se facilitaría el diseño del parque. El viento proviene principalmente del sector SW SSW como se ilustra en el siguiente gráfico:

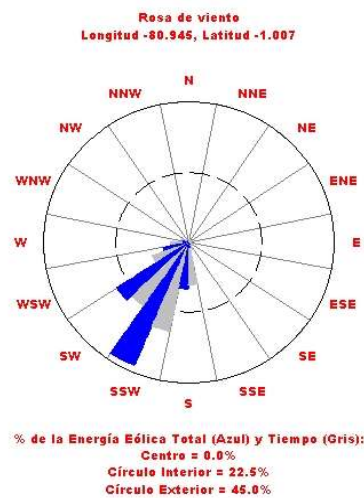


Figura 3 Rosa de los vientos típica

Con base en estos valores, la CIE recomendó instalar tres torres de medición de viento, de 80 metros de altura; dos en la zona de San Lorenzo en las siguientes



ubicaciones: (513414; 9885160) y (515629; 9886676) y una en la zona de Montecristi en la ubicación: (533887; 9883951), de modo de analizar con mayor detalle la estacionalidad del viento, su comportamiento a lo largo de los meses y conocer el patrón diario, que permitirá determinar cómo entraría la energía al sistema eléctrico nacional.

Al mismo tiempo se recomendó equipar las torres con tres anemómetros calibrados a diferentes alturas, por lo menos una veleta de dirección, equipos de medición de presión atmosférica, temperatura, humedad y radiación solar y equipar las torres con loggers de almacenamiento de datos con la posibilidad de que puedan enviar la información usando telefonía celular y procedimientos de INTERNET. Además, se estimó que es importante realizar un proceso de medición de por lo menos doce meses.

Finalmente, la CIE concluyó que con la información presentada en este estudio se puede avanzar hacia un estudio de pre factibilidad de dos parques eólicos en las zonas de interés que se encuentran perfectamente identificadas. La cercanía al puerto de Manta y la calidad de las vías de acceso a los sitios seleccionados facilitarían notablemente la instalación de uno o dos parques generadores de energía limpia, en condiciones ambientales y tecnológicas de vanguardia.

El sistema MesoMap®

MesoMap® es el sistema de prospección del recurso eólico más avanzado en uso hoy en día, y es también el más ampliamente probado y validado. Tiene diversas ventajas sobre los métodos tradicionales de evaluación del recurso eólico.

Primero, funciona sin la necesidad de datos de viento en superficie de la zona de interés – una característica importante para muchos proyectos debido a la limitada disponibilidad de datos de alta calidad de torres meteorológicas elevadas.

Segundo, el sistema simula fenómenos meteorológicos importantes no resueltos en muchos otros modelos, como vientos catabáticos, canalización a través de pasos entre montañas, brisas marinas, chorros a niveles bajos, inversiones de temperatura, y efectos de la rugosidad del terreno.

Finalmente, MesoMap® simula directamente las condiciones de viento a largo plazo, eliminando por tanto la necesidad de inciertos ajustes climatológicos mediante correlaciones entre medidas en superficie de corto y largo plazo. Se trata de un atributo del sistema MesoMap® la posibilidad de realizar correlaciones con datos tomados mediante torres meteorológicas ubicadas sobre el suelo. En el caso presente no se hizo pues no existen dichos datos. Sin embargo, la correlación podrá hacerse luego cuando se instalen torres adecuadas con medición a 40, 60 y 80 metros.

Metodología

MesoMap® caracteriza el recurso eólico de una región recreando las condiciones meteorológicas y de viento reales para 366 días elegidos aleatoriamente entre un registro histórico de 15 años. Los datos de entrada claves son datos de reanálisis y de radiosondeos, que proporcionan una

instantánea de las condiciones atmosféricas en intervalos regulares de tiempo en todo el mundo a lo largo de las últimas décadas. Para cada día de la muestra, se simulan la dirección y velocidad del viento (así como temperatura, precipitación, cobertura nubosa, y otras variables meteorológicas) y se guardan en intervalos horarios sobre la región que cubre el modelo con varios niveles sobre la superficie. Cuando las simulaciones han finalizado, los datos son recopilados y resumidos para producir mapas de velocidad de viento y densidad de potencia, así como bases de datos que contienen velocidades del viento y distribución de direcciones. La información del estudio MCPEC se refiere a datos promedio con base mensual y anual de modo que no está disponible la información diaria y menos horaria o cada diez minutos. El modelo no simula una torre meteorológica ubicada en determinado sitio

Precisión

La precisión del sistema MesoMap® ha sido verificada comparando los mapas previstos con observaciones independientes de más de 1000 estaciones en diferentes partes del mundo. Esta validación es con creces la más extensa realizada nunca para un sistema de evaluación del recurso eólico. El National Renewable Energy Laboratory, NREL, ha estado muy implicado en la validación para garantizar su objetividad. En regímenes de viento simples (como grandes planicies u offshore), el error cuadrático medio encontrado ha sido del 5 % ó inferior. En regímenes de viento complejos, el error (después de tener en cuenta la incertidumbre en las medidas) es típicamente de 0.3-0.5 m/s, o el 5-7% del viento medio. Este error es comparable con el asociado con un año de medidas de una torre de 50 m.

Estudio del emplazamiento y selección del lugar de ubicación de las torres de medición con el enfoque propuesto

El estudio de Mesoescala (simulación meteorológica) que se describió anteriormente, demuestra que existe una zona con posibilidades energéticas del viento entre las latitudes 9 890 000 y 9 880 000 Sur, especialmente en el sector de San Lorenzo, El Aromo (Zona 1) y también al sur del cerro Montecristi (Zona 2). Estas zonas se identifican en el mapa que se adjunta Figuras 4 y 5.

Hay dos zonas de interés: una junto a la costa (Zona 1) y otra junto al Cerro Montecristi (Zona 2). Los parámetros para cada Zona de interés, para una altura sobre el suelo de 80 m, son los siguientes:

	UNIDADES	ZONA 1	ZONA 2
Puntos observados		668	325
Altura s. nivel del mar	m	189	298
Rugosidad media (*)		0.14	0.16
Velocidad media (**)	m/s	6.63	5.88
Densidad de Potencia	w/m ²	293	220 (***)
Weibull K		7.19	6.32
Weibull C		2.63	2.34



UTM	E	m	514619	535261
UTM	N	m	9885617	9883459

Tabla 1 Parámetros de las zonas de interés

- (*) Esta rugosidad corresponde a zonas con arbustos y bosques
- (**) Es la velocidad media de toda el área. Para diseñar el parque eólico habrá que seleccionar las zonas con mayor velocidad (alrededor de 7 m/s)
- (***) Densidades de potencia sobre los 200 w/m² son interesantes.

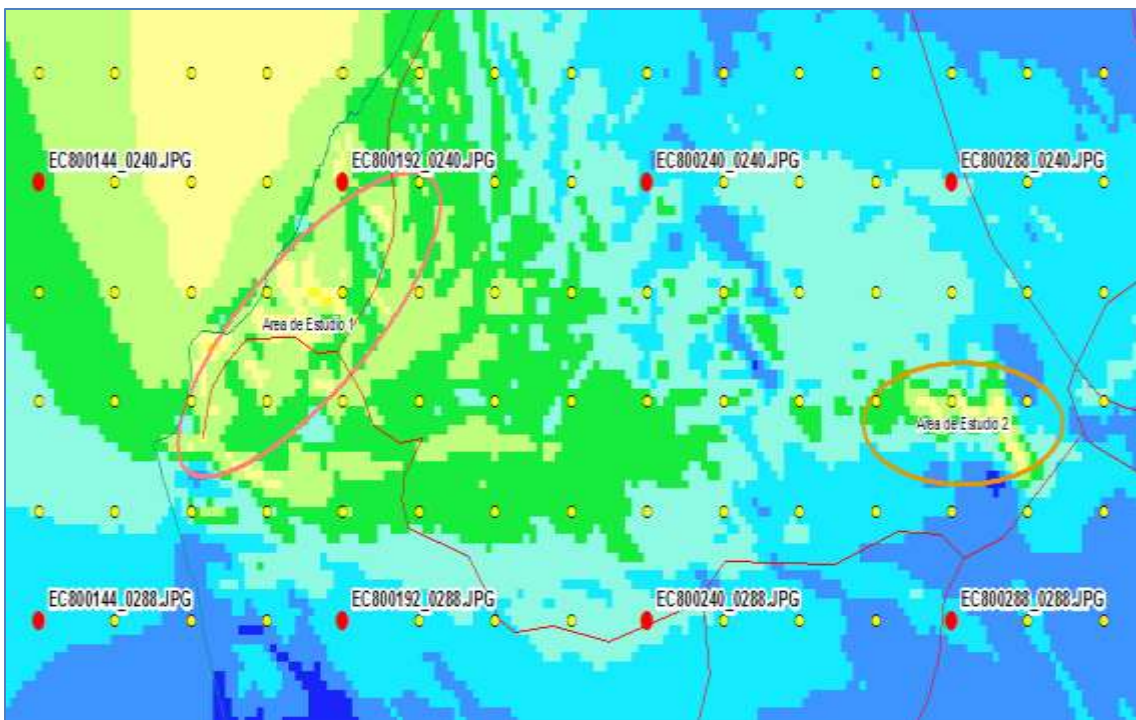
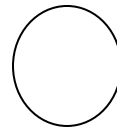
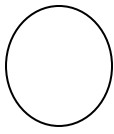
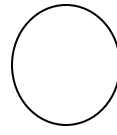
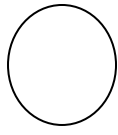


Figura 4 Detalle de las áreas de estudio

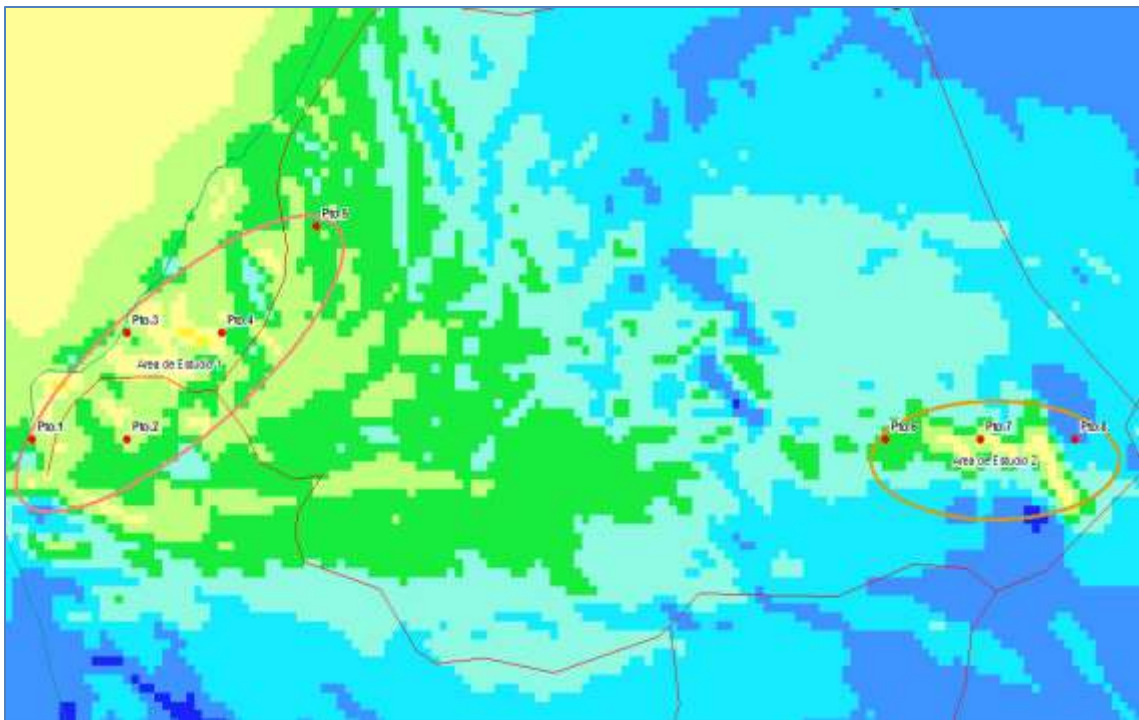
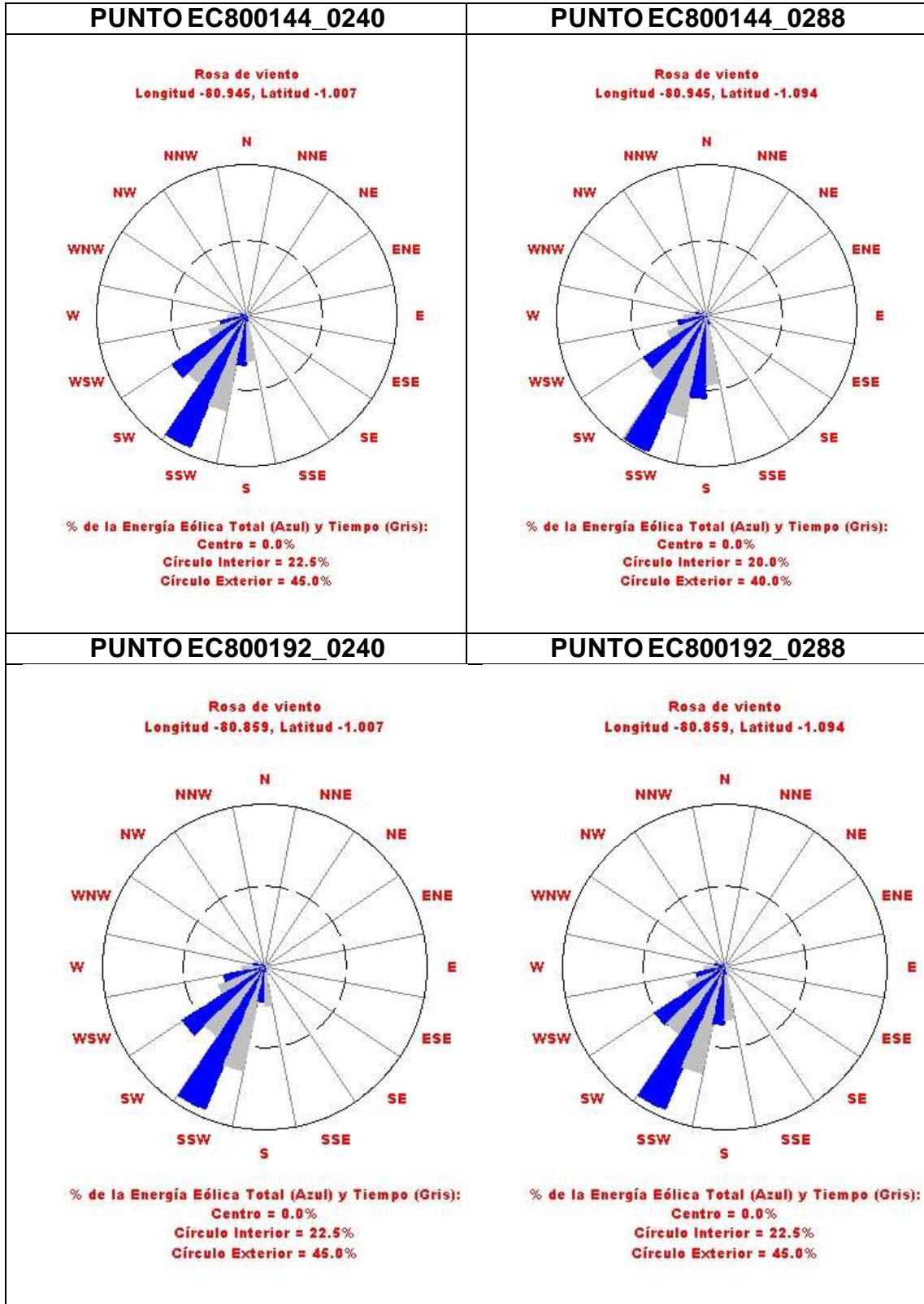


Figura 5 Puntos donde se ha determinado la dirección del viento

Al escoger los puntos extremos, que engloban al área del proyecto, se tiene la certeza de que las direcciones de viento son consistentes. De hecho, si se observan las rosas de los vientos que constan en el informe MCPEC, se tiene una clarísima tendencia a la unidireccionalidad del viento, proveniente del SSW. Para la modelación del parque se introdujeron los datos que aparecen en la tabla 4.

La dirección predominante se observa, con indicación de porcentaje de energía y tiempo, en los gráficos de rosa de los vientos a continuación:



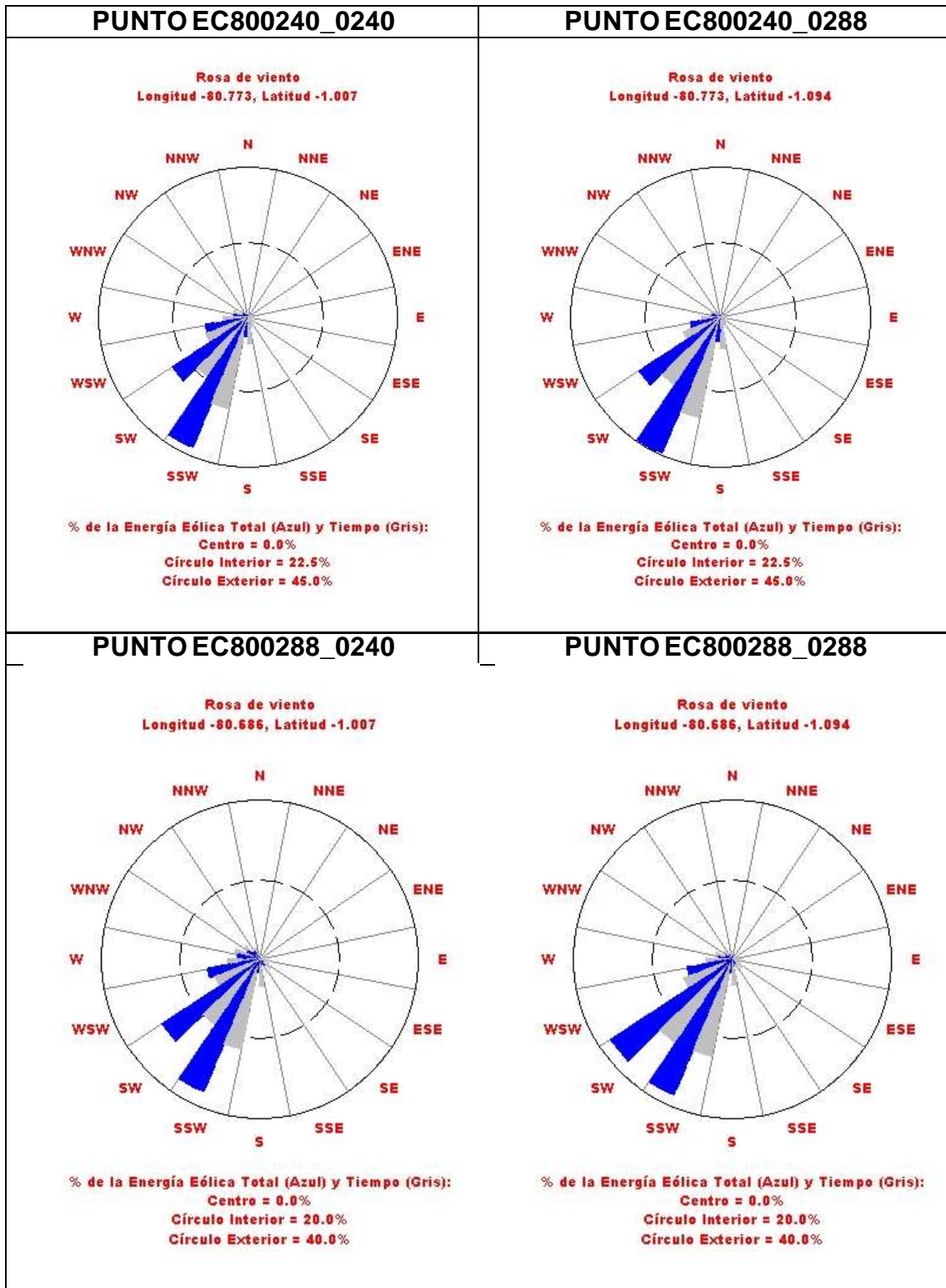


Figura 6 Rosas de los vientos en sitios típicos

Descripción de la zona

La zona 1 (El Aromo) objeto de este estudio constituye el área ubicada al oeste del asentamiento poblacional de El Aromo, más concretamente la zona occidental de la quebrada del Río Pacoche. (Parroquias San Mateo y San Lorenzo, cantón Manta, Provincia de Manabí)

El área elegida se ubica entre el Océano Pacífico (límite oeste) y la quebrada del Río Pacoche (límite este). No se consideraron zonas ubicadas fuera de las costas (off shore) ya que la ubicación de aerogeneradores en ese lugar interferiría con las rutas marinas con las que se opera en el Puerto de Manta. De la misma manera, se excluyen zonas muy alejadas al este del Río Pacoche ya que al venir el viento en dirección SW SSW, el paso de este constituiría una pérdida de energía en el recurso eólico, haciendo a estos sitios menos atractivos para este propósito que la zona previamente elegida. Además de este hecho, hay que tener en cuenta la dificultad para construir en orillas del Río Pacoche por la pendiente del terreno y el alto contenido de humedad en el suelo que lo hace blando. Como un factor adicional, se reconoce que la quebrada descrita es una zona propensa a inundaciones.

En lo que respecta al límite norte, simplemente se considera que el estudio previo realizado por el Ministerio Coordinador de la Producción, Empleo y Competitividad (MCPEC) muestra bajas densidades de potencia eólica en zonas ubicadas a la altura de la población de Pacoche Bajo, que se extienden en dirección norte. En cuanto al límite sur, se determinó que la Reserva Ecológica de Fauna Marina y Costera Pacoche tiene su límite norte a la altura del Cabo San Lorenzo, por lo tanto, se colocó el límite sur del área de estudio al norte de esta reserva, dejando una zona de amortiguamiento adecuada para evitar trastornos en la fauna local. En el Anexo "Mapa de situación ambiental" se indican los puntos solicitados. Además, se muestra la ubicación de las torres meteorológicas.

De acuerdo a la base de datos del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP), la zona 1, con los límites previamente establecidos, no compromete ninguna área protegida aledaña.

La zona de estudio tiene un área aproximada de 1385 ha y se encuentra en su totalidad en el Cantón Manta de la Provincia de Manabí. Presenta pendientes medias de 12° y su altura sobre el nivel del mar varía entre 0 m y 388 m. El terreno es calificado como un terreno no complejo para estudios eólicos según la norma IEC 61400-1:2005.

La velocidad media del viento entre los sectores considerados para la división por WASP® (8 sectores de 22,5° cada uno), a 80 m de altura sobre el nivel del suelo en el terreno donde se colocarán los aerogeneradores es de 7,05 m/s, con una máxima de 9,05 m/s y una mínima de 5,30 m/s, a lo largo de la costa, de acuerdo a la simulación de los datos proporcionados para este estudio. Dichos valores fueron calculados mediante los datos entregados como información previa, la altitud y pendiente del sitio, y los datos de rugosidad. Adicionalmente, se determinó que la turbulencia total media de la zona es de 11,11% (9,72% a 15m/s). A pesar de que no se cuentan con datos históricos de velocidad del viento medias ni valores récord, se estima que el viento en el lugar es del tipo IIIC de acuerdo a la norma IEC 61400-1:2005, sin embargo, se adoptará un valor de turbulencia mayor dado la incertidumbre señalada y se considerará que el viento encontrado es de tipo IIIB.

Los datos del estudio entregado por el Ministerio Coordinador de la Productividad, Empleo y Competitividad (MCPEC) muestran que 40% de la zona tiene una rugosidad de 0,14 m y el restante 60%, 0,18 m.

La zona 2 (Montecristi) objeto de este estudio constituye el área ubicada al suroeste de la ciudad de Montecristi, más concretamente la zona occidental del Cerro Montecristi (590 m.s.n.m.).

Es necesario señalar que a pesar de que el recurso eólico de toda la zona del Cerro Montecristi muestra características adecuadas para el desarrollo de proyectos energéticos, la orografía del lugar solamente permite la instalación de aerogeneradores en las faldas de la elevación ya que se encuentran dificultades de acceso a mayores elevaciones. Los aerogeneradores se instalarían en las faldas sur occidentales del cerro (en realidad en la parte más alta de las faldas). La turbulencia ha sido estimada dividiendo la desviación estándar para la velocidad media del viento y corresponde a un 6% para el Aromo y 11% para Montecristi en todos los meses del año. Cuando se tenga mediciones de superficie se podrá calcular la turbulencia en forma más precisa y para la altura del buje.

La zona además presenta limitaciones propias debido a la proximidad con varios asentamientos poblacionales, lo que deja solamente a la zona occidental del Cerro como área con potencial para desarrollo de parques eólicos. De acuerdo a la base de datos del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP), la totalidad de la zona de estudio se encuentra dentro del área protegida denominada “Cerro Montecristi”.

La zona de estudio tiene un área aproximada de 504 ha y se encuentra en su totalidad en el Cantón Montecristi de la Provincia de Manabí. Presenta pendientes medias de 19° y su altura sobre el nivel del mar varía entre 168 m y 480 m. A pesar de encontrar que el 1,3% del área total seleccionada tiene pendientes Producto que superan los 45°.

La velocidad media del viento a 80 m de altura sobre el nivel del suelo en el terreno donde se colocarán los aerogeneradores es de 6,95 m/s de acuerdo a la simulación de los datos proporcionados para este estudio. Adicionalmente, se determinó que el índice de turbulencia total media de la locación es de 10,61% (9,07% a 15m/s). A pesar de que no se cuentan con datos históricos de velocidad del viento medias ni valores récord, se estima que el viento en el lugar es del tipo IIIC de acuerdo a la norma IEC 61400-1:2005, sin embargo, se adoptará un valor de turbulencia mayor dado la incertidumbre señalada y se considerará que el viento encontrado es de tipo IIIB.

Los datos del estudio entregado por el Ministerio Coordinador de la Productividad, Empleo y Competitividad (MCPEC) muestran que 50% de la zona tiene una rugosidad de 0,10 m y el restante 50%, 0,18 m.



1. Producto 1 Memoria descriptiva del proyecto

1.1 Información general del parque, número de aerogeneradores, coordenadas UTM de los aerogeneradores, municipio en el que se ubica cada aerogenerador

Ubicación del parque

El proyecto eólico El Aromo se encuentra ubicado a una distancia aproximada de 25 km. al sur-oeste de la ciudad de Manta, en la provincia de Manabí, en una zona comprendida entre San Mateo y Santa Marianita al norte, Liguquí y Pacoche al sur y el océano Pacífico al occidente.

Potencia eléctrica

La potencia a instalar en el parque se determinó mediante un proceso de optimización de la ubicación de aerogeneradores en las zonas de mayor velocidad de viento, considerando las restricciones topográficas, de vías y de población humana. Según las turbinas que se utilicen, la potencia instalada del parque variará entre 50 y 82 MW, con factores de planta que varían entre 26 y 43%. Será un limitante la potencia que pueda absorber el SIN considerando, en forma empírica, que la potencia no deberá superar un 5 ó 10% de la potencia de cortocircuito de la correspondiente al punto de conexión. En una etapa más avanzada de estudios se podrían realizar estudios de interconexión, estabilidad y reactivos.

La energía que podría entregarse está, en forma conservadora, entre 114 y 267 Gwh/año dependiendo de la máquina que se use.

Los aerogeneradores estarán conectados entre sí, a través de una red de media tensión, a una subestación del parque en donde se eleva el voltaje al nivel de transmisión.

Número de aerogeneradores

El parque estará constituido¹ por 41 aerogeneradores con una potencia nominal de 1.6 MW cada uno, obteniendo una potencia total nominal de 65,6 MW. El factor de planta del parque es de 34.55%. La generación anual neta del parque será de 200 GWh.²

Coordenadas UTM de los aerogeneradores

Ver en anexo mapa de ubicación de los aerogeneradores con sus respectivas coordenadas.

¹ Para el caso base que usa GE 1.6- 82.5

² Valores que deberán verificarse mediante medición de velocidad a 80m.

Municipio en el que se ubica cada aerogenerador

La zona de estudio tiene un área aproximada de 1385 ha y se encuentra en su totalidad entre las parroquias San Mateo y San Lorenzo, Cantón Manta de la Provincia de Manabí.

1.2 Descripción de los criterios generales de diseño del parque

Velocidad de viento y dirección

Velocidades promedio anuales sobre los seis metros por segundo permiten considerar un proyecto para desarrollar energía que puede ser interesante. Hay una franja a la altura del Cabo San Lorenzo, de unos diez kilómetros de ancho que cumple con este requisito. Para este estudio de prefactibilidad se han tomado en cuenta los valores medios de velocidad, la densidad de potencia, la dirección del viento y los parámetros de probabilidad usando una distribución de Weibull. También se ha tomado en cuenta la turbulencia. Estos parámetros se ajustan sobre la capacidad de una determinada máquina (curva de potencia) para producir energía.

Densidad de potencia

La densidad de potencia es una medida que no depende de las características de la turbina sino solamente de la velocidad del viento y la densidad del aire en el sitio a considerarse. A nivel del mar y con una temperatura promedio de 20°C la densidad del aire ρ es de 1.2048 kg/m³.

$$DP = \rho \frac{1}{2} V^3 \quad \text{W/m}^2$$

El mapa de densidad de potencia permite ubicar los mejores sitios desde el punto de vista de la potencia disponible para el área de análisis eólico. La selección de sitios más adecuados se hace mediante el algoritmo para optimización de AWS Openwind®. Dicho algoritmo busca maximizar la producción anual de energía del parque, utilizando el número máximo posible de aerogeneradores, considerando una separación de tres veces el diámetro de la turbina eólica entre estos. Adicionalmente, se impone los criterios de permitir una pérdida de energía por arreglo de turbinas de hasta 5% como principal restricción, y alcanzar factores de planta mayores al 30% para todo el parque como la siguiente condición de optimización.

Facilidades de acceso

Tanto la zona 1 (Aromo) como la zona 2 (Montecristi) tienen vías de acceso adecuadas para efecto de montar las torres meteorológicas. Los últimos tramos, para las ubicaciones seleccionadas requerirán el uso de un tractor con remolque para movilizar los equipos. El instalador deberá verificar sus requerimientos.

Para la instalación de parques eólicos, en caso de que existan las condiciones, sirven las vías principales. Se requiere de tráileres muy grandes, que puedan manejar pesos de 60 toneladas o más (góndola) y longitudes de 40 ó 45 metros (palas). Las pendientes no deberán sobrepasar un 10% y los radios de curvatura no ser menores a 30 metros. Se deberá verificar en la etapa de factibilidad la capacidad de los puentes y las características geométricas de las vías.

El puerto de Manta, actualmente sub utilizado, maneja calados de 12 metros, suficiente para acoderar barcos de carga. La grúa del puerto maneja hasta 100 toneladas³, de modo que perfectamente puede estibar la carga relacionada con el equipo del parque eólico. Sin embargo, será necesario analizar la logística del transporte pues debe circular por parte urbana de Manta. La refinería del Pacífico seguramente requerirá de manejo de cargas voluminosas y pesadas, de modo que no se observa problema en la operación del puerto.

Distancias a núcleos de población

El parque eólico se encuentra a una distancia de 25 km de la ciudad de Manta, a 2 km de la población de San Mateo y Marianitas y a 500 m del bosque protegido de Pacoche. Se ha previsto conservar una distancia de 200 m de radio para la zona de amortiguamiento. Esta restricción tiene por objeto evitar afecciones a la población por el ruido y la sombra intermitente.

Elementos de valor cultural

En lo que respecta al sitio escogido para el proyecto eólico El Aromo, en él, a simple vista, no se advierten elementos culturales en riesgo, pues no hay presencia de estructuras arquitectónicas o arqueológicas visibles. Claro está que, si se desea avanzar hacia estudios ambientales a nivel preliminar o definitivo, se deberá hacer una prospección mediante las técnicas específicas para detectar vestigios culturales o yacimientos.

Carreteras según su categoría

La zona de estudio cuenta con vías de acceso de primer orden en la parte oeste del área de estudio (columna vertebral vial para el proyecto planteado), y caminos de segundo y tercer orden al interior de ésta.

Ver en anexo mapa de vías.

Afecciones medioambientales

El estudio de afectación medioambiental del proyecto tiene un nivel preliminar que no sustituye al estudio de impacto ambiental provisional o al definitivo que deberá hacerse conjuntamente con el estudio de factibilidad. Este estudio analiza los impactos ambientales genéricos de un proyecto "eólico tipo" durante las fases de construcción y de operación.

El proyecto incidirá en un área de 1300 ha dentro de las cuales se construirán caminos de acceso para las etapas de construcción, operación, mantenimiento, desmontaje y retiro del parque. Durante la etapa de construcción se producirán emisiones de CO₂, pues se contempla el transporte de equipos, colocación de líneas de transmisión, construcción de la subestación que albergará al centro de control del sistema SCADA y de interconexión e infraestructura eléctrica en general.

Durante la etapa de explotación, el efecto positivo para la atmósfera producido por la generación eólica es evidente por la ausencia de emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Pero, no hay que olvidar que las actividades de fabricación,

³Información Disponible en el portal web de la Autoridad Portuaria de Manta <http://www.puertodemanta.gob.ec/>

instalación, mantenimiento y desmantelamiento de un aerogenerador, seguramente obedecen a procesos que utilizan energía y han generado emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Tanto durante la construcción del parque como durante la fase de explotación se analizan una serie de impactos como: impacto sobre la fauna, la vegetación, el medio hídrico, el suelo, el hábitat y el patrimonio. La calidad de vida se analiza desde el impacto visual, de ubicación y diseño del parque, diseño de los aerogeneradores, tamaño del parque y de los aerogeneradores, velocidad de rotación, efecto sombra, reflexión solar, ruido, riesgo de desprendimiento, riesgo de caída de rayos, riesgo de incendio y riesgo de derrames.

Se incluye en el estudio el análisis de gases de efecto invernadero bajo el marco del Protocolo de Kyoto ratificado en 2012. Este marco legal contempla la participación de países en vías de desarrollo y con economías en transición, en un programa de incentivos denominado Mecanismo de Desarrollo Limpio, el mismo que tiene varias posibilidades de financiamiento.

Forma parte de este documento el (Project Idea Note) PIN del proyecto que se adjunta como anexo, el cual incluye el cálculo de reducción de emisiones esperadas y un estudio económico del proyecto. La estimación de Gases de Efecto Invernadero a ser reducidos / CO₂ Secuestrado (en toneladas métricas de CO₂-equivalente) es de **123.903 tCO₂ / año**, durante la vida útil del proyecto (20 años).



Figura 7. Área de influencia directa del proyecto en la Zona 1, El Aromo. Google maps.

En este mapa se observa el área de influencia directa del proyecto, el cual se ha delimitado en rojo, evidenciando que se encuentra fuera del área protegida de Pacocha. Sin embargo, debido a su proximidad con esta reserva natural, es necesario presentar ante el Ministerio del Ambiente, una solicitud de “Certificado de No Intersección”, como condición para desarrollar un parque eólico en ese lugar (ver anexo).

1.3 Instalaciones proyectadas

Descripción general a nivel de prefactibilidad de los aerogeneradores

Al establecer la clase del viento en la zona, es posible elegir los aerogeneradores a ser analizados en el estudio. Las siguientes opciones serán presentadas, todas a una altura de 80 m (Datos obtenidos de los respectivos fabricantes):

Marca	Modelo	Capacidad, MW	Clase
Vestas	V80	2.0	Ila
GAMESA	G90	2.0	Illa
GAMESA	G97	2.0	Illa
Siemens	SWT 2.3-93	2.3	Ila
Siemens	SWT 2.3-101	2.3	Ila
General Electric	1.6-82.5	1.6	Ilb
General Electric	1.6-100	1.6	IIIb
Goldwind	GW 2.5 MW 109 PMDD	2.5	IIIb

Tabla 2. Aerogeneradores Elegidos para caso base

Para el análisis de pre factibilidad se ha escogido la turbina GE 1.6-82.5 como referencia (ver tabla No. 24). Tiene un factor de planta razonablemente alto y su tamaño hace que sea más fácil de instalar que otras turbinas. No se establece, en este estudio una preferencia específica.

Una vez seleccionado el aerogenerador referencial, se procede a realizar una depuración tanto del número de turbinas, como de su ubicación de acuerdo a las condiciones anteriores. Esta etapa se lleva a cabo con la asistencia de paquete informático GL WindFarmer ® V 4.2.

Esta etapa es necesaria para complementar la selección anterior, donde aún no se consideraban las características del terreno en cuanto a acceso ni el transporte de energía de cada aerogenerador. Este complemento se justifica ya que una distancia excesiva traería pérdidas apreciables de energía en transporte, que pueden determinar que un sitio sea inconveniente a pesar de la presencia del recurso eólico. Bajo el mismo concepto, se reconoce que, de tener un aerogenerador distante de la agrupación, las obras civiles requeridas podrían ser determinantes en cuanto al costo y debe ser desplazado a un sitio con menor exposición al recurso eólico, e incluso retirado.

Los resultados de este procedimiento se presentan a continuación:

Modelo	No. de Turbinas	Potencia Instalada, MW	Energía Bruta Producida, GWh/ año	Energía Neta Producida, GWh/ año	Factor de Planta, %
GE 1,6-82.5	41	65,6	304	200	34.55

Tabla 3. Potencial energético Definitivo para la Turbina Eólica GE 1,6 – 82,5

Accesos

La carretera entre Manta – San Lorenzo será el acceso natural al parque eólico El Aromo. La distancia entre Manta y el centro del parque (S/E El Aromo) es de aproximadamente 28 km.

Para entrar al parque se usará la vía Santa Marianita – Pacoche que tiene partes asfaltadas, pero con algunas curvas verticales que deberían ser rectificadas. Algunos puentes que deberán reforzarse y algunos tramos lastrados que deben acondicionarse⁴

Se requiere de accesos especialmente construidos para llegar a los sitios en los cuales se ubican las turbinas. Estos accesos deben cumplir con las especificaciones que provean los fabricantes de los equipos y la empresa encargada del transporte y montaje. La longitud de las vías de acceso para el montaje y operación de las turbinas ha sido estimada en aproximadamente 21 km usando el software WindFarmer™ En términos generales no se superará una pendiente de 10% y los radios de curvatura no serán inferiores a 35 metros. Las vías internas serán diseñadas para tener un ancho de calzada de 6 metros con una sección típica como se muestra en la siguiente figura:

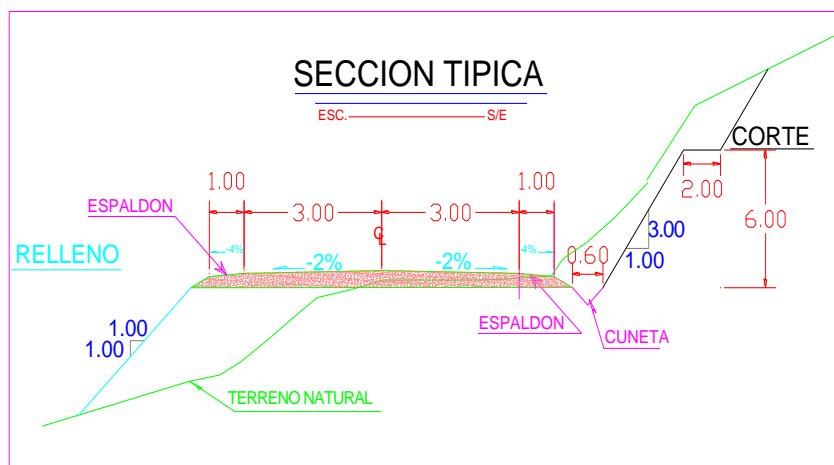


Figura 8 Sección típica vías internas en el parqueSubestación

⁴Se informó por parte de técnicos del Consejo Provincial en la vía, que ésta será rectificada y asfaltada hasta fines del 2012 en el tramo Santa Marianita - Pacoche

Instalaciones eléctricas proyectadas

El circuito 1 se conecta a la Subestación El Aromo mediante un tramo de línea aérea con una longitud aproximada de 2,8 km. Esta línea será trifásica de un solo circuito, el conductor de la línea será 550 MCM ACAR, el conductor para tierra 1/0 AWG y el cable de guarda OPGW (Optical Ground Wire) por el cual se realizará la transmisión de datos para comunicación y control. Las tres fases del conductor, cable de tierra y el cable OPGW estarán asentadas en estructuras hexagonales de hormigón de 18 m. de alto. Los aisladores serán de tipo line post y su separación será de 3 m con relación a las otras fases.

Las estructuras, tipo de aisladores y distancia de seguridad entre fases se han determinado de acuerdo a la normativa existente para líneas que presentan un voltaje similar (22,8 kV de la E.E.Q.S.A.) en el país.

En la S/E (subestación de elevación) “El Aromo” se recibirá toda la energía generada en el parque eólico y se encargará de elevar el voltaje de 22,8 kV a 69 kV. La S/E contará con dos transformadores trifásicos con capacidad de 30/40 MVA (OA/FA). La subestación de elevación además contará con todas las protecciones necesarias para que la energía generada en el parque eólico sea inyectada al SNI de forma segura y confiable.

La S/E de elevación estará ubicada en las cercanías a la población de El Aromo, la misma pertenece al cantón Manta, provincia de Manabí. Por la cercanía con dicha población la S/E de elevación llevará el nombre de S/E Aromo. Las coordenadas geográficas de la ubicación de la S/E son las siguientes: UTM 17S WGS 1984 515401 9885339.

La barra de 22,8 kV será de tipo interior ubicada en la sala de control y estará conformada por tableros de entrada y salida acoplados entre sí; desde este lugar, mediante cables subterráneos, se alimentará a los dos transformadores ubicados en el patio de la subestación. El nivel de 69 kV estará conformado por dos barras (principal y transferencia) y se tendrá dos bahías de transformador, dos de línea y una de transferencia.

La corriente nominal en el lado de media tensión será de 1700 A y en el lado de alta tensión 600 A.

Además de su función de elevación, la S/E contará con todos los equipos para protección, medición y monitoreo del parque eólico. Este será el punto de enlace entre el parque eólico y el SNI.

Edificio de control

En la etapa de factibilidad y diseño del parque se considerarán los tableros (metal clad) del sistema de media tensión, los de salida de alta tensión, los de protecciones de transformadores, sistemas auxiliares, medición comercial, etc. En esta etapa se definirá el edificio de control para alojamiento de los equipos eléctricos, el sistema SCADA y los servicios para personal: oficinas, bodegas, baños, dormitorio, cocina, etc.

Líneas de evacuación

La interconexión con el SNI se realizará con una línea de 69 kV, doble circuito, conductor 500 MCM ACAR, con hilo de guardia con fibra óptica, de 15 km de longitud desde la S/E Aromo hasta la S/E San Juan de Manta de CELEC E.P. TRANSELECTRIC. Se usarán postes de hormigón de 18 metros, similares a los que utiliza CNEL Manabí en la zona.

El costo aproximado de la línea de transmisión de 15 km. de longitud, doble circuito a 69 kV es de USD 1.800.000, con un costo promedio de USD 120.000 por km.⁵

1.4 Planimetría: plano de situación y planta general y planos de los principales elementos que configuran el parque.

A continuación, un listado de los mapas, que se incluyen tanto impresos como en versión digital, al final del presente documento en la sección de anexos.

- Mapa ambiental
- Mapa de cables 1:5000
- Mapa de caminos 1:5000
- Mapa de densidad de potencia El Aromo
- Mapa GE1_6-82_5
- Mapa de rugosidad
- Mapa de ruido
- Mapa de Velocidad de viento
- Autocad El Aromo
- Autocad LT Manta

1.5 Presupuesto total del parque desglosado en sus principales partidas

Resumen general de costos de inversión.

Concepto	PRECIO TOTAL sin IVA USD \$	%	Fiscalización e ingeniería	
			%	\$
Estudios Definitivos	633.864,00	0,5%	0,08	50.709,12
Turbinas	106.818.670,00	76,7%	0,01	1.068.186,70
Vías de acceso	6.600.000,00	4,7%	0,08	528.000,00
Fundaciones	2.665.000,00	1,9%	0,08	213.200,00
Plataformas	334.724,00	0,2%	0,08	26.777,92
Circuitos de media tensión	4.657.100,00	3,3%	0,08	372.568,00

⁵El costo estimado de una línea a nivel de 69 Kv, un solo circuito, está alrededor de 70.000 dólares por Kilometro (500 Acar- estructuras en poste hormigón). El costo estimado de una línea a nivel de 69 kV, a doble circuito está alrededor de 120.000 dólares por Kilometro (500 Acar estructuras en poste hormigón). Información proporcionada por CNEL.

Subestación de elevación	6.560.000,00	4,7%	0,03	196.800,00
Línea de transmisión	1.800.000,00	1,3%	0,04	72.000,00
SCADA y comunicaciones		0,0%	0,08	0,00
Ambiental en la etapa de inversión	100.000,00	0,1%	SUMA	2.528.241,74
Subtotal	130.169.358,00	93,5%		
Contingencias 5%	6.508.467,90	4,7%		
Fiscalización e ingeniería	2.528.241,74	1,8%		
Compra de Terreno		0,0%		
Total	139.206.067,64	100,0%		

Tabla 4. Resumen de costos de inversión.

El costo equivaldrá a USD 2122/ kW instalado.

Costos de Operación y Mantenimiento

Concepto	PRECIO TOTAL sin IVA USD \$	%
Seguros	925.653	46%
Costos de Uso de la Tierra (USD 100/ mes / Aerogenerador)	49.200	2%
Mantenimiento línea (3%)	54.000	3%
Mantenimiento Subestación (3%)	196.800	10%
Mantenimiento parque eólico	339.742	17%
Personal técnico y mano de obra	170.513	9%
Seguridad	48.000	2%
Monitoreo MDL	10.000	1%
Beneficios comunitarios	20.000	1%
Administrativos	100.750	5%
Contingencias (5%)	77.070	4%
Total	1.991.728	100%

Tabla 5. Resumen de costos de operación y mantenimiento.

El costo equivale a US\$ 9,85/ MWh.

NOTA:

Una descripción detallada de cada una de las partidas que constan en los cuadros anteriores, se encuentra en el Producto 6: Análisis de viabilidad económica, del presente documento.



2. Producto 2 Estudio del emplazamiento y selección del lugar de ubicación de las torres de medición

2.1 Restitución aerofotogramétrica de la zona en escala 1:5.000

La restitución a escala 1:5.000 realizada por la empresa CARTOTECNIA se encuentra presentada en el anexo de mapas. La mayor parte de la información aparece en mapas generados por el software de análisis, tienen formato GIS y se presentan impresos en formato pdf sobre papel A2. Los mapas GIS se presentan en formato digital en los Anexos

2.2 Análisis de la topografía y cartografía de la zona

Para este proyecto se ha usado cartografía 1:50.000 y 1:25.000 adquirida expresamente al IGM en lo que se refiere a la información general. Para los análisis se usó cartografía proveniente de una restitución aerofotogramétrica (1:5.000) con curvas de nivel cada 5 metros. Solamente para fines de impresión en formato A2 se transportó a una escala 1:15000.

La precisión de la restitución depende de la fotografía aérea adquirida en el IGM. Es por esto que aparecen más detalles en las hojas estándar del IGM mencionadas. Ver anexos de mapas.

2.3 Selección de los puntos geográficos idóneos para la ubicación de las torres de medición, con su respectiva justificación

Mediciones

Con el objetivo de complementar el análisis realizado mediante la modelación de Mesoescala, se requiere instalar estaciones meteorológicas de monitoreo del viento en zonas en las que se presume se podría tener condiciones energéticas del viento.

Los parámetros a medir son: velocidad (m/s) a diferentes alturas, dirección (grados) usando instrumentos (anemómetros y veletas) instalados sobre torres meteorológicas de 50 metros o más. Se podría medir la componente vertical del viento usando un anemómetro de Young.

Adicionalmente es importante medir otros parámetros como radiación solar (W/m^2), presión atmosférica (pascales), temperatura ($^{\circ}C$), humedad (%).

Las mediciones deberán integrarse en períodos de 10 minutos para obtener promedios aprovechables y los datos deberán almacenarse y transmitirse a estaciones de cálculo usando medios apropiados (INTERNET sobre telefonía celular, GSM). Estas mediciones deberán realizarse en forma continua durante por lo menos un año (8760 horas) para que puedan usarse y establecer la factibilidad de algún proyecto.



Más adelante se presentan las especificaciones de los equipos de monitoreo necesarios, incluyendo las torres.

Zona 1: 2 torres de 80 m

Torre 1: (511002 E, 9884966 N) UTM WGS84 17S

Torre 2: (515067 E, 9885931 N) UTM WGS84 17S

Torre 1:

Para la elección de este sitio, se tiene en cuenta lo siguiente:

- No existe cursos de agua cercanos que puedan significar un riesgo para la estructura de medición.
- La proximidad de poblaciones permite intuir que se encontrarán vías de acceso y facilidades para monitoreo.
- El viento medido viene directamente del océano, por lo tanto, aún no se ve afectado por la rugosidad del terreno ni la topografía, de manera que permita evaluar su efecto con mejor precisión al comparar la información obtenida con los datos de una torre análoga a colocarse en una posición más lejana con respecto a la costa.
- La simulación muestra que los potenciales aerogeneradores tienden a concentrarse cerca de esta ubicación, lo que significa que gran parte de la energía a obtenerse del parque eólico se verá influenciada por el recurso en esta localización, por lo que se considera adecuado que la medición sea lo más cercana a la realidad para este caso.

Torre 2:

Para la elección de este sitio, se tiene en cuenta lo siguiente:

- Ya que la primera torre de medición se colocó en condiciones bastante favorables en cuanto a exposición al recurso eólico, es necesario tener datos comparativos con ubicaciones donde este se vea disminuido, de manera de que el tratamiento de datos posterior a las mediciones determine un rango realista de velocidad del viento y densidad de potencia para toda el área que abarcaría el parque eólico.
- La ubicación en sí se localiza cerca de pequeñas poblaciones aledañas, lo que facilitaría su constante monitoreo e instalación.
- Se evita zonas con mayor altitud, a pesar de que estas existen ya que un rango realista de condiciones de viento debe incluir zonas favorables y zonas con disminución de estos recursos, como en el presente caso. De la misma forma, se evita zonas más bajas con mayor atenuación de potencia eólica, para mantener a la estructura alejada de los posibles efectos de la crecida de cuerpos de agua.
- La ubicación sugerida intenta ser céntrica con respecto a la ubicación de los aerogeneradores, y de esta manera, hacer que las mediciones sean válidas para toda el área.
- La distancia de la primera torre permite al viento adaptarse al cambio de rugosidad implícito, y posibilita el registro de este efecto a través de la toma de datos de velocidad.

Especificación de las torres meteorológicas⁶

Las torres en las cuales se instalarán los instrumentos y sensores serán tubulares, de acero galvanizado, para evitar la corrosión (alternativamente podrán ser en celosía, pintadas de modo que se prevenga la corrosión por efecto de ambiente salino). Tendrán 50 metros de altura, 8 o 10 pulgadas de diámetro y serán de fácil izado. Tendrán tensores metálicos (cable de acero galvanizado), sujetos a la torre a la altura sugerida por los fabricantes.

Las tubulares tendrán secciones enchufables y serán izadas mediante un tubo palanca (gin pole) con ayuda de una wincha hidráulica apropiada y los mismos tensores.

Los tensores se sujetarán al suelo mediante anclas de hierro galvanizado apropiadas para las características del suelo. Alternativamente se podrán usar “muertos” de hormigón similares a los usados por las empresas de distribución eléctrica para sus postes.

La base, los anillos de sujeción de los tensores, las anclas y los accesorios de amarre serán de acero galvanizado.

Cada torre estará equipada con una varilla pararrayo ubicada en la parte más alta, de modo que el anemómetro superior esté dentro de un ángulo de 60°. Se tendrá un sistema de puesta a tierra con cable desnudo de cobre y varilla de copperweld con conector, enterrada en el suelo.

Alternativamente se considera la instalación de tres torres de celosía, fabricadas localmente, de 80 metros, triangular 40 x 40 cm con tubo redondo de 1 ½ x 2 mm y varilla corrugada de 12 mm galvanizada y pintada. Cables tensores de ¼” de acero.

Especificación de equipos de medición

Anemómetros

Cada torre de 50 metros estará equipada con un juego de tres anemómetros de tres cazoletas (tazas) con un rango de sensibilidad desde 1 m/s. Serán calibrados y cada uno deberá tener el correspondiente certificado. Se instalarán a 30, 40 y 50 metros mediante brazos de longitud suficiente para evitar la acción de la torre sobre las mediciones (aproximadamente 7... 8 diámetros). Deberá proveerse del cable de señal apantallado para conectarlos a los terminales del Logger.

En cada torre se instalará un anemómetro de hélice para medir la componente vertical del viento. Tendrá una sensibilidad entre 0.5 m/s hasta 40 m/s. Se instalará a 20 metros y tendrá el brazo y el cable adecuado para el montaje.

⁶ Basado en “Elaboración del mapa preliminar de potencial eólico en la zona costera de la provincia de Manabí” CDC-MCPEC-004-2011; Realizado por CIE, mayo 2011

Existen varios tipos de anemómetros que varían en su exactitud, sensibilidad, rango de medida, etc. La temperatura y humedad de trabajo es muy similar para todos los tipos. El rango de medida oscila entre 0,3m/s y 96 m/s.

La tabla siguiente indica las características de los principales equipos de cada marca.

Anemómetro	Ammonit (Thies Clima)	NRG	Second Wind (R. M. Young)	NexGen	WindSensor	Navalynx
Cazoletas	3	3	3	3	3	3
Umbral de arranque bajo	0,30 m/s	0,78 m/s	1 m/s	0,2 m/s	<0,4 m/s	0,35 m/s
Constante de distancia baja	3 m	3 m	2,7 m	2,3 m	1,81 +/-0,04 m	
Embalamiento despreciable	Mínimo	Mínimo	Mínimo	Mínimo	Mínimo	Mínimo
Sensor	Optoelectronic	AC generator, 4pole magnet	Optoelectronic			
Resolución	0,05 m/s		0,05 m/s			
Exactitud del sistema	< 1% (0,3 ... 50 m/s)	0,1 m/s (5 ... 25 m/s)	+/- 0,3 m/s	0,3 ... 10 m/s (0,1 m/s)		0,22 m/s ó +/- 3%
Rango operacional (temperatura)	-50 ... +80°C	-55 ... +60°C	-50 ... +50°C	-30 ... +70°C	-35 ... 60°C	-40 ... 60°C
Rango operacional (humedad)	0 ... 100 %HR	0 ... 100 %HR				3 ... 100 %HR
Rango de medición	0,3 ... 75 m/s	1 ... 96 m/s	0 ... 60 m/s	0 ... 75 m/s	0 ... 70 m/s	0..... 44 m/s
Protección	IP 55	IP 55				
Certificado	MEASNET	NIST		NIST	NIST	
Clase	FirstClass		FirstClass			

Tabla 6. Características anemómetros

Veletas de dirección

En cada torre se instalará una veleta de dirección a 50 metros. Serán potenciométricas de rotación continua (360°) con salida analógica. Tendrá el brazo y el cable adecuado para el montaje. Deberá responder desde 1 m/s.

Las diferentes veletas presentan características similares en exactitud, resolución, valor de arranque, distancia de retardo, temperatura y humedad de trabajo.

Veleta	Ammonit (Thies Clima)	NRG	SecondWind	Second Wind (R.M. Young)	NexGen	Novalynx
Exactitud	± 1°	1%	± 3°	± 5°	± 3°	± 3°
Resolución	0,5 °				0,2°	<1°
Coeficiente de amortiguamiento	> 0,5	No aplica		0,2		0,4
Sensor optoelectrónico/ potenciométrico	Potenciómetro	Potenciómetro	Potenciómetro	Potenciómetro	Potenciómetro	Potenciómetro
Rango de medición	0 ... 360° (sin brecha al norte)	0 ... 360° (8° deadband)	0 - 360° (mec); 0 - 355° (elec)	0 ... 360° (8° deadband)	0 ... 360°	0 - 360° (mec); 0 - 355° (elec)
Umbral de arranque bajo	0,5 M/S	1 m/s	1 m/s	1,1 m/s @ 10°	0,6 m/s	0,5 m/s
Constante de distancia	<1 m	No aplica	< 1 m	0,5 m		1,5 m
Velocidad de supervivencia	85 m/s				75 m/s	45 m/s
Rango operacional (temperatura)	-50 ... +80°C	-55 ... 60°C	-55 ... +65°C	-50 ... +50°C	-50 ... +70°C	-40 ... +60°C
Rango operacional (humedad)	0 ... 100 %HR	0 ... 100 %HR	0 ... 100 %HR			0 ... 100 %HR

Tabla 7. Características veletas

Medida de temperatura

En cada torre se instalará un sensor de temperatura que tendrá un protector para evitar la radiación directa. Tendrá un rango hasta aproximadamente 80°C con una precisión de 0,1°C. Tendrá cable y sistema de montaje adecuado. El principio de funcionamiento es a través de una sonda PT100 constituida por una resistencia de platino muy sensible a los cambios de temperatura y muy estable.

Medida de radiación solar

En cada torre se instalará un sensor de radiación solar total con corrección de coseno. El rango del sensor será entre 0 w/m² hasta 3000 w/m². Deberá contar con hoja de calibración y los elementos necesarios para conectarlo a la entrada analógica del logger.

Piranómetro	Thies Clima	Ammonit (Kipp&Zonen)	NRG (Li-Cor)	SecondWind (Li-Cor)
Rango de medición	0 ... 2000 W/m ²	0 ... 2000 W/m ²	0 ... 3000 W/m ²	0 ... 3000 W/m ²
Rango operacional (temperatura)	-40 ... +80°C	-40 ... +80°C	-40 ... 65 °C	-40 ... + 65 °C
Rango operacional (humedad)	0 ... 98 % HR		0 ... 100 %HR	0 ... 100 % HR
Exactitud			1%	1%
Resolución			0,1 W/m ²	

Tabla 8. Características piranómetros

Medida de presión barométrica

También en cada torre se instalará un sensor de presión atmosférica absoluta que mida entre 150 hPa hasta 1150 hPa. La resolución de 0,01 hPa con una exactitud de +/- 0,5 hPa. La salida de la señal será analógica para conectarse al terminal apropiado del Logger. Deberá tener un certificado de calibración.

Barómetro (presión atmosférica)	Thies Clima	Ammonit	NRG	SecondWind (SETRA)	Novalynx
Rango de medición	600 ... 1060 hPa	800 ... 1100 hPa	150 ... 1150 hPa	600 ... 1110 hPa	800 ... 1110 hPa
Rango operacional (temperatura)	-40 ... +60°C	-40 ... +85°C	-30 ... +50°C	-18 ... 79 °C	-40 ... 55 °C
Rango operacional (humedad)	0 ... 98 %HR	0 ... 98 %HR	0 ... 100 %HR	0 ... 100 %HR	0 ... 100 %HR
Exactitud	±0,5 hPa	±0,5 hPa	± 15 hPa	0,25 % FS	
Resolución	0,01 hPa	0,1 hPa	0,1 % FS	Infinita, limitada por nivel ruido	0,3 hPa

Tabla 9. Características barómetros

Sistemas de recolección de datos

Los datos serán llevados desde los sensores mediante cables aislados y apantallados al sistema de recolección de datos (Data Logger)

El logger dispondrá de por lo menos ocho canales digitales (anemómetros) y cinco analógicos (dirección, temperatura, radiación solar, presión atmosférica, humedad)

El período de muestreo será de 2 segundos y el período de integración 10 minutos. Estará equipado con reloj interno, sistemas de almacenamiento no volátil de capacidad adecuada para guardar información de por lo menos un año. Los datos tendrán registro de tiempo y se computará en el Logger los valores medios y la desviación estándar.

Estará equipado con sistema de transmisión de datos mediante teléfono celular, GSM (mediante INTERNET) y tendrá un sistema de lectura de la memoria para bajar los datos en forma manual. Tendrá el software asociado que permita manejo de los datos en bruto, conversión de tablas a sistema ASCII y generación de reportes, administración del sistema de comunicaciones.

Tendrá una batería recargable asociada con un panel fotovoltaico para mantener la carga. Estará encerrado en un panel metálico de protección del clima y vandalismo, con cerradura. Clase IP 67.

Sistema de comunicación

El sistema de comunicación deberá transferir la información automáticamente. La comunicación deberá realizarse por internet correo electrónico vía GSM o CDMA. De esta forma se podrá recibir la información en cualquier parte.

Recomendación

Para el proceso de adquisición se preferirá una oferta que presente un sistema integrado (stand alone) incluyendo la torre, los sensores y los loggers con comunicación celular. Los instrumentos sin embargo deberán cumplir con las especificaciones anteriores y deberán estar certificados.

Si se opta por la torre de celosía de 80 metros (recomendada) deben especificarse adecuadamente los sistemas de montaje de los equipos y las longitudes de los cables. Esta torre permite medir la velocidad y dirección a la altura del eje (Buje) de la turbina.

2.4 Presupuesto referencial para la instalación de las torres de medición y su monitoreo.

Presupuesto de implementación

a) Equipos

Descripción	Cantidad	Costo unitario	Costo total	Observaciones
Torre 50 metros	2	12.000	24.000	Incluye torre, tensores, andas, pararrayos y puesta a tierra
Anemómetros ⁷	6	395	2.370	Instalados a 30, 40 y 50 metros
Veletas ⁸	2	215	430	A 50 metros

⁷ Puede hacerse una instalación redundante: dos anemómetros en cada altura.

⁸ Se puede instalar dos veletas, una a 30 metros y la otra a 50 metros. Permite redundancia.

Presión ⁹	2	330	660	A 6 metros
Temperatura	2	205	410	A 6 metros
Radiación solar	2	485	970	A 6 metros
Humedad	2	350	700	A 6 metros
Cables	2	574	1.148	
Brazos y accesorios	2	940	1.880	
Logger	2	1.395	2.790	A 3 metros
Accesorios logger	2	435	870	Tarjetas de memoria, tarjetas electrónicas para datos, lector de tarjeta,
Equipo de montaje	1	8.000	8.000	Incluye wincha y Ginpole
Sub total			44.228	
Contingencias 5%			2.211	
Total			46.439	

Tabla 10. Presupuesto de equipos de medición

Como alternativa se puede adquirir equipos completos¹⁰ que pueden ser algo más económicos y que facilitan la instalación pues vendrían con los accesorios principales adecuadamente dimensionados, es necesario incluir los sensores de presión, temperatura, humedad y radiación solar si se requiere.

a) Instalación

La instalación, para las tres torres, comprende los siguientes rubros:

Excavación para anclas de tensores
 Colocación y retacado de anclas
 Ensamblaje de torres y equipos
 Montaje de tensores
 Erección de mástil de 50 metros
 Calibración y amarre de tensores
 Cableado y montaje de tableros de Loggers

Valor total de la instalación: \$8.000

Se requiere de un contratista con experiencia en este tipo de montajes. Los equipos y materiales serán entregados en el sitio del montaje. Por lo general se requerirá pagar un 60% como anticipo y la instalación puede ser realizada en aproximadamente 15 días.

b) Dirección técnica del montaje

Un profesional con experiencia para dirigir el montaje de las torres de medición, calibrar los equipos, calibrar los sistemas de comunicación y realizar las pruebas de funcionamiento. El costo aproximado es de \$2.000 por cada torre.

⁹Las variaciones de presión, al nivel del mar no será mayores, de modo que se puede instalar solamente en una de las torres.

¹⁰<http://www.nrgsystems.com/AllProducts/CompleteSystems/NRG-NOWSYSTEMS-SYMPHONIE.aspx>

c) Costos de internación (aranceles, seguros, etc.)

Se refiere a costos de manejo aduanero, impuestos y aranceles, de los cuales CELEC EP está exenta por ser organismo estatal. El transporte de puerto hasta los sitios de montaje será realizado por CELEC.

En consecuencia, el costo presupuestado para la adquisición de los equipos de medición, la internación, la instalación en sitio y la dirección técnica corresponde a **US\$ 58.439**

d) Costo de comunicaciones (celular, internet. ...)

Esto debe considerarse como un costo operacional pues debe pagarse en forma mensual para cada una de las torres de medición. Se debe considerar un valor aproximado de \$80 por estación por mes lo que da unos \$960 al año. Como son dos estaciones, la suma es \$1.920 al año. Sin embargo, el costo puede disminuir si se realiza solamente una transmisión semanal de datos.

e) Costo de análisis de los datos

También debe considerarse como un costo operacional durante aproximadamente 12 meses. La tarea es recibir los datos en un computador conectado a INTERNET, evaluar la calidad de los mismos, por lo menos semanalmente, reportar los problemas para posibles soluciones y recopilar la información convirtiéndola a formato ASCII o Excel para su uso posterior. El costo estimado es \$500 mensuales que suman \$6.000 durante un período de 12 meses.¹¹

El costo de operación del sistema de medición que incluye la comunicación y el análisis de los datos corresponde a **USD\$ 7.920** por año.

Alternativa con torres de celosía de 80 metros

Descripción	Cantidad	Costo unitario	Costo total	Observaciones
Torre 80 metros de celosía, fabricada localmente. Incluye transporte y montaje.	2	9,900	19.800	Incluye torre, tensores, andas, pararrayos y puesta a tierra
Anemómetros ¹²	6	395	2.370	Instalados a 40, 50 y 80 metros
Veletas ¹³	2	215	430	A 80 metros
Presión ¹⁴	2	330	660	A 6 metros
Temperatura	2	205	410	A 6 metros
Radiación solar	2	485	970	A 6 metros

¹¹ Esta actividad puede ser realizada por CELEC con un ingeniero en energía renovable que tenga conocimiento de mediciones eólicas.

¹² Puede hacerse una instalación redundante: dos anemómetros en cada altura.

¹³ Se puede instalar dos veletas, una a 50 metros y la otra a 80 metros. Permite redundancia.

¹⁴ Las variaciones de presión, al nivel del mar no será mayores, de modo que se puede instalar solamente en una de las torres.



Humedad	2	350	700	A 6 metros
Cables	2	700	1.148	
Brazos y accesorios	2	1200	1.880	
Logger	2	1.395	2.790	A 3 metros
Accesorios logger	2	435	870	Tarjetas de memoria, tarjetas electrónicas para datos, lector de tarjeta,
Sub total			32.028	
Contingencias 5%			1.601	
Total			33.629	

Tabla 11. Presupuesto de equipos de medición (alternativa)

Alternativa con equipos LIDAR

WINDCUBE® v2 LidarRemote Sensor



El dispositivo WINDCUBE® v2 permite determinar perfiles de viento, programables para 10 diferentes alturas, hasta 200 metros. Se obtiene velocidad, dirección, turbulencia y distribución con la altura. El sistema que no tiene componentes móviles, tiene varias opciones de comunicación incluyendo telefonía celular. Su peso de 45 kg lo hace muy portátil y fácil de manejar. Debe ser instalado junto a alguna vivienda por razones de seguridad y para evitar el vandalismo. El costo aproximado del equipo es de US\$185.000

Figura 9. Equipo LIDAR

Resumen

Costos de inversión

Equipos	\$	46.439
Instalación	\$	8.000
Dirección técnica Montaje	\$	4.000
Total	\$	58.439

Alternativa de 80 metros

Equipos	\$	33.629
Dirección técnica Montaje	\$	4.000
Total	\$	37.629

Alternativa LIDAR **\$** **180.000**

Costos de operación

Comunicación	\$	1.920
Análisis de datos	\$	6.000
Total	\$	7.920

Consideraciones adicionales

Con las áreas de interés recomendadas, es necesario realizar el replanteo de los sitios en los que se instalarán las torres de monitoreo eólico. El replanteo consiste en determinar la ubicación del sitio de apoyo y la ubicación de las anclas de retención de los cables tensores en los sitios seleccionados previamente.

Antes de la instalación, la CELEC EP llegará a acuerdos con los moradores. Se buscarán sitios cercanos a viviendas para involucrar a los mismos, en el cuidado de las torres y evitar el vandalismo. La experiencia de la CIE es que nunca ha existido problema en este aspecto.

La adquisición de los equipos de monitoreo es una decisión de CELEC. El proceso podrá realizarse usando las especificaciones de los equipos enunciadas anteriormente. Es difícil determinar el tiempo que se requiere pues depende de cómo se realice el proceso siguiendo las normas de la Ley de compras públicas. Una vez realizada la adjudicación y el pago, la entrega en puerto de los equipos no debería tomar más de 30 días. Un concurso de precios es difícil de realizar pues se trata de equipo muy especializado que no tiene representantes en Ecuador, además es conveniente que los equipos sean de una misma procedencia ya que, en caso contrario, sería impracticable la instalación y operación coordinada. En consideración de los montos, el proceso puede realizarse mediante el procedimiento de contratación directa, especialmente en el caso de la torre de fabricación nacional, que sería un proceso independiente de compra. Los equipos serían también una adquisición desde el exterior con procedimiento de compra directa por el monto.

3. Producto 3 Estudio del potencial eólico y equipamiento

3.1 Descripción del emplazamiento

El proyecto eólico El Aromo se encuentra ubicado en zona costera de Manabí, dentro de las siguientes coordenadas:

UTM 17S Datum: WGS 1984

1 - 515582 E	9890005 S
2 - 510799 E	9885337 S
3 - 509804 E	9882926 S
4 - 515716 E	9880603 S
5 - 519734 E	9887652 S



Figura 10. Restitución aérea zona de El Aromo. Google maps.

Se trata de una zona en el área rural con una densidad poblacional baja, una pendiente media de 12°, presencia de vegetación de baja altura, y cursos de agua estacionales. Cuenta con vías de acceso de primer orden en la parte oeste de la zona de estudio (columna vertebral vial para el proyecto planteado), y caminos de segundo y tercer orden al interior de ésta.

Se estima que en este sitio se puede instalar un parque eólico con una capacidad de 67 MW, empleando aerogeneradores similares a General Electric 1.6 MW –

82.5 m de diámetro (41 máquinas), a una altura de 80 m sobre el suelo, Las estructuras mencionadas requerirán fundaciones y vías de acceso, para instalación y operación del parque, de 6 m de ancho y radios mayores a 35 m.

El parque requerirá líneas de transmisión de media tensión para recolección de la energía, y una subestación de transferencia a ser conectada a la sub- estación San Juan de Manta del Sistema Nacional Interconectado mediante líneas de 69 kV.

3.2 Evaluación del recurso eólico

(Considerando los resultados del estudio “Mapa preliminar del potencial eólico de la zona costera de la provincia de Manabí” y estimando la producción bruta y neta de los hipotéticos parques eólicos con al menos 3 modelos de aerogeneradores proyectados. Para el efecto se deberá considerar pérdidas por efecto estela, sobrestimación del software y otras pérdidas).

La zona 1 (El Aromo – San Lorenzo) fue analizada mediante el uso de software especializado para este tipo de trabajos (WASP 9®). La información de entrada requerida por el paquete informático es:

- Rosas de Vientos en Diferentes Ubicaciones. - Esta información fue obtenida a partir de los datos entregados a manera de información previa por el contratante. En esta se detalla un valor de coordenadas que corresponderá a una estación meteorológica virtual, cada una con una rosa de vientos. Este término se refiere a la distribución de probabilidades de velocidad del viento, y de su dirección, en las coordenadas mencionadas. Para esto, se coloca un plano cardinal sobre el sitio señalado y se lo divide en sectores. En este caso, se consideró 16 sectores de 12,5° cada uno. Para cada dirección, se registra un valor de probabilidad que representa la frecuencia con la que el viento sopla en cada dirección. Además de este dato, cada sector cuenta con valores para el cálculo de velocidades de viento de acuerdo a la distribución estadística de Weibull.

Del tratamiento de esta información, se conoce la dirección desde la cual viene el viento a la ubicación establecida, y la velocidad con la que lo hace.

- Mapa de la Zona a Escala 1:25.000.- Al establecer las condiciones del recurso eólico en un lugar dado con coordenadas propias, el paquete informático es capaz de evaluarlo para un área que lo contenga de acuerdo a las condiciones topográficas y de rugosidad a lo largo de la zona. Este algoritmo se basa en los modelos de mecánica de fluidos (Ecuación de Navier – Stokes) y requiere altitudes y pendientes del terreno. El algoritmo entrega los valores característicos de recurso eólico a manera de “ráster”, donde cada pixel, de dimensiones definidas por el usuario, cuenta con valores calculados de velocidad del viento y densidad de potencia eólica. El resultado se conoce como “Malla de Recurso Eólico”. De acuerdo a la norma IEC 61400 – 1 (2005), se requiere que la malla de recurso eólico tenga una apreciación menor a la altura a la que se realiza la medición del recurso. Teniendo en cuenta que la altura de

medición es 80 m, se consideró una apreciación de 75 m. El material cartográfico empleado cuenta con curvas de nivel en intervalos de 20 m, lo cual influye en el cálculo de la velocidad del viento a la altura sobre el nivel del suelo definida, al variar la altura topográfica de cada elemento de la malla de recurso eólico. La cartografía usada para la implantación del proyecto se basa en una restitución aerofotogramétrica a escala 1:5.000. Sobre dicha base se han corrido los programas de cálculo y se han calculado los parámetros. En algunos casos, se usa cartografía a escala 1:25000 y para ubicar las líneas de transmisión 1:50000. Solamente por razones de dibujo y tamaño de papel se ha usado otras escalas (1:15000) en algunos mapas en AUTOCAD.

- Correcciones para la Densidad del Aire.- La densidad del aire se corrige de acuerdo a la ecuación deducida a partir del principio de conservación de la energía:

$$\rho = \rho_0 e^{-\frac{h}{8000}}$$

Donde:

“ ρ ” es el valor de la densidad a utilizarse en cada lugar.

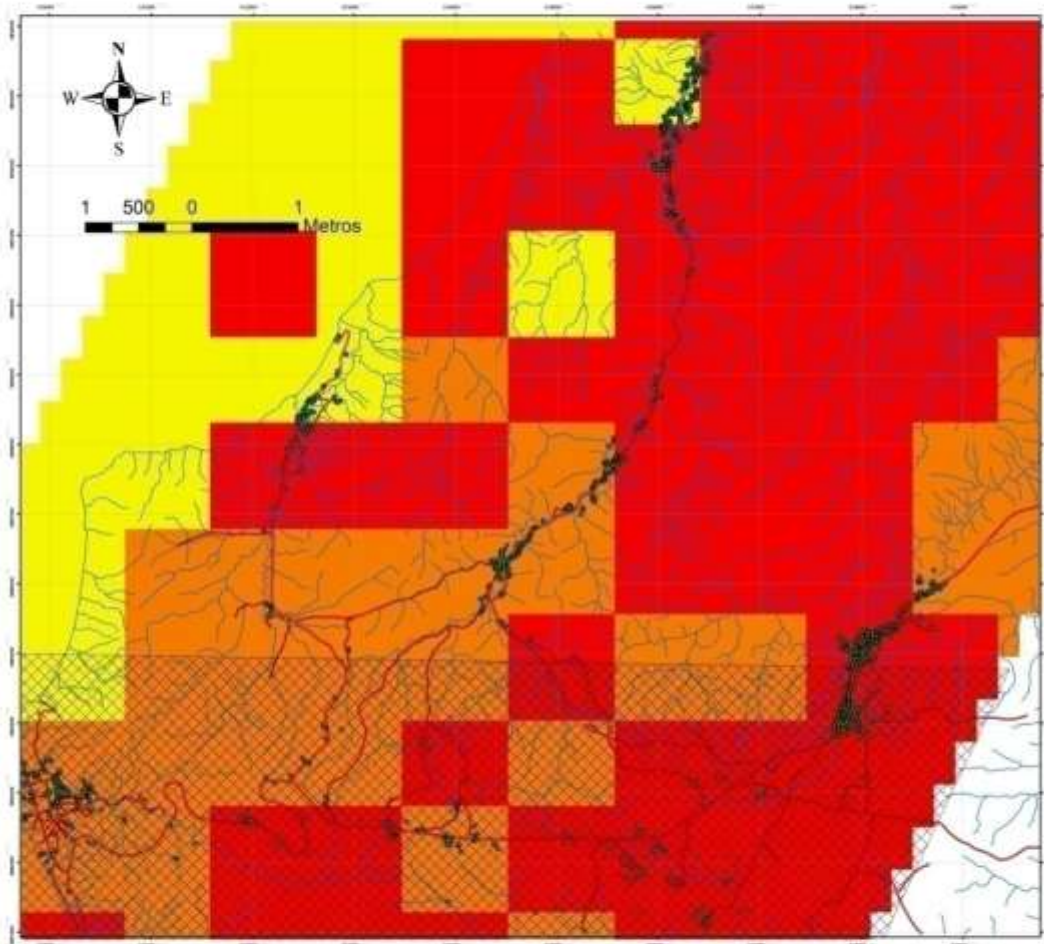
“ ρ_0 ” es un valor referencial de la densidad calculada a nivel del mar ($P_{\text{Atmosférica}} = 1 \text{ atm}$), y con una temperatura promedio obtenida para la zona, de acuerdo al Anuario 2008 del INAMHI ($T_{\text{Ambiente}} = 27^\circ\text{C}$ – Estación Olmedo) y equivale a $1,1767 \text{ kg/m}^3$

“ h ” es la altura sobre el nivel del mar en cada sitio, en metros.

Es así, que la densidad se corregirá de acuerdo a la altura asociada a cada uno de los elementos de la red de recurso eólico.

- Rugosidad. - Este factor depende directamente del tipo de material asentado en la superficie de la zona de estudio, y se expresa como una longitud, de manera homóloga a los casos de pérdidas por fricción en el estudio de flujo de fluidos. Esta analogía permite concluir que a medida que, a mayores valores de rugosidad, más energía perderá el recurso eólico al atravesar la zona. Los datos previos entregados para este estudio muestran una imagen “ráster” de rugosidad con una apreciación de 200m, donde se observa que predominan los valores entre 0,1m y 0,2m; que son propios de zonas con vegetación de tamaño relativamente pequeño. De la misma manera que la corrección de densidad del aire, la rugosidad considerada para la creación de la malla de recurso eólico es el valor de correspondiente a la ubicación de cada uno de los elementos. En la etapa de factibilidad deberá, mediante inspección en sitio, determinar valores más reales de rugosidad (que posiblemente no sean muy diferentes de los presentados en este estudio).

Distribución de Alturas de Rugosidad Zona El Aromo



WGS 1984 UTM Zone 17S
Proyección: Transverse Mercator
Dato: WGS 1984

Figura 11 Mapa de Distribución de Rugosidad para el Área de Estudio

Para la zona de El Aromo – San Lorenzo, se utilizaron tres de las rosas de viento presentadas en el informe realizado para el MCPEC. Esto se traduce en que la red de recurso eólico elaborada consta de tres componentes. Las ubicaciones son las siguientes:

No.	Longitud UTM WGS84 17S, m	Latitud UTM WGS84 17S, m	Altitud, m.s.n.m.	V _{Media} , m/s	DP _{Media} , W/m ²
1	510900	9883900	81,0	6,77	203,40
2	515700	9886300	179,0	6,79	201,77
3	518100	9888700	140,0	6,33	165,33

Tabla 12. Rosas de Vientos Consideradas

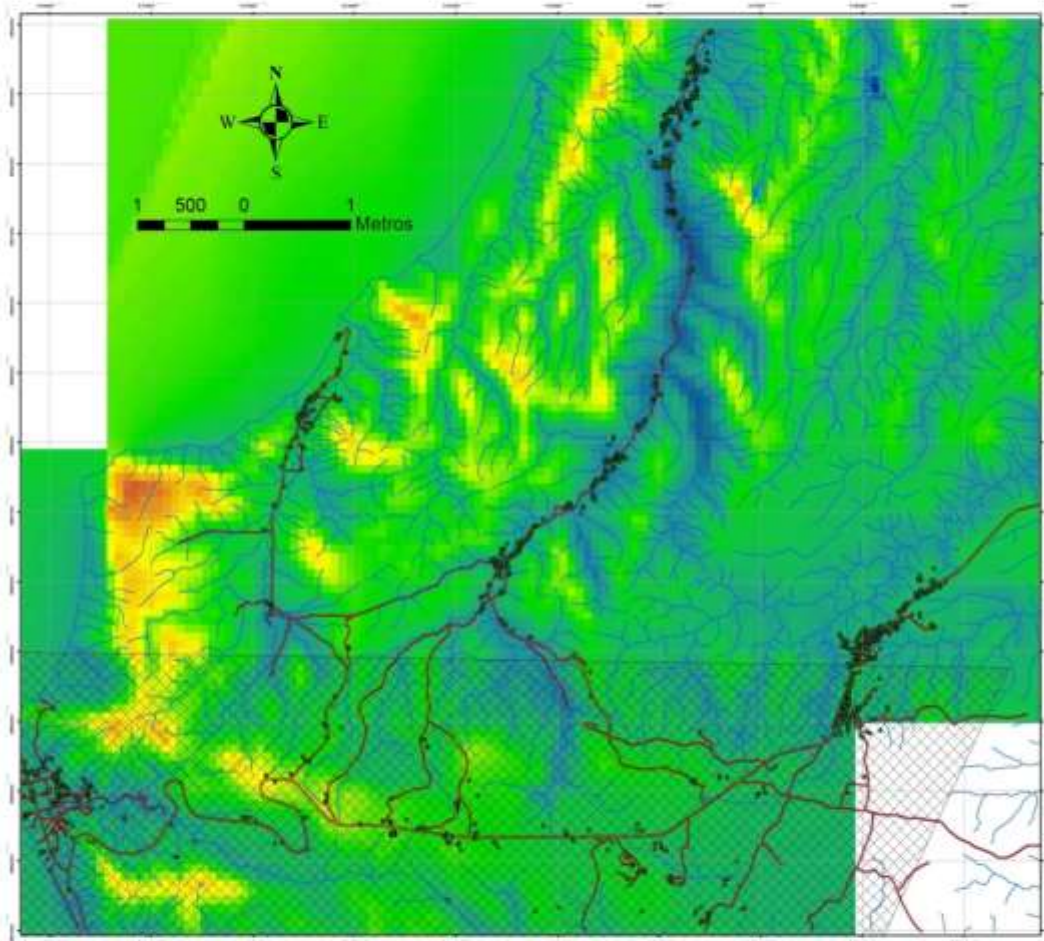
La construcción de la malla de recurso eólico a partir de estos datos presenta zonas donde se determinaron velocidades de viento mayores, que vienen a ser las más adecuadas para el emplazamiento de los aerogeneradores.

Como producto adicional, la generación de la malla de recurso eólico para el área que potencialmente albergará el Parque Eólico El Aromo entrega un mapa “ráster” de la intensidad de turbulencia de la zona, aunque se reconoce que estos resultados no son de ninguna manera concluyentes y requiere ser validado mediante los datos “in situ” de las mediciones.

El nivel de turbulencia es un factor necesario para la selección de aerogeneradores en etapas de definición de factibilidad más avanzadas ya que los fabricantes de estos equipos requieren este tipo de información para establecer el nivel de resistencia a la torsión de las aspas, y de esta manera, ofertar un equipo que presente garantías de durabilidad en las condiciones del sitio de colocación.

Este valor será reportado junto con la microlocalización de los aerogeneradores, para cada uno de estos por individual.

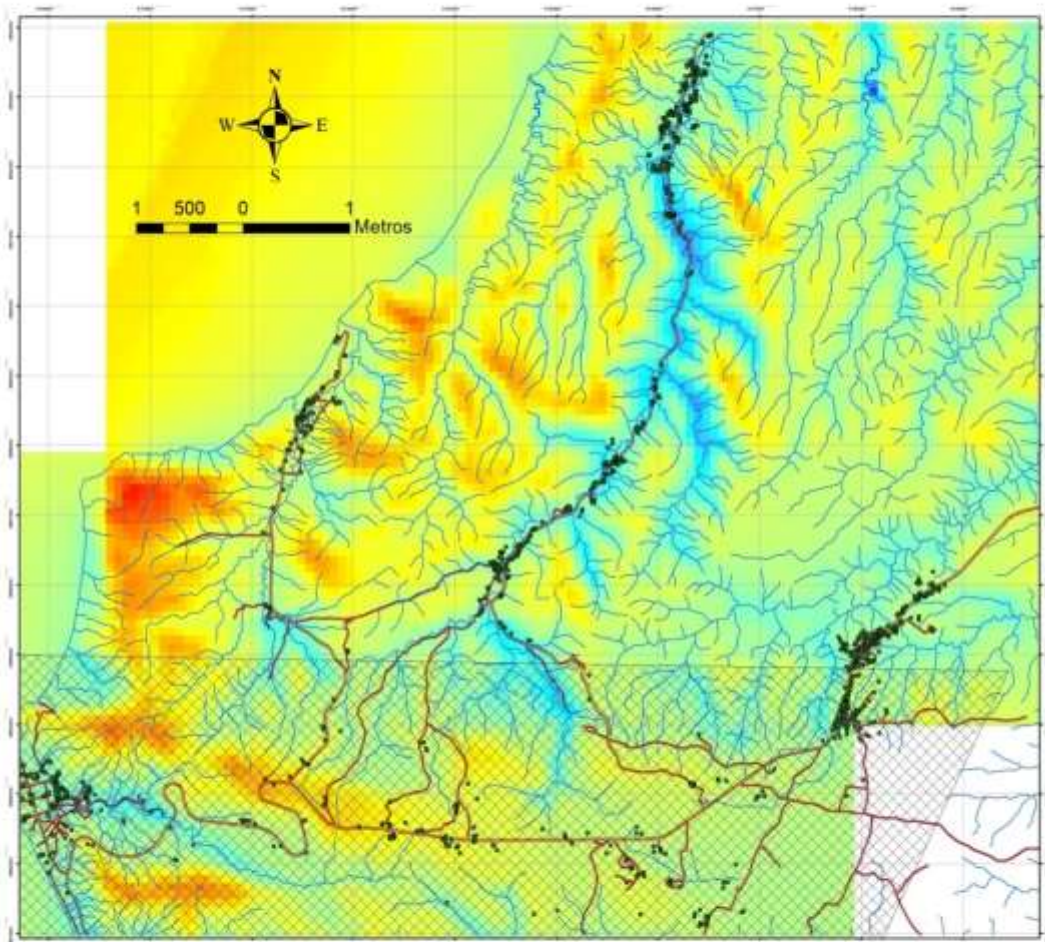
Densidad de Potencia a 80 m Zona El Aromo



WGS 1984 UTM Zone 17S
Proyección: Transverse Mercator
Dato: WGS 1984

Figura 12 Mapa de Densidad de Potencia para el Área de Estudio

Velocidad del Viento a 80 m Zona El Aromo



WGS 1984 UTM Zone 17S
Proyección: Transverse Mercator
Dato: WGS 1984

Figura 13 Mapa de Velocidad Promedio del Viento para la Área de Estudio

DIBt	Unidades	Clasificación											
		Zona Viento I			Zona Viento II			Zona Viento III			Zona Viento IV		
Altura	m	10	50	100	10	50	100	10	50	100	10	50	100
V _{Media}	m/s	4,4	5,7	6,3	5,0	6,4	7,2	5,8	7,5	8,3	6,6	8,6	9,6
V _{Media 50 años}		24,3	31,4	35,1	27,6	35,7	39,9	32,0	41,4	46,3	36,8	47,6	53,2
V _{Media 1 año}		19,4	25,1	28,1	22,1	28,6	31,9	25,6	33,1	37,0	29,4	38,1	42,6
V _{Máx. 1 año}		28,4	33,9	36,6	31,7	37,8	40,8	36,6	43,7	47,2	41,0	48,9	52,8
V _{Máx. 50 años}		35,5	42,4	45,7	39,6	47,3	51,0	45,8	54,7	59,0	51,2	61,1	66,0

Tabla 13. Clasificación del Viento de Acuerdo a las Normas Alemanas para Construcción

DIBt

IEC	Unidades	Clasificación											
		IV			III			II			I		
V _{Media}	m/s a la altura de la medición	6			7,5			8,5			10		
V _{Media en 50 años}		30			37,5			42,5			50		
V _{Máxima en 1 año}		31,5			39,4			44,6			52,5		
V _{Máxima en 50 años}		42			52,5			59,5			70		
Turbulencia	IT a 15 m/s (%)	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c
		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
		8	6	4	8	6	4	8	6	4	8	6	4

Tabla 14. Clasificación del Viento de Acuerdo a la Norma IEC 61400 – 1 (2005)

El mapa obtenido permite estimar que el viento tendrá características de recurso eólico entre clase II y III considerando únicamente la velocidad media del viento ya que es la única variable disponible en la información base. Para el caso base (GE1.6-82.5) se tiene una velocidad media de 7,92 m/s y una turbulencia de 8%, considerando los efectos estela en los arreglos.

	Velocidad libre	Velocidad corregida ¹⁵¹⁶
Promedio	8,25	7,92
Desviación estándar	0,59	0,61
Turbulencia	0,07	0,08

Esto se muestra en las franjas de color encontradas en el mapa “ráster” en conjunto con los valores extraídos de la norma IEC 61400 – 1, encontrados en la Tabla 6. Es posible ubicar zonas de color naranja muestra de estas velocidades propicias para la colocación de aerogeneradores.

La turbulencia del viento se determinará posteriormente, cuando se realice la simulación de aerogeneradores agrupados.

¹⁵ Se refiere a la corrección por efecto estela sobre la configuración óptima.

¹⁶ Ver Anexo Excel (digital) *resumen_aerogeneradores_aromo.xlsx*

3.3 Estimación de Generación Eléctrica para la Zona El Aromo

Metodología

En esta etapa corresponde correlacionar los datos de recurso eólico previamente generados, con una potencial de colocación de aerogeneradores en la zona, de manera que se pueda determinar de manera preliminar y en concordancia a un estudio de prefactibilidad, la cantidad de energía extraíble del viento.

El valor de energía obtenido es el resultado de la generación de una función de probabilidad para la velocidad del viento [$p(V) = f(V)$], calculada de acuerdo a los parámetros de la distribución de Weibull extraídos de los datos previamente entregados acerca del recurso eólico en la zona para este trabajo.

Cada uno de los aerogeneradores elegidos cuenta con una curva de potencia, que viene a ser una relación entre la potencia que son capaces de alcanzar, y el viento a una velocidad dada, tomando en cuenta la densidad del viento en la colocación en la que se encuentra la turbina eólica $P=f(V)$.

Al correlacionar ambas curvas, e integrar dicha función dentro de un intervalo de tiempo definido (1 año), es posible calcular un valor de energía producida anualmente por el parque eólico, y para cada aerogenerador de manera individual.

Todo este cálculo fue llevado a cabo con el paquete informático AWS OpenWind®, ampliamente utilizado para este tipo de estudios.

Inicialmente es necesario definir el algoritmo con el cual se determinará la potencia instalada que se tendrá, y la manera en la que se calculará el valor de energía por parte del software.

Para el presente estudio, se estableció colocar el número máximo de aerogeneradores en la zona, con una separación mínima entre sí de tres veces el diámetro del rotor y las aspas, de manera que las pérdidas que se puedan dar por el arreglo de las turbinas en el mapa bordeen el 5%, y que se tenga un factor de planta global para el parque, mayor al 30% si es que esto no es contradictorio con las dos primeras condiciones adoptadas.

Adicionalmente, es necesario elegir un modelo matemático para incorporar las pérdidas por estela tanto para el cálculo de energía como para la optimización requerida para la microlocalización de aerogeneradores.

El modelo elegido se denomina “Modified Wake Effect” y es recomendado para el alcance de un estudio de prefactibilidad. Este se basa en la teoría del disco rotatorio que se adoptó históricamente para el desarrollo teórico de las turbinas eólicas, y explica al efecto estela como una expansión gradual del diámetro del ducto teórico (cono truncado) por el que circula el aire desde que este pasa por el aerogenerador, hasta una distancia de 20 diámetros corriente abajo (condición impuesta para este estudio), y el efecto que tiene esto en la velocidad del flujo.

El modelo requiere definir un valor para determinar el crecimiento de esta estela que se expresa como el coseno del ángulo que forma la línea tangente a su

expansión con el eje de la turbina. Se adoptó el valor recomendado de 0,075 para este caso.

Este ángulo determinará como la expansión radial teórica del flujo de aire afecta a los aerogeneradores colocados detrás del primero, con respecto a la dirección del aire.

Además de las restricciones y pérdidas mencionadas, todos los casos fueron analizados bajo las siguientes consideraciones:

Restricción/ Pérdida	Valor	Observaciones
Distancia de cursos de Agua	15 m de zona de amortiguamiento medida a partir de la fuente de agua	Con esta restricción se evita que las turbinas eólicas lleguen a colocarse sobre un río o quebrada, o en un terreno tan cercano que su estabilidad pueda verse afectada por la humedad absorbida o la presencia de fuentes freáticas.
Distancia de Núcleos Poblados	200 m de radio para la zona de amortiguamiento	Esta restricción tiene por objetivo evitar afecciones a la población por el ruido y la sombra intermitente.
Distancia de Vías Locales	20 m de zona de amortiguamiento	Se colocó esta zona alrededor de las vías para evitar que una turbina se ubique sobre estas, pero teniendo en cuenta que es beneficioso mantener la distancia en valores pequeños para facilitar la construcción y operación del parque eólico.
Pérdidas por Ajuste a la Curva de Potencia del Aerogenerador	5%	Valor establecido por los fabricantes como máximo.
Pérdidas por Histéresis ante Eventos de Alta Velocidad del Viento	3%	Corresponde al tiempo no productivo en que debe apagarse la turbina al exceder su velocidad límite superior, y encenderse nuevamente. Los valores recomendados están entre 0% y 4%.
Pérdidas por Perfil de Velocidades de Viento	3,5%	Es un valor adoptado a modo de factor de seguridad ya que la información de rugosidad tiene una resolución de menor calidad que la de la malla de recurso eólico, y se reconoce que la velocidad del viento puede variar cuando hay cambios bruscos de la altura de rugosidad a nivel del suelo.
Pérdidas por Flujo Inclinado	2%	Teniendo en cuenta que la pendiente media de la zona es 16° sobre la horizontal, este valor disminuye a la fuerza del viento útil para mover las aspas del generador. Se basa en un triángulo rectángulo hipotético.
Pérdidas por Turbulencia a causa del Arreglo del Parque Eólico	5% de la diferencia entre las pérdidas causadas por la turbulencia ambiente y la causada por efecto estela de turbinas	Es una corrección hecha para el software en la etapa de balance de cantidad de movimiento del viento. Aunque será un valor poco significativo debido a la distancia establecida de tres diámetros de separación, es necesario señalar que se incrementa al colocar las turbinas en posiciones cercanas

	vecinas, si esta es mayor al 3%	
Pérdidas por parada por Mantenimiento y Fallas	4%	Se toma un valor de tres semanas al año donde las turbinas tendrán paros.
Pérdidas por Eventos de Baja Velocidad	1%	Corresponde a los momentos a lo largo del año donde el viento no tenga la potencia suficiente para propiciar el giro de las aspas, y al mismo tiempo, estas no tienen inercia suficiente para continuar girando sin detener la operación hasta que el viento llegue con potencia suficiente nuevamente.
Pérdidas por disponibilidad de la Subestación eléctrica	0,1%	Se refiere al tiempo de reacción de un interruptor automático
Pérdidas por disponibilidad de la Red Eléctrica	2%	Se considera un valor asumido en caso de caídas de la red asociada al parque eólico.
Pérdidas Eléctricas	8%	Se refiere a las pérdidas en conductores y equipos propios de los sistemas de transmisión. Se considera que el valor adoptado es conservador.

Tabla 15. Detalle de Restricciones y Pérdidas Consideradas para la Evaluación de la Energía Anual Producida

El valor aditivo de todas las pérdidas corresponde a alrededor del 33% del total, lo que será la diferencia entre producción bruta y neta para cada caso.

Se reconoce que el valor de pérdidas adoptado traerá como consecuencia una estimación de energía conservadora sin abandonar rangos realistas para este tipo de proyecciones. Esto se justifica teniendo en cuenta que, si un proyecto se muestra económicamente viable y atractivo bajo estas condiciones en esta etapa, es coherente esperar beneficios superiores a los proyectados una vez que este se desarrolle, dándole una buena imagen a los proyectos eólicos para futuros desarrollos en zonas distintas ante inversores y agentes del sector energético.

Vale la pena recordar que los efectos de topografía y rugosidad ya están incluidos en la malla de recurso eólico previamente generada, y los valores propios de cada ubicación se emplearán de manera individual para los aerogeneradores que sean localizados en las coordenadas elegidas por AWS OpenWind® de acuerdo al algoritmo descrito.

Resultados

La CIE ha considerado por lo menos ocho modelos de turbinas para hacer la evaluación del parque eólico, habiéndose obtenido los siguientes resultados:

Modelo	No. de Turbinas	Potencia Instalada, MW	Energía Bruta Producida, GWh/ año	Energía Neta Producida, GWh/ año	Factor de Planta, %
GE 1.6-100	39	62.4	350	235	43.04
Siemens SWT 2.3-101	29	66.7	320	214	36.65
GAMESA G97	41	82.0	386	259	36.05
GE 1,6-82.5	41	65,6	304	200	34.55
GAMESA G90	34	68.0	294	197	32.99
Siemens SWT 2.3-93	26	59.8	255	169	32.15
Vestas V80	25	50.0	167	114	26.11
GW 109	25	62.5	311	208	37.92

Tabla 16. Resultados de la Simulación de Aerogeneradores para la Zona El Aromo

Con el objeto de continuar adelante con el análisis se requiere seleccionar una de las máquinas de modo que sirva de referencia para el estudio. El criterio de selección debe considerar los siguientes aspectos:

- Potencia instalada. Especialmente porque podría haber la restricción de capacidad de las subestaciones del SIN para recibir la generación del parque. (entre 5 y 10% de la potencia de corto circuito de la S/E)
- Eficiencia del arreglo de turbinas
- Energía neta producida anualmente.
- Factor de planta
- Restricciones de peso y tamaño de las máquinas
- Unidades comparables

Solamente un proceso de licitación permitiría conocer cuál es la mejor opción desde el punto de vista económico.

Para el análisis de pre factibilidad se ha escogido la turbina GE 1.6-82.5 como referencia. Tiene un factor de planta razonablemente alto y su tamaño hace que sea más fácil de instalar que otras turbinas. No se establece, en este estudio una preferencia específica.

Una vez seleccionado el aerogenerador referencial, se procede a realizar una depuración tanto del número de turbinas, como de su ubicación de acuerdo a las condiciones anteriores. Esta etapa se lleva a cabo con la asistencia de paquete informático GL WindFarmer ® V 4.2.

Esta etapa es necesaria para complementar la selección anterior, donde aún no se consideraban las características del terreno en cuanto a acceso ni el transporte de energía de cada aerogenerador. Este complemento se justifica ya que una distancia excesiva traería pérdidas apreciables de energía en transporte, que pueden determinar que un sitio sea inconveniente a pesar de la presencia del recurso eólico. Bajo el mismo concepto, se reconoce que de tener un aerogenerador distante de la agrupación, las obras civiles requeridas podrían ser determinantes en cuanto al costo y debe ser desplazado a un sitio con menor exposición al recurso eólico, e incluso retirado.

Los resultados de este procedimiento se presentan a continuación:

Modelo	No. de Turbinas	Potencia Instalada, MW	Energía Bruta Producida, GWh/ año	Energía Neta Producida, GWh/ año	Factor de Planta, %
GE 1,6-82.5	41	65,6	304	200	34.55

Tabla 17. Potencial energético Definitivo para la Turbina Eólica GE 1,6 – 82,5

3.4 Selección del equipamiento a utilizarse

Selección de aerogeneradores

Al establecer la clase del viento en la zona, es posible elegir los aerogeneradores a ser analizados en el estudio. Las siguientes opciones serán presentadas, todas a una altura de 80 m (Datos obtenidos de los respectivos fabricantes):

Marca	Modelo	Capacidad, MW	Clase
Vestas	V80	2.0	Ila
GAMESA	G90	2.0	IIla
GAMESA	G97	2.0	IIla
Siemens	SWT 2.3-93	2.3	Ila
Siemens	SWT 2.3-101	2.3	Ila
General Electric	1.6-82.5	1.6	IIb
General Electric	1.6-100	1.6	IIb
Goldwind	GW 2.5 MW 109 PMDD	2.5	IIb

Tabla 18. Aerogeneradores Elegidos para caso base

Vestas V80.- De acuerdo a la información del fabricante, se trata de un aerogenerador ampliamente usado en varios lugares del mundo con más de 2700 unidades instaladas, lo que muestra que es un modelo probado y potencialmente elegible para el caso estudiado. Se destaca su buen funcionamiento en espacios reducidos.

Las principales características de la máquina se encuentran a continuación:

Diámetro del Rotor, m	80
Area Barrida, m ²	5027
Velocidad Rotacional Nominal, RPM	16,7
Número de Aspas	3
Regulación de Potencia	Aspas Giratorias
Altura del Buje, m	80
Velocidad Mínima, m/ s	4
Velocidad Máxima, m/ s	25
Velocidad Nominal, m/ s	15
Tipo de Generador	Asincrónico
Potencia Nominal, kW	2000
Datos Operacionales	60 Hz/ 690 V
Peso	
Góndola para Cobertura	67 Tm

Rotor	37 Tm
Torre 80 m IEC IIa	190 Tm
Torre 80 m DIBt II	165 Tm

Tabla 19. Aerogenerador Vestas V80

GAMESA G90.- Para este modelo, el fabricante ofrece como ventaja a destacar la reducción de ruido enfocándose en el diseño de las aspas, combinando esta característica mientras se maximiza la energía extraíble.

Las principales características de la máquina se encuentran a continuación:

Diámetro del Rotor, m	90
Área Barrida, m ²	6362
Velocidad Rotacional Nominal, RPM	9 – 19
Número de Aspas	3
Regulación de Potencia	Aspas Giratorias
Altura del Buje, m	78
Velocidad Mínima del Viento, m/ s	3
Velocidad Máxima del Viento, m/ s	21
Velocidad Nominal del Viento, m/s	15
Tipo de Generador	Asincrónico
Potencia Nominal, kW	2000
Datos Operacionales	60 Hz/ 690 V
Peso	
Góndola para Cobertura	70 Tm
Rotor	42 Tm
Torre 78 m IEC IIIa	165 Tm

Tabla 20. Aerogenerador GAMESA G90

GAMESA G97.- Para este modelo, se obtiene una producción mayor al modelo G90, sin embargo las dimensiones y consecuentemente, el peso de la estructura, incrementa.

Las principales características de la máquina se encuentran a continuación:

Diámetro del Rotor, m	97
Área Barrida, m ²	7390
Velocidad Rotacional Nominal, RPM	9,6 – 17,8
Número de Aspas	3
Regulación de Potencia	Aspas Giratorias
Altura del Buje, m	78
Velocidad Mínima del Viento, m/ s	3
Velocidad Máxima del Viento, m/ s	25
Velocidad Nominal del Viento, m/ s	15
Tipo de Generador	Asincrónico
Potencia Nominal, kW	2000
Datos Operacionales	60 Hz/ 690 V
Peso	
Góndola para Cobertura	70 Tm
Rotor	42 Tm
Torre 78 m IEC IIIa	165 Tm

Tabla 21. Aerogenerador GAMESA G97

Siemens SWT 2.3 – 93.- Los aerogeneradores Siemens anuncian en general un gran desarrollo en cuanto al incremento de su eficiencia con respecto a máquinas similares en su rango de acción. Sin embargo, los componentes han adquirido tal complejidad que su rotor es visiblemente más pesado que en equipos similares.

Las principales características de la máquina se encuentran a continuación:

Diámetro del Rotor, m	93
Area Barrida, m ²	6800
Velocidad Rotacional Nominal, RPM	6 – 16
Número de Aspas	3
Regulación de Potencia	Aspas Giratorias
Altura del Buje, m	80
Velocidad Mínima del Viento, m/ s	4
Velocidad Máxima del Viento, m/ s	25
Velocidad Nominal del Viento, m/ s	13
Tipo de Generador	Asincrónico
Potencia Nominal, kW	2300
Datos Operacionales	60 Hz/ 690 V
Peso	
Góndola para Cobertura	82 Tm
Rotor	60 Tm
Torre 80 m IEC IIIa	162 Tm

Tabla 22. Aerogenerador Siemens SWT 2.3 – 93

Siemens SWT 2.3 – 101.- Este modelo en particular presenta la misma filosofía de diseño de la firma Siemens en cuanto a la eficiencia, no obstante, el incremento en su diámetro le permite obtener mejores resultados cuando la velocidad del viento es menor a la nominal. Por otro lado, a pesar de ser diseñada para un grado menor de turbulencia en comparación al modelo de 93 m de diámetro, el estudio del recurso eólico indica que las condiciones aún son asequibles para este modelo.

Las principales características de la máquina se encuentran a continuación:

Diámetro del Rotor, m	101
Area Barrida, m ²	8000
Velocidad Rotacional Nominal, RPM	6 – 16
Número de Aspas	3
Regulación de Potencia	Aspas Giratorias
Altura del Buje, m	80
Velocidad Mínima del Viento, m/ s	3
Velocidad Máxima del Viento, m/ s	25
Velocidad Nominal del Viento, m/ s	12
Tipo de Generador	Asincrónico
Potencia Nominal, kW	2300
Datos Operacionales	60 Hz/ 690 V
Peso	
Góndola para Cobertura	82 Tm
Rotor	62 Tm
Torre 80 m IEC IIIa	162 Tm

Tabla 23. Aerogenerador Siemens SWT 2.3 – 101

General Electric (GE) 1.6-82.5.- Este modelo de turbina presenta una ligera reducción en cuanto a capacidad, sin embargo, se espera que su instalación sea más sencilla por la consecuente reducción de peso de la estructura. De la misma manera, la marca GE se caracteriza por anunciar altos niveles de eficiencia y seguridad en la operación de sus equipos.

Las principales características de la máquina se encuentran a continuación:

Diámetro del Rotor, m	82.5
Área Barrida, m ²	5346
Velocidad Rotacional Nominal, RPM	9 – 18
Número de Aspas	3
Regulación de Potencia	Aspas Giratorias
Altura del Buje, m	80
Velocidad Mínima del Viento, m/ s	3,5
Velocidad Máxima del Viento, m/ s	25
Velocidad Nominal del Viento, m/ s	8,5
Tipo de Generador	Asincrónico
Potencia Nominal, kW	1600
Datos Operacionales	60 Hz/ 690 V
Peso	
Góndola para Cobertura	57 Tm
Buje + Aspas	42 Tm
Torre 80 m IEC IIb	125 Tm

Tabla 24. Aerogenerador GE 1.6 – 82.5

A continuación, se transcribe las curvas de potencia de este generador que se usa como caso base. Los valores tabulados de esta curva y de las correspondientes a otras turbinas no se ponen pues están protegidas por un acuerdo de confidencialidad con los fabricantes.

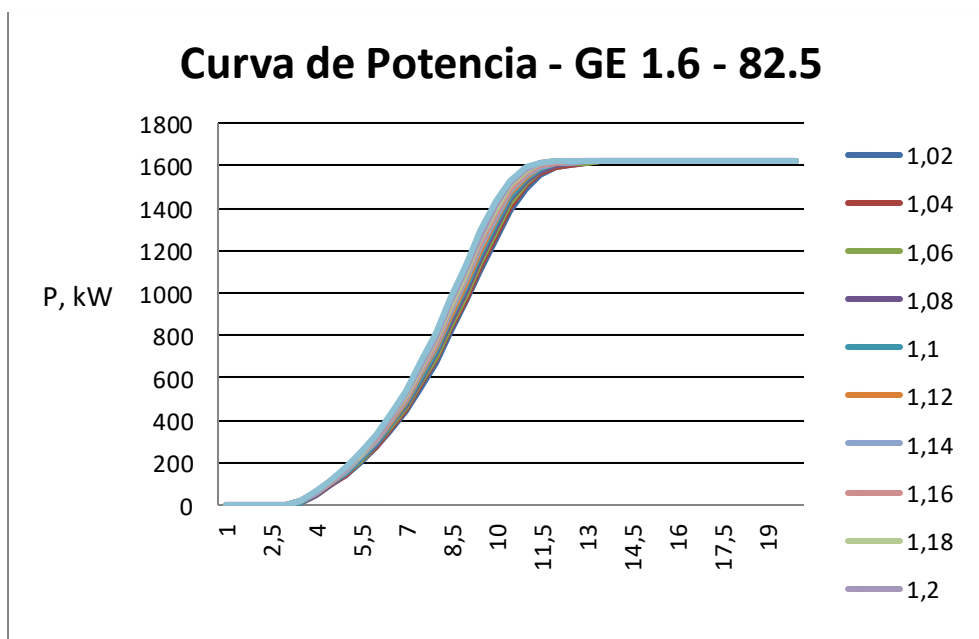


Figura 14. Curva de potencia caso base

General Electric 1.6-100.- El modelo GE para viento clase IIIb presenta un incremento en el diámetro con el propósito de captar de mejor manera el recurso eólico, incrementando la energía que podría extraerse.

Las principales características de la máquina se encuentran a continuación:

Diámetro del Rotor, m	100
Área Barrida, m ²	7854
Velocidad Rotacional Nominal, RPM	9,75 – 16,18
Número de Aspas	3
Regulación de Potencia	Aspas Giratorias
Altura del Buje, m	80
Velocidad Mínima del Viento, m/ s	3,5
Velocidad Máxima del Viento, m/ s	25
Velocidad Nominal del Viento, m/s	8,5
Tipo de Generador	Asincrónico
Potencia Nominal, kW	1600
Datos Operacionales	60 Hz/ 690 V
Peso	
Góndola para Cobertura	67 Tm
Buje + Aspas	48 Tm
Torre 80 m IEC IIIb	127 Tm

Tabla 25. Aerogenerador GE 1.6 – 100

Goldwind 2.5 MW 109 PMDD. - El modelo GW para viento clase IIIb presenta un incremento en el diámetro con el propósito de captar de mejor manera el recurso eólico, incrementando la energía que podría extraerse. Su generador síncrono ofrece las ventajas en cuanto a mantenimiento y peso de estructura.

Las principales características de la máquina se encuentran a continuación:

Diámetro del Rotor, m	109
Área Barrida, m ²	9399
Velocidad Rotacional Nominal, RPM	7,0 – 13,5
Número de Aspas	3
Regulación de Potencia	Aspas Giratorias
Altura del Buje, m	80
Velocidad Mínima del Viento, m/ s	3
Velocidad Máxima del Viento, m/ s	22
Velocidad Nominal del Viento, m/s	-
Tipo de Generador	Sincrónico
Potencia Nominal, kW	2500
Datos Operacionales	60 Hz/ 690 V
Peso	
Góndola para Cobertura	102 Tm
Buje + Aspas	59 Tm
Torre 80 m IEC IIIb	104 Tm

Tabla 26. Aerogenerador GW 2.5 MW 109 PMDD

3.5 Diseño del parque. Ubicación de las unidades en cartografía 1:5.000

Ver en anexo mapa de ubicación de los aerogeneradores.

3.6 Análisis preliminar de costos que permita establecer un presupuesto referencial del equipo electromecánico

A continuación un cuadro resumen de costos de equipamiento.

Concepto	Costo Unitario	Cantidad	Precio Total sin IVA USD\$
			0
Turbina 1.6 MW incluye torre de acero	1.791.800	41	73.463.800
Transformador y switchgear pie de máquina	55.280	41	2.266.480
Transporte externo al puerto local, al sitio de la obra y montaje en sitio	667.200	41	27.355.200
Repuestos (5%)	89.590	41	3.673.190
Entrenamiento y puesta en servicio	60.000	1	60.000
Total			106.818.670

Tabla 27. Resumen costos de equipamiento.

NOTA: Ver el análisis de costos completo en Producto 6: Análisis de viabilidad económica.

4. Producto 4 Estudio de interconexión eléctrica

4.1 Estudios eléctricos en los que se analice diferentes opciones de interconexión al SNT considerando presupuestos referenciales

El proyecto eólico El Aromo se encuentra ubicado a una distancia aproximada de 25 km. al sur-oeste de la ciudad de Manta, en la provincia de Manabí. El parque estará constituido¹⁷ por 41 aerogeneradores con una potencia nominal de 1.6 MW cada uno, obteniendo una potencia total nominal de 65,6 MW. El factor de planta del parque es de 34.55% La generación anual neta del parque será de 200 GWh.¹⁸

La altura de la torre de cada aerogenerador será de 80 m y el peso de la misma de aproximadamente 145 toneladas. En la parte superior de la torre se asentarán el rotor y el buje con un peso conjunto de 57 toneladas, además de la góndola con 42 toneladas. Las palas o aspas estarán acopladas al rotor y presentarán una longitud de 45 m y cada una pesará aproximadamente 8 toneladas.

¹⁷ Para el caso base que usa GE 1.6- 82.5

¹⁸ Valores que deberán verificarse mediante medición de velocidad a 80m.

Los 41 generadores se conectan al sistema nacional a través de un circuito de media tensión (22.8 kV) al interior del parque, una subestación de elevación (22.8/69 kV) y una línea de transmisión de aproximadamente 15 km a 69 kV.

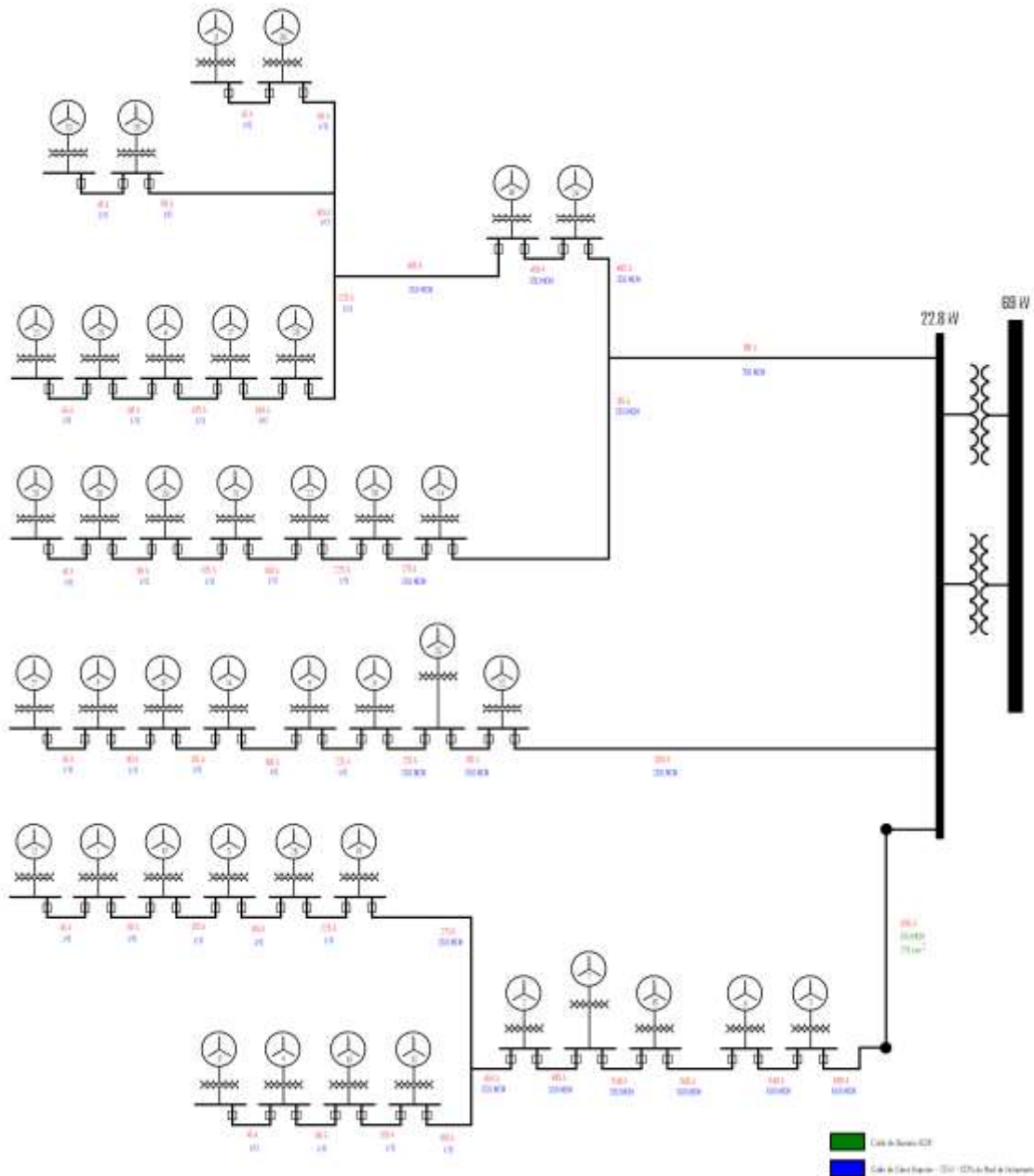


Figura 15 Diagrama simplificado de conexión eléctrica

NOTA: Este mapa consta en versión impresa en anexo, en él se pueden apreciar todos los detalles, incluyendo la longitud en Km por tipo de cable.

Circuitos de Media Tensión

Las 41 turbinas eólicas producirán energía eléctrica a 690 V y cada una contará con un centro de transformación en la base de la torre que elevará el voltaje a 22.8 kV. Los circuitos internos que interconectarán a todo el parque con la subestación serán subterráneos en su gran mayoría.

Los circuitos de media tensión tendrán una longitud aproximada de 24,6 km y estarán constituidos por conexiones subterráneas y líneas aéreas en donde sea posible.

Los requerimientos para los circuitos se detallan a continuación:

Tipo de Cable	Calibre AWG	Longitud, km
Cable Unipolar de Cobre para 25 kV, con Aislante de Polietileno Reticulado (XLPE), para 133% NA – Subterráneo	1/0	14,5
Cable Unipolar de Cobre para 25 kV, con Aislante de Polietileno Reticulado (XLPE), para 133% NA – Subterráneo	350MCM	4,4
Cable Unipolar de Cobre para 25 kV, con Aislante de Polietileno Reticulado (XLPE), para 133% NA – Subterráneo	600 MCM	2,2
Cable Unipolar de Cobre para 25 kV, con Aislante de Polietileno Reticulado (XLPE), para 133% NA – Subterráneo	700 MCM	0,7
Cable de Aluminio ACAR sin Aislante – Aéreo	550 MCM	2,8
Total	-	24,6

Tabla 28. Longitudes y Calibres para los Circuitos Internos del Parque Eólico

*NA: Nivel de Aislamiento

Circuitos Subterráneos

Se ha previsto realizar la mayor parte de la interconexión entre turbinas y hacia la S/E mediante cables enterrados directamente en el suelo, preferiblemente junto a las vías de acceso, por razones estéticas y ambientales. Si primara solamente el aspecto económico deberían usarse líneas aéreas soportadas en postes de 11 metros.

Los circuitos subterráneos internos del parque eólico tendrán una longitud aproximada de 21,8 km. Teniendo en cuenta la optimización realizada para la turbina eólica GE 1,6 – 82,5 que determinó que la ubicación de los

aerogeneradores, se estableció que deben ser conectados por tres circuitos en árbol, recogiendo la energía producida por las turbinas localizadas al norte, centro y sur del área del parque eólico respectivamente. El circuito 1 ubicado en la parte sur, con 15 turbinas, tendrá una longitud de 7,1 km aproximadamente (1/0: 3,5km; 350 MCM: 1,4km; 600 MCM: 2,2km); el circuito 2, en la parte centro con 8 turbinas, 3,6 km (1/0: 2,3 km; 350 MCM: 1,3 km), y el circuito 3, en la parte norte donde se ubican 18 turbinas, 11,1 km (1/0: 8,7 km; 350 MCM: 1,7 km; 700 MCM: 0,7 km). Serán circuitos trifásicos con cable de tierra y cable ADSS para comunicaciones. Irán enterrados en ductos construidos para el efecto que, preferiblemente irán junto a las vías de acceso.

Los ductos tendrán una longitud total de 21,8 km y deberán ser en lo posible paralelos a las vías, a una distancia de por lo menos 2 m. Las dimensiones de los ductos serán de 1,2 m de profundidad por 0,6 m de ancho, serán ductos de tipo A (Normalización de la Asociación Española de Energía); este tipo de ducto esta normalizado para una terna de cables unipolares para media tensión, cable de tierra y cable de fibra óptica. La terna de media tensión se ubicará sobre una cama de arena seleccionada de 10 cm y exactamente en la mitad del ducto, a los lados, a 20 cm se ubicarán el cable de tierra y de fibra óptica. Los cables serán cubiertos por 30 cm de la misma arena seleccionada e inmediatamente se colocará una placa para protección. Se rellenará el ducto con 80 cm de la propia tierra de la excavación. A 30 cm de la superficie deberá colocarse baliza para señalización.

El circuito trifásico subterráneo estará conformado por tres cables monopolares con pantalla de cinta de cobre para 25 kV y deberán cumplir la norma IEC 60502-2 o equivalente. El cable de tierra, de cobre desnudo, será 1/0 para todos los circuitos. El cable para comunicación será de fibra óptica tipo ADSS, ITU G652D, el mismo estará protegido por monoducto de polietileno de alta densidad.

Circuito aéreo en Media Tensión

El circuito 1 se conecta a la Subestación El Aromo mediante un tramo de línea aérea con una longitud aproximada de 2,8 km. Esta línea será trifásica de un solo circuito, el conductor de la línea será 550 MCM ACAR, el conductor para tierra 1/0 AWG y el cable de guarda OPGW (OpticalGroundWire) por el cual se realizará la transmisión de datos para comunicación y control. Las tres fases del conductor, cable de tierra y el cable OPGW estarán asentadas en estructuras hexagonales de hormigón de 18 m. de alto. Los aisladores serán de tipo line post y su separación será de 3 m con relación a las otras fases.

Las estructuras, tipo de aisladores y distancia de seguridad entre fases se han determinado de acuerdo a la normativa existente para líneas que presentan un voltaje similar (22,8 kV de la E.E.Q.S.A.) en el país.



Subestación de Elevación

En la S/E de elevación “El Aromo” se recibirá toda la energía generada en el parque eólico y se encargará de elevar el voltaje de 22,8 kV a 69 kV. La S/E contará con dos transformadores trifásicos con capacidad de 30/40 MVA (OA/FA). La subestación de elevación además contará con todas las protecciones necesarias para que la energía generada en el parque eólico sea inyectada al SNI de forma segura y confiable.

La S/E de elevación estará ubicada en las cercanías a la población de El Aromo, la misma pertenece al cantón Manta, provincia de Manabí. Por la cercanía con dicha población la S/E de elevación llevará el nombre de S/E Aromo. Las coordenadas geográficas de la ubicación de la S/E son las siguientes: UTM 17S WGS 1984 515401 9885339

La barra de 22,8 kV será de tipo interior ubicada en la sala de control y estará conformada por tableros de entrada y salida acoplados entre sí; desde este lugar, mediante cables subterráneos, se alimentará a los dos transformadores ubicados en el patio de la subestación. El nivel de 69 kV estará conformado por dos barras (principal y transferencia) y se tendrá dos bahías de transformador, dos de línea y una de transferencia.

La corriente nominal en el lado de media tensión será de 1700 A y en el lado de alta tensión 600 A.

Además de su función de elevación, la S/E contará con todos los equipos para protección, medición y monitoreo del parque eólico. Este será el punto de enlace entre el parque eólico y el SNI.

En la etapa de factibilidad y diseño del parque se considerarán los tableros (metal clad) del sistema de media tensión, los de salida de alta tensión, los de protecciones de transformadores, sistemas auxiliares, medición comercial, etc. En esta etapa se definirá el edificio de control para alojamiento de los equipos eléctricos, SCADA y los servicios para personal: oficinas, bodegas, baños, dormitorio, cocina, etc.

Línea de Transmisión

La interconexión con el SNI se realizará con una línea de 69 kV, doble circuito, conductor 500 MCM ACAR, con hilo de guardia con fibra óptica, de 15 km de longitud desde la S/E Aromo hasta la S/E San Juan de Manta de CELEC E.P. TRANSELECTRIC. Se usarán postes de hormigón de 18 metros, similares a los que utiliza CNEL Manabí en la zona.



El costo aproximado de la línea de transmisión de 15 km. de longitud, doble circuito a 69 kV es de USD 1.800.000, con un costo promedio de USD 120.000 por km.¹⁹

SCADA

El parque eólico, incluyendo la S/E de elevación, estará comandado por un SCADA que permitirá realizar la operación de todas las instalaciones del proyecto de forma local o remota. El SCADA brindará total control en todas las funciones y permitirá tener acceso a los eventos y reportes generados en cualquier instante. Contará con un UTR en cada uno de los aerogeneradores, en los mástiles meteorológicos y en la subestación. Toda esta información se receptorá en el computador SCADA ubicado en la S/E. La transmisión de datos con el CENACE se la realizará mediante fibra óptica utilizando el cable de guarda OPGW instalado en la línea de transmisión.

El Sistema de Supervisión, Adquisición y Control (SCADA), para el proyecto eólico El Aromo deberá ser un sistema computacional que permita el control local y remoto de cada una de las turbinas eólicas y en conjunto. La comunicación con los controladores de las turbinas se realizará por medio del estándar IEC 61400 y con la subestación con el estándar IEC 61850.

El sistema de comunicación utilizará protocolos estándares encontrados en la industria eléctrica (Regulación CONELEC 005/08), también se utilizará interconexiones de fibra óptica, sincronización horaria de equipos con GPS e interconexión con la red corporativa de CELEC a la cual se encuentran conectados los organismos reguladores y las oficinas centrales de CELEC y TRANSELECTRIC. La comunicación entre El Aromo y el CENACE se la realizará mediante protocolo ICCP.

El servidor central funcionará en plataforma Windows Server 2008 o superior y posibilitará el uso de tecnología basada en TCP/IP para sus clientes.

El sistema estará compuesto por productos estándar (hardware, software, firmware, etc.) configurados de acuerdo a lo requerido por esta aplicación y todos los objetos desarrollados será orientada a tecnología de última generación.

Las firmas consultadas, General Electric y SIEMENS, incluyen el SCADA dentro del suministro.

¹⁹El costo estimado de una línea a nivel de 69 Kv, un solo circuito, está alrededor de 70.000 dólares por Kilometro (500 Acar- estructuras en poste hormigón). El costo estimado de una línea a nivel de 69 kV, a doble circuito está alrededor de 120.000 dólares por Kilometro (500 Acar estructuras en poste hormigón). Información proporcionada por CNEL.

TRANSELECTRIC cuenta con subestaciones en la zona (o las ha proyectado) con un nivel de voltaje de 69 kV, 138 kV y 230 kV que podrían ser usadas como puntos de interconexión con el SIN. La potencia de corto circuito de dichas subestaciones permite una conexión sin problemas de un parque hasta 100 MW.

La Empresa Eléctrica de Manabí (CNEL) tiene un sistema de sub transmisión a 69 kV que sería apto para llevar la potencia que se genere en los campos eólicos si se los construye.

Además, la infraestructura eléctrica asociada a la refinería del Pacífico (que está dentro de una de las zonas de interés eólico) será más que suficiente para los requerimientos.

Las sub estaciones de TRANSELECTRIC son:

San Juan de Manta: 17M 526843 Este; 9888175 Sur



Figura 16. Subestación de San Juan de Manta (en construcción)

Montecristi: 17M 536643.84 Este; 9886372.67 Sur



Figura 17. Subestación Montecristi

- Voltajes disponibles y capacidad de las subestaciones²⁰

S/E Montecristi: 138kV y 69kV, transformador trifásico de 60/80/100MVA (2º trimestre del 2012)

S/E San Juan de Manta: 230kV y 69kV, transformador trifásico de 135/180/225MVA, (operativa en el 2º semestre del 2014)

- Potencia de cortocircuito calculada

REQUERIMIENTO:	Potencia de Cortocircuito		REQUERIMIENTO:	Potencia de Cortocircuito	
RESULTADOS			RESULTADOS		
Subestación SNT:	MONTECRISTI		Subestación SNT:	SAN JUAN DE MANTA	
Pcc 3Φ (MVA)	Año 2014	Año 2021	Pcc 3Φ (MVA)	Año 2014	Año 2021
Barra 138 kV	1.405,53	1.410,38	Barra 230 kV	1.680,30	1.704,09
Barra 69 kV	905,36	907,10	Barra 69 kV	1.016,02	1.025,11
Nota: Se realiza el cálculo para el período de estiaje del año 2014 y horizonte 2021, con la operación de toda la generación térmica de la zona.			Nota: Se realiza el cálculo para el período de estiaje del año 2014 y horizonte 2021, con la operación de toda la generación térmica de la zona.		

Tabla 29 Características de las subestaciones del SNT

- Características de la capacidad y parámetros de las líneas de acceso.

²⁰Información proporcionada por TRANSELECTRIC

Se adjuntan los límites operativos de las líneas de la zona de influencia del proyecto

LÍMITES OPERATIVOS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN									
Línea de Transmisión	Voltaje kV	Tipo		Continua (1)		Emergencia (2)		Nº circuitos	Longitud km
		Calibre	Tipo	A	MVA	A	MVA		
Portoviejo - San Gregorio	138	477	ACSR Flicker	459	110	573	137	1	8
Manta - San Gregorio	138	477	ACSR Flicker	459	110	573	137	1	26

NOTAS:

(1) Los valores de transferencia de potencia en algunos casos serán menores a los indicados en esta tabla, debido a problemas de voltajes y oscilatorios, que deben ser establecidos por el CENACE sobre la base de los despachos de generación y la demanda del sistema.

(2) Valores aceptados por 20 minutos en contingencia por capacidad de conducción. Los límites por estabilidad los debe determinar el CENACE.

Tabla 30 Características de las líneas asociadas del SNT

Las sub estaciones de CNEL Manabí son:

Manta 3

Manta 4

El Aromo

Montecristi 17M 535997 9886728. Elevación: 191 m



Figura 18. Subestación Montecristi

No tendría la capacidad necesaria para conectar a los parques eólicos, con excepción, del parque eólico Montecristi, a la S/E del mismo nombre. Esto se debe a la potencia de corto circuito de la subestación.

NOTA: El presupuesto referencial de la interconexión eléctrica se encuentra contenido en el Producto 6 (Análisis de viabilidad económica).

5. Producto 5 Estudio de vías de acceso y obras civiles necesarias

5.1 Características de los emplazamientos y cercanía a vías de acceso nacionales

La carretera entre Manta – San Lorenzo será el acceso natural al parque eólico El Aromo. La distancia entre Manta y el centro del parque (S/E El Aromo) es de aproximadamente 28 km.



Figura 19. Puente en la vía Santa Marianita - Pacoche



Figura 20. Puente en la vía Santa Marianita - Pacoche

Para entrar al parque se usará la vía Santa Marianita – Pacoche que tiene partes asfaltadas pero con algunas curvas verticales que deberían ser rectificadas.



Figura 21. Vía Santa Marianita - Pacoche

Algunos puentes que deberán reforzarse:



Figura 22. Vía Santa Marianita - Pacoche

Y algunos tramos lastrados que deben acondicionarse²¹



Figura 23. Vía lastrada Santa Marianita - Pacoche

²¹Se informó por parte de técnicos del Consejo Provincial en la vía, que ésta será rectificada y asfaltada hasta fines del 2012 en el tramo Santa Marianita - Pacoche



5.2 Caminos de acceso necesarios

El trazado de vías de acceso para la operación del parque eólico se hace utilizando a la estructura vial existente de la zona. El manual de instalación y transporte del modelo de aerogenerador escogido, indica que se requieren vías con radios de curvatura mínimos de 30 m, y pendientes máximas de 10° sobre la horizontal.

La dirección de los nuevos caminos requeridos se muestra en el mapa de la zona trabajado en GL WindFarmer® V 4.2 y fueron trazados teniendo en cuenta los criterios señalados y la pendiente del terreno. Se estima que se requeriría construir 21 km de vías con un ancho de 6 m.

El trazado de las vías se debe considerar a nivel de prefactibilidad. En estudios más avanzados se harán los diseños de cada uno de los tramos de vías que se requieran.

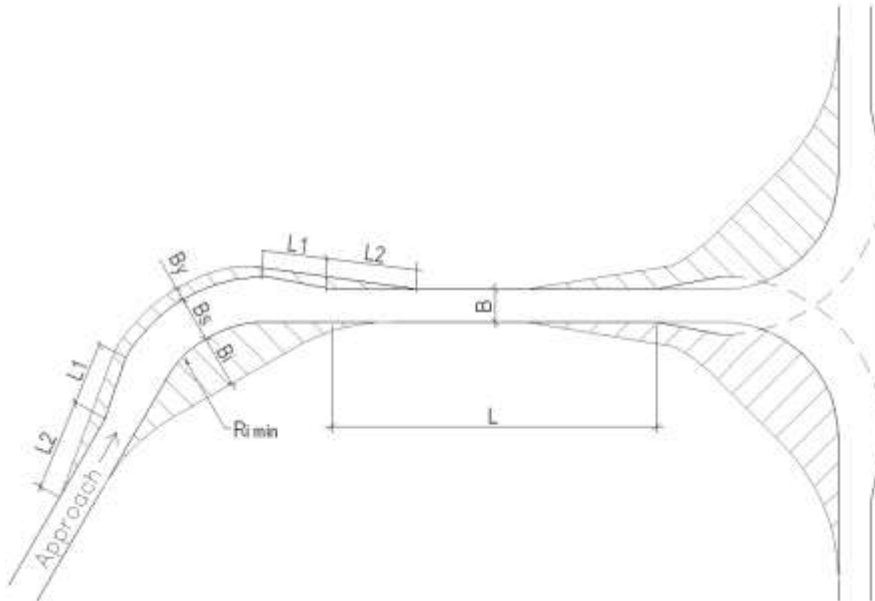


Figura 24 Detalle vías

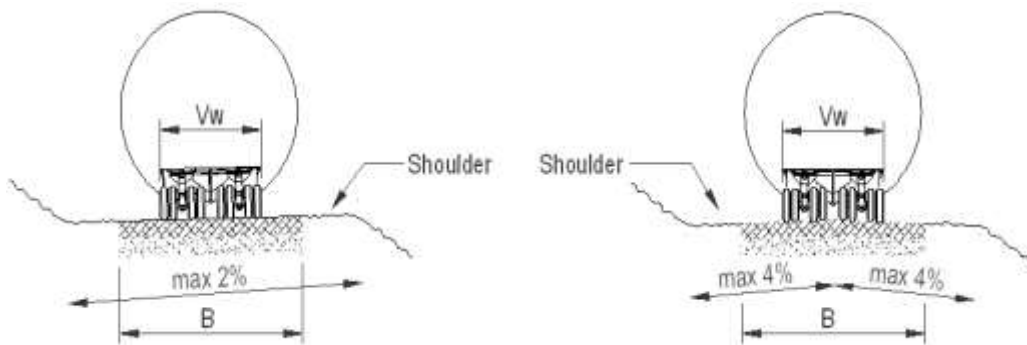


Figura 25 Detalle vías. Sección transversal²²

Las vías serán diseñadas siguiendo las siguientes especificaciones básicas:

Pendiente Longitudinal:	máxima 10.00 %
Pendiente Transversal:	Normal 2%, máxima 4%
Radio mínimo:	35m.
Velocidad de diseño:	45 Km/h
Ancho de Obra Básica:	9.20 m en corte y 8.00 m en relleno
Ancho de Capa Rodadura:	5 a 6 m.
Talud de Corte:	1H:3V, Bermas de 2m c/6m de altura
Talud de Relleno:	1H:1V
Estructura Pavimento :	Material mejoramiento mínimo 25 cm

²² Información SIEMENS

Presupuesto de construcción con la siguiente estructura de costos:²³

Obra básica o plataforma	45%
Transporte de materiales	22%
Calzada	6%
Drenaje	14%
Señalización y mitigación ambiental	11%
Imprevistos	5%
Fiscalización	8%

El costo aproximado por kilómetro es de US\$ 300.000 sin IVA²⁴

Normalmente los diseños de las vías deben ser puestos a consideración del proveedor de los equipos para su aprobación.

5.3 Logística y movilidad de los equipos

A continuación, se presenta una revisión de la Capacidad disponible en el Ecuador en cuanto a grúas y plataformas para transporte.

Para el transporte local y montaje de los aerogeneradores se investigó cuáles son las firmas, que a nivel nacional, estarían en capacidad de brindar estos servicios, llegando a determinar que existen únicamente tres firmas en el país proveedoras del servicio de grúas y montacargas de gran capacidad cuyas características nos llevaron a consultarles: Noroccidental, Grúas Atlas Cía. Ltda. y Mamut Andino C.A.

La firma Mamut Andino C.A. cuenta con grúas y equipo de izaje con capacidad de hasta 160 toneladas, (este dato se puede verificar en su sitio web www.mamutandino.com) pudiendo ampliar esta capacidad a pedido del cliente mediante el traslado de equipos desde países cercanos, particular que implica traslado hacia nuestro país y arrendamiento de los equipos con el consecuente aumento de costos.

La firma Noroccidental dispone de equipos de montaje de hasta 65 toneladas (www.noroccidental.com) pero al igual que la anterior podría importar equipos de mayor capacidad desde otros países a pedido de los clientes.

El tercer proveedor local consultado, Grúas Atlas Cía. Ltda., es el único que cuenta con equipo de transporte e izaje de hasta 650 toneladas, además del correspondiente equipo de abastecimiento, cubriendo los requerimientos técnicos exigidos para el transporte y montaje de los aerogeneradores previstos para este proyecto. Según los directivos de Atlas, esta firma provee del servicio

²³ Ref. El promedio en el parque eólico Huascachaca fue de \$371.000 por km, pero con una orografía mucho más complicada. Valores actualizados a la zona del proyecto

²⁴Idem

de arrendamiento de grúas a las demás empresas ecuatorianas cuando la capacidad exigida rebasa aquella de los equipos que mantienen en existencia.



Figura 26 Transporte de aspas

El máximo peso bruto para condiciones de transporte será de 195 toneladas métricas que se distribuye en 17 toneladas por eje del transporte.



Imagen 27. Puerto de Manta, facilidad de transporte de equipos.



Figura 28. Montaje de turbina con grúa principal y auxiliar



Figura 29. Ejemplo de grúa LR1750 y TEREX AC100

5.4 Plataformas de montaje

Estas plataformas se construyen sobre el mismo terreno, realizando en caso de ser necesario, una reconfiguración del mismo con la adición de una capa de material apropiado para sub base de aproximadamente 0.25 m de espesor. Con una capacidad de carga de 200 kNm². A continuación se presentan los gráficos de las mismas con la ubicación aproximada de las grúas, transportes y espacios de acopio junto a cada una de las torres de generación eólica. Dependerá en cada caso de la forma como se aproxima la vía de acceso a la torre y de los espacios disponibles finalmente.

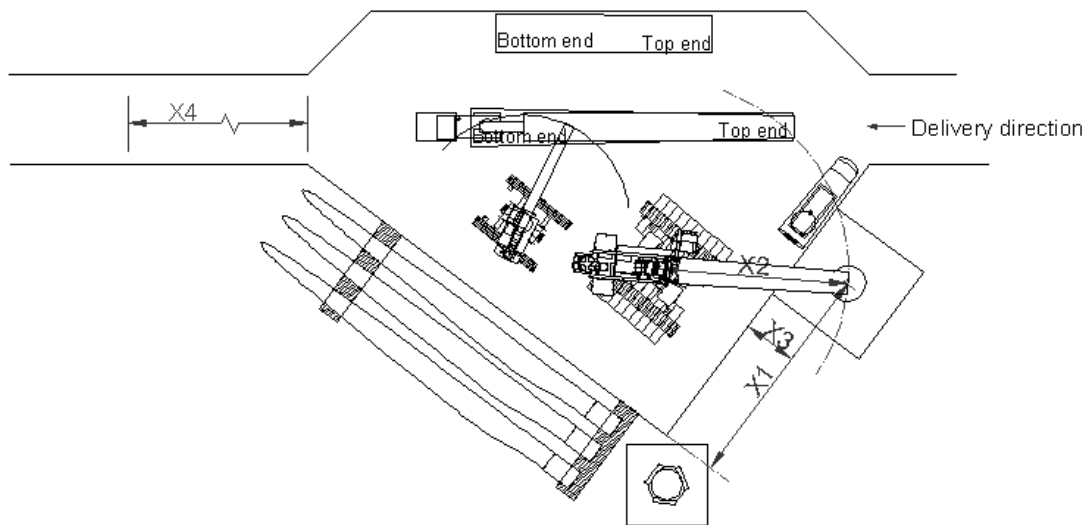
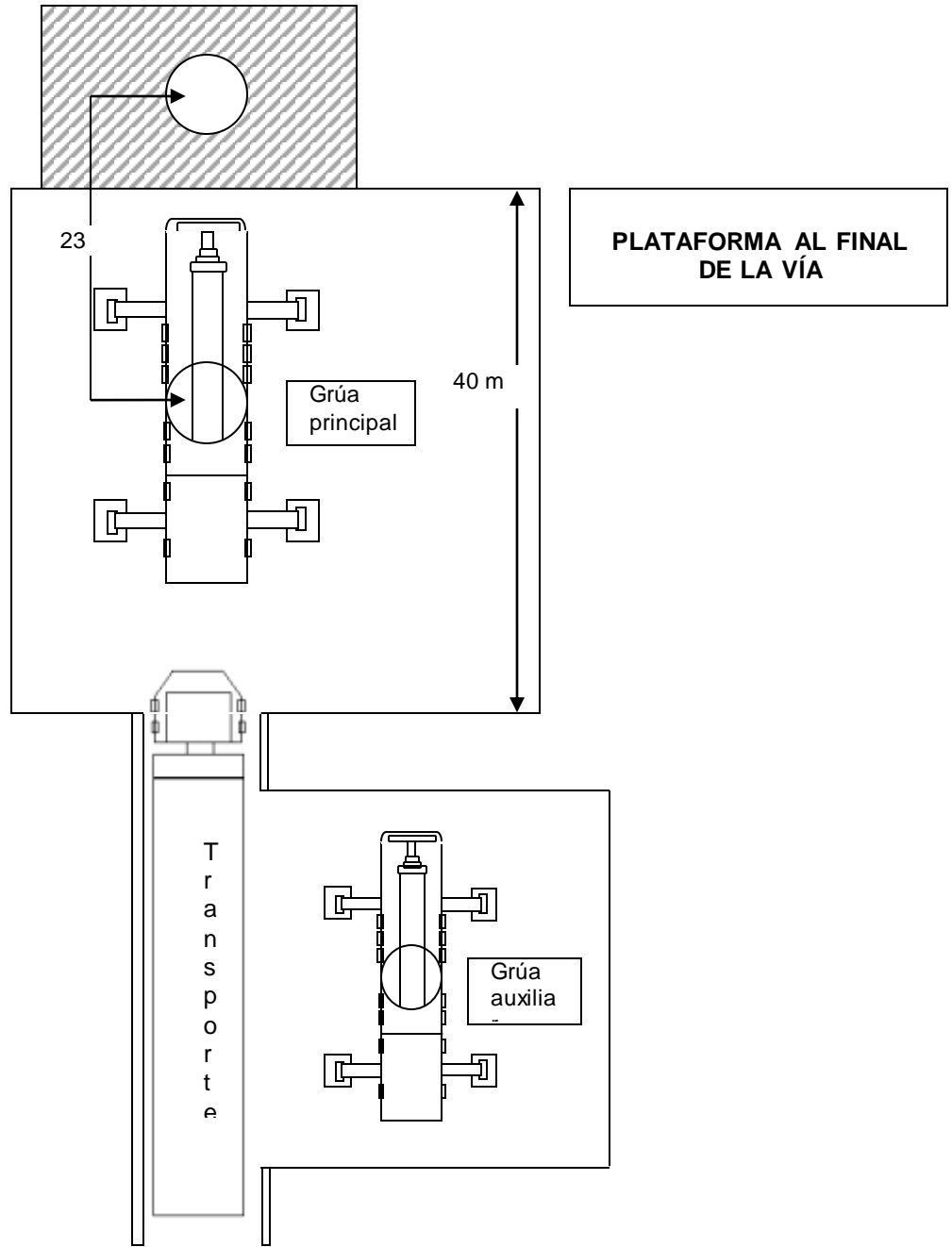


Figura 30. Detalle de área de montaje



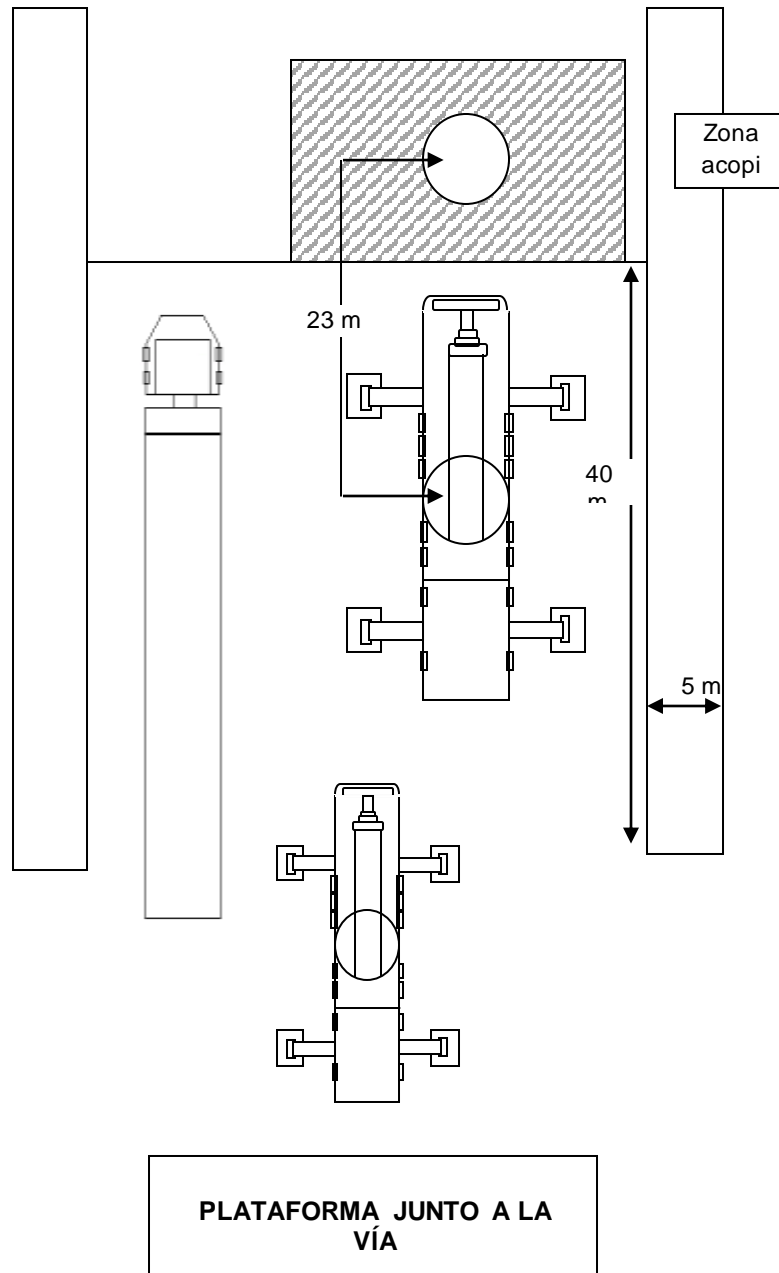


Figura 31 Esquemas de plataformas de montaje

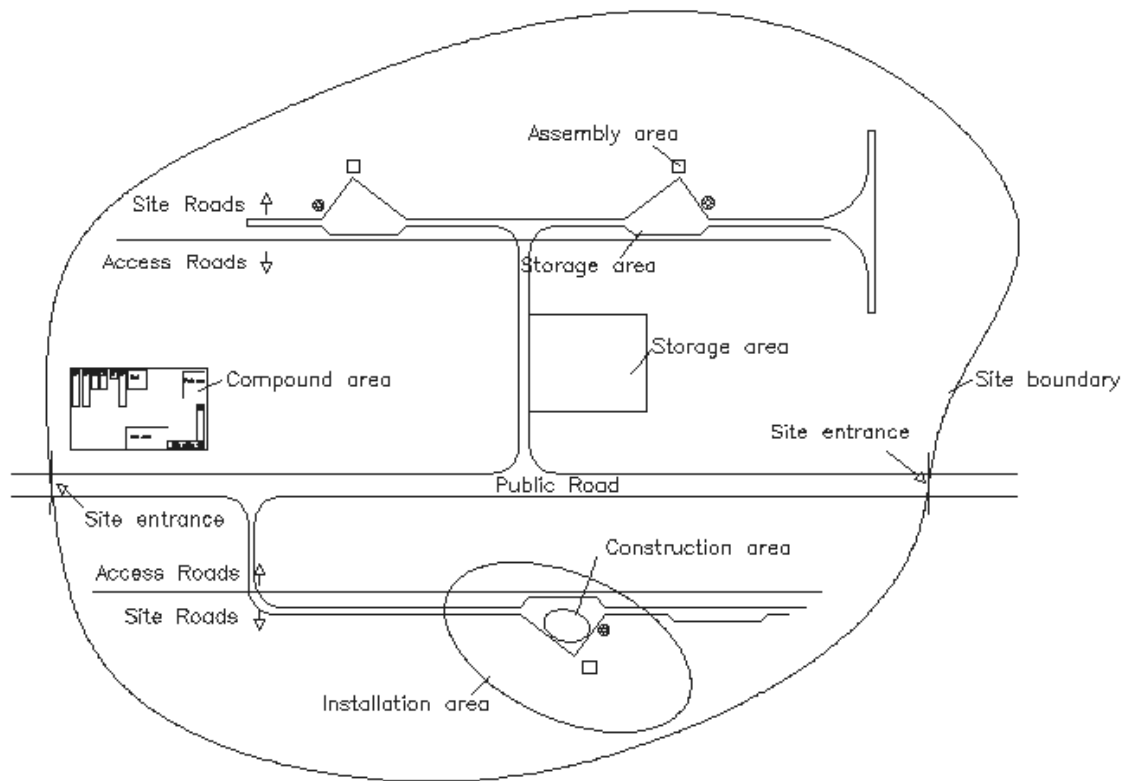


Figura 32. Límites del área de instalación

5.5 Descripción a nivel de prefactibilidad de obras civiles: zapatas de cimentación de los aerogeneradores, zanjas para las canalizaciones eléctricas y de control

Los criterios de diseño se definen según la Norma IEC 61400-1. Para cada caso se deberán hacer análisis de los suelos utilizando análisis geotécnicos y geofísicos. La tabla siguiente muestra parámetros referenciales.²⁵

Altura del eje	H (m)	80
Fuerza normal	N (kN)	2900
Fuerza de corte	Q (kN)	1100
Momento de vuelco	M (kNm)	74100
Momento de torsión	T (kNm)	3500

Tabla 31. Parámetros referenciales para fundaciones

Adicionalmente se deberán considerar las aceleraciones sísmicas que se deben proporcionar al fabricante de la torre y turbinas y al diseñador de las fundaciones.

²⁵ Información referencial de SIEMENS

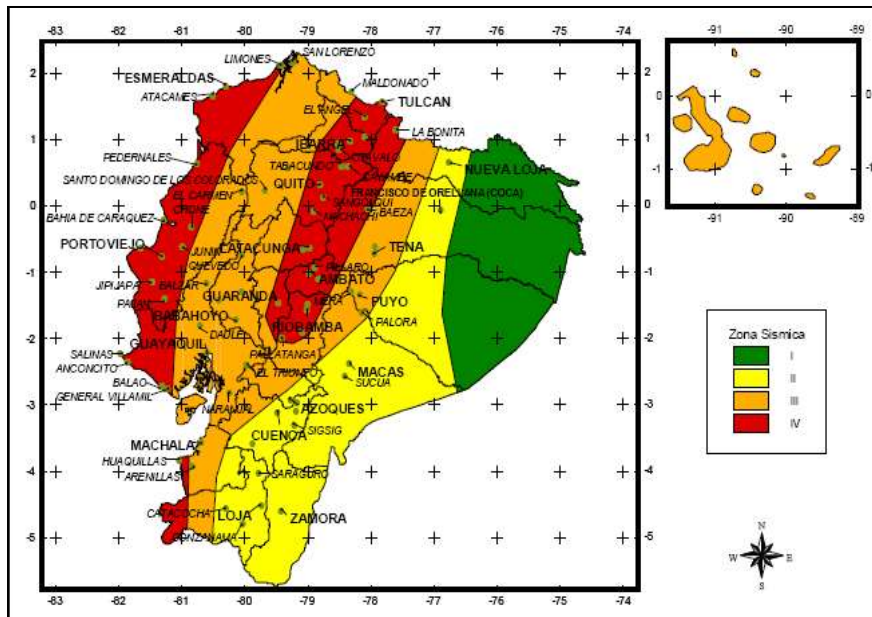


Figura 33. Zonificación Sísmica (CEC 2002)

Observaciones para las fundaciones

1. Se deberá realizar estudios completos y definitivos de mecánica de suelos y rocas respectivamente en los sitios exactos de fundación de cada torre.
2. Como mínimo cada estudio de cada fundación contendrá:
 - a. Estudio Estándar de Penetración "SPT" de 15m de profundidad.
 - b. Clasificación de suelos SUCS y estratigrafía incluyendo; ángulo de fricción ϕ , cohesión c y pesos específicos γ naturales, secos, húmedos y sumergidos.
 - c. Límites de Attenberg, índices de plasticidad, etc.
 - d. Granulometría de suelos gruesos por tamizado y de finos por densidades.
 - e. Resultados de ensayos Triaxial drenado y Triaxial no drenado del suelo de cimentación.
3. Se deberá realizar un estudio sismo-tectónico de la zona del proyecto que permita el diseño definitivo de las cimentaciones.
4. Una vez entregados los informes finales y definitivos de mecánica de suelos de cada torre y el estudio sismo-tectónico definitivo; se debe realizar los diseños estructurales definitivos de las fundaciones de las torres eólicas.

Es necesario indicar que son los estudios definitivos los que determinarán exactamente donde irán ubicados los aerogeneradores, así como, el nivel de cimentación exacto, ya que estos estudios tendrán la topografía de detalle de las zonas de implantación y el estudio definitivo de suelos.

Para un caso típico se tiene dos niveles recomendados de cimentación, a -3,50 metros y a -4,50 metros.

Para este tipo de cimentación se determina que debe hacerse un mejoramiento de terreno con un espesor 0,50m con Material de Sub-Base clase 2 compactado sobre el nivel de excavación, y un replantillo de 0,1 metros de espesor.

La cimentación posee una geometría octogonal en planta, donde su largo y ancho total son de 15 metros y cada lado tiene una longitud de 6,30 metros. El peralte del macizo de hormigón armado es de 1,50 metros. El ancho de la franja lateral para el armado del refuerzo es 2,50 metros, mientras la franja central es de 10,50 metros.

Ejemplo de fundaciones²⁶:

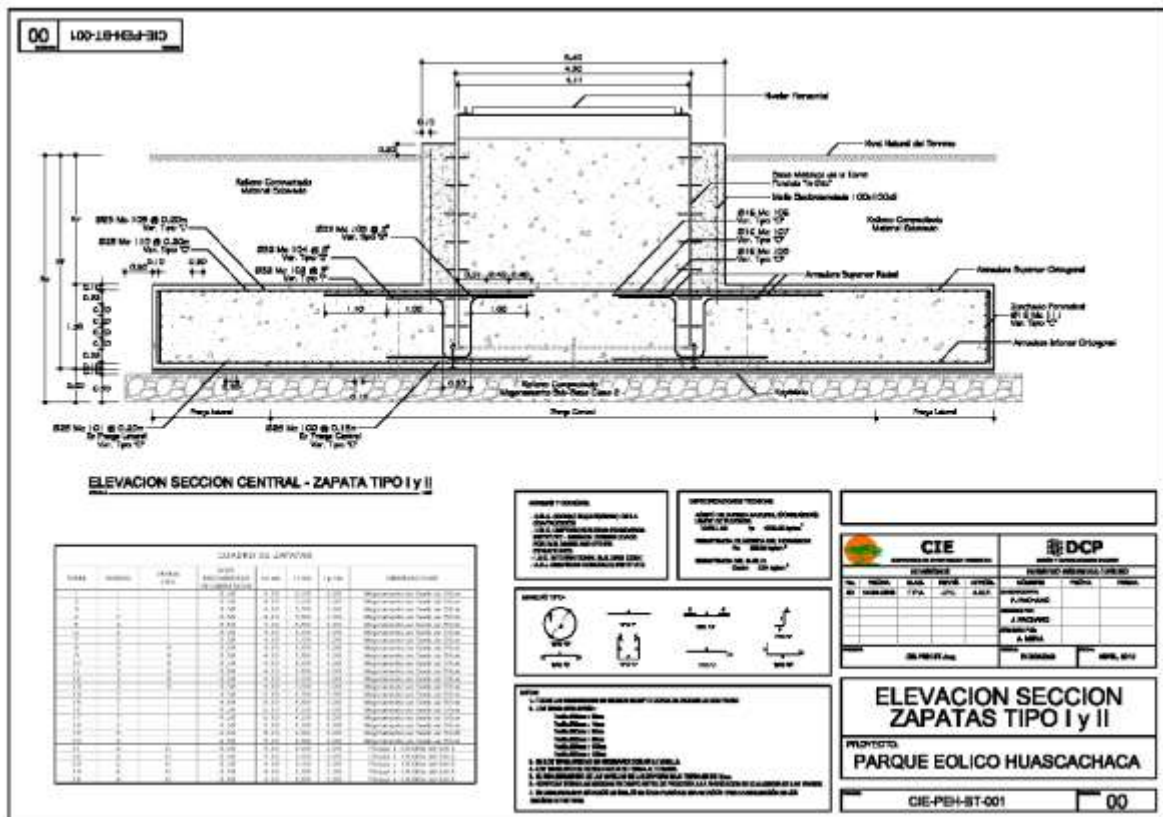


Figura 34 Ejemplo de fundación

²⁶ Fundación tipo I diseñada, para el proyecto Huascachaca, por la CIE

6. Producto 6 Análisis de viabilidad económica

6.1 Volumen de inversión total a acometer, desglosado por partidas: obra civil, aerogeneradores, infraestructura eléctrica, evacuación, etc.

Se definen los presupuestos de inversión, operación y mantenimiento y otros costos asociados al proyecto eólico. Los costos de los equipos han sido estimados en base a información pública referencial y la que ha sido posible conseguir directamente de los fabricantes. Los de obras civiles, se han estimado sobre la base de estudios anteriores realizados por la CIE. Los de la subestación de elevación y los costos eléctricos, de las etapas de media tensión y alta tensión, han sido estimados por la CIE en base de cotizaciones referenciales proporcionadas por proveedores locales; información proporcionada por la EEQ y, información proporcionada por CNEL.

Los más importantes rubros de costos de inversión son los siguientes:

Estudios de factibilidad y diseños

Este rubro ha sido estimado con el objeto de cumplir con las siguientes actividades: mediciones usando torres meteorológicas, micrositing final, una vez que se conozcan las máquinas seleccionadas definitivamente, topografía de detalle de los sitios de máquina, geotecnia y diseño definitivo de las fundaciones de cada máquina; trazado definitivo y diseño final de las vías de acceso; geología, geotecnia y diseño definitivo de la línea de transmisión; diseño final de detalle de la subestación de elevación y circuitos internos. Estudios de impacto ambiental. Adicionalmente deberán hacerse las bases y términos de referencia para la contratación de los equipos y obras en el parque.

Concepto	Costo Unitario	Cantidad	Precio Total sin IVA USD\$
Mediciones meteorológicas	66.359	1	66.359
Micrositing definitivo	30.000	1	30.000
Geotecnia fundaciones	4.225	41	173.225
Diseño fundaciones	3.000	41	123.000
Diseño vías por km	3.800	22	83600
Diseño Línea de transmisión (15 km, 69kV)	3.300	15	49.500
Diseño subestación (70 MVA)	60.000	1	60.000
Estudio de impacto ambiental	40.000	1	40.000
Elaboración bases y TDRs	8.000	1	8.000
Total			633.864

Tabla 32. Detalle de estudios en el parque eólico.

Equipos de generación

Los equipos incluyen las turbinas, la torres de acero de 80 metros, los transformadores y switchgear al pie de la máquina, transporte desde el puerto y montaje, 5% de repuestos, entrenamiento y puesta en servicio.

En resumen los costos estimados son los siguientes:

Concepto	Costo Unitario	Cantidad	Precio Total sin IVA USD\$
Turbina 1.6 MW incluye torre de acero	1.791.800	41	73.463.800
Transformador y switchgear pie de máquina	55.280	41	2.266.480
Transporte externo al puerto local, al sitio de la obra y montaje en sitio	667.200	41	27.355.200
Repuestos (5%)	89.590	41	3.673.190
Entrenamiento y puesta en servicio	60.000	1	60.000
Total			106.818.670

Tabla 33. Resumen de costos estimados para equipos de generación.

Interconexión eléctrica

Comprende las interconexiones en media tensión (22.8 kV) tanto subterráneas como aéreas, la subestación de elevación y la línea de transmisión a 69 kV.

Componente de media tensión

RUBRO ²⁷	Costo, USD/ km	Cantidad, km	Costo Total
Diseños Definitivos	\$1.800	24,6	\$44.280,00
Línea subterránea	\$194.000	21,8	\$4.229.200
Línea aérea	\$18.400	2,8	\$51.520,00
Fibra Óptica	\$13.500	24,6	\$332.100,00
Total			\$4.657.100

Tabla 34. Presupuesto referencial para circuitos de media tensión.

Subestación

El costo de la subestación puede estimarse en US\$ 100.000 por kVA incluyendo equipos en media y alta tensión, transformadores, cables de fuerza y control, estructuras de acero galvanizado, materiales de construcción, obras civiles, puesta a tierra y equipos de protección excepto el SCADA, sistemas de medición, sistema de servicios auxiliares.

La distribución aproximada es: Equipos 68%, Materiales 11%, Obra civil 12,5%, Montaje 8,5%. Valor total: US\$ 6.560.000

La subestación se ubicará en Pacoche, cerca de la escuela Simón Bolívar:

²⁷ Información de la Dirección de Distribución EEQ, Mayo 2012, ajustado.



Figura 36. Escuela Simón Bolívar en Pacoche.



Figura 37. Escuela Simón Bolívar en Pacoche. Al fondo el cerro donde se implantaría el proyecto.

Resumen

Concepto	PRECIO TOTAL sin IVA USD \$
Equipos	4.460.800
Materiales	721.600
Obra civil	820.000
Montaje	557600
Total	6.560.000

Tabla 35. Resumen de costos de la subestación.

Línea de transmisión

El costo estimado para la línea de transmisión a 69 kV, en la zona de Manabí, ha sido proporcionado por CNEL y corresponde a US\$ 120.000 por kilómetro en doble circuito, con conductor 500 MCM ACAR. En consecuencia los 15 km costarán US\$ 1.800.000

Sistema SCADA

El costo del sistema SCADA está incluido en los costos de los equipos de generación. La fibra óptica está incluida en los costos de los circuitos de media tensión y en la línea de transmisión.

Vías de acceso

Las vías son lastradas con una capa de rodadura de al menos 25 centímetros. Tiene la particularidad de que la pendiente no puede sobrepasar el 10% y los radios de las curvas no ser inferiores a 30 metros. De estudios realizados por la CIE para parques eólicos en terrenos similares se puede estimar un costo promedio por kilómetro de US\$ 300.000. Siendo los principales componentes: Plataforma 48%, Transporte de materiales 22%, Drenajes 20%, Señalización 2%, Mitigación ambiental 8%. En el estudio de factibilidad deberá realizarse un análisis de las modificaciones viales que corresponden a variaciones geométricas (curvas horizontales y verticales) de las actuales vías de acceso y a posibles reforzamiento de puentes. Esta actividad deberá realizarse en coordinación con la empresa de transporte y con el Ministerio de Transporte y Obras Públicas. El presupuesto de vías incluye un margen adecuado para estas acciones.

En consecuencia, el costo estimado para los 22 km de vías será: USD 6.600.000.

Fundaciones

El costo de las fundaciones deberá incluir excavaciones, desalojo de materiales, hormigón estructural en masa, hormigón para replantillo, acero de refuerzo, hormigón en pilotes en caso de que se requiera luego de los estudios de suelos, canalización, drenajes, sistema de puesta a tierra. El costo medio para las fundaciones sería de US\$ 65.000 por cada una, de modo que el costo total será: US\$ 2.665.000

Plataformas

Son espacios de 40 x 40 metros aproximadamente que requieren solamente una sustitución del suelo superficial por una sub base de 0.25 m con material apropiado.

El costo es el siguiente:

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	Costo UNITARIO USD	PRECIO TOTAL sin IVA USD \$
41 Plataformas (40x40x0,25)	m3	16.400	20,41	334.724
Total				334.724

Tabla 36. Resumen de costos de plataformas.

Otros costos

Es necesario establecer un porcentaje (5%) de contingencias, o sea valores que no pudieran ser previstos en un estudio de pre factibilidad. En la medida que se realicen estudios de mayor detalle estos porcentajes de imprevistos serán menores ya que los presupuestos se realizarán sobre valores más precisos. Es necesario considerar un valor (2%) para la fiscalización de las obras.

Resumen general de costos de inversión

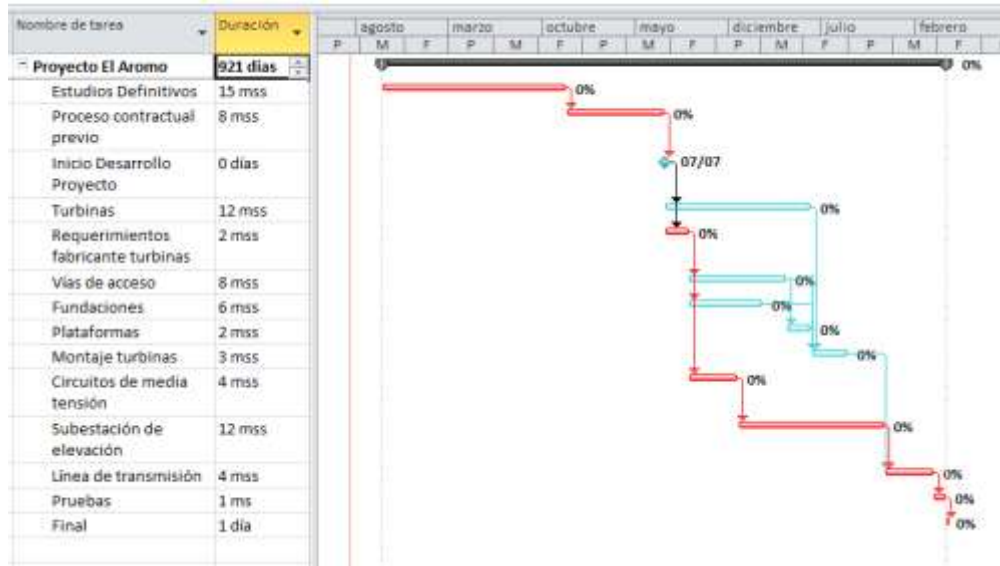
Concepto	PRECIO TOTAL sin IVA USD \$	%	Fiscalización e ingeniería	
			%	\$
Estudios Definitivos	633.864,00	0,5%	0,08	50.709,12
Turbinas	106.818.670,00	76,7%	0,01	1.068.186,70
Vías de acceso	6.600.000,00	4,7%	0,08	528.000,00
Fundaciones	2.665.000,00	1,9%	0,08	213.200,00
Plataformas	334.724,00	0,2%	0,08	26.777,92
Circuitos de media tensión	4.657.100,00	3,3%	0,08	372.568,00
Subestación de elevación	6.560.000,00	4,7%	0,03	196.800,00
Línea de transmisión	1.800.000,00	1,3%	0,04	72.000,00
SCADA y comunicaciones		0,0%	0,08	0,00
Ambiental en la etapa de inversión	100.000,00	0,1%	SUMA	2.528.241,74
Subtotal	130.169.358,00	93,5%		
Contingencias 5%	6.508.467,90	4,7%		
Fiscalización e ingeniería	2.528.241,74	1,8%		
Compra de Terreno		0,0%		
Total	139.206.067,64	100,0%		

Tabla 37. Resumen de costos de inversión.

El costo equivaldrá a USD 2122/ kW instalado.

6.2 Cronograma referencial de inversión

(Ver Anexo PDF)



6.3

Gastos de operación y mantenimiento desglosados por categorías, durante la vida útil del parque.

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) son aquellos necesarios para garantizar el funcionamiento de la planta y se establecen en términos anuales.

Concepto	PRECIO TOTAL sin IVA USD \$	%
Seguros	925.653	46%
Costos de Uso de la Tierra (USD 100/ mes / Aerogenerador)	49.200	2%
Mantenimiento línea (3%)	54.000	3%
Mantenimiento Subestación (3%)	196.800	10%
Mantenimiento parque eólico	339.742	17%
Personal técnico y mano de obra	170.513	9%
Seguridad	48.000	2%
Monitoreo MDL	10.000	1%
Beneficios comunitarios	20.000	1%
Administrativos	100.750	5%
Contingencias (5%)	77.070	4%
Total	1.991.728	100%

Tabla 38. Resumen de costos de operación y mantenimiento.

El costo equivale a US\$ 9,85/ MWh.

Seguros

El tema de seguros requiere de un análisis de riesgo específico para este parque ya que no se tiene experiencia en el Ecuador. Para este caso están calculados en 3 por mil para seguros todo riesgo (póliza de incendio y líneas aliadas) y 6 por mil para rotura de maquinaria. Se excluyen vías, fundaciones, línea de transmisión. (Fueron cotizados por el bróker de seguros de la CIE, Eco. Cristina

Miranda). La base de cálculo es: Turbinas (\$96.290.280), Subestación (\$6.560.000), con un valor total asegurable de \$ 102.850.280.

Costo por Uso de la Tierra

Se reconoce un rubro para cubrir las compensaciones a los propietarios de las tierras donde se ubican los aerogeneradores. El sistema es semejante al que se aplica a los propietarios de terrenos dentro de zonas de explotación petrolera, en cuyas locaciones es necesario colocar un pozo de extracción. Se reconoce USD 100 mensuales para cada aerogenerador.

Mantenimiento línea y subestación

El mantenimiento de la línea de transmisión está asociado con el desbroce periódico de vegetación y el reemplazo de partes como torres, conductores, aisladores que pudieran dañarse por efectos del clima, uso y descargas atmosféricas.

El costo anual de mantenimiento se estima sobre la base de los costos de capital de la línea y de la subestación. El costo anual normalmente se encuentra entre 3 y 6% de los costos de capital. Para este caso se ha estimado en un 3%. Se ha considerado el valor más bajo del referencial estimado por RetScreen.

Mantenimiento parque eólico

El mantenimiento resume la cantidad de partes y mano de obra necesarios para proveer el personal y los materiales necesarios para el mantenimiento de rutina y de emergencia de las turbinas de viento. La operación incluye la inspección rutinaria de las máquinas, lubricación, ajustes, limpieza de polvo, inspecciones internas etc. Este mantenimiento se relaciona con las horas de operación del parque o, en otras palabras con la cantidad de energía producida.

El costo de repuestos y mano de obra puede expresarse en términos de dólares por kwh producidos. Para el caso de grandes proyectos el valor puede estar en el orden de 0,007 y 0,024 dólares por kwh producido, con un promedio de 0,014 [Gipe, 1995]. En un estudio realizado en Chile,²⁸ con base a informaciones de Alemania, España,

Reino Unido y Dinamarca, se considera un margen entre 0.014 y 0.018 \$/kwh producido. Otro estudio menciona un costo, (considerando que los costos fijos son pequeños), de 2.5 euros/ MWh ²⁹. En este caso, el valor de 0.009 \$/kwh, es razonable para la O&M del parque.

²⁸Generación Eólica en Chile: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo
Jorge Moreno, SebastianMocarquer yHughRudnick

²⁹Evaluación de Inversiones en Generación Eólica en Argentina
R. Aguilar, M. Gil, F. Pérez



Personal técnico y mano de obra

Se ha previsto una plantilla de personal técnico compuesta por un jefe de central, ingeniero auxiliar de operación, cuatro operadores por turnos, técnico electromecánico.

Seguridad

Contratación de empresa de seguridad con cuatro turnos de guardianía en la subestación. Verificado con valores de mercado.

Monitoreo MDL

Se refiere a los pagos que se deben hacer para monitorear el aspecto de Mecanismo de los Certificados de Carbón, en caso de que existan. El valor estimado es en base de los costos usuales de monitoreo y verificación³⁰.

Beneficios comunitarios

Son los aportes que el desarrollador del proyecto está dispuesto a entregar anualmente a la comunidad para compensar por los efectos ambientales. Es común en proyectos eólicos grandes, reservar parte de los costos de O&M para beneficiar a la comunidad. Toma la forma de donaciones para apoyar eventos culturales, deportivos, becas, protección ambiental, etc. Este valor no puede ser cuantificado *a priori* ya que dependerá del grado de relación entre la Empresa desarrolladora del proyecto y la comunidad. Se ha estimado un valor de \$20.000 por año como un valor razonable.

Gastos administrativos

Es la proporción de gastos que afecta a la administración central. En este caso se ha usado un criterio de porcentaje sobre la producción total de la planta. Se asume 0.001 \$/kwh. Este valor es estimado pues depende de los costos internos de la Empresa y lo que pueda asignar para la administración del proyecto eólico. Según RetScreen este valor puede variar entre 2 y 20% de los costos totales de O&M. En este caso se ha aplicado aproximadamente un 6%.

Overhaul periódico

El parque eólico requerirá un mantenimiento preventivo cada cierto tiempo. La periodicidad y el costo dependerán de las condiciones ambientales de la zona (polvo, turbulencia, lluvias ...). Para el caso actual se ha estimado un costo del 5% de la inversión en equipos, cada 10 años. La inversión así considerada es: \$ 85.310.480 (turbinas y subestación; no incluye los costos de estudios preliminares e ingeniería ni los costos ambientales durante la construcción). El valor a usar cada 10 años es \$4.265.524

³⁰Ing. Luis Endara, especialista en MDL en el Ecuador.

6.4 Análisis económico y financiero del proyecto considerando dos escenarios: a) Inversión llevada a cabo por el sector privado; y, b) Inversión a realizarse por parte de la Empresa Pública

El análisis económico financiero del proyecto se lo ha realizado usando el modelo RetScreen de amplia aplicación mundial en este tipo de estudios.

Las hipótesis que se usan para alternativa base son las siguientes:

- Equipo GE 1.6 82.5
- Altura del eje 80 m
- Velocidad promedio del viento en el eje 8 m/s
- Número de máquinas 41
- Potencia instalada 65.6 MW
- Producción neta anual 200 Gwh/año
- Factor de planta 35%
- Vida útil 20 años
- Inversión inicial US\$ 139.206.067
- Gastos de Operación y mantenimiento anuales US\$ 1.991.728
- Precio de venta de la energía US\$ 91,3 /MWh³¹
- Crédito 70%
- Tasa de interés 8%
- Plazo 10 años
- Tasa de descuento 11%
- Se aplica criterio de reducción de emisiones MDL US\$ 10 por tonelada de CO₂ evitada (123.903 ton CO₂/año)

Los resultados bajo estas condiciones son los siguientes:

Inversión inicial			Costos anuales y deuda		
Estudios	0,2%	\$ 300.000	O&M		\$ 1.991.728
Desarrollo	0,1%	\$ 200.000			
Ingeniería	0,4%	\$ 500.000	Servicio deuda		\$ 14.521.709
Turbinas	69,8%	\$ 97.148.200	Total		\$ 16.513.437
Civiles y eléctricas	26,6%	\$ 37.000.000			
Varios	2,9%	\$ 4.054.446	Ingresos anuales		
Total	100,0%	\$ 139.202.646	Energía		\$ 18.287.457
			Certificados carbono		\$ 1.239.025
			Total		\$ 19.526.482

TIR sin impuestos	%	11,7%	Costo de producción	\$/kWh	0,0894
Retorno simple	año	7,9			
Flujo de caja positivo	año	11,3	Aporte de capital	\$	41.760.794
VPN	\$	3.023.316	Deuda	\$	97.441.852
			Servicio de la deuda	\$/año	14.521.709
B/C	-	1,07	Cobertura de la deuda	-	1,16

Tabla 39. Resultados utilizando modelo RetScreen.

³¹Regulación CONELEC 04/11. Si bien esta regulación no estará vigente en el 2014 cuando entre en funcionamiento el parque, se considera que debería haber un precio de sustentación a cambio de las ventajas ambientales y de ahorro de combustibles fósiles.

Se realizó el siguiente análisis de sensibilidad:

				Precio de la energía (\$/kWh)		
Energía entregada		0,0730	0,0822	0,0913	0,1004	0,1096
(MWh)		-20%	-10%	0%	10%	20%
160.241	-20%	-0,6%	2,3%	5,0%	7,7%	10,4%
180.271	-10%	2,3%	5,3%	8,3%	11,4%	14,4%
200.301	0%	5,0%	8,3%	11,7%	15,1%	18,6%
220.331	10%	7,7%	11,4%	15,1%	19,0%	23,0%
240.361	20%	10,4%	14,4%	18,6%	23,0%	27,6%
				Precio de la energía (\$/kWh)		
Inversión inicial		0,0730	0,0822	0,0913	0,1004	0,1096
(\$)		-20%	-10%	0%	10%	20%
111.362.117	-20%	10,8%	15,2%	19,7%	24,3%	29,2%
125.282.381	-10%	7,6%	11,3%	15,1%	19,1%	23,2%
139.202.646	0%	5,0%	8,3%	11,7%	15,1%	18,6%
153.122.911	10%	2,9%	6,0%	9,0%	12,0%	15,1%
167.043.175	20%	1,2%	4,0%	6,8%	9,5%	12,3%
				Precio de la energía (\$/kWh)		
Costos anuales		0,0730	0,0822	0,0913	0,1004	0,1096
(\$)		-20%	-10%	0%	10%	20%
1.593.382	-20%	6,2%	9,4%	12,8%	16,2%	19,7%
1.792.555	-10%	5,6%	8,9%	12,2%	15,6%	19,2%
1.991.728	0%	5,0%	8,3%	11,7%	15,1%	18,6%
2.190.901	10%	4,4%	7,8%	11,2%	14,6%	18,1%
2.390.074	20%	3,8%	7,2%	10,6%	14,0%	17,6%
				Porcentaje de deuda (%)		
Tasa de interés		56,0%	63,0%	70,0%	77,0%	84,0%
(%)		-20%	-10%	0%	10%	20%
6,4%	-20%	12,1%	12,6%	13,2%	14,0%	15,0%
7,2%	-10%	11,6%	12,0%	12,4%	13,0%	13,8%
8,0%	0%	11,1%	11,4%	11,7%	12,1%	12,6%
8,8%	10%	10,6%	10,8%	11,0%	11,2%	11,5%
9,6%	20%	10,2%	10,2%	10,3%	10,3%	10,4%
				Plazo en años		
Tasa de interés		8,0	9,0	10,0	11,0	12,0
(%)		-20%	-10%	0%	10%	20%
6,4%	-20%	12,4%	12,8%	13,2%	13,6%	14,1%
7,2%	-10%	11,8%	12,1%	12,4%	12,8%	13,1%
8,0%	0%	11,3%	11,5%	11,7%	11,9%	12,2%
8,8%	10%	10,7%	10,8%	11,0%	11,1%	11,3%
9,6%	20%	10,2%	10,2%	10,3%	10,3%	10,4%
				Precio Reducción de CO2 (\$/t_{CO2})		
Reducción neta		8,0	9,0	10,0	11,0	12,0

(tco ₂)		-20%	-10%	0%	10%	20%
2.081.563	-20%	10,9%	11,1%	11,2%	11,4%	11,6%
2.341.758	-10%	11,1%	11,3%	11,5%	11,7%	11,9%
2.601.954	0%	11,2%	11,5%	11,7%	11,9%	12,2%
2.862.149	10%	11,4%	11,7%	11,9%	12,2%	12,4%
3.122.344	20%	11,6%	11,9%	12,2%	12,4%	12,7%

Tabla 40. Resultados análisis de sensibilidad utilizando modelo RetScreen.

La TIR, 11,7%, para el caso base es interesante pues hace al proyecto factible para un emprendimiento del Estado al no considerar pago del impuesto sobre la renta. La TIR para un privado, luego de impuestos será del 8,3% que es muy bajo considerando los riesgos asociados a la inversión. El estudio de sensibilidad indica que una reducción del presupuesto en un 10% y un aumento en la producción del 10% (menos pérdidas) harían que el proyecto sea atractivo.

Hipótesis alternativa

- Equipo GE 1.6 82.5
- Altura del eje 80 m
- Velocidad promedio del viento en el eje 8 m/s
- Número de máquinas 41
- Potencia instalada 65.6 MW
- Producción neta anual 200 Gwh/año
- Factor de planta 35%
- Vida útil 20 años
- Inversión inicial US\$ 107.500.000
- Gastos de Operación y mantenimiento anuales US\$ 1.860.000
- Precio de venta de la energía US\$ 55 /MWh³²
- Crédito 70%
- Tasa de interés 8%
- Plazo 10 años
- Se aplica criterio de reducción de emisiones MDL US\$ 10 por tonelada de CO₂ evitada

Los resultados bajo estas condiciones son negativas tanto en la TIR como en el VPN, lo que implica que el proyecto necesita incentivos de precio si se quiere que sea factible.

Para hacer un análisis económico, especialmente luego del 2014 en que empezaría a funcionar el proyecto se debería considerar otros beneficios imposibles de cuantificar en este momento y para un horizonte de 20 años. Los beneficios más importantes serán el ahorro de combustibles fósiles para la generación y los beneficios ambientales que además se producen. El análisis económico detallado debería hacerse conjuntamente con un estudio de factibilidad.

³² Equivale a un precio actual de mercado sin incentivo

6.5 Acceso a mercados de carbono

(Para este efecto será CELEC EP quien apruebe el modelo financiero-económico a ser utilizado).

El acceso a mercados de carbono (PIN del proyecto), con el respectivo análisis económico se encuentra en el Anexo 2 del presente documento.

7. Producto 7 Memoria ambiental

Antecedentes

Como se mencionó al inicio de este Estudio de pre factibilidad, la Corporación para la Investigación Energética – CIE llevó a cabo la “Elaboración del mapa preliminar de potencial eólico en la zona costera de la provincia de Manabí”, estableciendo dos zonas de interés mediante información de valores promedios de velocidad y dirección del viento, con una precisión mayor al 90%: la zona 1 (El Aromo) y la zona 2 (Montecristi).

En relación al Estudio de pre factibilidad de generación eólica para estos dos sitios de interés dentro la zona costera de la provincia de Manabí, la memoria ambiental que se desarrolla a continuación, establece los parámetros de conservación, tanto del entorno natural y social de la zona de estudio, como las medidas a tomar en los aspectos de seguridad y de conservación de la salud del personal que intervendrá en la construcción, instrumentación, operación comercial del proyecto y retiro de las instalaciones, en concordancia con el marco regulatorio ambiental vigente.

Cabe anotar que a nivel de memoria ambiental, la identificación de impactos ambientales se fundamenta en la consideración de los efectos genéricos de un proyecto "eólico tipo".

Esta Memoria no sustituye al estudio de impacto ambiental provisional o al definitivo que deberá hacerse conjuntamente con el estudio de factibilidad.

Objetivos y alcance del Estudio

- Descripción del medio y ubicación de zonas protegidas aledañas en el plano de arreglo a elaborarse para cada zona.
- Identificación y valoración de impactos ambientales
- Descripción de medidas protectoras y correctoras

Marco Legal de Referencia

Existen leyes y reglamentos en materia ambiental a nivel local, seccional, sectorial y nacional.

Leyes nacionales

- La Constitución de la República del Ecuador
- La Ley de Manejo Ambiental, publicada en el R.O. N°. 245, julio 30 de 1999, la cual establece la obligación de



obtener licencia para todas las actividades que representan riesgos ambientales, previo la aprobación de la valoración del impacto ambiental por parte de organismos descentralizados, bajo un Sistema de Manejo Ambiental (Arts. 19 y 20).

Leyes del Sector Eléctrico

- Ley de Régimen del Sector Eléctrico, 10 de octubre de 1996. Capítulo I relativa a Disposiciones Fundamentales. Art.3, Ambiente. “Toda Compañía de Generación, Transmisión y Distribución debe respetar en su totalidad la disposición relativa a la protección ambiental.

Previo a la construcción del proyecto de generación, transmisión o distribución de electricidad, debe cumplir con todas las normas establecidas para la preservación del ambiente. Con este propósito, “es de cumplimiento obligatorio realizar estudios de impacto ambiental”.

- Regulaciones de Concesión, Permisos y Licencias para el sector eléctrico, Abril 1998.

- Regulaciones ambientales para las actividades eléctricas (RAAE), en los Anexos al Libro VI del Texto Unificado de Legislación Ambiental del Ministerio del Ambiente (TULSMA) que detallan las normas técnicas sobre calidad ambiental, Decreto Ejecutivo No.1761 of agosto de 2001.

Además, habrán de observarse las normas de aplicación directa para la evaluación de impactos ambientales en el Sector Eléctrico como son los Tratados Internacionales.

7.1 Evaluación del medio

Criterios de impacto social, ambiental

En el estudio de factibilidad habrá que realizar un estudio de impacto ambiental y social. Dentro del alcance del presente estudio, para el que se ha realizado una evaluación ambiental preliminar (Memoria Ambiental), se ha podido verificar que la Zona 1 no tendría problemas para desarrollar un parque eólico de magnitud. Excepto la parte del bosque de Pacoche, que es una zona con abundante vegetación, el resto es sumamente árido y no se usa productivamente de forma extensiva. Desde Liguíquí hacia el norte, incluyendo la entrada a la refinería, se puede encontrar zonas planas adecuadas y también zonas más quebradas hasta San Mateo y Santa Marianita.

Descripción del medio

El estudio de pre factibilidad proveerá una idea integral de la central eólica en términos de características técnicas, de eficiencia energética y de datos relativos al tamaño y al emplazamiento, lo cual permitirá identificar los impactos ambientales y la viabilidad del proyecto eólico, es decir las potenciales amenazas provenientes de su implantación.

El emplazamiento de los aerogeneradores deberá ser compatibilizado con el uso del suelo que hacen otros sectores económicos, cuyo desarrollo podría verse afectado de no existir las debidas previsiones en el orden social y ambiental.



Figura 38. Vía lastrada de tercer orden que conduce al sitio del proyecto en El Aromo

En el sector del Aromo, bordeando la costa e ingresando por las poblaciones de Marianitas y San Mateo, y luego por camino lastrado y de tierra, se llega al pie de una loma sobre cuya cima se ha registrado la mayor magnitud y velocidad de viento, la misma que se encuentra en las coordenadas 1 - 515582 E 9890005 S; 2 - 510799 E 9885337 S; 3 - 509804 E 9882926 S; 4 - 515716 E 9880603 S; 5 - 519734 E 9887652 S; a una altura promedio de 220m msnm.



Figura 39. Zona de influencia directa del proyecto

En las estribaciones de esta pequeña elevación se encuentran diseminadas las casas de los miembros de la comunidad que en su mayoría son pescadores, en los exteriores de casi todas las viviendas se aprecian las embarcaciones que utilizan para sus labores de pesca. Se observa también el sobrevuelo de fragatas, pelícanos, aves carroñeras y pequeñas manadas de chivos.



Figura 40. Ejemplo del tipo de flora y fauna existente en la zona

El sector del Aromo, por estar ubicado frente al mar, es proclive al desarrollo del sector inmobiliario con potencial valor para el desarrollo de modelos turístico-residenciales que podrían eventualmente compartir el territorio con el parque eólico y estar expuestos a los efectos derivados de su construcción y funcionamiento.



Figure 41. San Mateo, zona de influencia indirecta del proyecto



Figura 42. Zona de San Mateo, aledaña al proyecto

Aproximadamente a 2km de distancia del sitio del proyecto se encuentra la zona de San Mateo, la misma que a pesar de tener baja densidad poblacional, se puede apreciar que se trata de un área intervenida con presencia de edificaciones privadas, pequeñas urbanizaciones, hoteles, torres de comunicaciones, etc., es decir un medio antrópico en expansión.

7.2 Identificación y valoración de impactos ambientales

Área de influencia directa

El área sobre el suelo que ocuparán las torres de generación es aproximadamente de 37.000m²; sin embargo, cabe señalar que en El Aromo no existe la posibilidad de implantar los aerogeneradores en disposición lineal o de parrilla que son las más comunes, pues la superficie considerada para la implantación es irregular y por lo tanto no será utilizada en forma de bloque, sino en varias secciones, de acuerdo a la presencia de sectores más o menos planos que faciliten la instalación de los aerogeneradores, y en los cuales, a la vez, se haya detectado la presencia de viento en magnitudes aprovechables.

Por otro lado, el proyecto incidirá en un área de 1300ha dentro de las cuales se construirán caminos de acceso para las etapas de construcción, operación, mantenimiento, desmontaje y retiro del parque. Durante la etapa de construcción, se contempla el transporte de equipos, colocación de líneas de transmisión, construcción de la subestación que albergará al centro de control del sistema SCADA y de interconexión e infraestructura eléctrica en general.



Figura 43. Área de influencia directa del proyecto en la Zona 1, El Aromo. Google maps.

En este mapa se observa el área de influencia directa del proyecto, el cual se ha delimitado en rojo, evidenciando que se encuentra fuera del área protegida de Pacocha. Sin embargo, debido a su proximidad con esta reserva natural, es necesario presentar ante el Ministerio del Ambiente, una solicitud de “Certificado de No Intersección”, como condición para desarrollar un parque eólico en ese lugar. (Ver anexo).

Para la zona de influencia directa deberá considerarse lo siguiente:

- ✓ Volúmenes de obra y concentración de actividades que ejecutará el proyecto durante la fase de construcción.
- ✓ Demanda de bienes y servicios para la operación comercial del proyecto.
- ✓ Áreas que potencialmente puedan ser oferentes de servicios (alojamiento, mano de obra, etc.)

Área de influencia indirecta

Se considera que el área de influencia indirecta del proyecto es el cantón Manta.

Diagnóstico del Medio Físico en el entorno del proyecto

- **Clima**

El clima local y regional del área de estudio, de acuerdo al régimen anual de lluvias y registros de humedad relativa y temperatura, es tropical seco. Los meses de enero a abril marcan la estación lluviosa, mientras que de mayo a diciembre hay pocas precipitaciones. La temperatura promedio del aire a la sombra (°C) es de 25.6°; con una humedad relativa media de 81.0%.³³

- **Precipitación**

³³ Anuario Meteorológico 2008, INHAMHI Estación M166.

La precipitación en la Estación M166 indica un valor anual de 1733.0 mm, con una precipitación máxima en 24 horas de 81.0 mm

- **Ecosistema**

Según el diagnóstico del Plan de Desarrollo Provincial de Manabí (2004), el territorio de esa provincia incluye los siguientes ecosistemas: matorral desértico y subdesértico tropical, monte espinoso tropical y premontano, bosque muy seco tropical, bosque seco tropical, bosque húmedo tropical, bosque seco premontano, manglares y humedales. La zona de El Aromo, considerada en el presente estudio para la implementación de un proyecto eólico, está catalogada como “Bosque seco sub húmedo” de acuerdo a la escala de Holdridge (biomas wikipedia) que se basa en datos sobre precipitación, latitud, altitud y temperatura.

Evaluación de impactos ambientales

El aprovechamiento del viento como recurso para la producción de energía eléctrica forma parte del campo de las energías renovables.

Existen aspectos positivos en el aprovechamiento del viento que hay que destacar:

- El carácter inagotable de la materia prima sobre la que se sustenta (viento).
- Sustitución de energía producida mediante combustibles fósiles.
- Disminución de la importación y uso de combustibles.
- La ausencia de residuos sólidos y de emisiones de cualquier tipo a la atmósfera.
- La obtención de niveles de rendimiento aceptables en las máquinas transformadoras.
- Los efectos económicos positivos sobre los propietarios de suelos poco productivos.
- Generación de empleo directo e indirecto.
- Dinamización económica.

De igual manera, existen aspectos negativos sobre todo a nivel local:

- Transformación paisajística.
- Modificación del uso del suelo (en pequeña escala).
- Creación de infraestructuras de tipo industrial en espacios naturales.
- Emisiones acústicas.
- Probables afecciones a la cubierta vegetal y a la fauna silvestre.

Las consecuencias de implementar un parque eólico deben estudiarse como un conjunto de prestaciones y contraprestaciones en el que debe buscarse un equilibrio que permita el desarrollo de dicho aprovechamiento con las mínimas afecciones ambientales posibles, manteniendo la premisa de preservar los recursos naturales relacionados con este tipo de instalaciones; básicamente suelo, vegetación, fauna y paisaje.

Identificación de impactos

Fase de construcción:

- Apertura de vías de acceso
 - Circulación de vehículos
 - Eliminación de vegetación
 - Desmontes y terraplenes
 - Reforzamiento y compactación de suelos
- Construcción del parque aerogenerador
 - Eliminación de la vegetación
 - Circulación de vehículos
 - Excavaciones
 - Construcción del edificio de control y la subestación
- Instalación de la línea eléctrica interna
 - Eliminación de la vegetación
 - Apertura de vías para el acceso de la maquinaria
 - Actividad del personal y maquinaria
 - Excavación de zanjas

Fase de explotación

- Circulación de vehículos
- Servidumbres
- Ocupación del terreno
- Producción de residuos sólidos urbanos y de aceites usados (aerogeneradores y transformadores)

Fase de pos operación

- Desmantelamiento de aerogeneradores y transformadores
- Desmantelamiento del edificio de control y subestación
- Desmantelamiento de tendidos eléctricos
- Acondicionamiento previo a su abandono

Valoración de impactos

Todos los impactos identificados deben ser clasificados para aplicar la medida correctiva pertinente, de manera que el impacto:

- Se anule
- Se corrija (obteniendo un grado de impacto admisible)
- Se atenúe (el efecto sigue siendo negativo)

Los impactos potenciales inicialmente más notables que pueden ejercer los parques eólicos son aquellos que inciden sobre la vegetación, la fauna, el paisaje, aunque también hay que tomar en cuenta aquellos que pudieran producir afectación a la salud y calidad de vida de las personas que habitan en el área circundante.

Se ha comprobado que la instalación de grandes parques eólicos produce impactos ambientales de poca importancia. El requerimiento de material de superficie es relativamente escaso. Sin embargo, cuando se utilizan aceros y material plástico, por ejemplo, se generan problemas ambientales durante la fabricación de estos materiales.

Impactos durante la fase de construcción

Emisiones atmosféricas

Durante la fase de construcción de un proyecto eólico, debido al ingreso de maquinaria y movimiento de tierras para edificación de las obras civiles, se producen impactos ambientales asociados con la emisión de partículas, polvo y humo en el sitio del proyecto y en el trayecto de acceso. Sin embargo, aunque producen molestias a la población, estos impactos son temporales y no revisten mayor importancia.

Impacto al medio hídrico

Existe el riesgo de que las aguas, tanto superficiales como subterráneas, puedan verse afectadas por el arrastre de materiales, por emisiones causadas por la maquinaria, o por fallas en el trazado de los sistemas de acceso que pudieran interrumpir el cauce natural de las aguas.

Es importante mencionar también el riesgo de contaminación por derrames de aceites, hidrocarburos, sustancias utilizadas para limpieza, etc. provenientes de la operación de la maquinaria.

La implantación de un parque eólico en la zona de El Aromo, durante la fase de construcción y de clausura, podría producir derrames de los materiales arriba mencionados, que podrían ser arrastrados por las lluvias hacia los cursos de agua estacionales que finalmente van a parar al mar. En esta zona no existen ríos de importancia, excepto el río Pacoche que viene desde el sur, proveniente de la zona protegida del mismo nombre y desemboca en el Océano Pacífico a la altura de San Mateo. En todo caso la afectación alcanzaría las aguas a nivel freático, mas no subterráneo.

Erosión del suelo

Algunos de los impactos sobre el suelo que se enlistan a continuación podrían originarse en una mala planificación y gestión:

- La desestructuración de los suelos por las actividades de explanación y remoción de tierras para preparación de accesos, zanjas, zonas de acopio y edificios de control.
- La compactación del suelo por las actividades de tránsito de vehículos y demás maquinaria de construcción y montaje, al igual que por el acopio de materiales de construcción y restos de obra.
- La eliminación de la cobertura vegetal que frena la erosión del suelo.
- Probabilidad de deslizamiento de las obras civiles y equipos debido a la condición de alta vulnerabilidad del suelo.



Figura 44. Tipo de suelo en la zona de El Aromo

Durante la visita al sitio del proyecto, se observó que la loma sobre la cual se propone implantar los aerogeneradores y demás instalaciones eólico – eléctricas, está cubierta de vegetación de baja altura (matorrales). El resto del área de estudio tiene cobertura vegetal parcial.

El tipo de bosque en esta zona es llamado bosque deciduo (hasta los 320 m de altitud) y se caracteriza porque la mayor parte de árboles pierden sus hojas durante la época de estiaje que dura de 7 a 9 meses. Estos ecosistemas tienen suelos llanos y pedregosos con subsuelos rocosos, con altas concentraciones salinas y estratos arcillosos impermeables que no permiten la retención de la humedad, es decir, son suelos vulnerables a deslaves e inundaciones. Por ello, la vegetación natural resulta indispensable para conservar los suelos durante los meses de lluvia, ayudando a prevenir deslaves e inundaciones en las partes bajas. (Plan de manejo ambiental, Refinería del Pacífico, 2010).

Ocupación del hábitat

El impacto denominado como "ocupación del hábitat" hace referencia a afecciones en el medio biótico, ya que la fauna y flora de la zona pueden ser desplazadas o eliminadas, e incluso perjudicar el suelo.

El espacio que ocupará el parque eólico dependerá del tamaño de los aerogeneradores y de la construcción de cimentaciones y plataformas de apoyo de la maquinaria.

El impacto también dependerá de la singularidad del suelo y de las especies botánicas. Durante la vida útil de un parque eólico hay elementos causantes de la ocupación de hábitat de forma permanente como accesos, cimentaciones de los aerogeneradores, edificaciones para control y subestación y pozo y fosa séptica y hay otros elementos que generan ocupación del hábitat temporal, sólo en la fase de construcción, como zanjas de canalización, balizamiento, superficies de acopio para la obra y aparcamiento para maquinaria.

Impacto sobre la Vegetación

El impacto sobre la vegetación se encuentra estrechamente relacionado con el impacto de ocupación del hábitat, esto es, los movimientos de tierra, cimentaciones, accesos y construcciones en un parque eólico, como fuentes de efectos más negativos.

La gravedad de impacto sobre la vegetación dependerá de las características de las especies afectadas, su valor como especies endémicas y autóctonas, niveles de protección de las mismas, su interés como recurso productivo, etc.



Figura 45. Tipo de cobertura vegetal de la zona considerada para el proyecto eólico.

Aunque existe la posibilidad de proceder a una revegetación de la zona como medio de mitigación del impacto, una vez que concluya el proyecto y se retiren las instalaciones, la vegetación en la zona de El Aromo corresponde a la clasificación de “bosque seco sub húmedo”, permaneciendo gran parte del año, como matorral leñoso por ausencia de precipitaciones.



Figura 46. Matorral leñoso en El Aromo

Impacto sobre la Fauna

En la fase de construcción, el paso de maquinaria y las tareas de excavación, desbroce, afirmado, relleno, etc., causan el desplazamiento y eliminación de la fauna previamente existente. La avifauna sufre las mayores consecuencias en su nidificación. (Amenazas inducidas por los parques eólicos, Ayuntamiento de Dúrcal, <http://www.adurcal.com/mancomunidad/viabilidad/59.htm>).



Figura 47. Bandada de pelícanos en vuelo sobre la zona de El Aromo

Las aves son parte integral de los ecosistemas y su presencia o ausencia está ligada directamente con el estado de los hábitat; es así que, este grupo ha sido comúnmente utilizado como un indicador que responde a los efectos del disturbio de hábitat (BirdLife International 2004).

Se sabe que la comunidad de aves en este tipo de bosques es más rica en la época de invierno, pues en verano las condiciones climáticas cambian drásticamente y se ven obligadas a migrar. En esa zona se han registrado especies de aves que tienen grado de amenaza nacional vulnerable, casi amenazada y vulnerable. Debido a que estas especies tienen una dependencia y relación con hábitat boscosos, tienen riesgo de desaparecer por la intensa deforestación, la cacería ilegal y el comercio como mascotas son algunos de los problemas que presentan estas especies. (Estudio de impacto ambiental del proyecto “Campamento preliminar en un área de 20 ha RDP – CEM Eloy Alfaro”, 2010).



Figura 48. Aves en vuelo en la zona de llegada de los botes pesqueros En El Aromo.

En la zona de El Aromo existen pequeñas especies de zonas áridas como reptiles y mamíferos.



Figura 49. Ejemplar de reptil, fauna de El Aromo. (Foto Joaquín Gutiérrez, 2011)

En el Plan de Manejo Ambiental del Refugio de Vida Silvestres Marina y Costera Pacoche 2009 – 2014, el mismo que se encuentra a una distancia aproximada de 500m del área escogida para el proyecto eólico, se menciona que las lagartijas que pueden observarse en esa zona son nativas del oeste de Ecuador y Perú y habitan especialmente en bosques secos semicaducifolios; sin embargo, es importante anotar que según este mismo estudio, los anfibios y reptiles son dos grupos de vertebrados de los que no hay información disponible para el área. Es de presumir que la fauna encontrada en el área protegida de Pacoche sea similar a aquella existente en la zona escogida para el proyecto.

Afección a la salud ambiental y calidad de vida o impacto social

Las obras necesarias para la ejecución de las instalaciones de la central eólico-eléctrica y sus accesos pueden ocasionar molestias sobre las poblaciones más próximas, por el tráfico excesivo de vehículos y de maquinaria pesada.

Además, el impacto paisajístico tiene cada vez más influencia en la definición de la calidad de vida de una población.

Como se mencionó anteriormente, las poblaciones de Marianitas y San Mateo, además de la población rural que habita en la zona de El Aromo, se encuentran cercanas al sitio escogido para la ubicación de torres de generación dentro de este proyecto y por tanto son las que probablemente sufran los efectos ya descritos por la presencia de un parque eólico, de manera que todas las medidas de mitigación o anulación de impactos deberán estar enfocados a estos grupos sociales.

Al nivel de este estudio no se conocen a los propietarios de los terrenos donde se implantarán las torres. Los terrenos no tienen valor agrícola significativo especialmente por falta de agua y los propietarios recibirán una compensación por permitir el uso para las torres eólicas y los caminos, tal y como se indica en el análisis financiero.

Afección al patrimonio

Durante la fase de construcción, se puede producir afección al patrimonio arquitectónico, cultural, histórico y arqueológico, con riesgo a que yacimientos de cierto valor sean deteriorados o destruidos. Una inadecuada ubicación de las instalaciones, o incluso una mala gestión durante las obras de construcción del proyecto, puede desencadenar graves afecciones.

El patrimonio cultural e histórico puede verse alterado por la introducción de una actividad de características del todo novedosas en la zona, pudiendo constituir un elemento discordante si no se elige correctamente la ubicación de la central eólica.

En lo que respecta al sitio escogido para el proyecto eólico El Aromo, en él, a simple vista, no se advierten elementos culturales en riesgo, pues no hay presencia de estructuras arquitectónicas o arqueológicas visibles. Claro está que, si se desea avanzar hacia estudios ambientales a nivel preliminar o definitivo, se deberá hacer una prospección mediante las técnicas específicas para detectar vestigios culturales o yacimientos.

Impactos durante la fase de explotación

Impacto visual

La incidencia que puede tener la presencia de aerogeneradores en la percepción paisajística es evidente, aunque ésta es totalmente subjetiva ya que la concepción de lo estético puede variar de un individuo a otro, es decir que el impacto visual que ocasionan los aerogeneradores puede ser molesto para unos e incluso agradable para otros.

Sin tomar en cuenta los obstáculos visuales, como orografía, vegetación, infraestructuras arquitectónicas o factores climáticos, se puede decir que, con respecto del sitio del parque eólico, la afección visual es de un radio de 15 Km. Hay tres rangos de impacto visual: desde el parque hasta una distancia de 5 Km la incidencia visual se estima como alta; de 10 Km como incidencia media; y, de 15 Km refleja una incidencia baja. Pero esta afirmación debe ser relativizada por los numerosos factores que confluyen en el paisaje.

El tratamiento de este impacto, debe ser cuantificado objetivamente, según los siguientes aspectos:

Presencia

Un parque eólico es altamente visible en el paisaje y mientras mayor sea el número de aerogeneradores, mayor será el terreno ocupado y mayor el área de influencia visual. Para determinar la ocupación en superficie, se hace necesario analizar la densidad de los equipos eólicos y sus características técnicas, mismas que influirán en el requerimiento de caminos para construir las líneas de interconexión.

Ubicación

La orografía del terreno contiene varios factores relevantes para la valoración del impacto visual. Se debe tomar en cuenta que el grado de conservación natural en las zonas montañosas suele ser mayor que en zonas llanas. Las zonas montañosas presentan además una mayor sensibilidad visual debido al propio obstáculo de los distintos relieves, sobre todo, en áreas de gran extensión.



Figura 50. Colina identificada como sitio potencial para implantación de aerogeneradores.

Además se debe considerar la cota y orientación de las laderas circundantes, y proximidad a núcleos de población, a infraestructuras relevantes (como vías), o a enclaves de interés patrimonial y paisajístico.

La climatología es importante también en esta compleja realidad perceptual, en cuanto a condiciones atmosféricas como nieblas y grado de luminosidad.

Diseño del parque eólico

El diseño de la arquitectura de un parque eólico hace referencia a variables de eficiencia energética y a criterios de estética paisajística. La distribución de los aerogeneradores debe armonizar la clinometría (inclinación) del terreno en que se emplaza el parque y complejidad de disposición de las turbinas.

Un diseño simple puede darse en áreas llanas, mientras que en lugares con fuertes pendientes, generalmente el trazo de las turbinas sigue los contornos extremos del paisaje, disponiéndose a lo largo de las divisorias del terreno.

Para el análisis de impacto visual se debe considerar también elementos del parque como construcciones (color y formas), la red eléctrica y las vías internas.

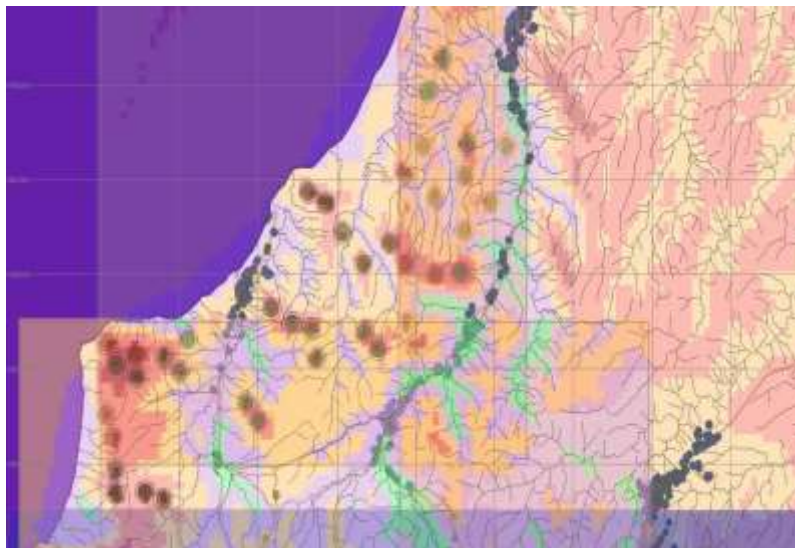


Figura 51. Mapa de ubicación de los aerogeneradores en El Aromo.

En el Aromo, como ya se explicó antes, la ubicación de las torres no será lineal o en parrilla sino que estará dispuesta en grupos debido a la orografía del terreno y la ubicación de los sitios con mayor recurso eólico.

Tamaño del aerogenerador

La torre y el rotor son los elementos más visibles y por tanto los que mayores efectos visuales producen. Las dimensiones de ambos, longitud y diámetro respectivamente, serán proporcionales entre sí. Un observador valora el tamaño de un aerogenerador basándose en la longitud de sus elementos exteriores. El incremento del tamaño de cada aerogenerador tiene también repercusiones, directamente proporcionales, en su superficie de cimentación.

Las características del tipo de aerogenerador elegido para el proyecto eólico de El Aromo, son las siguientes: marca General Electric, de 82,5m de diámetro, 80m de altura de buje y 1,6MW de capacidad. Si hablamos del tamaño de aerogeneradores para tierra, el tamaño y la capacidad del aerogenerador escogido se considera entre mediana y grande.

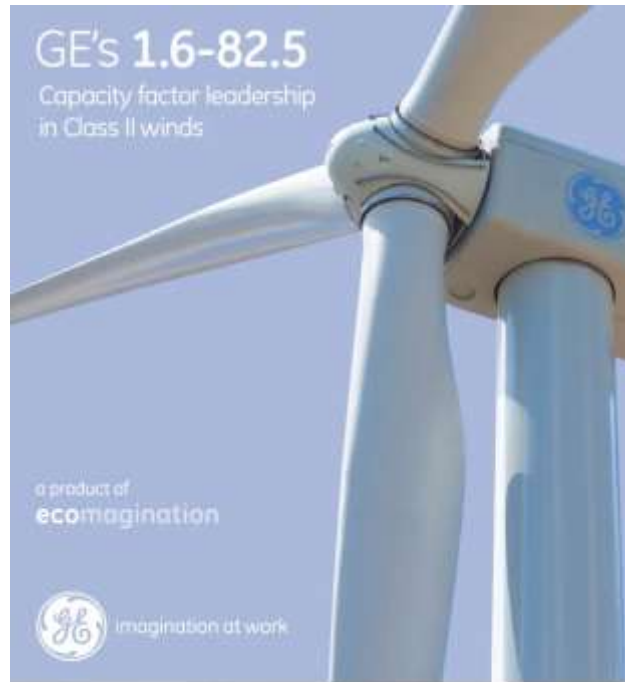


Figura 52. Aerogenerador General Electric elegido para el proyecto El Aromo.

Diseño del aerogenerador

La intrusión de cualquier elemento artificial en un entorno natural provoca una alteración paisajística. En el caso de los aerogeneradores, los materiales que los componen son de vital importancia. Cuando hablamos de la torre se pueden distinguir dos tipos principales:

- Truncocónica de chapa de acero; la más común.
- Celosía de acero soldado; raramente empleada para los grandes aerogeneradores modernos, debido a su antiestética apariencia.

En cuanto al color, tanto de la torre como la góndola y el rotor, deben ser acordes con el paisaje circundante, si se pretende minimizar el impacto visual. El gris claro es la opción más escogida.

La desventaja de este camuflaje deriva en un mayor grado del impacto faunístico, al no poder ser reconocidos los aerogeneradores por la avifauna que sobrevuela la zona.

Existe la necesidad de señalización de los aerogeneradores para ser avistados por aeronaves (deportivas, militares o de transporte). Así, la visualización debe ser palpable desde diferentes ángulos y distancias, y bajo diferentes condiciones climatológicas y de luminosidad.

La colocación de marcas o guías en los extremos de las palas (balizamiento) permite hacerlas visibles. Esto se consigue mediante la iluminación intermitente de las balizas.

El problema de la señalización es la repercusión paisajística de la misma, así como las posibles molestias generadas sobre las poblaciones vecinas. Se debe indicar que los rotores bipala provocan mayor impacto visual (y sonoro) que los tripala. El aerogenerador que se describe líneas arriba y que se ha escogido para el parque eólico El Aromo, tiene rotores tripala.

Velocidad de rotación

Otro efecto del impacto visual es el grado de dinamismo del aerogenerador. Mientras más lento es el movimiento de las palas el impacto se considera menos agresivo. Los grandes aerogeneradores tienen una velocidad de rotación generalmente menor; y por tanto, el impacto visual disminuye al aumentar el tamaño de la máquina.

Efecto sombra

La sombra que proyectan las estructuras de una central eólica puede afectar a las poblaciones cercanas, ya que las palas del rotor, cuando están en movimiento, cortan la luz solar de manera intermitente, generando un parpadeo conocido como "shadow flicker", o sombra titilante.

El diseño del parque eólico El Aromo ha sido realizado de modo tal, que las casas de los miembros de la comunidad que se encuentran a pie de monte, no reciban sombra provocada por los aerogeneradores. Se asegura que no habrá exposición a sombra intermitente mayor a 30 horas al año.

Reflexión solar

El reflejo y los destellos que produce un aerogenerador se deben a la incidencia de la luz solar sobre las aspas del rotor. El color del rotor y la distancia del mismo a los asentamientos urbanos o a enclaves patrimoniales son las variables más importantes en la consideración de este impacto.

En El Aromo los aerogeneradores estarán cubiertos de pintura opaca para reducir la reflexión solar.

Ruido

El ruido se define como un sonido audible no deseado, capaz de afectar al oído humano e inclusive a su sistema nervioso. En un parque eólico el impacto sonoro proviene de la circulación de vehículos para mantenimiento y funcionamiento de los aerogeneradores.

El sonido producido por las turbinas tiene un origen aerodinámico, (flujo del viento sobre las aspas), y otro mecánico, (motores y ventiladores de refrigeración). Las vibraciones sincronas de los componentes amplifican el ruido. El choque del viento con las palas del rotor se conoce como ruido blanco. Los niveles típicos de ruido, (considerado el máximo emitido por un aerogenerador), se muestran en la tabla siguiente, según los valores típicos de potencia y velocidad de giro.

Potencia instalada (kW)	Velocidad de potencia (r.p.m.)	Nivel de ruido (dB)
30	-71	-93
300	-20 - 46	-99
1.500	-9 - 20	-104
3.000	-9 - 19	Entre 104 y 107
4.500	-8 - 13	-107

Tabla 41. Amenazas inducidas por los parques eólicos. Adurcal.

El nivel de ruido disminuye de forma exponencial con la distancia a la fuente sonora. Así, a una distancia de 200 metros de un aerogenerador, el nivel de sonido será un cuarto del que es a 100 metros. A distancias superiores a 300 metros, el nivel de ruido teórico máximo de los aerogeneradores de alta calidad estará generalmente por debajo de los 45 dB(A) al aire libre.

La velocidad del viento es otro parámetro relevante. En términos generales, se puede decir que el sonido aerodinámico de las turbinas se incrementa en 1 dB a medida que se incrementa la velocidad del viento en 1 m/s.

La simulación de ruido que se ha realizado para el proyecto ha sido hecha en base a los datos provistos por los fabricantes de las turbinas. Esta simulación muestra que el nivel máximo de ruido que alcanzará el proyecto en los centros poblados es de 42dB, considerando de manera conservadora que las vibraciones no sean absorbidas por el suelo ni los objetos circundantes. Se debe tener en cuenta que de acuerdo al texto único de legislación ambiental vigente, el nivel máximo de ruido permitido para zonas residenciales mixtas (con presencia de instalaciones industriales) es de 45dB.

Afección a la salud ambiental y calidad de vida

Los campos electromagnéticos generados por un parque eólico tienen potenciales efectos sobre las poblaciones más próximas. El movimiento de las aspas de los aerogeneradores puede crear oscilaciones en señales electromagnéticas e interferir las comunicaciones. Las turbinas crean una zona oscura para las transmisiones detectadas a un radio máximo de 10 kilómetros de distancia. Los usuarios de estas áreas recibirán interferencias en sus señales de TV perjudicando la calidad de imagen y de sonido. Igualmente pueden ocasionar problemas con las comunicaciones por microondas.

Dado este inconveniente, la zona requeriría que se expanda la red de comunicaciones por fibra óptica para reemplazar el servicio que actualmente emplea señal satelital.

Riesgo de desprendimientos

La probabilidad de accidente por desprendimiento de piezas de los aerogeneradores es bastante escasa, casi despreciable. Sin embargo, no hay que olvidar que cada una de las aspas de un rotor pesa más de una tonelada y

media, y se mueve a una velocidad que provocaría, en caso de rotura, su lanzamiento a cientos de metros. Al final de esta memoria se dan recomendaciones para el manejo de este riesgo.

Riesgo de caída de rayos

Los aerogeneradores se colocan generalmente en puntos elevados y por sobre los obstáculos a su alrededor, por ello pueden atraer descargas de electricidad estática durante las tormentas. Los aerogeneradores están hechos de una estructura metálica conectada a tierra y protegidos contra descargas eléctricas.

Riesgo de incendio

Existe el riesgo de incendio por la presencia de los aerogeneradores. Su atracción de los rayos y de líneas eléctricas, podrían producir un fallo por cortocircuito e inicio del fuego.

Las turbinas aerogeneradoras escogidas en este estudio, tienen sistemas de enfriamiento propio para sus componentes mecánicos de manera de evitar que los lubricantes utilizados en sus sistemas lleguen a condiciones de auto ignición.

Riesgo de derrames

El aceite lubricante necesario para el mantenimiento de los aerogeneradores puede ser vertidos accidentalmente al suelo, con la potencial contaminación del mismo y de las aguas superficiales y subterráneas presentes.

En El Aromo, se prevé aplicar un Plan de Manejo de lubricantes usados para eliminar estos riesgos.

Impacto atmosférico

El efecto positivo para la atmósfera producido por la generación eólica es evidente por la ausencia de emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Pero, no hay que olvidar que las actividades de fabricación, instalación, mantenimiento y desmantelamiento de un aerogenerador, seguramente obedecen a procesos que utilizan energía y han generado emisiones de CO₂ a la atmósfera. Pero, según estudios publicados por la Asociación Danesa de la Industria Eólica, y bajo condiciones de viento normales, a una turbina le cuesta entre dos y tres meses recuperar toda la energía implicada. Es lo que se denomina período de restitución de los aerogeneradores, aunque no se incluyen en el estudio los demás componentes del parque eólico (cimentaciones, caminos, etc.).

Un impacto sobre el clima es casi despreciable, aunque podría darse una alteración en el microclima de la zona, al cambiar el sentido y fuerza de los vientos por acción de los aerogeneradores.

Afectación a la fauna

La experiencia de países europeos que han venido operando parques eólicos por varias décadas (desde 1978), revela que la avifauna es la más afectada por

los generadores, a diferencia de otras especies como reptiles, mamíferos y roedores que se habitúan sin mayor problema a convivir con los molinos.

La mortalidad de las aves se suscita por los choques que éstas sufren contra las aspas y contra las estructuras de las torres. Aunque todo tipo de aves corre este riesgo, aquellas que existen en mayor cantidad, aquellas que son planeadoras (utilizan el viento para desplazarse), o las aves migratorias, tienen mayor probabilidad de afectación. Así mismo, pueden verse afectadas aquellas aves que se posan en las estructuras eólicas para descansar o nidificar. (Sociedad Española de Ornitología).

Estudios hechos en Dinamarca (1995) encontraron evidencias de que las aves locales se "familiarizan" con los aerogeneradores y tienden a evitarlos. Incluso se ha afirmado que las aves migratorias desvían su trayectoria cuando un parque eólico se encuentra en su curso de vuelo, aunque estos casos producen modificaciones en el comportamiento de las aves, con situaciones de estrés y desorientación.

También se ha determinado que es frecuente la electrocución de la avifauna con las líneas eléctricas de transporte de la energía producida.

En la zona de El Aromo, según el Plan de Manejo Ambiental del Refugio de Vida Silvestres Marina y Costera Pacoche 2009 – 2014, las aves y los mamíferos son hasta el momento los grupos de fauna terrestre mejor estudiados en el área y sobre los cuales se ha basado la selección de los objetos de conservación. En cuanto a peces, anfibios y reptiles, se ha observado y fotografiado grupos animales, pero no se realizaron muestreos dirigidos a elaborar un inventario basado en colecciones. Este documento presenta registros de las especies animales del RVSMC-Pacoche y sus alrededores que se encuentran bajo alguna categoría de riesgo de extinción y protegidas por la IUCN (Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza) y por la legislación nacional. (Ministerio del Ambiente 2009).

Análisis de gases de efecto invernadero

Con la adopción del Protocolo de Kyoto, ratificado en enero de 2012, en el marco de la Conferencia Global sobre el Cambio Climático de Río de Janeiro, se actualizó el marco legal que regula las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial.

Este marco legal contempla la participación de países en vías de desarrollo y con economías en transición, en un programa de incentivos denominado Mecanismo de Desarrollo Limpio, el mismo que tiene varias posibilidades de financiamiento.

Para el presente estudio se ha trabajado bajo el modelo de financiamiento multilateral. Forma parte de este documento el (Project Idea Note) PIN del proyecto, el cual incluye el cálculo de reducción de emisiones esperadas y un estudio económico del proyecto. La estimación de Gases de Efecto Invernadero a ser reducidos / CO₂ Secuestrado (en toneladas métricas de CO₂-equivalente) es de **123.903 tCO₂ / año**, durante la vida útil del proyecto (20 años).

7.3 Medidas protectoras y correctoras

Aunque no procede que un documento como el presente contenga una valoración categórica de la importancia o magnitud de los impactos ambientales del proyecto eólico que se plantea, se puede hablar de lineamientos básicos que permitirán esbozar una jerarquización de los impactos.

Es recomendable que para estimar la magnitud de los efectos que pueden desencadenarse en un emplazamiento eólico sobre la fauna, deberán estudiarse criterios como:

- Grado de protección de las especies afectadas;
- Fracción de la población de una especie sobre la que puedan tener lugar esos efectos;
- Pasos migratorios/rutas de vuelo;
- Condiciones meteorológicas (niebla o precipitaciones) que puedan mermar la visibilidad de las aves;
- El comportamiento gregario y la formación de grandes concentraciones de ejemplares, ya sea con fines reproductivos, en lugares de alimentación o durante los movimientos migratorios, aumenta el riesgo de accidentes por colisión;
- Tamaño de las aspas del aerogenerador;
- Color de las estructuras externas del aerogenerador (en este caso, al contrario que ocurría en la evaluación del impacto paisajístico);
- Proximidad de zonas de carroña, que son focos de atracción;
- Diseño de la superficie de la góndola, cuyas aristas incitan a que las aves se posen, con los relatados daños en el momento de arranque de la turbina.

Para mitigar el impacto sobre el medio hídrico, se recomienda la adopción de ciertas medidas preventivas en la planificación y ejecución del proyecto. Se recomienda la aplicación de un Plan de Manejo Ambiental (PMA) como elemento indispensable de regulación de los procesos para eliminación de desechos producidos durante las fases de construcción, operación y cierre del parque eólico.

En cuanto a la erosión del suelo, lo mejor es adoptar medidas preventivas desde la planificación misma y luego durante la gestión. Las medidas a adoptar para minimizar esta afección consisten en la revegetación de las zonas que han sido afectadas.

Igualmente, los accesos deben ir acompañados de dispositivos de drenaje y disipación de energía para evitar que las aguas superficiales adquieran mayor potencial erosivo. A la hora de definir el lugar para el emplazamiento del parque eólico se debe excluir las zonas con elevadas pendientes y/o terrenos inestables.

La ocupación de hábitat para la implantación de proyectos eólicos debe ser vista desde la dimensión temporal que le caracteriza, pues los elementos permanentes constituyen sólo el 1 % de la superficie total del parque, de modo que a los aerogeneradores se les asigna el 0,2% de la ocupación del terreno. Por tanto, una vez finalizadas las labores de construcción, el 99% restante del suelo puede ser recuperado, a través de las pertinentes labores correctoras y preventivas del proyecto para las zonas afectadas.

El impacto sobre la vegetación puede minimizarse con un estudio y conocimiento de la pluviometría, hidrología y orografía del terreno, ubicando los edificios, en lo posible, en zonas resguardadas del viento, evitando así la modificación del perfil natural del terreno y trazando transversalmente en pendientes las vías de acceso.

Para valorar en forma adecuada el impacto sobre la flora, se recomienda tomar en cuenta el Plan de Manejo Ambiental del Refugio de Vida Silvestres Marina y Costera Pacoche 2009 – 2014, publicado por el Ministerio del Ambiente, el cual cuenta con información sobre investigaciones realizadas desde 1998 acerca de la vegetación existente en esa zona protegida; cuenta con inventarios, tanto de las formaciones vegetales encontradas como de cultivos y pastizales; además presenta un inventario de la flora en las formaciones de matorral seco, bosque caducifolio, bosque semicaducifolio, cultivos perennes, dentro de los límites del área protegida como en sus alrededores, desde el litoral hasta los 360 m de altitud. (RVSMC-Pacoche, 2009).

Para no afectar al patrimonio cultural se debe elegir correctamente la ubicación de la central eólico-eléctrica, valiéndose de prospecciones arqueológicas previas y consulta de fuentes secundarias.

El impacto paisajístico infringido por los aerogeneradores debe ser cuantificado objetivamente de acuerdo a la presencia de los mismos, para lo cual se sugiere optimizar el aprovechamiento de la infraestructura vial existente; la ubicación, que deberá obedecer a un prolijo estudio de la orografía del terreno; la arquitectura del parque eólico deberá seguir un trazado lo más paralelo posible con la alineación de los aerogeneradores; el tamaño del aerogenerador debe ser evaluado en sus repercusiones, como el incremento en su superficie de cimentación; para el diseño de los aerogeneradores se debe escoger cuidadosamente los colores, la señalización o embalzamiento, para lo cual habrá que sopesar la necesidad de que estas estructuras sean avistadas por cualquier tipo de aeronave y por la avifauna de la zona, aun cuando puedan representar impactos paisajísticos; en referencia a la velocidad de rotación se debería tomar en cuenta que los grandes aerogeneradores tienen una velocidad de rotación generalmente menor y por tanto, un menor impacto visual.

Para analizar el efecto de sombra como impacto paisajístico, se debe considerar el efecto se ve atenuado manteniendo las tasas de rotación a un nivel menor a 50 r.p.m. en aerogeneradores de tres aspas. Y más allá de 1.000 metros de distancia desde el rotor del aerogenerador no habrá sombra, es decir, no parecerá que esté interceptando la luz sino que la turbina se verá como un objeto con el sol tras de sí, siendo innecesario considerar este impacto a tales distancias.

La minimización del impacto de la reflexión solar se logrará mediante la selección adecuada de pinturas antirreflejos para los equipos eólicos como el rotor y la aplicación de distancias superiores a 10 veces el diámetro del rotor en relación a los asentamientos urbanos.

Cuando se trata de parques eólicos, especial atención se ha puesto en el ruido que éstos producen. Dicho diseño debe ir encaminado a evitar vibraciones de

los componentes, que se traducen en amplificaciones del ruido. Por ejemplo, el diseño del chasis de la góndola de un aerogenerador podría incluir hendiduras amortiguadoras de esta vibración.

Ya se dijo que la mayor parte del ruido se origina en el borde de salida de las palas (se mueven mucho más rápidamente que la base), por lo que es de vital importancia el tamaño y diseño del perfil de las mismas, con su correspondiente velocidad de giro.

Los aerogeneradores deberán ser de alta calidad de modo que a distancias superiores a 300 metros, el nivel de ruido teórico máximo esté por debajo de los 45 dB(A) al aire libre. No obstante, éstas son sólo predicciones genéricas que deben consideradas en cada caso, haciendo hincapié en las direcciones predominantes de los vientos, que son los transmisores del fenómeno en cuestión.

En caso de producirse vientos mayores a la velocidad de salida, velocidad de rotación superior al máximo aceptable o exceso de vibraciones, el peligro de desprendimientos se anulará a través de medios tecnológicos que fuerzan al paro inmediato del aerogenerador.

La protección contra rayos está dada por propia constitución del aerogenerador, y la estructura metálica debe estar conectada a tierra para protegerlo contra descargas eléctricas y producción de incendios.

Un cuidadoso estudio previo de la avifauna de la zona y de las especies y rutas migratorias, permitirán una implantación de aerogeneradores eólicos en zonas que minimizando la posibilidad de interferencia con estas especies.

7.4 Planimetría ambiental (ubicación de reservas naturales)

Ver plano ambiental de la zona de El Aromo en Anexo 3.

8. Producto 8 Conclusiones y recomendaciones del proyecto

8.1 Hoja de ruta y programación de las siguientes fases del proyecto, con presupuesto referencial.

- El proyecto podría configurarse para una potencia entre 60 y 70 MW utilizando turbinas entre 1.6 y 2.5 MW cada una instaladas sobre torres de acero de 80m de altura. Se examinaron equipos General Electric, SIEMENS, GAMESA, VESTAS y GoldWind.
- Puede conectarse a la S/E San Juan de Manta de Transelectric que estaría disponible en el 2014.
- Una producción de 200 Gwh al año con un factor de planta de 35% y velocidades de viento promedio de 8 m/s demuestra una aceptable posibilidad de tener un parque eólico rentable, al menos desde el punto de vista del estado.
- Una inversión de 2,12 M\$/MW parece alta. Es posible que se la pueda afinar haciendo un óptimo diseño de caminos, líneas y sub estación.

Es posible que también el transporte interno y el montaje pueda optimizarse.

- Con Precio de venta de la energía US\$ 91,3 /MWh (basado en la regulación CONELEC 04/11) el parque podría generar una rentabilidad, TIR, del 11.7% sin impuestos. Aceptable para el Estado pero no para un inversionista privado. Esto indica que siempre será necesaria una tarifa promocional (feed in tariff) como se aplica en otros países.
- Las condiciones de financiamiento son hipotéticas pero deseables.
- Es posible que hoy (2012) el precio de los CER's (Certificados de reducción de emisiones) estén muy bajos pero se esperaría que suban en el futuro. Por dicha razón se ha estimado en US\$10 por ton de CO₂.
- Se recomienda realizar una campaña de mediciones usando torres meteorológicas con anemómetros a tres alturas (40, 60, 80m) durante doce meses.
- Luego de ello se recomienda pasar a la fase de factibilidad. Parte del trabajo de análisis se puede desarrollar localmente pero se recomienda obtener la asistencia de un consultor externo con mucha experiencia en desarrollo de parques eólicos, especialmente en el análisis de costos.

NOTA: El presupuesto referencial para las siguientes fases del proyecto, se encuentra contenido precisamente en el análisis económico financiero de viabilidad del proyecto que se presenta en el producto 6.



ANEXOS

Anexo 1: Modelo de solicitud de certificado de No Intersección con el Sistema Nacional de Áreas Protegidas.

Anexo 2: PIN del proyecto.

Anexo 3: Mapa de situación ambiental de la zona 1, El Aromo.

Anexo 4: Estructura de Términos de Referencia para estudios ambientales.

Anexo 5: Mapas.



ANEXO 1: Modelo de solicitud de certificado de No Intersección con el Sistema Nacional de Áreas Protegidas.

Quito...
Oficio...

Ingeniera
Marcela Aguiñaga
MINISTRA DEL AMBIENTE
Presente

De mi consideración:

La Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, se creó mediante Decreto Ejecutivo No. 220, expedido el 14 de enero del 2010. CELEC EP quiere ser la empresa pública líder que garantiza la soberanía eléctrica e impulsa el desarrollo del Ecuador, bajo altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales.

La CELEC EP ha contratado con la Corporación para la Investigación Energética la prospección eólica a nivel de prefactibilidad del sector El Aromo, ubicado en las coordenadas 1 - 515582 E 9890005 S; 2 - 510799 E 9885337 S; 3 - 509804 E 9882926 S; 4 - 515716 E 9880603 S; 5 - 519734 E 9887652 S; a una altura promedio de 220m msnm.

Se trata de una zona en el área rural con una densidad poblacional baja, una pendiente media de 12°, presencia de vegetación de baja altura, y cursos de agua estacionales. La zona de estudio cuenta con vías de acceso de primer orden en la parte oeste y caminos de segundo y tercer orden al interior de ésta.

Se estima que en este sitio se puede instalar un parque eólico con una capacidad de 67 MW, empleando aerogeneradores similares a General Electric 1.6 MW – 82.5 m de diámetro (41 máquinas), a una altura de 80 m sobre el suelo, Las estructuras mencionadas requerirán fundaciones y vías de acceso, para instalación y operación del parque, de 6 m de ancho y radios mayores a 35 m.

El parque requerirá líneas de transmisión de media tensión para recolección de la energía, y una subestación de transferencia a ser conectada a la sub- estación San Juan de Manta del Sistema Nacional Interconectado mediante líneas de 69 kV.

Se adjunta un mapa ambiental de la zona donde se ubicaría el proyecto eólico El Aromo.

Con los antecedentes expuestos me permito solicitar la emisión del Certificado de No Intersección con el Sistema Nacional de Áreas Protegidas, documento necesario para la continuación en el desarrollo del proyecto antes mencionado.



En espera de que la presente solicitud sea favorablemente atendida, aprovecho la oportunidad para expresarle mis sentimientos de consideración y estima.

Atentamente,

Ing. Eduardo Barredo
GERENTE CELEC EP

Adj. Mapa ambiental de la zona.



Nota Idea de Proyecto o PIN [Julio 2012]

Descripción del tamaño y calidad esperada de un PIN

El PIN constará aproximadamente de 5 páginas con información indicativa sobre:

- Tipo y tamaño del proyecto.
- Localización.
- Cantidad total esperada de reducción de Gases Efecto Invernadero (GEI) comparada con el escenario de “business-as-usual” (el cual será elaborado posteriormente en el estudio de línea base en la etapa de elaboración de Documento Diseño de Proyecto [PDD]).
- Periodo de acreditación sugerido.
- Precio de Certificados de Reducción de Emisiones sugerido (CER) expresado en US\$/ton de CO_{2eq} reducida.
- Estructura financiera (indicando cuáles partes se espera que proporcionen el financiamiento del proyecto).
- Otros efectos / beneficios socio – económicos o ambientales del proyecto.

Nota:

Aunque se hará el mayor esfuerzo para proporcionar información tan completa y extensiva como sea posible, se reconoce que no siempre toda la información listada en la plantilla estará disponible para cada proyecto.

NOTA IDEA DE PROYECTO

A. Descripción del proyecto, tipo, ubicación y programación



Nombre del Proyecto: Proyecto eólico El Aromo, Manabí Ecuador

Resumen Técnico del Proyecto

Fecha de entrega: a determinarse

<p>Objetivo del proyecto</p>	<p>Construir una planta eólica de 67,2 MW de potencia que genere energía limpia y la entregue al sistema nacional interconectado (S.N.I.), Alcanzar una producción de 200.000 MW por año, durante 20 años, reduciendo las emisiones de CO2 en el sector eléctrico ecuatoriano.</p>
<p>Descripción del proyecto y actividades propuestas (incluyendo una descripción técnica del proyecto)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Para poder calcular la reducción de emisiones que se lograría con el proyecto es necesario identificar en primer lugar la capacidad y la producción esperada que tendría el parque eólico. Del estudio de micrositing realizado, se obtuvo una potencia total instalada de 65.6 MW constituida por 41 aerogeneradores de 1,6 MW con una producción estimada de 200 Gwh/año. • Esta capacidad y producción podrá ser modificada en base a las conclusiones finales que llegue el desarrollador del proyecto después de culminar los estudios definitivos. • Se ha incluido una primera versión de las contribuciones que tendría el proyecto para el desarrollo sostenible del Ecuador. Las cuales podrán ser modificadas o ampliadas a criterio del desarrollador del proyecto en base a sus objetivos y en concordancia con las políticas de desarrollo sostenible del Ecuador • Se ha considerado únicamente a CELEC EP como participante del proyecto, por lo que habría que confirmar al momento de su implementación todos los participantes del proyecto ya sean estos organismos nacionales o internacionales. • Confirmar el periodo de crédito escogido por los participantes del proyecto al momento de registrar el proyecto, en primera instancia se ha optado por un periodo renovable de crédito de 7 años. • Ya que el proyecto aún no tiene un plan de financiamiento, ni se han definido los participantes del proyecto, se desconoce si se utilizarán fondos públicos de las partes incluidos en el Anexo 1. Si este fuera el caso, se deberá proveer información en el Anexo 2 del PDD sobre las fuentes de estos fondos públicos, y confirmar que estos fondos no corresponden a desvíos en la ayuda oficial al desarrollo ni corresponden a obligaciones financieras de las partes.
<p>Tecnología a ser utilizada</p>	<p>Se instalarán 41 aerogeneradores del tipo doble alimentación, con sistema de control de potencia Pitch, control de velocidad variable vía microprocesador y paso de pala activo; con freno principal de giro de palas (Pitch) y freno secundario de disco; un sistema de orientación en base de</p>

	<p><i>motores eléctricos; una distancia promedio entre aerogeneradores de 300m y una altura de 80m a nivel del buje.</i></p> <p><i>Las torres estarán hechas de acero tubular de forma cónica y protección contra la corrosión. Cada turbina generará 1,6MW, La instalación de transformadores, equipos de generación y las conexiones a la red estarán a cargo del desarrollador del proyecto.</i></p>
Desarrollador del Proyecto	
Nombre del Desarrollador del Proyecto	<i>CELEC EP</i>
Tipo de Organización	<i>Empresa Pública ecuatoriana que tiene a su cargo la generación eléctrica en todo el territorio del Ecuador y que opera a través de filiales denominadas Unidades de Negocio.</i>
Otra función (es) del desarrollador en el proyecto	
Resumen de la experiencia relevante del desarrollador del proyecto	<i>CELEC EP cuenta con un equipo de profesionales altamente eficientes en el área de generación eléctrica, en las distintas ramas de la ingeniería como son la relacionada con obras civiles, hidrología, geología, impactos ambientales, análisis económico – financieros y otros. Es una entidad activa en el desarrollo de proyectos eléctricos. Las Unidades de Negocio, operativas son: Hidropaute, Hidroagoyán, Termoesmeraldas, Electroguayas, entre otras</i>
Dirección	<i>Cuenca – Ecuador.</i>
Persona de Contacto	<i>Ing. Eduardo Barredo, Presidente Ejecutivo</i>
Teléfono / fax	<i>Teléfono (593-7) 3700100</i>
E-mail y dirección Web , si hay alguna	
Patrocinadores del Proyecto	
<i>(Indique y proporcione la siguiente información para cada patrocinador del proyecto – provea información sobre todos los patrocinadores)</i>	
Nombre del patrocinador del proyecto	
Tipo de Organización	
Dirección (incluya dirección Web, si hay alguna)	<i>Dirección, Apartado Postal, Ciudad, País</i>
Actividades principales	<i>No más de 5 líneas</i>
Resumen financiero	<i>Resuma la información financiera (activos totales, ingresos, beneficios, etc.) en menos de 5 líneas.</i>
Tipo de proyecto	
Gases Efecto Invernadero a Reducir	<i>CO₂</i>
Tipo de actividades	<i>Reducción CO₂</i>
Campo de actividades	<p><i>[X] Energía renovable, excepto para proyectos de biomasa.</i></p> <p><i>[_] Biomasa</i></p> <p><i>[_] Cogeneración</i></p> <p><i>[_] Eficiencia energética por reemplazo de tecnología/equipo existente</i></p> <p><i>[_] Eficiencia energética por reingeniería/optimización de procesos</i></p> <p><i>[_] Eficiencia energética por cambio de combustible</i></p>
a. Oferta de Energía	<i>Energía eólica</i>
b. Demanda de Energía	
c. Transporte	
d. Manejo de desechos	
e. Cambio de uso del suelo y Silvicultura	

Ubicación del proyecto	
Región	<i>Sudamérica</i>
País	<i>Ecuador</i>
Provincia	<i>Manabí</i>
Distrito / sector	<i>El Aromo, cantón Manta</i>
Breve descripción de la ubicación de la planta	<p><i>El proyecto está localizado a 25 km al suroeste de la ciudad de Manta, en la vía de la costa. El sitio es relativamente árido, con escasa vegetación y pocos caminos secundarios. El proyecto estará localizado aproximadamente a 200 m sobre el nivel del mar. (Ver ilustraciones a continuación).</i></p>  
Programación esperada	
Fecha más temprana de inicio del proyecto	<i>2014</i>
Tiempo estimado requerido antes de que el proyecto sea operacional, después de la aprobación del PIN	<p><i>Tiempo requerido para compromisos financieros: 12 meses</i> <i>Tiempo requerido para aspectos legales: 6 meses</i> <i>Tiempo requerido para negociaciones: 6 meses</i> <i>Tiempo requerido para construcción: 12 meses</i></p>
Primer año esperado para entrega de CER	<i>2015</i>

Vida útil del proyecto	20 años
Estado Actual o fase en la cual de encuentra el proyecto	Estudio de vientos con información satelital y modelo Mesoescala de análisis. Estudio de pre factibilidad. En búsqueda de financiamiento.
Estado actual de la aprobación del País Anfitrión	En proceso de presentación y aprobación
La posición del País Anfitrión con respecto al Protocolo de Kyoto.	<p>El Ecuador ratificó la "Convención de las Naciones Unidas para el Cambio Climático" el 7 de noviembre de 1994 (según consta en el Registro Oficial # 562).</p> <p>El Ecuador ratificó su adhesión al Protocolo de Kyoto el 20 de diciembre de 1999 (según consta en el Registro Oficial # 1588).</p> <p>En Enero de 2012 se dio la más reciente ratificación del Protocolo de Kyoto por parte del Ecuador, en el marco de la Convención Global sobre Cambio Climático desarrollada en Brasil. Publicado en el Registro Oficial # 614 de enero 9 de 2012.</p>

B. Beneficios Ambientales Esperados

Estimados de Gases Efecto Invernadero a ser reducidos / CO ₂ Secuestrado (en toneladas métricas de CO ₂ -equivalente)	Reducción anual 123.903 tCO₂/ año
Escenario de Línea Base	<p>Los proyectos MDL deben resultar en emisiones GEI por debajo del "business-as-usual" en el País Anfitrión. A nivel del PIN, las preguntas a contestar son al menos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cuáles actividades desplaza el proyecto propuesto del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)? • Cómo sería el futuro sin el proyecto MDL propuesto? • Cómo serían las reducciones totales GEI estimadas, sin el proyecto? <p>El proyecto se conectará a la red nacional que opera en forma combinada bajo un sistema hidráulico – térmico. Según la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE, 1996) el despacho de las plantas se hará atendiendo al costo marginal del período horario más corto. En este escenario, con un costo de casi cero, el proyecto eléctrico desplazará a aquellos de generación eléctrica más costosa, que serían los termoeléctricos (diesel y fuel oil). El precio de venta de la energía, al ser éste un proyecto público, no está sujeto a un valor preferencial (feed in tariff), por lo tanto requiere obtener ingresos adicionales (como los de MDL) para ser viable.</p> <p>Si este proyecto no entra en funcionamiento, Ecuador no utilizará sus recursos eólicos para generación limpia de energías renovables y deberá importar más energía de Colombia y Perú. Lo que ayuda a solventar el problema de déficit de generación existente en el Ecuador.</p> <p>La barrera más importante del proyecto es la situación financiera del país, lo que dificulta la obtención de financiamiento para proyectos eólicos como El Aromo, el mismo que no sería viable si no cuenta con los certificados de carbón.</p> <p>Las energías renovables surgieron dentro de la LRSE de</p>

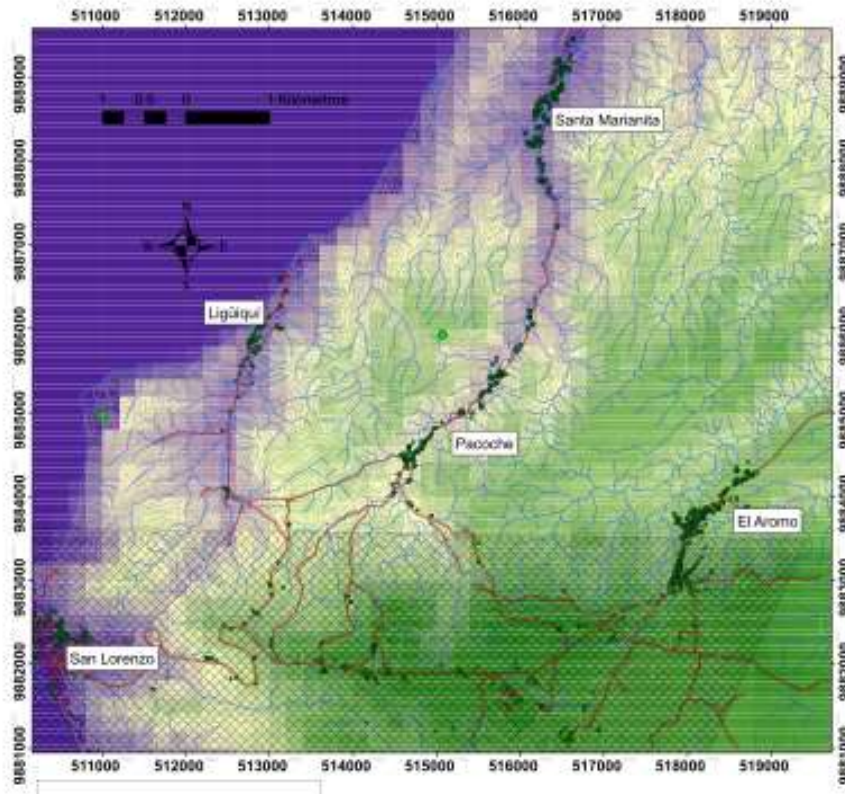
	<p>1996, donde por primera vez se les confirió la prioridad y la calidad de energías no convencionales en el mercado energético y se les proveyó de incentivos para el desarrollo de energías "limpias". El Plan Nacional del Buen Vivir establece como meta llegar al 6% de energías renovables en la capacidad eléctrica instalada en el Ecuador.</p> <p>Así mismo está establecido que la generación proveniente de energías renovables no convencionales será reembolsada con un precio especial feed-in tariff y será despachada con prioridad al mercado energético (siempre que el proyecto sea desarrollado con la iniciativa privada y aprobado dentro del 2012)</p>
<p>Beneficios ambientales específicos locales & globales</p>	
<p>Qué lineamientos serán aplicados?</p>	<p>Leyes nacionales</p> <ul style="list-style-type: none"> • La Constitución de la República del Ecuador • La Ley de Manejo Ambiental, publicada en el R.O. N°. 245, julio 30 de 1999, la cual establece la obligación de obtener licencia para todas las actividades que representan riesgos ambientales, previo la aprobación de la valoración del impacto ambiental por parte de organismos descentralizados, bajo un Sistema de Manejo Ambiental (Arts. 19 y 20). <p>Leyes del Sector Eléctrico</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ley de Régimen del Sector Eléctrico, 10 de octubre de 1996. Capítulo I relativa a Disposiciones Fundamentales. Art.3, Ambiente. "Toda Compañía de Generación, Transmisión y Distribución debe respetar en su totalidad la disposición relativa a la protección ambiental. Previo a la construcción del proyecto de generación, transmisión o distribución de electricidad, debe cumplir con todas las normas establecidas para la preservación del ambiente. Con este propósito, "es de cumplimiento obligatorio realizar estudios de impacto ambiental". • Regulaciones de Concesión, Permisos y Licencias para el sector eléctrico, Abril 1998. • Regulaciones ambientales para las actividades eléctricas, Decreto Ejecutivo No.1761 of agosto de 2001.
<p>Beneficios locales</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La reducción de la contaminación local y regional tendrá un efecto beneficioso para la salud y otros aspectos relacionados con la calidad de vida, particularmente en las grandes áreas urbanas donde muchas de las plantas de generación (contaminante) se encuentran localizadas. • Estabilidad del sistema eléctrico a largo plazo a través de energía limpia y de bajo costo.
<p>Beneficios globales</p>	<p>Contribuye a mitigar el cambio climático global. Al estar ubicado cerca de la Refinería del Pacífico que generará gran cantidad de gases de efecto invernadero pues manejará una planta muy grande de generación térmica, El Aromo compensará en parte dichos efectos.</p>
<p>Aspectos socio-económicos Cuáles efectos sociales y económicos pueden ser atribuidos al proyecto y cuáles no ocurrirían en una situación similar sin el proyecto?</p>	<p>El beneficio de este proyecto, por el momento el más grande en usar energía del viento, será el incremento de la capacidad de construcción, la creación de empleo en todas las fases del proyecto, así como el mejoramiento del sector eléctrico a través de la generación de energía limpia.</p> <p>Los ingresos del proyecto irán directamente a la empresa CELEC EP, para contribuir al desarrollo de la actividad</p>

	<p>energética de esa región.</p> <p><i>Este proyecto será una de las más grandes granjas eólicas en el sector continental del Ecuador, y apoyará a la diversificación del sector eléctrico ecuatoriano, modificando positivamente la matriz energética.</i></p> <p><i>Se tendrá una transferencia de tecnología y fomento para la investigación y desarrollo de las energías renovables en el país.</i></p> <p><i>También la infraestructura local se verá beneficiada mediante la renovación y mantenimiento de los caminos que conducen a la zona del proyecto, concretamente a los sectores San Mateo, Santa Marianita, El Aromo, Lligüiquí, San Lorenzo, Pacoche.</i></p>
<p>Cuáles lineamientos serán aplicados?</p>	<p><i>El proyecto dará cumplimiento a las normas y requerimientos establecidos respecto de los impactos sociales y participación comunitaria. Estos aspectos se tomarán en cuenta durante la preparación del Estudio de Impacto Ambiental Definitivo, EIAD.</i></p>
<p>Cuáles son los posibles efectos directos (por ejemplo, creación de empleo, requerimientos de capital, efectos en los términos del intercambio)?</p>	
<p>Cuáles son los otros posibles efectos? Por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Entrenamiento/ educación asociada con la introducción de nuevos procesos, tecnologías y productos y/o • Los efectos de un proyecto sobre otras industrias 	<p><i>La creación de nuevas fuentes de trabajo y el mejoramiento de la educación y del sector profesional a través de la introducción de una nueva tecnología. Más aún, la promoción hecha en el sector privado para que invierta en el sector eléctrico será un atractivo para la inversión extranjera. Estas nuevas inversiones traerán consigo una reactivación de la economía y de diferentes actividades productivas.</i></p>
<p>Estrategia ambiental / prioridades del País Anfitrión</p>	<p><i>El manejo sustentable de los recursos naturales y el mejoramiento de la tecnología en actividades eléctricas. La Ley de Régimen del Sector Eléctrico también hace hincapié en la promoción y desarrollo de tecnologías de energías renovables. Adicionalmente, estos aspectos se encuentran delineados en el marco legal secundario del sector y en el Plan Indicativo Eléctrico del CONELEC (el plan referencial de desarrollo del sector eléctrico).</i></p> <p><i>Aun más, las políticas claves y estrategias del país, tales como “Estrategia Ambiental para un Desarrollo Sustentable” adoptada por el Ministerio del Ambiente en 1999 (www.ambiente.gov.ec), alienta el desarrollo e implementación de proyectos de energías renovables.</i></p> <p><i>En el contexto de Políticas Nacionales para el Cambio Climático, el Comité Nacional de Cambio Climático (CNC) ha designado al uso de energía renovable como una de las dimensiones clave de las políticas & medidas de mitigación.</i></p> <p><i>Documentos como el de la Primera Reunión de Comunicación Nacional UNFCCC. Respecto a la política nacional de venta de carbón y política de mercado, una de las metas es lograr una convergencia entre el desarrollo de la energía sustentable y la mitigación del cambio climático. El desarrollo de proyectos de energía renovables bajo esquemas de venta de certificados de carbón y de acciones de la Autoridad Nacional Designada CDM, la Autoridad Nacional (DNA) así como el mismo Ministerio del Ambiente, son partes esenciales de la estrategia nacional ambiental.</i></p>

C. Información Financiera

Costo Total Estimado del Proyecto	
Costos de desarrollo	US\$ 1.000.000
Costos de instalación	US\$ 133.000.000
Otros costos	US\$ 5.000.000
Costos totales del proyecto	US\$ 139.000.000 aproximadamente
Fuentes de financiamiento a ser identificadas o ya identificadas	
Fondos Propios	CELEC EP (en 41.7 US\$ millones, equivale al 30%)
Deuda – Largo Plazo	Banco del Estado, Banco del IESS, CFN, CAF, BID (en 97.3 US\$ millones)
Deuda – Corto Plazo	Nombre de las organizaciones y financiamiento (en xx US\$ millones)
No identificado	
Contribución MDL buscada	Aproximadamente 13 millones de dólares en 21 años por venta de los certificados de carbón.
Contribución del MDL en pagos por adelantado. (La cuantía del pago por adelantado dependerá de la evaluación del riesgo realizada por el Banco Mundial, y no excederá el 25% del valor total de ER comprado por el Banco Mundial al proyecto. Cualquier pago por adelantado será descontado por un factor que el Banco considera apropiado para el proyecto.)	US\$ 1.000.000 para financiar los estudios de factibilidad y diseño del proyecto
Precio Indicativo de CER (sujeto a negociación y a una consecución financiera eficaz)	
Valor Total del Acuerdo de Compra de Reducción de Emisiones (ERPA)	
Un periodo hasta el 2012 (fin del primer periodo de presupuesto)	
Durante 10 años	
Durante 7 años	
Durante 14 años (2 * 7 años)	US\$9.000.000

ANEXO 3: MAPA DE SITUACIÓN AMBIENTAL ZONA 1, EL AROMO





ANEXO 4: ESTRUCTURA DE LOS TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA ESTUDIOS AMBIENTALES

(Fuente INCOP)

Introducción

Ficha técnica

Objetivos

- Objetivo general
- Objetivos Específicos

Marco legal ambiental

Alcance y ámbito técnico del estudio

Descripción general de los componentes ambientales

(Diagnóstico ambiental)

- Componente Físico
- Componente Biótico
- Componente Socioeconómico Cultural

Descripción ambiental de los sitios de instalación de EBC's

Descripción del proyecto y análisis de alternativas

Determinación de áreas de influencia y áreas sensibles

Identificación y evaluación de impactos

Plan de manejo ambiental

Participación ciudadana