

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICO DE
UN PARQUE EÓLICO DE POTENCIA 10 MW SITUADO
EN YACILA - PIURA**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**ELABORADO POR:
WILFREDO JAVIER OLAECHEA CASTRO**

PROMOCIÓN 2009 - I

LIMA - PERÚ

2014

TABLA DE CONTENIDO

Prólogo	1
CAPÍTULO 1	3
INTRODUCCIÓN	3
1.1 Antecedentes	3
1.2 Justificación	4
1.3 Objetivo	4
CAPÍTULO 2	5
TECNOLOGÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL PAÍS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
2.1 Principales Tecnologías Renovables	8
2.1.1 Energía Solar	8
2.1.2 Energía Geotérmica	10
2.1.3 Energía Minihidráulica	11
2.1.4 Energía de Biomasa	12
2.1.5 Mareomotriz y Oleaje	13
2.2 Evaluación Comparativa de Tecnologías	14
2.3 Normativa para promoción de tecnologías RER en Perú	16
2.3.1 Decreto Legislativo N° 1002	16
2.3.2 Decreto Supremo N° 012-2011-EM	18
2.4 Selección de emplazamiento	19
2.4.1 Atlas Eólico del Perú	19
2.4.2 Demanda de energía eléctrica	23
2.4.3 Selección de la zona de estudio	25

CAPÍTULO 3	26
EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO	26
3.1 Análisis de los datos de viento	26
3.1.1 Estación meteorológica	28
3.1.2 Perfil vertical del viento	33
3.1.3 Estimación de Largo Plazo	35
3.2 Evaluación de la densidad del aire	37
3.3 Aerogeneradores	39
CAPÍTULO 4	43
EVALUACIÓN DEL PARQUE EÓLICO	43
4.1 Revisión de la máxima capacidad de inyección eólica al SEIN	43
4.2 Modelización y evaluación de producciones	47
4.2.1 Datos de entrada utilizados	48
4.3 Resultados	52
4.3.1 Validación de resultados del modelo	52
4.3.2 Evaluación de la zona	54
4.3.3 Evaluación del parque	56
4.3.4 Evaluación de incertidumbres	60
CAPÍTULO 5	67
INTEGRACIÓN AL SEIN	67
5.1 Trazo de ruta de la línea de transmisión	67
5.2 Análisis de Flujo de Potencia	68
5.2.1 Metodología	71
5.2.2 Simulación de Escenarios	73
5.2.3 Conclusiones de los Resultados	86

CAPÍTULO 6	88
EVALUACIÓN ECONÓMICA	88
6.1 Metodología	88
6.1.1 Tasa Interna de Retorno (TIR) y de evaluación financiera	89
6.1.2 Tarifa aplicable para la evaluación financiera	90
6.1.3 Pasos en la metodología de evaluación	90
6.2 Presupuesto del proyecto	91
6.3 Evaluación económica	95
6.3.1 Parámetros de entrada y supuestos generales	95
6.3.2 Flujo de caja del proyecto	96
6.3.3 Análisis de sensibilidad	98
CONCLUSIONES	
BIBLIOGRAFIA	
ANEXOS	

PRÓLOGO

Las energías renovables cada vez vienen ganando más presencia en la participación de la generación eléctrica mundial, siendo los países europeos un ejemplo claro de las oportunidades que ofrecen estas tecnologías en la diversificación de la matriz energética.

El presente informe tiene la finalidad de desarrollar los aspectos más importantes en la elaboración de un estudio de factibilidad técnico económico de un parque eólico, así como mostrar una comparación de las energías renovables actuales así como el marco regulatorio actual de promoción de las energías renovables en el Perú.

Para el desarrollo del presente informe se ha visto conveniente dividirlo en seis (06) capítulos, cuya referencia de contenido se mencionarán a continuación:

Capítulo I, Introducción, se indica cual es el objetivo del informe, especificando los antecedentes y justificación de la realización del estudio.

Capítulo II, aquí describiremos las tecnologías actuales para el aprovechamiento de las energía renovables en la generación eléctrica, así como una evaluación comparativa de costos y una descripción de la normativa asociada a la promoción de energía renovables en el Perú.

Capítulo III, es una de las partes más importante del presente trabajo donde realizaremos un análisis de los datos de viento tomados de la campaña de mediciones realizada por la torre meteorológica instalada por la empresa ENDESA en el emplazamiento de la zona de Yacila - Piura.

Capítulo IV, aquí revisaremos cual es la máxima capacidad de inyección de energía eólica en la subestación mas cercana al emplazamiento Yacila, así como se analizará los resultados de la modelización y evaluación de producciones de los datos de viento del proyecto eólico Yacila.

Capítulo V, en esta parte, procederemos a determinar el impacto de la integración del proyecto eólico Yacila al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a su vez describiremos las mejores alternativas para la conexión eléctrica del proyecto.

Capítulo VI, en esta última parte, realizaremos la evaluación económica del proyecto determinando el presupuesto del proyecto y calculando la rentabilidad del proyecto tomando en cuenta adicionalmente distintos escenarios de sensibilidad.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

La energía renovable ha tenido una gran evolución en los últimos años, debido principalmente a la escasez del petróleo que sumada a las dificultades sociales para la construcción de centrales hidroeléctricas ha permitido la mayor implantación de centrales con recursos energéticos renovables y una reducción de sus costos de inversión por el rápido desarrollo tecnológico.

Por el lado de Latinoamérica, los gobiernos han iniciado políticas energéticas que se enfocan en contar para el largo plazo con un mix de tecnologías que considera la inclusión de tecnología RER (Recursos Energéticos Renovables) para dar una mayor confiabilidad al sistema y eliminar la dependencia de una sola tecnología para el abastecimiento eléctrico del Sistema. Inicialmente éstas políticas consisten en dar subsidios a las tecnologías RER, a través de Subastas en las cuales es el inversor quién define el precio de la energía que requiere para la construcción de la central y la prima adicional respecto al precio de mercado es pagado por la

demanda. Este esquema bajo subsidio, se debe principalmente a que actualmente las tecnologías RER son más caras que las tecnologías convencionales (hidro/térmico), por tanto no pueden competir con éstas en un mercado liberalizado.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Se realiza el estudio de factibilidad técnico-económica del Parque Eólico Yacila, debido a que la energía eólica es una de las energías renovables más baratas después de la energía hidráulica y su desarrollo tecnológico ha permitido que venga ganando mayor presencia a nivel mundial, por lo que el conocer los principales aspectos en la realización de un estudio de factibilidad de un proyecto eólico conlleva un gran aporte académico que permita servir de referencia para futuros proyectos eólicos a llevarse a cabo en el país.

Asimismo, se busca determinar la rentabilidad económica del desarrollo de un proyecto eólico en el Perú, a fin de mostrar si representa o no una oportunidad atractiva de inversión en nuestro país.

1.3 OBJETIVO

Realizar el estudio de factibilidad técnico-económico de un parque eólico en la zona norte de Perú (Yacila - Piura).

CAPÍTULO 2

TECNOLOGÍAS DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL PAÍS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se denomina Energía Renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o por ser capaces de regenerarse por medios naturales mucho más rápidamente que la velocidad de uso por el hombre.

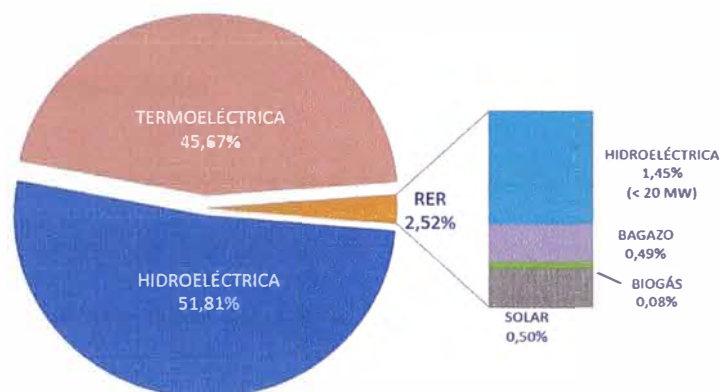
En consideración a su grado de desarrollo tecnológico y a su nivel de penetración en la matriz energética de los países, las Energías Renovables se clasifican en Energías Renovables Convencionales y Energías Renovables No Convencionales. Dentro de las primeras, acorde al concepto manejado en las subastas de energía, se considera a las centrales hidroeléctricas de generación con una potencia menor a 20 MW; mientras que dentro de las segundas se ubican: las generadoras eólicas, solares fotovoltaicas, solares térmicas, geotérmicas, mareomotrices y de biomasa.

El aprovechamiento de las fuentes de energía renovable por el hombre es muy antiguo. Desde muchos siglos antes de nuestra era, energías renovables como la solar, eólica e hidráulica eran aprovechadas por el hombre en sus actividades domésticas, agrícolas, artesanales y comerciales. Esta situación prevaleció hasta la

llegada de la Primera Revolución Industrial del Siglo XVIII, cuando las energías renovables debieron ceder su lugar a los recursos fósiles como el petróleo y el carbón que en ese momento se ofrecían como fuentes energéticas abundantes y baratas. La revolución industrial desencadenó también los cambios sociales y económicos que dieron lugar al posterior desarrollo la gran industria hidroeléctrica considerada hoy como fuente energética renovable convencional.

Respecto al ámbito nacional debe destacarse que el Perú ha sido tradicionalmente un país cuya generación eléctrica se ha sustentado en fuentes renovables. Esto significa que nuestro desarrollo energético contribuye desde tiempo atrás a la reducción del efecto invernadero que hoy agobia al planeta, con un desarrollo que se sustenta mayoritariamente en fuentes limpias de energía. Hasta el año 2002, la electricidad generada con centrales hidroeléctricas representó el 85% del total de energía generada en el país, lo que representó una producción térmica anual de 2,950 GWh. Considerando un factor de emisión de 385 toneladas de CO₂ por GWh de energía eléctrica producida¹, podríamos concluir que hasta el año 2002 se emitían a la atmósfera aproximadamente 1,130 toneladas de CO₂ por año. Con la llegada del Gas de Camisea la participación de las hidroeléctricas disminuyó hasta llegar al 52% en el año 2013.

¹ Cifra referencial tomada de la página web de la Cámara de Comercio de Zaragoza - España



Fuente: Anuario estadístico 2013 - Comité de Operación Económica del Sistema (COES)

Fig. 2.1: Generación de electricidad 2013 en el Perú

En la actualidad, cuando la disponibilidad de recursos fósiles juega un rol determinante en el suministro energético global y nacional, y cuando los factores medio ambientales aparecen entre las preocupaciones principales de la sociedad contemporánea, las Energías Renovables resurgen con éxito creciente en todas las latitudes del planeta, alentadas por los apremios del suministro energético y la presencia de marcos normativos favorables.

En este contexto, en mayo de 2008, el Estado Peruano emitió el Decreto Legislativo 1002 que promueve la inversión para la generación de electricidad con el uso de Recursos Energéticos Renovables ("RER" en adelante), tales como la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, la biomasa y las pequeñas hidroeléctricas con una capacidad instalada de hasta 20MW. Cabe señalar, que hasta antes del 2008 en el Perú no existían incentivos para el desarrollo de proyectos eólicos, siendo éstos difíciles de llevarse a cabo dado que resultan ser más caros que los proyectos hidráulicos y/o térmicos, por lo que no era atractivo como inversión.

2.1 PRINCIPALES TECNOLOGÍAS RENOVABLES

2.1.1 Energía Solar

La energía solar es una de las fuentes de la vida y el origen de la mayoría de las demás formas de energía conocidas. Cada año la radiación solar aporta a la Tierra la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad que consume toda la humanidad. De ahí que la radiación solar, recogida de forma adecuada con paneles solares, puede transformarse en otras formas de energía.

Mediante el empleo de colectores solares la energía solar puede transformarse en energía térmica. A su vez, con el empleo de paneles fotovoltaicos la energía luminosa puede transformarse en energía eléctrica. Ambos procesos demandan tecnologías diferentes que no tienen nada que ver una con la otra. Del mismo modo, en las centrales térmicas solares, la energía térmica captada por los colectores solares puede utilizarse para generar electricidad.



Fig. 2.2: Paneles fotovoltaicos de una Central Solar

Se distinguen dos formas de radiación solar: la radiación directa y la radiación difusa. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna, gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar ocasionados por las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que concentración de la luz difusa no es posible por provenir de múltiples direcciones. Sin embargo, ambas radiaciones son aprovechables.

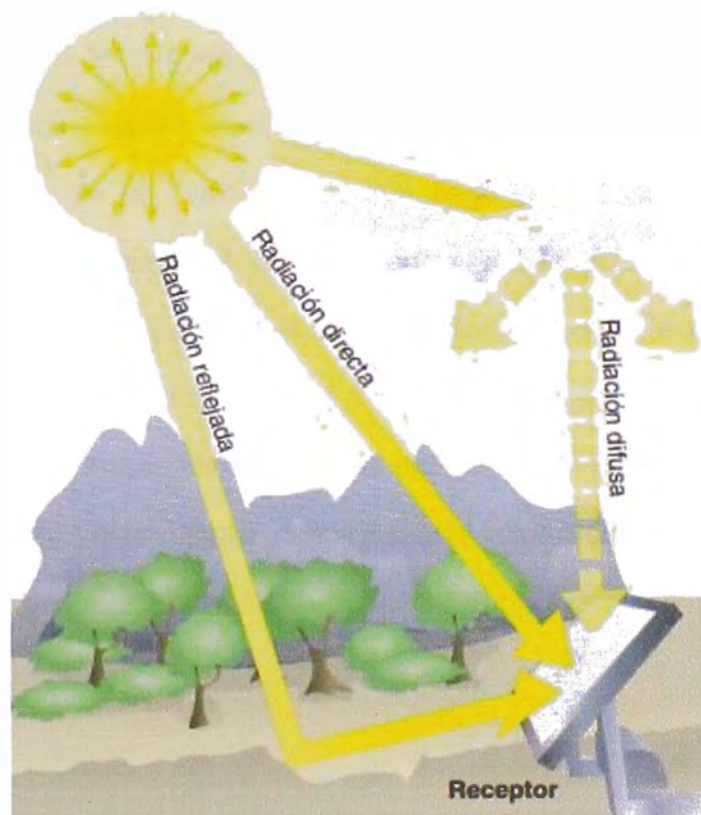


Fig. 2.3: Vista esquemática de radiación directa y difusa

Una importante ventaja de la energía solar es que permite la generación de energía en el mismo lugar de consumo mediante la integración arquitectónica. Así, tienen lugar los sistemas de generación distribuida en los que se eliminan casi por completo las pérdidas que se registran en el transporte de energía, que en la actualidad suponen aproximadamente el 40% del total, y la dependencia energética.

2.1.2 Energía Geotérmica

La energía geotérmica es aquella energía que puede ser obtenida por el hombre mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra. El término geotérmica viene del griego geo, "Tierra"; y de thermos, "calor"; literalmente "calor de la Tierra". Parte del calor interno de la Tierra (5.000 °C) llega a la corteza terrestre. En algunas zonas del planeta, cerca de la superficie, las aguas subterráneas pueden alcanzar temperaturas de ebullición, y, por tanto, servir para accionar turbinas eléctricas o para calentar. El calor del interior de la Tierra se debe a varios factores, entre los que destacan el gradiente geotérmico y el calor radiogénico.



Fig. 2.4: Vista de una central geotérmica

2.1.3 Energía Minihidráulica

Se denomina energía hidráulica o energía hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas. Es un tipo de Energía Renovable No Convencional cuando su impacto ambiental es mínimo y usa la fuerza hídrica sin represarla, en caso contrario es considerada sólo una forma de energía renovable convencional.

En nuestro país las centrales mini hidráulicas son aquellas que cuentan con una potencia instalada menor a 20 MW. Esta tecnología renovable es la forma más amigable con el medioambiente que se conoce para la producción de electricidad. Se puede transformar a muy diferentes escalas, existiendo desde hace siglos pequeñas explotaciones en las que la corriente de un río mueve un rotor de palas y genera un movimiento aplicado, por ejemplo, en molinos rurales.



Fig. 2.5: Vista de la casa de máquinas de una central minihidráulica

2.1.4 Energía de Biomasa

La formación de biomasa a partir de la energía solar se lleva a cabo por el proceso denominado fotosíntesis vegetal que a su vez es desencadenante de la cadena biológica. Mediante la fotosíntesis las plantas que contienen clorofila, transforman el dióxido de carbono y el agua de productos minerales sin valor energético, en materiales orgánicos con alto contenido energético y a su vez sirven de alimento a otros seres vivos. Mediante estos procesos, la biomasa almacena a corto plazo la energía solar en forma de carbono. La energía almacenada en el proceso fotosintético puede ser posteriormente transformada en energía térmica, eléctrica o carburantes de origen vegetal, liberando de nuevo el dióxido de carbono almacenado.

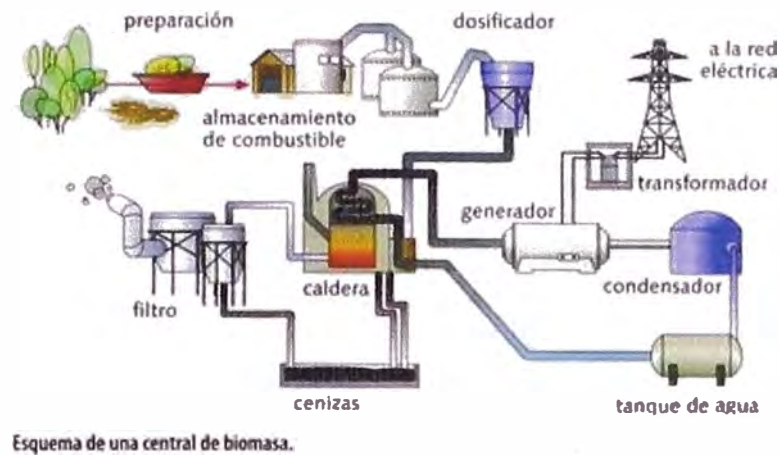


Fig. 2.6: Vista esquemática de una central de biomasa

2.1.5 Mareomotriz y Oleaje

La energía mareomotriz se debe a las fuerzas gravitatorias entre la Luna, la Tierra y el Sol, que originan las mareas, es decir, la diferencia de altura media de los mares según la posición relativa entre estos tres astros. Esta diferencia de alturas puede aprovecharse en lugares estratégicos como golfos, bahías o estuarios utilizando turbinas hidráulicas que se interponen en el movimiento natural de las aguas, junto con mecanismos de canalización y depósito, para obtener movimiento en un eje. Mediante su acoplamiento a un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad, transformando así la energía mareomotriz en energía eléctrica, una forma energética más útil y aprovechable.

La energía mareomotriz tiene la cualidad de ser renovable en tanto que la fuente de energía primaria no se agota por su explotación, y

es limpia, ya que en la transformación energética no se producen subproductos contaminantes durante la fase de explotación. Sin embargo, la relación entre la cantidad de energía que se puede obtener con los medios actuales y el costo económico y el impacto ambiental de instalar los dispositivos para su proceso han impedido una proliferación notable de este tipo de energía.

Otras formas de extraer energía del mar son la energía undimotriz, que es la energía producida por el movimiento de las olas; y la energía debida al gradiente térmico oceánico, que marca una diferencia de temperaturas entre la superficie y las aguas profundas del océano.



Fig. 2.7: Esquema del funcionamiento una central de mareomotriz

2.2 EVALUACIÓN COMPARATIVA DE TECNOLOGÍAS

Luego de una breve revisión de las tecnologías RER que existen, es importante una evaluación comparativa de costos que permita tener a primera vista una idea de la posición en la que se encuentra la energía

eólica respecto a las otras tecnologías, así como su competitividad con las energías convencionales. En el siguiente cuadro se puede apreciar que la tecnología eólica es una de las energías más baratas después de la hidráulica y con un potencial de reducción de costos en la energía eólica de mar (offshore). Lo anterior, hace atractiva la inversión en centrales eólicas respecto a otras tecnologías de recursos energéticos renovables y la tendencia futura de estos costos será a la baja a medida que siga expandiéndose en nuevos países y desarrollándose nuevas tecnologías.

Tabla 2.1: Comparación económica de tecnologías RER

Tecnología	Características Típicas	Costos de la Energía	Tendencias y potencial de reducción de costos
		Centavos de dólar/kWh	
Grandes hidráulicas	Plantas de 10 - 18,000 MW	3 - 4	Estable
Pequeñas hidráulicas	Plantas de 1 - 10 MW	4 - 7	Estable
Eólica en tierra	Turbinas de 1 - 3 MW	4 - 6	Costos declinaron entre 12 y 18% con el incremento de capacidad. Hoy son la mitad del año 1990.
Biomasa	Plantas de 1 - 20 MW	5 - 12	Estable
Geotermal	Plantas de 1 - 100 MW	4 - 7	Costos declinaron desde los años setenta. Una mayor reducción de costos depende de mejora tecnológica, técnicas de perforación baratas y mejor extracción del calor.
Paneles solares	Capacidad pico 2 - 5 kW	20 - 40	Declinando por reducción en costo de paneles.
Solar térmico	Planta 1 - 100 MW	12 - 18	Respecto a 1980 bajó 44 cent./kWh. Mejorará por escala y tecnología.

Fuente: Tomado de la exposición del Dr. Ing. Milton Serna Silva en el Curso Internacional Implementación, Diseño, Financiamiento y Tarifas de Parques Eólicos.

2.3 NORMATIVA PARA PROMOCIÓN DE TECNOLOGÍAS RER EN PERÚ

Mediante el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables (2008), y su Nuevo Reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 012-2011-EM, el Perú promueve el aprovechamiento en la generación de electricidad de los Recursos Energéticos Renovables (RER) tales como: biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz y la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.

2.3.1 Decreto Legislativo N° 1002

Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, documento normativo que tiene por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

Como definición de Recursos Energéticos Renovables (RER) se entiende a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.

Respecto al contenido de importancia de éste decreto, podemos mencionar lo siguiente:

- El Ministerio de Energía y Minas (MEM) establecerá cada cinco años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5%) en cada uno de los años del primer quinquenio.
- La generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0).
- El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) subastará la asignación de primas para proyectos con generación RER, de acuerdo a las pautas fijadas por el Ministerio de Energía y Minas. Las inversiones que concurren a la subasta incluirán las líneas de transmisión necesarias para su conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
- En caso de existir capacidad en los sistemas de transmisión y/o distribución del SEIN, los generadores cuya producción se basa sobre RER tendrán prioridad para conectarse, hasta el límite máximo del porcentaje anual objetivo definido por el MEM.

2.3.2 Decreto Supremo N° 012-2011-EM

Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, este Decreto Supremo tiene por finalidad establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación de la Ley a fin de promover el desarrollo de las actividades de producción de energía eléctrica a base del aprovechamiento de RER.

Respecto a la información importante contenida en este Reglamento podemos mencionar lo siguiente:

- Cada dos años, en el mes de agosto, el MEM evaluará la necesidad de convocar a Subasta la participación de proyectos con producción a través de RER.
- Aquellas empresas participantes en la Subasta (Postores) deberán presentar una declaración jurada de haber realizado las mediciones y/o estudios del recurso renovable durante un período no menor de un año.
- Los Postores presentarán ofertas para el precio de venta de su energía con generación RER, que asimismo deberá incluir los costos de inversión de la infraestructura de transmisión necesaria para su conexión al SEIN.
- El Comité designado para la dirección de la Subasta efectuará la adjudicación en orden de mérito de las Ofertas (precios ofertados) que no superen la tarifa máximo (precio techo) definido por Osinergmin, hasta que se complete la energía

requerida en la subasta para cada tecnología RER definida por el MEM.

- El ingreso anual a recibir por los postores adjudicatarios corresponderá a su energía inyectada valorizada a costo marginal, complementada con una Prima hasta llegar a la Tarifa de Adjudicación (precio ofertado en Subasta).
- El Plan Nacional de Energías Renovables es elaborado por el MEM y lo actualiza cada dos años. Dicho Plan y los Planes Regionales de Energías Renovables deberán considerar los lineamientos para lograr el porcentaje objetivo definido por el MEM (máximo de 5%).
- En la Planificación de la Transmisión, el COES deberá prever los requerimientos de infraestructura necesaria para la conexión al SEIN de la Generación RER, garantizando la evacuación de la energía eléctrica producida en condiciones de seguridad, según tipo de tecnología. Para tales efectos, considerará el Plan Nacional de Energías Renovables, las zonas geográficas con mayor potencial de desarrollo de Generación RER y aquellos proyectos de Generación RER que sean materia de concesión definitiva de generación.

2.4 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

2.4.1 Atlas Eólico del Perú

El Atlas Eólico del Perú es un documento realizado por el Consorcio Meteosim Truewind a solicitud de la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas, y busca

lograr entre sus objetivos una evaluación preliminar del recurso eólico del Perú y así conocer las zonas potenciales para el aprovechamiento energético de éste recurso. Esta información constituye un valioso aporte para los sectores productivos público y privado del país con la finalidad de promover la inversión e investigación en el uso de la energía eólica como fuente energética renovable y no contaminante.

Respecto a la metodología utilizada para la realización de éste estudio, el consultor “Consortio Meteosim Truewind” empleó el sistema de su propiedad WindSurvey, que consiste en una integración de modelos de simulación de la atmósfera, bases de datos, estaciones de trabajo y unidades de disco de gran capacidad. En el corazón de MesoMap está el MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System), un modelo físico-matemático que simula el comportamiento de la atmósfera a mesoescala. El modelo MASS se acopla a un modelo de microescala simplificado de flujo de viento, WindMap, que se utiliza para refinar la resolución espacial del MASS y para incluir los efectos locales de la rugosidad y la orografía. El MASS simula las condiciones atmosféricas sobre la región de interés para un total de 366 días elegidos de forma aleatoria de un total de 15 años. Una vez finalizadas las simulaciones, los resultados se introducen en WindMap. En la elaboración de éste Atlas Eólico el MASS se ejecutó hasta llegar a una resolución de 5 Km., mientras que WindMap se ejecutó con una resolución de 1 Km.

La modelización del recurso eólico sobre el territorio del Perú permitió identificar las zonas más apropiadas para estudiar la explotación de la energía eólica. Una de estas zonas se encuentra en el norte del País, a lo largo de la costa del departamento de Piura, y presenta un máximo de viento medio anual en el sur de la región. Siguiendo hacia el sur por la costa, el departamento de Lambayeque también es interesante en cuanto a recurso eólico, así como algunas zonas del norte de La Libertad. También los departamentos de Ancash, Lima y Arequipa contienen ciertas áreas cercanas a la costa que son propicias para el aprovechamiento de la energía eólica, pero el departamento que más destaca por registrar promedios climáticos de viento especialmente altos es Ica, cuya línea costera supera los 8 m/s de viento medio anual en varias zonas.

Hacia el interior, las zonas con abundante recurso eólico se reducen a algunas áreas próximas a la cordillera de los Andes, mientras que las regiones cubiertas por bosque tropical presentan los promedios de viento más bajos del país. De los departamentos del interior, Puno es el que tiene una mayor extensión de terreno con viento anual superior a 4 m/s, llegando incluso a superar los 5 m/s en numerosos sistemas montañosos y en la orilla norte del lago Titicaca. Algunas zonas montañosas del sur de Cuzco y el norte de Arequipa también alcanzan estos promedios, así como amplias

zonas de los departamentos de Ayacucho, Huancavelica y el este de Lima, la mayoría de difícil acceso debido a la orografía. Más hacia el norte, desde el interior de Ancash hasta el límite entre Cajamarca y Piura, los valores de viento medio sobre la cordillera de los Andes se encuentran entre los más altos de Perú, con el inconveniente de la difícil accesibilidad.

Adicionalmente, como parte del estudio se realizó una estimación de la potencia eólica total y aprovechable del Perú. El resultado es el que se muestra a continuación en la siguiente tabla:

Tabla 2.1: Potencial eólico por departamento del Perú

Departamento	Potencia Total (MW)	Potencia Aprovechable (MW)
Amazonas	1380	6
Ancash	8526	138
Apurímac	0	0
Arequipa	1992	1158
Ayacucho	114	0
Cajamarca	18360	3450
Callao	0	0
Cuzco	0	0
Huancavelica	0	0
Huánuco	54	0
Ica	18360	9144
Junín	48	0
La Libertad	4596	282
Lambayeque	2880	564
Lima	1434	156
Loreto	0	0
Madre de Dios	0	0
Moquegua	144	0
Pasco	0	0
Piura	17628	7554
Puno	162	0
San Martín	504	0
Tacna	942	0
Tumbes	0	0
Ucavali	0	0
TOTAL PERÚ	77394	22452

Fuente: Datos tomados del Atlas Eólico del Perú

El resultado del análisis del recurso eólico mostró que el potencial

eólico aprovechable en Perú es superior a los 22 000 MW, concentrándose más del 50% de éste potencial en los departamentos de Ica y Piura. Cabe señalar, que dado los supuestos generales que se consideran en el Atlas Eólico para la evaluación del recurso eólico a nivel país, los resultados corresponden a cifras de carácter referencial.

En el Anexo 1 se agrega el mapa de vientos del Perú a una altura de 80 m., así como los mapas de viento de los departamentos de Ica y Piura, de los cuales se podrá apreciar que la velocidad promedio de viento en las zonas costeras son del orden de los 6-7 m/s.

Como referencia, los especialistas en proyectos eólicos recomiendan estudiar en detalle zonas sobre las cuales la velocidad media de viento está por encima de 5 m/s a una altura de 80 metros².

2.4.2 Demanda de energía eléctrica

El país en los últimos años ha venido presentando altos crecimientos de demanda, producto de la entrada de proyectos mineros, así como del dinamismo de los sectores comercial e industrial. Asimismo, en el mediano plazo se tiene previsto un mayor incremento de esta demanda, debido a los proyectos

² Información obtenida de las exposiciones en el curso internacional de Diseño, Implementación, Financiamiento y Tarifas de Parques Eólicos, dictado por El Dr. Ing. Milthon Serna Silva.

mineros anunciados públicamente y al mayor crecimiento económico del país, situación que genera presión sobre la necesidad de una mayor capacidad de generación eléctrica que acompañe este crecimiento de demanda.

Sin embargo, la tasa de crecimiento de demanda de energía eléctrica ha sido diferenciada a lo largo del país, habiéndose presentado altos índices de crecimiento en las zonas norte y sur del país, lo cual se puede apreciar en el gráfico siguiente:

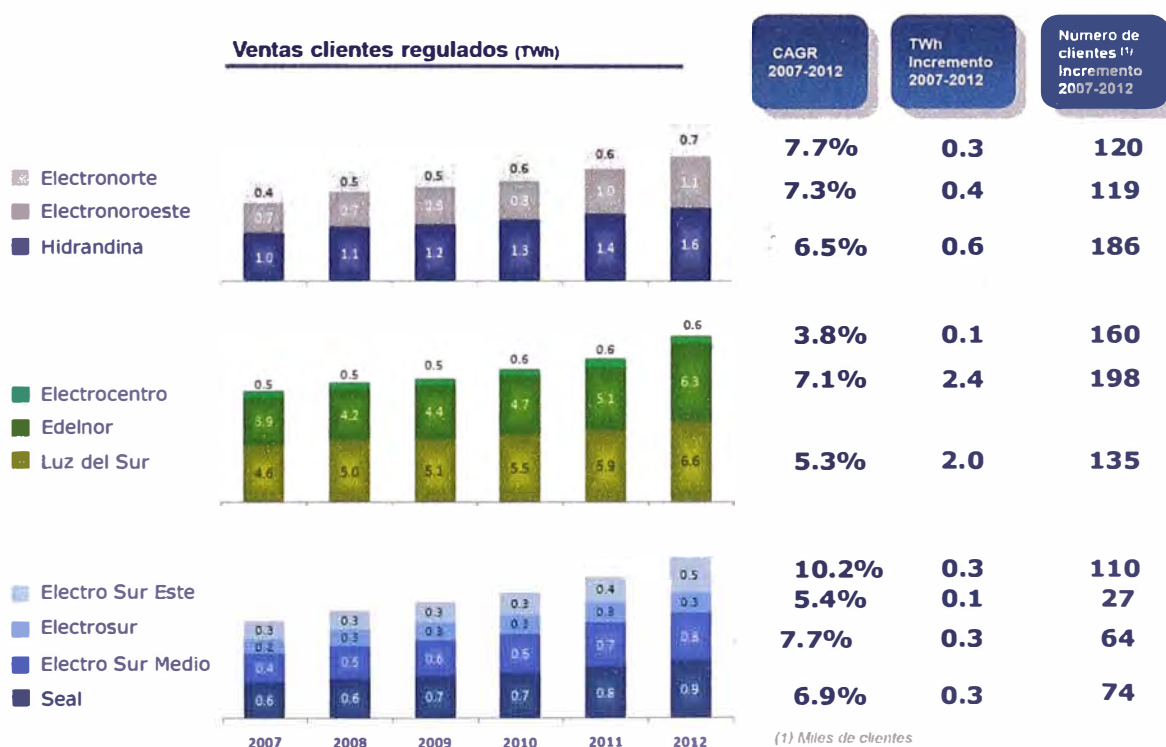


Fig. 2.8: Evolución de las ventas de energía eléctrica

Fuente: Osinermin Gart – Información Comercial años 2007 – 2012

Por otro lado, la oferta de energía eléctrica se encuentra concentrada en la zona centro del país producto de la entrada del Proyecto Camisea que entregó facilidades para la instalación de plantas térmicas a base de gas natural.

2.4.3 Selección de la zona de estudio

De los puntos anteriores, resulta interesante el estudio de la instalación de un proyecto eólico en la zona norte del país dado el enorme potencial eólico del departamento de Piura, así como de las necesidades de inyección de energía eléctrica debido a los altos índices de crecimiento de demanda.

Por tal motivo, el presente Informe de Suficiencia se enfoca en la realización de un estudio de factibilidad de la instalación de un parque eólico en la zona norte de Perú (Yacila - Piura).

CAPÍTULO 3

EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

3.1 ANÁLISIS DE LOS DATOS DE VIENTO

Como datos de viento para la evaluación del recurso eólico en el emplazamiento se han utilizado los obtenidos en el mismo mediante la torre meteorológica YACILA.

En la Tabla 3.1 se presenta la situación de la torre de medición, así como el período de medida y la altura de los niveles de medida.

Tabla 3.1: Posición de la Torre de Medición

Estación	UTM X	UTM Y	ALTITUD (m)	INICIO MEDICIONES	ULTIMOS DATOS	NIVELES DE MEDICION
YACILA	480882	9425562	63	10/01/09	15/03/10	20, 40 y 60 m

La estación meteorológica considerada en el análisis tiene 12 meses de medida (03/09/08 – 03/09/09). Este período anual de referencia ha sido utilizado para la evaluación energética del parque eólico.

A continuación pueden verse los resultados de la estación de medida (ver también Anexo 2).

Tabla 3.2: Velocidades promedio mensuales en la estación Yacila

MES	YACILA			
	N° Obs	V (m/s)		
		60m	40m	20m
sep-08	4320	7.94	7.66	7.34
oct-08	4464	7.82	7.59	7.27
nov-08	4320	6.93	6.83	6.38
dic-08	4464	6.44	6.40	5.95
ene-09	4397	6.85	6.75	6.39
feb-09	4032	5.97	5.99	5.59
mar-09	4464	6.19	6.19	5.70
abr-09	4032	7.82	7.73	7.13
may-09	4464	8.67	8.24	7.95
jun-09	4320	7.82	7.40	7.29
jul-09	4344	8.18	7.84	7.70
ago-09	4464	7.76	7.44	7.36
sep-09	360	7.95	7.68	7.56
TOTAL	52445	7.37	7.18	6.85

Fuente: Datos de viento tomados por la torre meteorológica instalada en Yacila

En la siguiente figura se muestra la posición de la torre de medida situada en el emplazamiento del parque eólico.

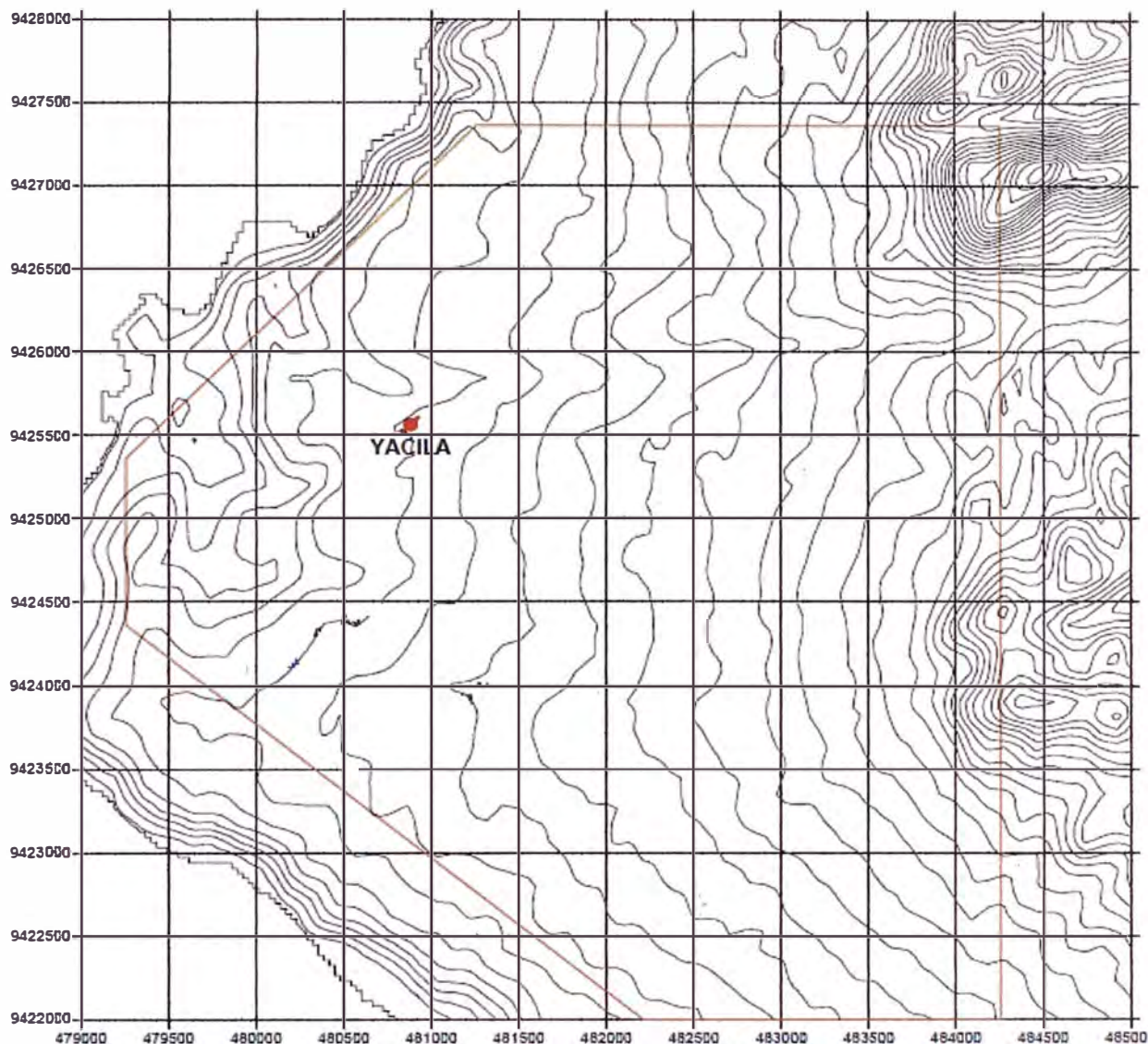


Fig. 3.1: Estación de medida en el emplazamiento. UTM PSAD56, zona 17.

Fuente: Estudio del Recurso Eólico elaborado por Barlovento a solicitud de ENDESA

3.1.1 Estación meteorológica

La estación meteorológica YACILA se instaló el 02 de septiembre del 2008 y se ha dispuesto de datos desde el día siguiente a la instalación (03/09/2008) y se están utilizando para el análisis los datos de la información desde la fecha citada hasta el 03/09/2009.

La estación consiste en una torre de 60 metros de altura, datalogger Symphonie, 3 niveles de medida de velocidad de 60, 40 y 20 metros, y dos niveles de medida de dirección a 58 y 40 metros de altura. Los sensores de medida son anemómetros NRG#40 y veletas NRG. En el nivel superior de 60 metros, se han instalado dos anemómetros.

Además se dispone de otros sensores de medidas complementarias, como son un piranómetro, un sensor de humedad, uno de presión atmosférica y otro de temperatura ambiente. Todos ellos son de la marca NRG.

El entorno de la estación YACILA es terreno llano con vegetación escasa y de pequeño porte. Al Norte de la estación de medida pasa una quebrada proveniente de las montañas situadas al este.

La siguiente fotografía muestra una vista general de la torre de medida.

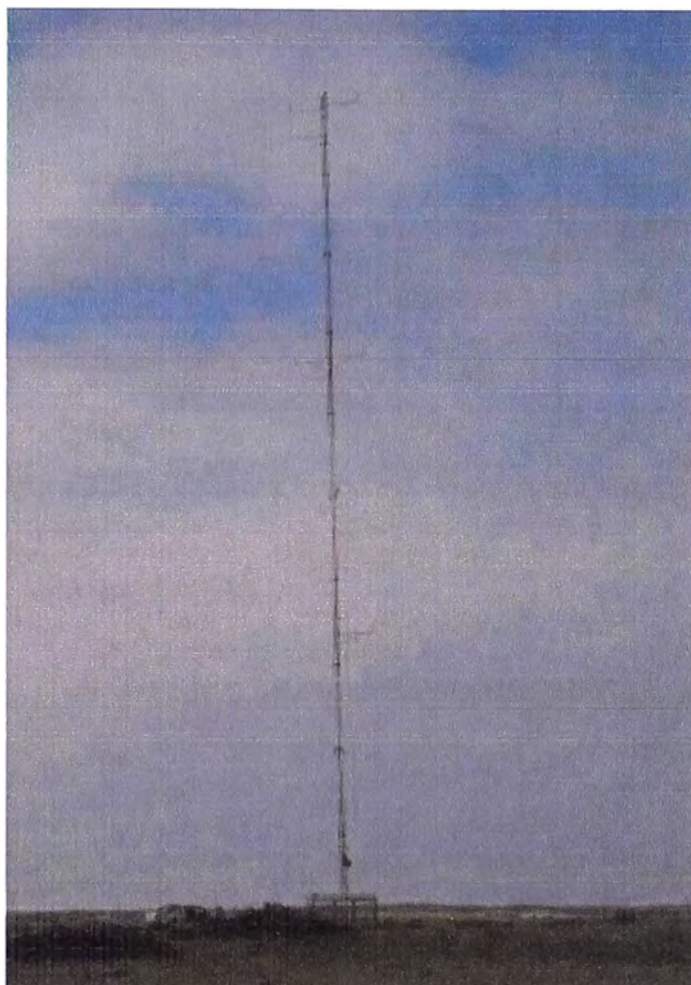


Fig. 3.2: Torre meteorológica YACILA (20/10/2008)

La estación YACILA será la torre utilizada para la modelización del parque eólico, ya que está situada en el propio emplazamiento.

Las principales características del viento a lo largo del período anual de referencia en la estación YACILA son las siguientes:

Tabla 3.3: Viento a lo largo del período anual de referencia

	60m	40m	20m
Velocidad media	7.37	7.18	6.85
Racha máxima	19.5	18.8	18.7
Pot. media del viento	322	291	258
Turbulencia media (datos medidos)	8%	8%	9%

La Figura 3.3 representa la rosa de vientos del emplazamiento en el período de referencia, medida a 60 metros de altura. Como puede observarse los sectores SSE, S y SSW acumulan casi la totalidad de las observaciones, acumulando el sector SSE un 48%.

En cuanto al contenido energético del viento (Figura 3.4) éste se concentra en los mismos sectores que en la rosa de frecuencias, destacando el SSE con un 51%. La turbulencia del emplazamiento baja, un 8% a 60 metros de altura para velocidades superiores a los 6 m/s.

El valor medio para todos los sectores del exponente de la ley potencial de incremento de la velocidad del viento con la altura, calculado entre los niveles de 40 y 60 metros, es de $\alpha = 0.08$.

La velocidad diaria del viento presenta un mínimo a las 4 y 8 horas y un máximo en las últimas horas del día (Figura 3.5). Las velocidades superiores a 4 m/s (velocidad de arranque de los

aerogeneradores G52 y V52) representan más del 92% (Figura 3.6). Durante el período anual de referencia, no se han obtenido velocidades superiores a las de corte para los modelos de aerogenerador considerados para la factibilidad del proyecto.

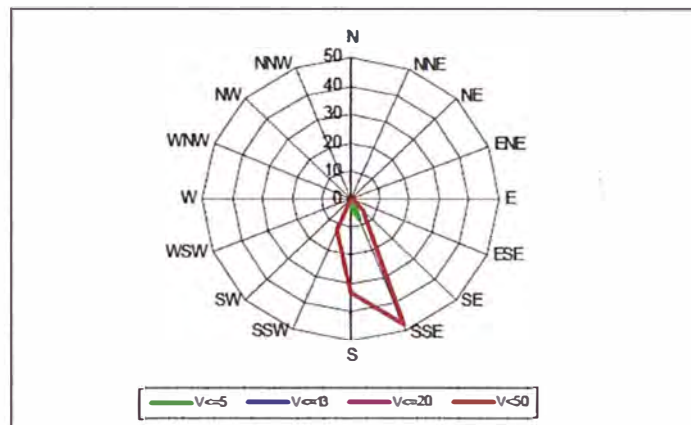


Fig. 3.3: Distribución direccional del viento en el emplazamiento

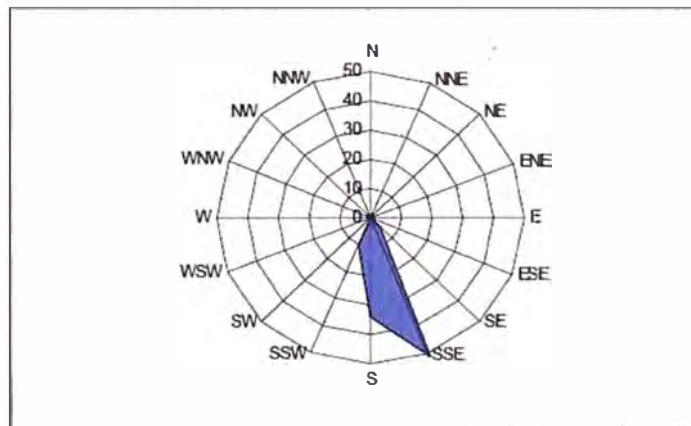


Fig. 3.4: Contenido energético por direcciones del viento

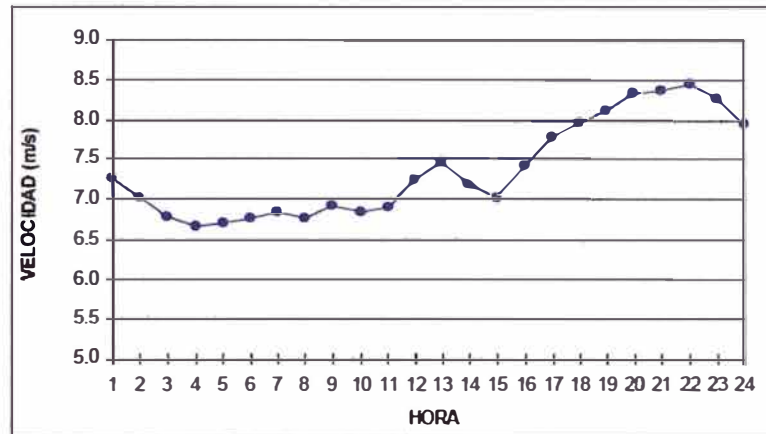


Fig. 3.5: Variación diaria de la velocidad a 60m

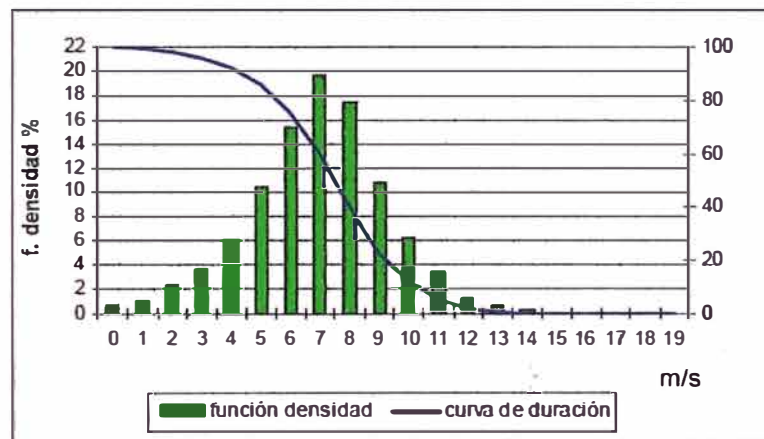


Fig. 3.6: Distribución de velocidades en período anual de referencia a 60m

3.1.2 Perfil vertical del viento

Se han utilizado las medidas de velocidad de la estación YACILA en el período de medidas de la torre (03/09/2008 – 03/09/2009) a fin de evaluar el perfil vertical de viento. Se han calculado los exponentes de la ley potencia por sectores a lo largo del citado período de medidas para velocidades mayores de 6 m/s en el nivel inferior (Véase Tabla 3.4).

Tabla 3.4: Valor del exponente de ley potencial entre 60m y 40m

RUMBO	YACILA	
	V_{60m} / V_{40m}	$\alpha_{60m, 40m}$
N		0.00
NNE		0.00
NE		0.00
ENE		0.00
E		0.00
ESE	1.04	0.09
SE	1.06	0.15
SSE	1.05	0.11
S	1.02	0.05
SSW	1.00	0.00
SW	1.00	0.00
WSW		0.00
W		0.00
WNW		0.00
NW		0.00
NNW		0.00
Total	1.03	0.08

De la tabla anterior se deduce que el valor medio del exponente de ley potencial en la estación YACILA es de 0.08.

Para la modelización del campo de vientos en el proyecto P.E. YACILA se considerará la serie de datos del período de referencia extrapolada a la altura de buje acorde al modelo aerogenerador a utilizar. Tal extrapolación se realizará por sectores, teniendo en cuenta la ganancia de velocidad con la altura reflejada en la tabla anterior.

3.1.3 Estimación de Largo Plazo

Para evaluación del recurso eólico a largo plazo en el emplazamiento es preciso disponer de una estación de referencia adecuada, con varios años de medida, situada en un emplazamiento de características similares a las del Parque Eólico Yacila. Sin embargo, no existen en las inmediaciones del emplazamiento observatorios históricos de esas características ni tampoco una estación que pueda considerarse como estación válida de referencia.

Alternativamente, se ha considerado la opción de utilizar los datos de reanálisis disponibles para los modelos globales de predicción (satélite QuikScat). Este satélite registra los datos de viento sobre la superficie marina, con una cobertura de prácticamente todo el planeta.

En este caso dada las características del emplazamiento, costero, el período de datos disponibles del satélite QuikScat (81.62W,-5.38N) y el grado de correlación existente entre las medidas de torre y QuikScat ($R^2 = 0.7156$), se ha determinado el largo plazo en el emplazamiento mediante los registros del satélite QuikScat.

En la Figura 3.7 puede verse una comparativa de las velocidades medias mensuales registradas en la torre frente a las registradas en el satélite.

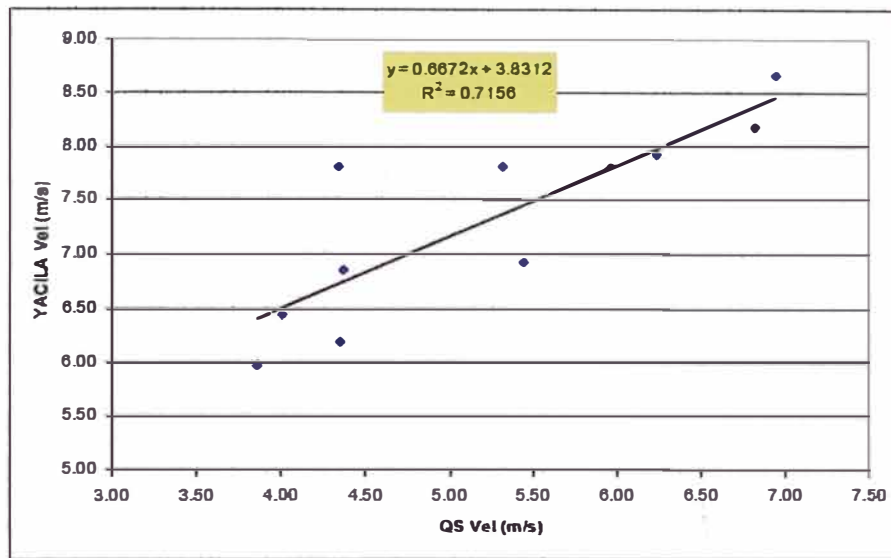


Fig. 3.7: Relación de velocidades mensuales entre torre YACILA y QuikScat

En la figura siguiente pueden verse las velocidades medias mensuales registradas en los últimos años por el satélite QuikScat.

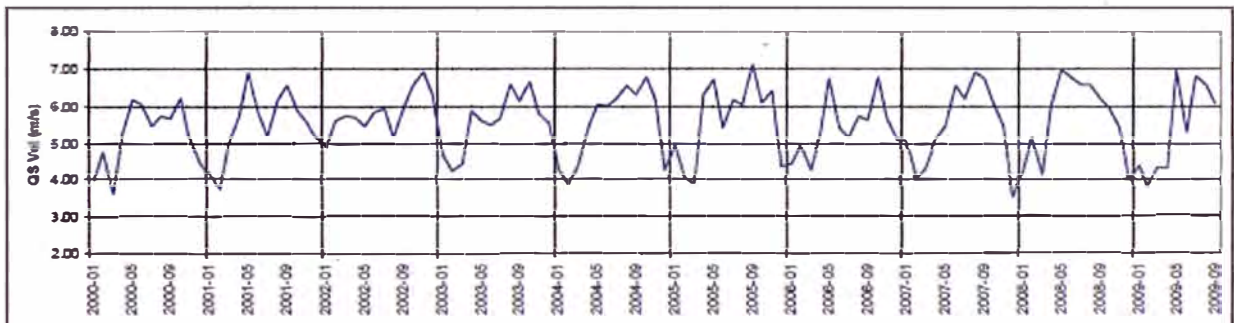


Fig. 3.8: Evolución de velocidades medias mensuales del satélite QuikScat

Fuente: Datos tomados de la página web del Jet Propulsion Laboratory – NASA, de la sección de misión de satélites/Quikscat

La velocidad media registrada por el satélite en el período 1999-2008 ha sido de 5.52 m/s.

Introduciendo este valor en la recta de regresión de la Figura 7, se obtiene el valor estimado a largo plazo en la estación YACILA.

$$V_{LP,YACILA60m} = 0.6678 \cdot V_{QS} + 3.8312 = 7.51 \text{ m/s} \quad \text{Ec. 3.1}$$

El valor de la velocidad de largo plazo estimada a largo plazo (7.51 m/s) no difiere mucho de la velocidad en dicha estación durante el período anual de referencia (7.37 m/s). Los resultados energéticos finales del proyecto P.E. Yacila se corregirán por un factor que equivale a $f_{lp} = (7.51/7.37)^2$ para que sean representativos del largo plazo estimado.

3.2 EVALUACIÓN DE LA DENSIDAD DEL AIRE

La potencia del aire que atraviesa la sección del rotor de un aerogenerador es proporcional al cubo de la velocidad del viento y a la densidad del aire. Por ello, la densidad del aire es un valor importante a tener en cuenta cuando se realiza el cálculo de la producción esperada de una aeroturbina en un emplazamiento.

Para estimar la densidad del aire en el emplazamiento del Parque Eólico Yacila (altitud media de 99 metros), se han utilizado los datos de presión y temperatura registrados en el mástil meteorológico YACILA y los datos históricos del observatorio del aeropuerto de PIURA, situado a unos 60 kilómetros del emplazamiento.

La estación meteorológica del aeropuerto de Piura, perteneciente a la red

METAR de la Organización Meteorológica Mundial (WMO), se encuentra a una altitud de 49 m y está situada a unos 60 km al este del emplazamiento Yacila. Posee datos históricos de presión y temperatura a lo largo del período 1971-2000 (30 años). Este observatorio ha sido seleccionado para el cálculo de la densidad atmosférica en el emplazamiento ya que es la única estación situada en las cercanías que posee datos históricos de presión y temperatura.

Mediante un modelo hidrostático de la atmósfera, es posible calcular la densidad del aire a la altitud media de los bujes de los aerogeneradores. La Tabla 3.5 muestra los resultados obtenidos al considerar los datos históricos del aeropuerto de Piura.

Tabla 3.5: Cálculo de la densidad atmosférica

	PIURA Aeropuerto (49m)		Altitud media de bujes (164 metros)		
	P (mb.)	T (°C)	P (mb.)	T (°C)	Densidad (kg/m³)
Ene	1007.0	26.6	993.9	25.9	1.16
Feb	1006.5	27.5	993.4	26.8	1.15
Mar	1006.7	27.0	993.5	26.2	1.16
Abr	1006.8	26.4	993.6	25.7	1.16
May	1007.8	24.7	994.5	23.9	1.17
Jun	1008.7	22.9	995.4	22.2	1.17
Jul	1009.1	21.7	995.7	21.0	1.18
Ago	1009.2	21.4	995.8	20.7	1.18
Sep	1009.0	21.7	995.6	21.0	1.18
Oct	1008.7	22.4	995.3	21.7	1.18
Nov	1008.4	23.1	995.1	22.4	1.17
Dic	1007.7	24.9	994.5	24.2	1.17
PROMEDIO	1008.0	24.2	994.7	23.4	1.17

Con los datos de presión y temperatura obtenidos en el sitio, durante el periodo 14/01/2008 al 14/01/2009, se ha calculado con el mismo procedimiento la densidad en el parque a altura de buje. En este período se han registrado 20.4 °C de temperatura media y 1003.8 mb de presión media, resultando una densidad de 1.17 kg/m³.

A la vista de los resultados obtenidos se concluye que la densidad media en el emplazamiento es de 1.17 kg/m³.

3.3 AEROGENERADORES

Los modelos de aerogenerador que se han utilizado para la evaluación del recurso en el P.E. Yacila, a fin de determinar la mejor opción en términos energéticos, son los siguientes:

- G58, de 58 metros de diámetro, de potencia unitaria 850 kW, fabricado por Gamesa Eólica.
- V52, de 52 metros de diámetro, de potencia unitaria 850 kW, fabricado por Vestas.
- E53, de 52.9 metros de diámetro, de potencia unitaria 800 kW, fabricado por Enercon.

En la siguiente tabla se muestran algunas características de los aerogeneradores utilizados en el estudio:

Tabla 3.6: Características de los aerogeneradores

Modelo	Potencia nominal (kW)	Altura de Buje (m)	Clase-Subclase	$V_{in}-V_{out}$ (m/s)
V52	850	74	I-A	4-25
G58	850	74	III-A	3-21
E53	810	73	III-A	2-25

La curva de potencia y coeficiente de empuje de los aerogeneradores G58, V52 para la densidad de aire de 1.18 kg/m^3 puede verse en las siguientes figuras.

Velocidad viento (m/s)	Potencia (kW)
3	9
4	30
5	76
6	143
7	235
8	358
9	510
10	674
11	773
12	818
13	838
14	845
15	848
16	849
17	850
18	850
19	850
20	850
21	850

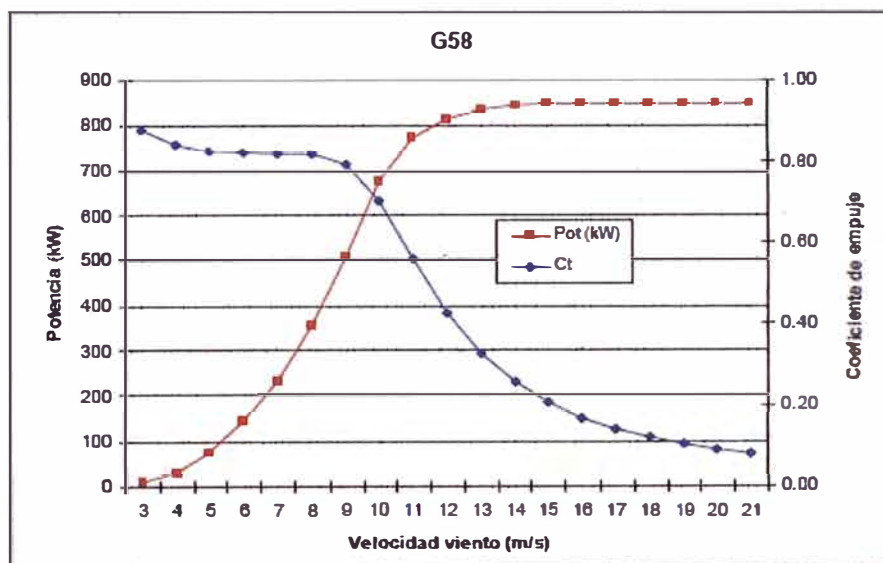


Fig. 3.9: Curva de potencia aerogenerador G58 para la densidad 1.18 kg/m^3

Velocidad viento (m/s)	Potencia (kW)
4	26
5	62
6	118
7	195
8	296
9	419
10	543
11	661
12	761
13	831
14	843
15	847
16	849
17	850
18	850
19	850
20	850
21	850
22	850
23	850
24	850
25	850

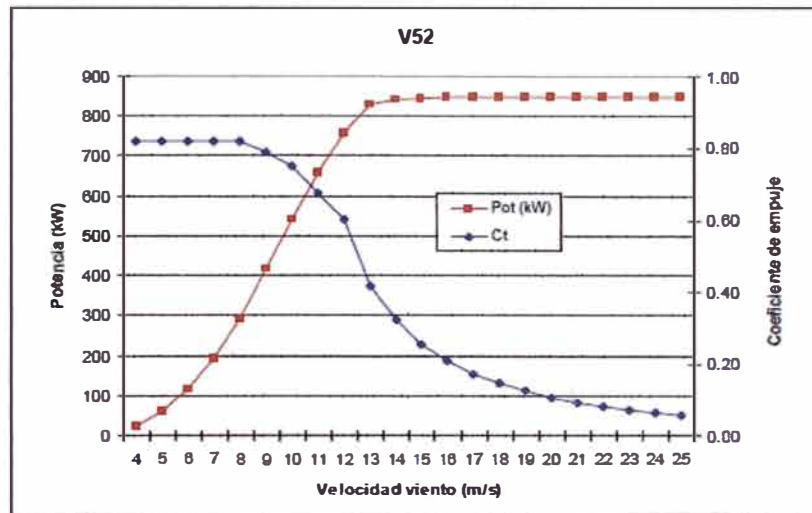


Fig. 3.10: Curva de potencia aerogenerador V52 para la densidad 1.18 kg/m^3

Velocidad viento (m/s)	Potencia (kW)
2	2
3	14
4	38
5	77
6	141
7	228
8	336
9	480
10	645
11	744
12	780
13	810
14	810
15	810
16	810
17	810
18	810
19	810
20	810
21	810
22	810
23	810
24	810
25	810

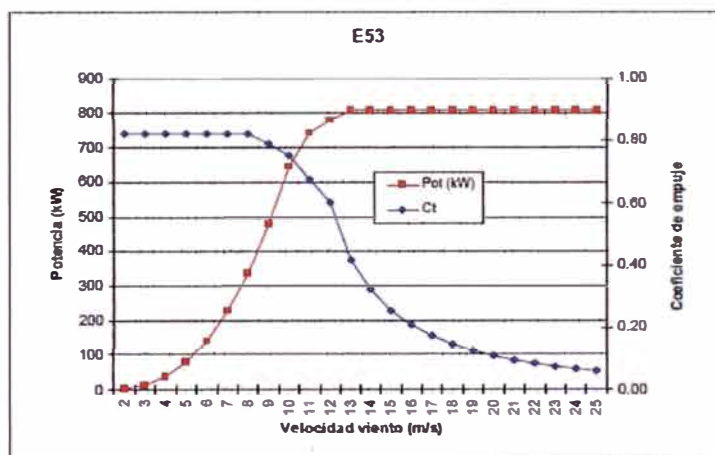


Fig. 3.11: Curva de potencia aerogenerador E53 para la densidad 1.225 kg/m^3

La densidad media del emplazamiento es de 1.17 kg/m³ y en los cálculos energéticos se han utilizado curvas de potencia correspondientes a la densidad 1.18 kg/m³, en el caso de la G58 y V52, y 1.225 kg/m³ para la máquina Enercon (E53). Se aplicará un factor de corrección en los resultados de producción obtenidos con el aerogenerador E53: $f_d = (1.17/1.225)$. En el resto de opciones no se aplica factor de corrección por densidad.

CAPÍTULO 4

EVALUACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

4.1 REVISIÓN DEL ESTUDIO DE MÁXIMA CAPACIDAD DE INYECCIÓN EÓLICA AL SEIN

Como resultado del estudio se reportan los máximos niveles de inyección de generación eólica en las barras del Sistema de Transmisión señaladas como candidatas por el COES-SINAC. Se emiten asimismo consideraciones acerca de los impactos que las distintas tecnologías de aerogeneradores de vanguardia tienen en los desempeños eléctricos estático y dinámico del SEIN.

Se utiliza para la ejecución de cálculos de flujos de carga y potencias de cortocircuito, y para la ejecución de simulaciones en el dominio del tiempo el modelo estático y dinámico del SEIN completo proporcionado por el COES en su actual Base de Datos en formato PowerFactory versión 14 de DlgSILENT GmbH. El estudio se enfoca en escenarios de estiaje del año 2013 y avenida del año 2014, horizonte del estudio, considerando como punto de partida los despachos económicos previstos para entonces y las obras de transmisión del Plan de Expansión. Se asume que el Sistema de Transmisión ha alcanzado el desarrollo previsto para el año horizonte, considerándose que este es el representado en la Base de Datos el COES.

El sistema de sub-transmisión para la recolección de la potencia producida en los parques eólicos y su transporte hasta los nodos del Sistema de Transmisión, así como las alternativas de vinculación al mismo no son objeto de este estudio. Estos menesteres deberán analizarse ulteriormente con mayor detalle en los estudios de pre-operatividad, que podrían tomar como referencia los valores de máxima capacidad que emita el presente estudio para los nodos candidatos. Se considera que los módulos de generación eólica son introducidos solo en aquellas subestaciones del Sistema de Transmisión señaladas por el COES como candidatas.

Los nodos señalados por el COES como candidatos a recibir la inyección de generación eólica son los listados en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Posición de la Torre de Medición

Zona	Nodo	
	Nombre	Un [kv]
Centro	HCHO220	220
	PARAMONGA_NUEVA_220	220
	ICA220	220
	MARC220	220
Norte	CHIMBOTE_220	220
	TRUJILLO_220	220
	GUADALUPE_220B	220
	CHICLAYO_OESTE_220	220
	LA_NINA_220	220
	Piura_220A	220
	TALARA_220	220
	TUMB60	60
Sur	MONT220	220
	REPA138	138
	MOLL138	138
	TACNA66	66

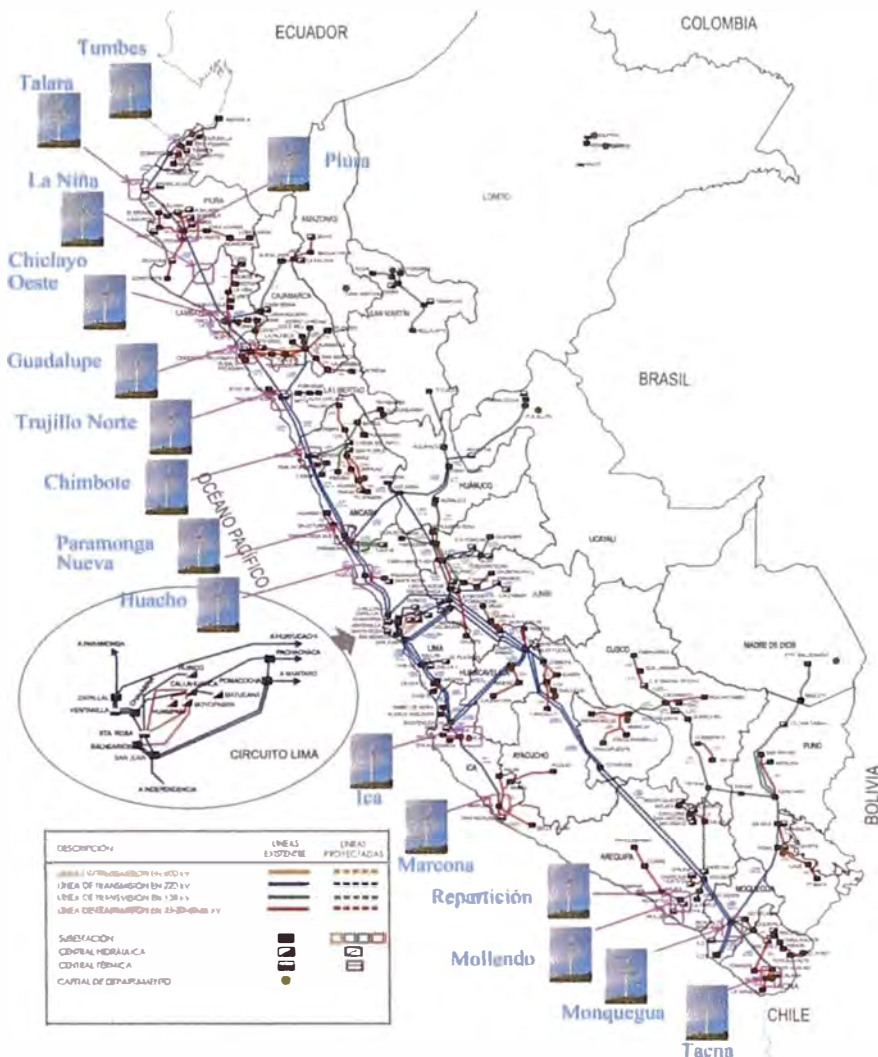


Fig. 4.1: Barras candidatas en el esquema geográfico actual del SEIN

Se presentan en Tabla 4.2 los montos máximos de generación eólica que pueden ser inyectados en cada una de las barras señaladas por el COES como candidatas a recibir generación eólica en el horizonte de estudio. Los valores indicados son adicionales a los proyectos de generación eólica incorporados por el COES en su actual Base de Datos por un total de 114 MW. Se agrupan en Tabla 4.2 las barras candidatas en cuatro áreas diferenciadas, para cada una de las cuales se especifica en el campo "Total Área" la máxima generación eólica adicional que puede inyectarse. Se

indican en los campos “P_{adm}” los montos máximos admisibles por barra candidata, que resultan de respetar un índice máximo de fluctuación de tensión del 5%. De esta forma, las máximas potencias eólicas adicionales por área pueden distribuirse entre los parques eólicos de las barras candidatas que comprenden, siempre que no se superen los niveles “P_{adm}”.

Tabla 4.2: Montos definitivos máxima generación eólica a inyectar

Área	Barra candidata		Potencias [MW]	
	Nombre	Un [kV]	P _{adm}	Total Área
Al norte de SE Trujillo	LA NIÑA	220	41	67
	CHICLAYO	220	67	
	GUADALUPE	220	73	
	TRUJILLO	220	114	
	TUMBES	220	6	
	PIURA	220	45	
	TALARA	220	32	
Entre las SSEE Huacho y Chimbote	PARAMONGA	220	119	57
	HUACHO	220	84	
	CHIMBOTE	220	135	
	REPARTICION	138	45	
Sur	MOLLENDO	138	18	204
	TACNA	66	15	
	MOQUEGUA	220	127	
Sur medio	MARCONA	220	88	168
	ICA	220	81	
Total generación eólica adicional [MW]				497

Los generadores eólicos equivalentes incorporados en las barras candidatas agrupadas dentro de una misma área impactan conjuntamente sobre los mismos elementos de la red. Por ejemplo, la carga de la línea Trujillo - Cajamarca 220kV depende directamente de la inyección de generación en el área al norte de la SE Trujillo 220kV. Así pues, siempre que se respete el índice máximo de fluctuación de tensión del 5%, la carga de los corredores

del SEIN que constituyen cuellos de botella para el incremento de la generación eólica puede controlarse de manera continua en los regímenes permanente y transitorio operando sobre los parques eólicos de los que reciben directa influencia.

Se destacan en color amarillo en Tabla 4.2 aquellos nodos candidatos en los que la máxima generación eólica posible de ser inyectada se encuentra por debajo de los módulos mínimos económicamente viables (cerca de los 20MW).

Considerando que el emplazamiento de estudio se ubica en la zona de Piura, el punto de conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) más cercano corresponde a la Subestación Piura – Oeste. Asimismo, sumando las potencias admisibles de las barras candidatas de la zona norte de la Tabla 4.2 se tendría un total de 378 MW y dado que la máxima capacidad de inyección en la zona norte es de 67 MW, proporcionalmente tendríamos que se podría inyectar una potencia de 8 MW en la subestación Piura – Oeste para dar espacio a otros proyectos en la zona norte. Por tal motivo, en el presente Informe de Suficiencia se considera una inyección de potencia al SEIN de 10 MW en la subestación Piura - Oeste.

4.2 MODELIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE PRODUCCIONES

Para la modelización y evaluación de producciones del Parque Eólico Yacila, se utiliza los resultados presentados en el “Estudio del Recurso Eólico del Parque Eólico Yacila” elaborado por la empresa Barlovento a

solicitud de ENDESA. Dentro de los cálculos realizados en el estudio, se utilizaron técnicas de modelización.

El proceso seguido dentro del Estudio del Recurso Eólico de Yacila ha sido el siguiente:

- A partir de los datos de viento del período anual de referencia de la estación YACILA a 60 metros y de la topografía del emplazamiento, elaboró mediante modelización con el código WASP un Atlas eólico de la zona.
- A partir de las medidas en la torre evaluó el error del modelo.
- Con el Atlas de la estación YACILA evaluó la producción energética de los aerogeneradores del P.E. Yacila.
- Utilizando el programa PARK, que es un software especializado usado para la determinación de las pérdidas por estelas en un emplazamiento eólico, evaluó las pérdidas de producción debidas a las estelas.
- Finalmente calculó las producciones netas a largo plazo de los parques.

4.2.1 Datos de entrada utilizados

Como datos de entrada de los modelos se han utilizado los siguientes:

4.2.1.1 Orografía

Los datos de la orografía del terreno son utilizados como dato de entrada por los modelos de evaluación del campo de vientos.

Para la evaluación del emplazamiento se ha utilizado la cartografía del sitio de escala 1:25000 y 1:100000, con curvas de nivel cada 25 m, esta se ha complementado con la topografía SRTM3, con curvas de nivel cada 10 metros. De este modo se dispone de una orografía de gran resolución y se garantiza que los obstáculos del terreno relevantes para la evaluación del campo de vientos sean tenidos en cuenta.

4.2.1.2 Rugosidad superficial

El entorno donde van ubicados los aerogeneradores es de tipo desértico, con muy escasa vegetación. Se ha utilizado un mapa de rugosidad para la elaboración del Atlas con un valor de longitud de rugosidad para la elaboración del Atlas con un valor de longitud de rugosidad (z_0) uniforme de $z_0=3$ cm y un valor de $z_0=0$ cm en el mar.



Fig. 4.2: Zona de implantación de aerogeneradores en el P.E. Yacila



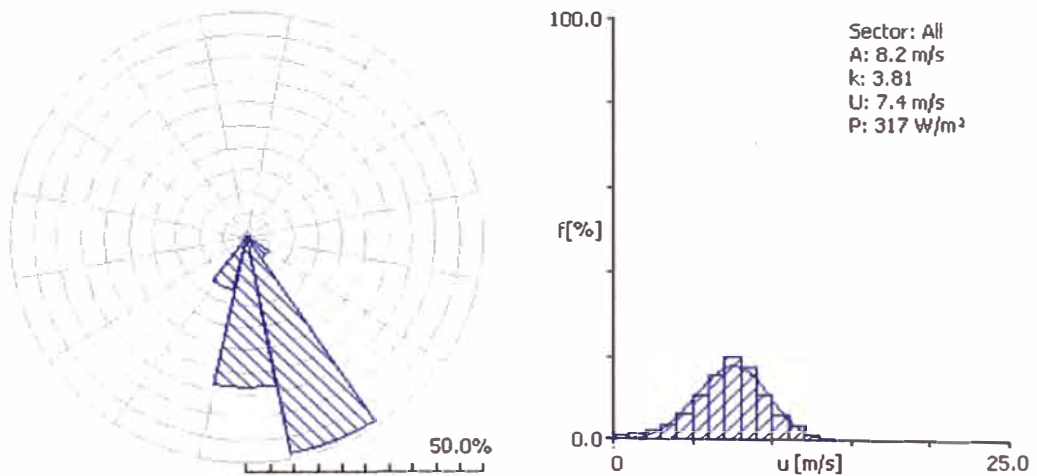
Fig. 4.3: Detalle de la vegetación del emplazamiento

4.2.1.3 Datos de viento

Como datos de viento se han utilizado la serie de datos de viento a 60 metros de altura de la estación meteorológica YACILA del periodo anual que abarca desde Septiembre del 2008 a Agosto del 2009. En el Anexo 2 y en la tabla siguiente pueden verse los datos utilizados por el modelo.

Tabla 4.3: Estadística de datos de viento de la estación YACILA,
con datos de 60 metros aceptada por el modelo WASP

	Medida	Ajuste Weibull	Diferencia
Velocidad media del viento (m/s)	7.37 m/s	7.44 m/s	0.94 %
Densidad superficial de potencia media (W/m ²)	316.22	317.49	0.37%



	0	22.5	45	67.5	90	112.5	135	157.5	180	202.5	225	247.5	270	292.5	315	337.5	Total
A (ms)	1.5	1.2	0	2.3	2.9	5.3	7.5	8.4	8.3	8	7.2	1.5	2.6	1.6	0	1.6	8.2
k	8.75	2.42	2	2.01	3.62	3.84	4.25	3.59	3.92	4.95	8.19	8.75	9.94	9.39	2	2.97	3.81
U (m/s)	1.46	1.02	0	2.07	2.65	4.78	6.79	7.53	7.52	7.34	6.78	1.46	2.45	1.47	0	1.44	7.44
P(W/m ²)	2	1	0	10	15	84	232	336	324	280	202	2	9	2	0	3	317
Freq	0	0	0	0	0	0	6	49	33	12	0	0	0	0	0	0	100

4.2.1.4 Densidad del aire y curva de potencia

La densidad media del aire en el emplazamiento es de 1.17 kg/m³.

Para el cálculo energético de los aerogeneradores del P.E. Yacila se ha utilizado la curva de potencia de los aerogeneradores G58 y V52 para densidad 1.18 kg/m³, y la curva del aerogenerador E53 para densidad estándar. En este último caso se ha aplicado factor de corrección por densidad.

4.3 RESULTADOS

4.3.1 Validación de resultados del modelo

La utilización de métodos de modelización lleva asociada la introducción de errores de cálculo debidos a las aproximaciones e imprecisiones de los programas. Dado que se dispone de medidas de viento en el propio emplazamiento es posible calibrar el orden de magnitud de dichos errores. Para ello se ha calculado, utilizando el modelo WAsP y el Atlas obtenido a partir de las medidas en el periodo anual de referencia de la estación YACILA, la velocidad media estimada en el emplazamiento de la torre meteorológica. Los resultados pueden verse en la Tabla 6.

Tabla 4.4: Resultados obtenidos mediante el modelo con el Atlas de la estación YACILA en el emplazamiento de la torre

ESTACIÓN	NIVEL (m)	Velocidad periodo de referencia (m/s)	Velocidad (m/s) modelo WA ³ P	DIFERENCIA %
YACILA	40	7.18	6.75	6%
	60	7.37	7.36	0.1%
	73	7.49 ⁽¹⁾	7.72	3.1%
	74	7.50 ⁽¹⁾	7.74	3.2%

⁽¹⁾ velocidad obtenida por extrapolación con el exponente de ley potencial $\alpha = 0.08$.

A la vista de los resultados de la tabla anterior (Tabla 4.4), se observa que el modelo con el Atlas de la estación YACILA reproduce con un error prácticamente nulo los resultados de

velocidad en la estación YACILA a 60 metros de altura. A las alturas de buje 73 y 74 metros el modelo sobreestima en un 3% la velocidad.

En vista de los resultados obtenidos con el Atlas de la estación YACILA, se considera que esta estación es apropiada para evaluar el recurso eólico de los aerogeneradores que componen el P.E. Yacila.

Se ha evaluado la desviación de los resultados de producción obtenidos con el modelo. Para este fin se han comparado las producciones obtenidas considerando los datos de viento del período de referencia y la curva de potencia del aerogenerador considerado, frente a los resultados predichos por el modelo. Los resultados pueden verse en la Tabla siguiente:

Tabla 4.5: Resultados de producciones obtenidos mediante el modelo y con medidas a 74 y 73 metros

ESTACIÓN	AERO	Altura (m)	Producción (MWh/año) obtenida con medidas	Producción (MWh/año) obtenida con WA ³ P	DIFER. (%)
YACILA	G58	74	3013 ⁽¹⁾	3231	7.2
	V52	74	2531 ⁽¹⁾	2714	7.2
	E53	73	2876 ⁽¹⁾	3071	6.8

¹Obtenido a partir de las medidas a 60m, con $\alpha = 0.08$.

A la vista de los resultados de las Tabla 6 y Tabla 7 se concluye que el modelo con el Atlas de la estación YACILA sobreestima los resultados de velocidad y producción a 73 y 74 metros de altura en la posición de la torre meteorológica.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos por el modelo, a los valores finales de producción de los aerogeneradores del Parque Eólico Yacila se les aplicará los siguientes factores de corrección:

Tabla 4.6: Factores de corrección aplicados en el P.E. Yacila

ESTACIÓN	AERO	Altura (m)	Factor corrección velocidad	Factor corrección producción
YACILA	G58	74	0.969	0.933
	V52	74	0.969	0.933
	E53	73	0.970	0.937

4.3.2 Evaluación de la zona

A partir de los datos de viento del período anual de referencia de la estación YACILA, y de la topografía del emplazamiento, se ha elaborado el Atlas eólico de la zona. Utilizando dicho Atlas se ha obtenido el mapa de isoventas a 74 metros de altura en un área de 6 km x 5 km, que cubre la totalidad de la zona con aerogeneradores en el área del P.E. Yacila (Figura 12). La resolución de los resultados es de 100 metros.

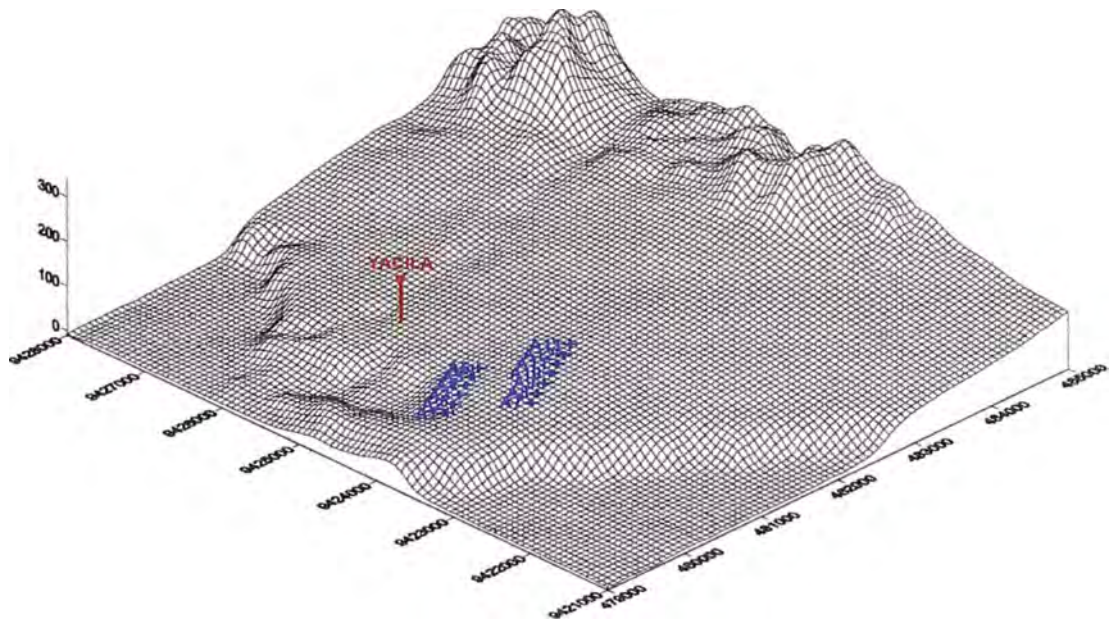


Fig. 4.4: Vista del emplazamiento desde el sudoeste

Fuente: Fotografía tomada del "Estudio del Recurso Eólico de Yacila" elaborado por la empresa Barlovento a solicitud de ENDESA

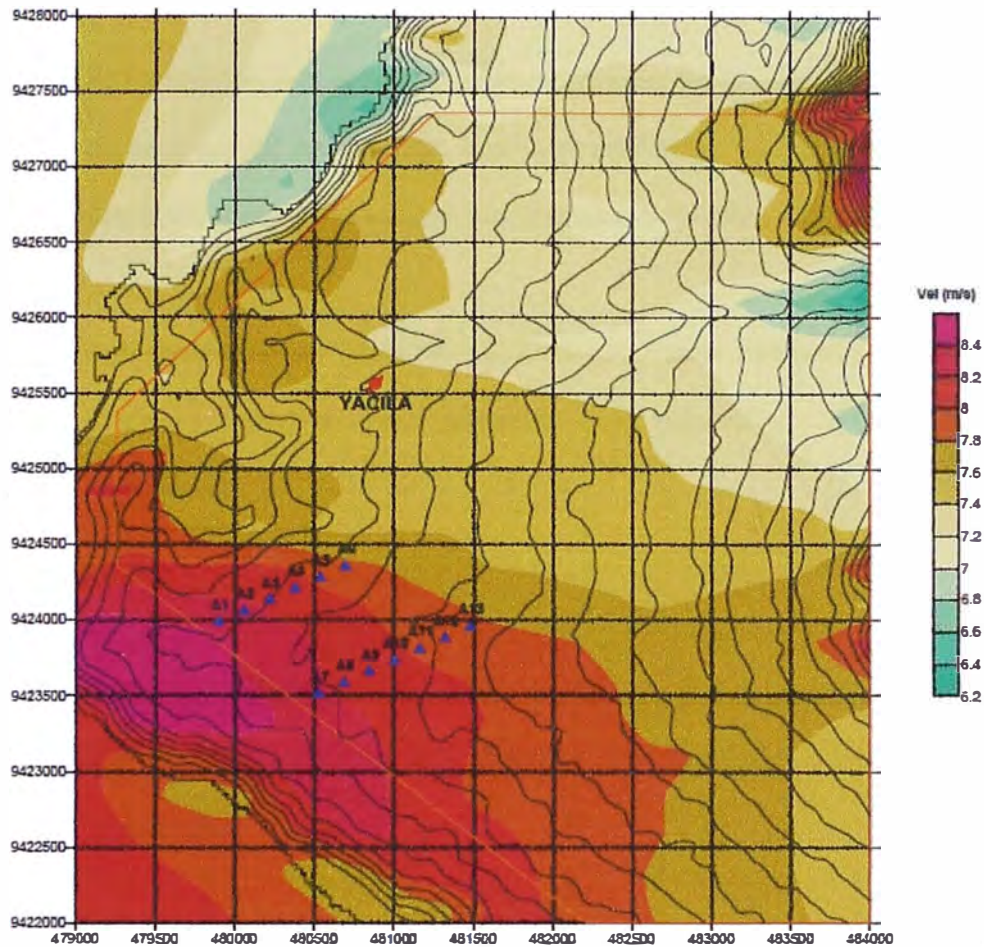


Fig. 4.5: Isoventas a 74 m de altura, posición de aerogeneradores

Fuente: Mapa de Isoventas tomado del "Estudio del Recurso Eólico de Yacila" elaborado por la empresa Barlovento a solicitud de ENDESA

4.3.3 Evaluación del parque

Para el Parque Eólico Yacila en sus diferentes configuraciones, se han calculado mediante el modelo WAsP las producciones brutas esperadas con buje a 74 metros para los modelos de aerogenerador: G58-850kW y V52-850kW, y altura de buje 73 metros para el modelo E53. Los aerogeneradores están dispuestos en dos hileras con dirección perpendicular a los vientos más energéticos.

El modelo sobrevalora aproximadamente en un 7% los resultados de producción energética. Los valores finales de producción serán corregidos con los factores mostrados en la Tabla 8.

Las pérdidas por estelas se han calculado mediante el modelo PARK y suponen unas pérdidas algo superiores al 2.5% en la producción.

De estas producciones de los aerogeneradores habrá que descontar también aquellas pérdidas por indisponibilidad de aerogeneradores y red y pérdidas en transformación y transporte de electricidad.

Las primeras, se pueden cifrar en un 5% en aerogeneradores del tipo propuesto para este parque. En este 5% quedarían incluidas tanto las pérdidas correspondientes a la disponibilidad contractualmente garantizada, como otro porcentaje adicional que englobaría otro tipo de pérdidas como son la degradación de curva de potencia por ensuciamiento de palas, las paradas debidas a descargas de rayos, las paradas programadas, etc.

No se ha considerado una pérdida adicional por vientos altos (histéresis en los procesos parada – re arranque) ya que no se tienen velocidades superiores a 21 m/s y 25 m/s (velocidades de corte para los modelos de aerogenerador propuestos).

A falta de información sobre el proyecto eléctrico del parque, se han incluido unas pérdidas eléctricas de un 3.5% a subestación de parque.

El resumen de los resultados obtenidos para el proyecto P.E. Yacila puede verse en las siguientes tablas.

Tabla 4.7: Producciones brutas esperadas para cada posición en el período de referencia con aerogenerador G58.

AERO	X-UTM	Y-UTM	ALTITUD (m)	V. MEDIA Corregida (m/s)	P.BRUTA (MWh/año) 1,18 kg/m ³	Eff. PARK	P.BRUTA En parque (MWh/año) (1)
A1	479903	9423992	68	8.43	3841	0.39	3570
A2	480062	9424066	68	8.35	3772	1.03	3483
A3	480221	9424140	70	8.26	3694	4.33	3297
A4	480380	9424214	72	8.15	3598	7.31	3112
A5	480539	9424288	73	8.07	3531	9.51	2981
A6	480698	9424362	73	7.98	3443	10.77	2866
A7	480530	9423519	78	8.31	3743	0.00	3492
A8	480688	9423593	81	8.26	3693	0.11	3442
A9	480847	9423667	83	8.21	3651	0.13	3403
A10	481006	9423741	86	8.16	3609	0.13	3363
A11	481165	9423815	89	8.09	3543	0.14	3301
A12	481324	9423889	91	8.05	3513	0.14	3273
PRODUCCIÓN PARQUE (MWh/año)				8.19	43631	2.83	39583

¹Incluye corrección del modelo.

Tabla 4.8: Producciones brutas esperadas para cada posición en el período de referencia con aerogenerador V52.

AERO	X-UTM	Y-UTM	ALTITUD (m)	V. MEDIA Corregida (m/s)	P.BRUTA (MWh/año) 1,18 kg/m ³	Eff. PARK	P.BRUTA En parque (MWh/año) (1)
A1	479903	9423992	68	8.43	3293	0.34	3061
A2	480062	9424066	68	8.35	3226	0.93	2982
A3	480221	9424140	70	8.26	3150	4.09	2819
A4	480380	9424214	72	8.15	3058	6.92	2655
A5	480539	9424288	73	8.07	2994	9.03	2541
A6	480698	9424362	73	7.98	2912	10.19	2440
A7	480530	9423519	78	8.31	3197	0.00	2983
A8	480688	9423593	81	8.26	3148	0.09	2934
A9	480847	9423667	83	8.21	3108	0.10	2897
A10	481006	9423741	86	8.16	3068	0.10	2860
A11	481165	9423815	89	8.09	3004	0.11	2800
A12	481324	9423889	91	8.05	2976	0.11	2774
PRODUCCIÓN PARQUE (MWh/año)				8.19	37134	2.7	33746

¹Incluye corrección del modelo.

Tabla 4.9: Producciones brutas esperadas para cada posición en el período de referencia con aerogenerador E53.

AERO	X-UTM	Y-UTM	ALTITUD (m)	V. MEDIA Corregida (m/s)	P.BRUTA (MWh/año) 1,18 kg/m ³	Eff. PARK	P.BRUTA En parque (MWh/año) (1)
A1	479903	9423992	68	8.42	3663	0.34	3266
A2	480062	9424066	68	8.33	3594	0.94	3186
A3	480221	9424140	70	8.24	3519	3.99	3024
A4	480380	9424214	72	8.13	3426	6.77	2858
A5	480539	9424288	73	8.05	3362	8.86	2742
A6	480698	9424362	73	7.95	3275	10.05	2636
A7	480530	9423519	78	8.30	3566	0.00	3191
A8	480688	9423593	81	8.24	3517	0.09	3145
A9	480847	9423667	83	8.19	3477	0.1	3109
A10	481006	9423741	86	8.14	3437	0.11	3072
A11	481165	9423815	89	8.06	3372	0.11	3014
A12	481324	9423889	91	8.03	3342	0.11	2987
A13	481483	9423963	94	7.97	3288	0.12	2939
PRODUCCIÓN PARQUE (MWh/año)				8.16	44838	2.43	39171

¹Incluye corrección del modelo y densidad.

Tabla 4.10: Resultados energéticos P.E. Yacila.

PARQUE EÓLICO YACILA	G58	V52	E53
Modelo de aerogenerador	G58-850kW	V52-850kW	E53-800kW
Nº de aerogeneradores	12	12	13
Potencia total (MW)	10.2	10.2	10.4
Altura de buje (m)	74	74	73
Área total (m ²)	31705	25485	26374
Producción bruta teórica (MWh/año)	43631	37134	44838
Producción bruta teórica corregida ⁽¹⁾ (MWh/año)	40708	34646	38309
Producción bruta teórica corregida con estelas (MWh/año)	39583	33746	39171
Producción bruta (disponibilidad 95%) (MWh/año)	37603	32058	37213
Pérdidas eléctricas (3.5%) (MWh/año)	1316	1282	1489
Producción Neta Largo Plazo (MWh/año) en subestación de Parque	37679	31956	37094
Producción específica Largo Plazo (KWh/ m ²)	1186	1258	1411
Horas equivalentes en subestación de Parque	3694	3133	3523

(1) corrección por error del modelo y densidad.

Para el cálculo de las horas equivalentes en la opción de máquina E53, se ha considerado la potencia máxima reflejada en la curva de potencia, 810 kW.

4.3.4 Evaluación de incertidumbres

La predicción de producción energética presentada, corresponde a unas condiciones medias a largo plazo. Se trata por tanto del resultado de producción más probable. Existen sin embargo incertidumbres asociadas a cada fase del proceso de evaluación. En adelante se supondrá que las incertidumbres son independientes entre sí.

Las incertidumbres consideradas pueden ser de dos tipos:

- Incertidumbres en la evaluación del viento.
- Incertidumbres asociadas directamente al cálculo de producciones.

4.3.4.1 Incertidumbres a la evaluación del viento en el emplazamiento

Las incertidumbres asociadas al proceso de evaluación del viento en el emplazamiento son las siguientes:

a) Estimación a largo plazo.

Para la estimación del largo plazo se han utilizado las medidas de viento del satélite QuikScat. Del citado satélite se tienen datos desde el año 1999.

La correlación de velocidades medias mensuales así estimada con las de la estación YACILA, es aceptable (el valor de R2 obtenido en YACILA es de 0.72). El periodo de referencia seleccionado (de un año) tiene una velocidad algo inferior a la estimada para el largo plazo. Se aplicará el siguiente factor de corrección a las producciones: $flp=(7.51/7.37)^2$.

Por todo ellos se estima una incertidumbre en la estimación a largo plazo de la velocidad de viento del 4%.

b) Error del modelo de campo de vientos (WAsP).

El modelo utilizado, pese a su prestigio y extendido uso, tiene limitaciones en terreno de orografía compleja. La incertidumbre en este caso está principalmente asociada a:

- ✓ Evaluación de la rugosidad superficial.
- ✓ Orografía

En el emplazamiento del P.E. Yacila se ha considerado un mapa de rugosidad. Los aerogeneradores están situados en zonas de rugosidad similar a la torre YACILA.

Los aerogeneradores están ubicados al sureste de la torre, a más de 1.5 km, cercano a la costa. Debido a las características orográficas del emplazamiento, próximo a la zona acantilada, aumentan las incertidumbres del modelo.

Para evaluar el comportamiento del modelo se han utilizado las medidas del propio mástil de medida, observándose una sobreestimación de las producciones de un 7%.

Por todo ellos se considera una incertidumbre asociada del 4%.

c) **Extrapolación vertical.**

Se ha modelizado con la estación YACILA, con un nivel de medida de velocidad a 60 metros de altura. La altura de buje de los aerogeneradores es de 74 y 73 metros. El perfil vertical obtenido en la torre es bajo (0.08), similar al obtenido en otros mástiles de medida de la zona (PAITA y SAN PEDRO).

Este valor de perfil vertical se ha utilizado para extrapolar a altura de buje los datos de la torre YACILA. Se considera una incertidumbre asociada 1%.

Teniendo en cuenta los aspectos citados anteriormente se calcula la incertidumbre conjunta en la evaluación del viento a largo plazo. Los resultados se recogen en la Tabla 13.

Tabla 4.11: Incertidumbres asociadas a la evaluación del viento.

INCERTIDUMBRES EN LA EVALUACIÓN DEL VIENTO	
INCERTIDUMBRES	(%)
LARGO PLAZO	4.00
MODELO	4.00
PERFIL VERTICAL	1.00
TOTAL	7.62

4.3.4.2 Incertidumbres en el cálculo de producciones

d) Incertidumbre en las velocidades.

Para el cálculo de la incertidumbre en la producción, en primer lugar se traduce la incertidumbre en las velocidades a incertidumbre en las producciones. Se calcula para ello la sensibilidad de la producción respecto a la velocidad. Tras calcular la variación obtenida al variar el valor de la velocidad, se comprueba que para este caso, el error en producciones es aproximadamente 2.4 veces el error en velocidades en las estaciones del P.E. Yacila. Por lo tanto, la incertidumbre total en velocidades del 7.62% se traducirá en una incertidumbre media en producciones del 18.3%.

e) Densidad del aire.

La densidad media del aire en el emplazamiento es de 1.17 kg/m³. Esta densidad se ha obtenido a partir de los datos del observatorio meteorológico situado en el aeropuerto de Piura, y de los datos de presión y temperatura obtenidos en la propia torre de medida. No obstante, se considera una incertidumbre asociada a la densidad del 0.1%.

f) Error modelo de estelas.

Las pérdidas por estelas calculadas en este parque son casi inapreciables (aproximadamente 0.15%). La incertidumbre estimada es del 0.5%.

g) Curva de potencia.

Se ha utilizado la curva de potencia garantizada por el fabricante. La incertidumbre asociada a la curva de potencia se considera del 7%.

h) Pérdidas eléctricas.

Las pérdidas eléctricas estimadas en este parque hasta la subestación del mismo se consideran del 3.5%. La incertidumbre estimada es del 0.5%.

La incertidumbre final de la producción energética será por tanto de un 18.5% como se puede ver en la Tabla 14.

Tabla 4.12: Incertidumbres asociadas al cálculo de producciones.

INCERTIDUMBRES EN EL CÁLCULO DE PRODUCCIONES	
INCERTIDUMBRES	(%)
INCERTIDUMBRE EN PRODUCCIÓN ASOCIADA A LA VELOCIDAD	18.28
DENSIDAD	0.10
CURVA DE POTENCIA	0.05
EFFECTO PARQUE	7.00
PÉRDIDAS ELÉCTRICAS	0.50
TOTAL	19.53

Asimismo en las tablas Tabla 16 y Tabla 17 se presentan los valores de producción estimados para los valores de incertidumbre calculados (19.6% en la evaluación de producciones) para distintos niveles de superación expresados en MWh/año y en horas equivalentes.

CAPÍTULO 5

INTEGRACIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

5.1 TRAZO DE RUTA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

En el Capítulo 4, como resultado de la revisión de la Máxima Capacidad de Inyección al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se determinó que la subestación más apropiada para la inyección de energía eólica corresponde a la Subestación Piura – Oeste. Asimismo, se determinó que la potencia de inyección correspondiente sería de 10 MW. Dado el nivel de potencia a inyectar, lo más conveniente será una conexión en el nodo de 60kV a fin de reducir los costos de conexión al SEIN, ya que una conexión en 220 kV sería más cara al ser una línea de transmisión de mayor nivel de tensión.

En el Anexo 4 se muestra el trazo de ruta de la línea de transmisión que conectaría el Parque Eólico Yacila con la subestación Piura – Oeste, el cual considera principalmente un recorrido a lo largo del suelo pavimentado. Asimismo, la longitud de la línea de transmisión sería de aproximadamente 60 km.

Por otro lado, dada la capacidad de generación de cada aerogenerador y las distancias entre los aerogeneradores y la subestación del parque eólico, se adopta la tensión de 10 kV como nivel de media tensión para el parque eólico. A su vez, los grupos de aerogeneradores convergirán a una

subestación elevadora, que será el punto de partida de la línea de transmisión en 60 kV que conectaría el parque eólico con la subestación Piura – Oeste.

5.2 ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA

Para el análisis de Flujo de Potencia se ha tenido en cuenta dos escenarios de desarrollo de la topología de la red en la zona de influencia del proyecto:

- Topología existente año 2013

Se considera que la topología de la red eléctrica es la misma utilizada en el estudio realizado por ESC (Electric System Consultants) para el COES “Determinación de la capacidad máxima de Generación Eólica en el SEIN” (año 2011).

- Topología nueva año 2013

Se ha considerado que para el año 2013 se incorporan nuevos elementos en el sistema de transmisión en la zona de influencia del proyecto, estos elementos son aquellos propuesto por el OSINERGMIN en el estudio de “Fijación de Peajes y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión – período 2009-2013”.

La nueva topología considera los siguientes elementos:

- ✓ Tercer transformador en la S.E. Piura Oeste de 100/100/30 MVA.
- ✓ Cambio de conductor de Piura Oeste – Piura 60kV de 70mm² Cu a 240mm² AAAC.

- ✓ Nueva L.T. Piura-Ejidos 60kV de 240 mm² AAAC el cual hace un anillo en tal zona.

En el Anexo 3 se muestra un diagrama unifilar de la zona de influencia del proyecto y de la barra de inyección del proyecto para los dos escenarios de topología existente y topología nueva.

Por otro lado, para el análisis de flujo de potencia de los escenarios con y sin proyecto, se toma en cuenta dos tipos de análisis:

- Análisis en estado estacionario

El objetivo consiste en evaluar los resultados de las simulaciones en estado estacionario con y sin considerar la operación de la Generación Eólica a situarse en la zona de Piura, en tal sentido se verifica los niveles de tensión y flujos por las líneas y transformadores para determinar su incidencia en la operación del SEIN, bajo condiciones normales de operación en avenida y estiaje para máxima, media y mínima demanda.

Criterios:

- ✓ Estado Normal de Operación: Deben mantener el nivel de tensión en las barras de 220 kV dentro del rango indicado: 0.95 p.u. – 1.05 p.u.
- ✓ Estado de Emergencia: Deben mantener el nivel de tensión en las barras de 220 kV dentro del rango indicado: 0.90 p.u. – 1.10 p.u. En los niveles de tensión de 138, 69, 60, 50 y 33 kV debe mantenerse

en el rango de 0.90 p.u. a 1.05 p.u.

✓ **Máxima Sobrecarga en condición N-1:**

En Líneas de transmisión: Podría alcanzar un valor de 1.2 p.u. de su valor nominal.

En los Transformadores: Podría alcanzar un valor de 1.2 p.u. de su valor nominal.

Grupos de Generación: En lo posible deben operar sin absorber potencia reactiva.

• Análisis de cortocircuito

El proceso de cortocircuito pertenece a un estado dinámico indeseable de los sistemas eléctricos de potencia. Un estado dinámico mal detectado o mal controlado conduce a la pérdida de estabilidad o la inhabilitación de sus componentes. En tal sentido es importante calcular la corriente de cortocircuito para evitar consecuencias graves en el área operación conformada por las barras asociadas al proyecto.

El Objetivo consiste en calcular las corrientes de cortocircuito trifásico, con y sin considerar la Generación Eólica, para la configuración de la red en los escenarios de mínima, media y máxima demanda en las condiciones hidrológicas avenida y estiaje para el año 2014, que corresponde al año de entrada del proyecto.

Criterios:

Se aplica la Norma IEC 60909 y el cortocircuito considerando las tensiones de operación que considera:

- ✓ Durante el corto circuito no se modifica el tipo de cortocircuito.
- ✓ Durante la falla no existe cambio en la red.
- ✓ La impedancia de los transformadores es referida al tap de la posición principal.
- ✓ Se utilizan las reactancias subtransitorias en las máquinas.

Para calcular las corrientes de cortocircuito el programa arroja los siguientes valores:

I''_k : Corriente inicial de cortocircuito

S''_k : Potencia inicial de cortocircuito

I_p : Corriente pico de cortocircuito

5.2.1 METODOLOGÍA

La metodología aplicada consiste en resolver el problema de flujo de potencia utilizando el software DigSilent Power Factory con la finalidad de obtener las magnitudes de las tensiones y el flujo de potencia en las líneas de transmisión en estado estacionario, así como la corriente y potencia inicial de cortocircuito en el análisis de cortocircuito para un punto específico de operación del SEIN definido por una topología que permanece invariable durante el proceso de cálculo. La solución del problema de flujo de potencia permite obtener principalmente los siguientes resultados:

En el análisis de estado estacionario:

- ✓ Flujo de potencia activa y reactiva en las líneas.
- ✓ Tensiones en las barras.
- ✓ La influencia de la incorporación de nuevas cargas y unidades de generación.
- ✓ La influencia de pérdidas o salidas temporales de líneas, cargas y unidades de generación.
- ✓ Posición de Taps de los transformadores.

En el análisis de cortocircuito:

- ✓ Corriente inicial de cortocircuito
- ✓ Potencia inicial de cortocircuito
- ✓ Corriente pico de cortocircuito

Considerando éstos parámetros de evaluación, a continuación se indica un cuadro resumen de los casos simulados para el análisis de la integración del proyecto eólico a la red:

Tabla 5.1: Simulación de casos en el análisis de integración a la red eléctrica

Sin proyecto	Análisis Estado Estacionario Condición "N"	Topología existente	Avenida	MD, Md, md
			Estiaje	MD, Md, md
		Topología existente	Avenida	MD, Md, md
			Estiaje	MD, Md, md
	Análisis de Cortocircuito Condición "N"	Topología existente	Avenida	MD, Md, md
			Estiaje	MD, Md, md
Topología existente	Avenida	MD, Md, md		
	Estiaje	MD, Md, md		
Con proyecto	Análisis Estado Estacionario Condición "N"	Topología existente	Avenida	MD, Md, md
			Estiaje	MD, Md, md
		Topología existente	Avenida	MD, Md, md
			Estiaje	MD, Md, md
	Análisis de Cortocircuito Condición "N"	Topología existente	Avenida	MD, Md, md
			Estiaje	MD, Md, md
		Topología existente	Avenida	MD, Md, md
			Estiaje	MD, Md, md

MD: Máxima Demanda

Md: Media Demanda

md: Mínima Demanda

5.2.2 SIMULACIÓN DE ESCENARIOS

5.2.2.1 Análisis en estado estacionario – sin la inclusión del proyecto

Del análisis en estado estacionario del flujo de potencia, se tienen los siguientes resultados para los elementos eléctricos en la zona de influencia del proyecto:

Sobrecarga en líneas de transmisión

Situación en Avenida

Tabla 5.2: Sobrecarga en líneas de transmisión - Avenida

ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO - Nivel de carga en Líneas de Transmisión (%)						
Líneas de Transmisión	AVENIDA - TOPOLOGIA EXISTENTE			AVENIDA - TOPOLOGIA NUEVA		
	Max	Med	Min	Max	Med	Min
Ine DCURM_CURM_61	28.6%	28.6%	28.6%	28.6%	28.6%	28.7%
Ine DCURM_SUL_61	23.7%	26.4%	16.6%	24.1%	26.6%	16.8%
Ine PAI_PIU_61	28.7%	31.2%	34.3%	29.7%	31.9%	34.4%
Ine PIU_DCURM_61	39.6%	47.5%	34.6%	40.4%	48.0%	35.3%
Ine PIU_EJIDOS_60				15.5%	18.9%	10.3%
Ine PIU_EJID_81	26.8%	11.8%	7.7%	41.5%	30.4%	17.0%
Ine PIU_PIU_60	154.0%	133.8%	72.2%	77.6%	61.5%	33.9%
Ine PIU_UNI_81	31.2%	24.9%	18.5%	31.0%	24.9%	18.4%
Ine UNI_SEC_81	18.0%	14.6%	10.7%	17.9%	14.5%	10.6%

La Tabla 5.2 muestra el nivel de carga de las líneas de transmisión en situación de Avenida, tanto en la topología existente como en la topología nueva. De los resultados, se evidencia que la línea de transmisión L.T. Piura Oeste – Piura Centro 60 kV estaría sobrecargada para el caso de Máxima Demanda en 54.0% y para el caso de Media Demanda en 33.8%. Por otro lado, en la topología nueva se puede observar que estos problemas de sobrecarga ya no existen, por lo que el ingreso de los nuevos elementos que forman parte de la Topología Nueva son necesarios para eliminar la sobrecarga de ésta línea de transmisión.

Situación en Estiaje

Tabla 5.3: Sobrecarga en líneas de transmisión - Estiaje

ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO - Nivel de carga en Líneas de Transmisión (%)						
Líneas de Transmisión	ESTIAJE - TOPOLOGIA EXISTENTE			ESTIAJE - TOPOLOGIA NUEVA		
	Max	Med	Min	Max	Med	Min
Ine DCURM_CURM_61	19.2%	19.4%	9.9%	19.1%	19.3%	9.7%
Ine DCURM_SUL_61	23.7%	22.3%	12.3%	24.2%	22.7%	12.7%
Ine PAI_PIU_61	27.7%	27.2%	30.5%	28.7%	28.1%	31.3%
Ine PIU_DCURM_61	30.2%	16.0%	12.5%	31.2%	17.2%	13.5%
Ine PIU_EJIDOS_60				15.8%	13.5%	10.5%
Ine PIU_EJID_81	27.3%	12.0%	7.9%	42.3%	22.5%	17.5%
Ine PIU_PIU_60	157.0%	93.1%	74.1%	79.1%	44.2%	34.9%
Ine PIU_UNI_81	31.7%	25.3%	19.0%	31.6%	25.2%	18.9%
Ine UNI_SEC_81	18.3%	14.8%	11.0%	18.2%	14.7%	10.9%

La Tabla 5.3 muestra el nivel de carga de las líneas de transmisión en situación de Estiaje, tanto en la topología existente como en la topología nueva. De los resultados, se evidencia que nuevamente la línea de transmisión L.T. Piura Oeste – Piura Centro 60 kV estaría sobrecargada para el caso de Máxima Demanda en 57.0%. Por otro lado, en la topología nueva se puede observar que éste problema de sobrecarga se soluciona, por lo que el ingreso de los nuevos elementos que forman parte de la Topología Nueva son necesarios para eliminar la sobrecarga de ésta línea de transmisión.

Sobrecarga en transformadores

Situación en Avenida

Tabla 5.4: Sobrecarga en transformadores - Avenida

ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO - Nivel de carga en Transformadores (%)							
Transformador de Potencia	Nivel de carga (%)	AVENIDA - TOPOLOGÍA EXISTENTE			AVENIDA - TOPOLOGÍA NUEVA		
		Max	Med	Min	Max	Med	Min
tr3 piu_2671	Nivel de Carga (HV)	50.8%	35.5%	33.2%	35.8%	25.8%	22.4%
	Nivel de Carga (MV)	47.7%	33.3%	31.4%	33.6%	24.1%	21.2%
	Nivel de Carga (LV)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
tr3 piu_2672	Nivel de Carga (HV)	52.2%	39.2%	32.0%	38.6%	31.0%	21.3%
	Nivel de Carga (MV)	54.0%	45.3%	28.7%	43.8%	39.8%	18.4%
	Nivel de Carga (LV)	47.1%	47.8%	5.6%	47.3%	47.9%	5.6%
Tr3 CSL-PIURA OESTE	Nivel de Carga (HV)				22.3%	15.1%	16.6%
	Nivel de Carga (MV)				21.0%	14.2%	15.2%
	Nivel de Carga (LV)				0.0%	0.0%	0.0%

La Tabla 5.4 muestra el nivel de carga de los transformadores en situación de Avenida, tanto en la topología existente como en la topología nueva. De los resultados, se evidencia que los transformadores no se encuentran sobrecargados en ninguno de los escenarios.

Situación en Estiaje

Tabla 5.5: Sobrecarga en transformadores - Estiaje

ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO - Nivel de carga en Transformadores (%)							
Transformador de Potencia	Nivel de carga (%)	ESTIAJE - TOPOLOGÍA EXISTENTE			ESTIAJE - TOPOLOGÍA NUEVA		
		Max	Med	Min	Max	Med	Min
tr3 piu_2671	Nivel de Carga (HV)	54.6%	40.5%	27.9%	38.1%	25.5%	18.9%
	Nivel de Carga (MV)	51.2%	38.8%	26.4%	35.8%	24.4%	17.8%
	Nivel de Carga (LV)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
tr3 piu_2672	Nivel de Carga (HV)	55.4%	38.5%	26.7%	40.4%	23.6%	17.7%
	Nivel de Carga (MV)	56.1%	33.9%	23.5%	44.7%	19.6%	15.0%
	Nivel de Carga (LV)	47.1%	9.9%	5.8%	47.3%	9.9%	5.8%
Tr3 CSL-PIURA OESTE	Nivel de Carga (HV)				24.3%	24.7%	14.0%
	Nivel de Carga (MV)				22.9%	22.9%	12.8%
	Nivel de Carga (LV)				0.0%	0.0%	0.0%

La Tabla 5.5 muestra el nivel de carga de los transformadores en situación de Estiaje, tanto en la topología existente como en la topología nueva. De los resultados, se evidencia que los transformadores no se encuentran sobrecargados en ninguno de los escenarios.

Niveles de tensión en barras

Situación en Avenida

Tabla 5.6: Niveles de tensión en barras - Avenida

ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO - Niveles de tensión en Barras (p.u.)						
Barras	AVENIDA - TOPOLOGIA EXISTENTE			AVENIDA - TOPOLOGIA NUEVA		
	Max	Med	Min	Max	Med	Min
CURM60	1.045	1.046	1.046	1.046	1.047	1.047
EJIDOS60	1.023	1.029	1.033	1.020	1.022	1.034
PAITA60	0.988	0.988	0.964	0.989	0.989	0.967
PIURA60	0.999	1.001	1.024	1.020	1.020	1.034
SECHU60	0.990	0.994	1.008	0.994	0.997	1.011
SEPO220	0.998	0.989	1.002	0.999	0.991	1.000
SEPO60	1.044	1.039	1.039	1.047	1.042	1.042
SULLA60	1.024	1.033	1.029	1.026	1.034	1.030
UNION60	1.006	1.006	1.017	1.009	1.009	1.020

La Tabla 5.6 muestra los niveles de tensión en las barras de la zona de influencia del proyecto en situación de Avenida, tanto en la topología existente como en la topología nueva. De los resultados, se evidencia que las tensiones en las barras se encuentran dentro de los límites admisibles.

Situación en Estiaje

Tabla 5.7: Sobrecarga en transformadores - Estiaje

ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO - Niveles de tensión en Barras (p.u.)						
Barras	ESTIAJE - TOPOLOGIA EXISTENTE			ESTIAJE - TOPOLOGIA NUEVA		
	Max	Med	Min	Max	Med	Min
CURM60	1.041	1.040	1.041	1.043	1.041	1.043
EJIDOS60	1.023	1.036	1.036	1.020	1.037	1.037
PAITA60	0.987	0.987	1.002	0.989	0.988	1.003
PIURA60	0.998	1.028	1.026	1.020	1.038	1.037
SECHU60	0.990	1.000	1.010	0.994	1.003	1.013
SEPO220	0.998	1.022	1.003	0.999	1.016	1.002
SEPO60	1.044	1.046	1.042	1.048	1.049	1.045
SULLA60	1.022	1.012	1.029	1.024	1.013	1.031
UNION60	1.005	1.013	1.019	1.009	1.016	1.022

La Tabla 5.7 muestra los niveles de tensión en las barras de la zona de influencia del proyecto en situación de Estiaje, tanto en la topología existente como en la topología nueva. De los resultados, se evidencia que las tensiones en las barras se encuentran dentro de los límites admisibles.

5.2.2.2 Análisis de cortocircuito – sin la inclusión del proyecto

Del análisis de cortocircuito del flujo de potencia, se tienen los siguientes resultados para los elementos eléctricos en la zona de influencia del proyecto:

Situación en Avenida**Tabla 5.8:** Análisis de cortocircuito - Avenida

POTENCIA DE CORTOCIRCUITO TRIFASICO - AVENIDA (MVA)						
BARRAS	AVENIDA - TOPOLOGIA EXISTENTE			AVENIDA - TOPOLOGIA NUEVA		
	Max	Med	Min	Max	Med	Min
CURM60	274.875	248.103	222.545	278.18	249.944	225.079
EJIDOS60	292.492	232.781	208.295	421.873	304.472	265.379
PAITA60	299.715	279.545	140.453	302.252	281.020	142.025
PIURA60	352.177	268.951	236.393	449.624	318.849	276.122
SECHU60	104.182	95.538	91.268	105.316	96.172	92.101
SEPO220	756.892	424.355	364.717	760.721	428.270	366.037
SEPO60	604.448	396.602	328.812	647.975	408.549	340.687
SULLA60	264.15	246.802	210.567	266.087	247.975	212.423
UNION60	156.673	137.829	129.002	159.288	139.172	130.700

Situación en Estiaje**Tabla 5.9:** Análisis de cortocircuito - Estiaje

POTENCIA DE CORTOCIRCUITO TRIFASICO - ESTIAJE (MVA)						
BARRAS	ESTIAJE - TOPOLOGIA EXISTENTE			ESTIAJE - TOPOLOGIA NUEVA		
	Max	Med	Min	Max	Med	Min
CURM60	279.694	279.381	244.647	283.285	276.069	248.087
EJIDOS60	305.885	494.869	286.999	452.328	316.572	410.751
PAITA60	303.346	306.324	294.264	306.096	303.784	297.003
PIURA60	372.066	543.789	343.895	484.464	430.864	436.844
SECHU60	105.796	108.147	103.52	107.035	107.021	104.696
SEPO220	877.337	930.656	728.35	881.16	922.761	731.351
SEPO60	665.834	777.878	578.772	722.782	719.044	621.001
SULLA60	267.031	251.775	235.111	269.098	249.896	237.257
UNION60	160.387	165.916	155.142	163.294	163.245	157.840

De las Tablas 5.8 y 5.9 se aprecia que las potencias de cortocircuito aumentan con la nueva topología en el año 2013, y a su vez las

potencias de cortocircuito son mayores en las barras en los períodos de Estiaje.

5.2.2.3 Análisis en estado estacionario – con la inclusión del proyecto

Del análisis en estado estacionario del flujo de potencia, se tienen los siguientes resultados para los elementos eléctricos en la zona de influencia del proyecto:

Sobrecarga en líneas de transmisión

Situación en Avenida

Tabla 5.10: Sobrecarga en líneas de transmisión - Avenida

ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO - Nivel de carga en Líneas de Transmisión (%)						
Líneas de Transmisión	AVENIDA - TOPOLOGIA EXISTENTE			AVENIDA - TOPOLOGIA NUEVA		
	Max	Med	Min	Max	Med	Min
Ine DCURM_CURM_61	28.5%	28.9%	29.3%	28.5%	28.9%	29.3%
Ine DCURM_SUL_61	25.4%	27.8%	18.3%	25.7%	28.0%	18.3%
Ine PAI_PIU_61	24.7%	28.7%	34.5%	25.4%	29.3%	34.5%
Ine PIU_DCURM_61	39.7%	48.0%	36.9%	40.3%	48.4%	37.1%
Ine PIU_EIID_81	26.7%	12.0%	7.8%	41.3%	30.9%	17.3%
Ine PIU_PIU_60	152.9%	135.6%	73.3%	77.2%	62.4%	34.5%
Ine PIU_UNI_81	31.0%	25.3%	18.8%	31.0%	25.3%	18.7%
Ine UNI_SEC_81	17.9%	14.8%	10.9%	17.8%	14.8%	10.8%
GE YACI - SEPO_60	79.9%	81.4%	81.5%	79.7%	81.2%	81.4%
Ine PIU_EJIDOS_60				15.5%	19.2%	10.4%

La Tabla 5.10 muestra el nivel de carga de las líneas de transmisión en situación de Avenida, tanto en la topología existente como en la topología nueva. De los resultados, se evidencia que la línea de transmisión L.T. Piura Oeste – Piura Centro 60 kV estaría sobrecargada para el caso de Máxima Demanda en 52.9% y para el

caso de Media Demanda en 35.6%. Por otro lado, en la topología nueva se puede observar que estos problemas de sobrecarga ya no existen, por lo que el ingreso de los nuevos elementos que forman parte de la Topología Nueva son necesarios para eliminar la sobrecarga de ésta línea de transmisión.

Situación en Estiaje

Tabla 5.11: Sobrecarga en líneas de transmisión - Estiaje

ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO - Nivel de carga en Líneas de Transmisión (%)						
Líneas de Transmisión	ESTIAJE - TOPOLOGIA EXISTENTE			ESTIAJE - TOPOLOGIA NUEVA		
	Max	Med	Min	Max	Med	Min
lne DCURM_CURM_61	19.9%	22.1%	10.1%	19.6%	21.3%	9.8%
lne DCURM_SUL_61	24.8%	19.8%	13.9%	25.1%	20.3%	14.3%
lne PAI_PIU_61	21.0%	20.7%	31.5%	21.8%	22.0%	32.3%
lne PIU_DCURM_61	29.1%	8.4%	13.8%	29.9%	9.6%	15.0%
lne PIU_EJID_81	27.5%	12.3%	8.1%	42.7%	31.5%	17.8%
lne PIU_PIU_60	158.1%	139.1%	75.6%	79.7%	63.8%	35.5%
lne PIU_UNI_81	32.0%	26.0%	19.4%	31.9%	25.8%	19.3%
lne UNI_SEC_81	18.5%	15.2%	11.2%	18.4%	15.1%	11.2%
GE YACI - SEPO_60	80.6%	81.6%	81.6%	83.2%	81.3%	81.3%
lne PIU_EJIDOS_60				15.9%	19.6%	10.7%

La Tabla 5.11 muestra el nivel de carga de las líneas de transmisión en situación de Estiaje, tanto en la topología existente como en la topología nueva. De los resultados, se evidencia que nuevamente la línea de transmisión L.T. Piura Oeste – Piura Centro 60 kV estaría sobrecargada para el caso de Máxima Demanda en 58.1% y en el caso de Media Demanda en 39.1%. Por otro lado, en la topología nueva se puede observar que éste problema de sobrecarga se soluciona, por lo que el ingreso de los nuevos

elementos que forman parte de la Topología Nueva son necesarios para eliminar la sobrecarga de ésta línea de transmisión.

Sobrecarga en transformadores

Situación en Avenida

Tabla 5.12: Sobrecarga en transformadores - Avenida

ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO - Nivel de carga en Transformadores (%)							
Transformador de Potencia	Nivel de carga (%)	AVENIDA - TOPOLOGIA EXISTENTE			AVENIDA - TOPOLOGIA NUEVA		
		Max	Med	Min	Max	Med	Min
tr3 piu_2671	Nivel de Carga (HV)	44.0%	29.9%	29.4%	31.3%	22.2%	22.8%
	Nivel de Carga (MV)	41.2%	28.0%	27.5%	29.3%	20.8%	21.4%
	Nivel de Carga (LV)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
tr3 piu_2672	Nivel de Carga (HV)	45.8%	34.3%	28.2%	34.6%	28.2%	21.7%
	Nivel de Carga (MV)	48.8%	41.7%	24.8%	41.0%	37.8%	18.7%
	Nivel de Carga (LV)	47.3%	47.1%	5.7%	47.5%	47.2%	5.7%
Tr3 CSL-PIURA OESTE	Nivel de Carga (HV)				19.0%	12.2%	11.1%
	Nivel de Carga (MV)				17.9%	11.4%	10.2%
	Nivel de Carga (LV)				0.0%	0.0%	0.0%

La Tabla 5.12 muestra el nivel de carga de los transformadores en situación de Avenida, tanto en la topología existente como en la topología nueva. De los resultados, se evidencia que los transformadores no se encuentran sobrecargados en ninguno de los escenarios.

Situación en Estiaje

Tabla 5.13: Sobrecarga en transformadores - Estiaje

ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO - Nivel de carga en Transformadores (%)							
Transformador de Potencia	Nivel de carga (%)	ESTIAJE - TOPOLOGIA EXISTENTE			ESTIAJE - TOPOLOGIA NUEVA		
		Max	Med	Min	Max	Med	Min
tr3 piu_2671	Nivel de Carga (HV)	47.9%	46.8%	23.5%	33.5%	33.9%	13.4%
	Nivel de Carga (MV)	45.0%	43.9%	22.4%	31.4%	31.8%	12.8%
	Nivel de Carga (LV)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
tr3 piu_2672	Nivel de Carga (HV)	48.9%	44.7%	22.3%	36.0%	31.8%	12.2%
	Nivel de Carga (MV)	50.5%	38.8%	19.6%	41.2%	26.8%	9.9%
	Nivel de Carga (LV)	46.8%	10.2%	5.9%	47.0%	10.1%	5.9%
Tr3 CSL-PIURA OESTE	Nivel de Carga (HV)				21.1%	19.5%	17.3%
	Nivel de Carga (MV)				19.9%	18.2%	15.8%
	Nivel de Carga (LV)				0.0%	0.0%	0.0%

La Tabla 5.13 muestra el nivel de carga de los transformadores en situación de Estiaje, tanto en la topología existente como en la topología nueva. De los resultados, se evidencia que los transformadores no se encuentran sobrecargados en ninguno de los escenarios.

Niveles de tensión en barras

Situación en Avenida

Tabla 5.14: Niveles de tensión en barras - Avenida

ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO - Niveles de tensión en Barras (p.u.)						
Barras	AVENIDA - TOPOLOGIA EXISTENTE			AVENIDA - TOPOLOGIA NUEVA		
	Max	Med	Min	Max	Med	Min
CURM60	1.048	1.033	1.028	1.049	1.034	1.028
EJIDOS60	1.026	1.016	1.018	1.023	1.009	1.017
PAITA60	1.001	0.982	0.950	1.002	0.983	0.951
PIURA60	1.002	0.987	1.009	1.022	1.007	1.017
SECHU60	0.994	0.980	0.993	0.997	0.982	0.994
SEPO220	0.999	0.977	0.979	1.000	0.978	0.978
SEPO60	1.047	1.026	1.025	1.050	1.028	1.026
SULLA60	1.026	1.019	1.010	1.027	1.020	1.010
UNION60	1.009	0.993	1.002	1.012	0.995	1.003
GE-YACILA 60	1.080	1.060	1.058	1.083	1.062	1.059

La Tabla 5.14 muestra los niveles de tensión en las barras de la zona de influencia del proyecto en situación de Avenida, tanto en la topología existente como en la topología nueva. De los resultados, se evidencia que las tensiones en las barras se encuentran dentro de los límites admisibles.

Situación en Estiaje

Tabla 5.15: Sobrecarga en transformadores - Estiaje

ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO - Niveles de tensión en Barras (p.u.)						
Barras	ESTIAJE - TOPOLOGIA EXISTENTE			ESTIAJE - TOPOLOGIA NUEVA		
	Max	Med	Min	Max	Med	Min
CURM60	1.041	1.040	1.041	1.043	1.041	1.043
EJIDOS60	1.023	1.036	1.036	1.020	1.037	1.037
PAITA60	0.987	0.987	1.002	0.989	0.988	1.003
PIURA60	0.998	1.028	1.026	1.020	1.038	1.037
SECHU60	0.990	1.000	1.010	0.994	1.003	1.013
SEPO220	0.998	1.022	1.003	0.999	1.016	1.002
SEPO60	1.044	1.046	1.042	1.048	1.049	1.045
SULLA60	1.022	1.012	1.029	1.024	1.013	1.031
UNION60	1.005	1.013	1.019	1.009	1.016	1.022

La Tabla 5.15 muestra los niveles de tensión en las barras de la zona de influencia del proyecto en situación de Estiaje, tanto en la topología existente como en la topología nueva. De los resultados, se evidencia que las tensiones en las barras se encuentran dentro de los límites admisibles.

5.2.2.4 Análisis de cortocircuito – con la inclusión del proyecto

Del análisis de cortocircuito del flujo de potencia, se tienen los siguientes resultados para los elementos eléctricos en la zona de influencia del proyecto:

Situación en Avenida**Tabla 5.16: Análisis de cortocircuito - Avenida**

POTENCIA DE CORTOCIRCUITO TRIFASICO - AVENIDA (MVA)						
BARRAS	AVENIDA - TOPOLOGIA EXISTENTE			AVENIDA - TOPOLOGIA NUEVA		
	Max	Med	Min	Max	Med	Min
CURM60	276.281	252.302	228.253	279.538	254.201	230.844
EJIDOS60	296.422	241.21	218.061	429.916	319.131	281.334
PAITA60	300.791	282.791	143.805	303.29	284.303	145.417
PIURA60	358.001	280.306	249.099	458.809	334.947	293.426
SECHU60	104.662	96.911	93.062	105.782	97.566	93.909
SEPO220	780.182	453.774	394.661	784.474	458.150	396.275
SEPO60	622.106	421.639	353.82	667.309	435.232	367.332
SULLA60	264.98	249.598	214.816	266.879	250.792	216.691
UNION60	157.775	140.723	132.649	160.369	142.127	134.405
GE-YACILA 60	128.207	118.154	113.301	129.622	118.98	114.368

Situación en Estiaje**Tabla 5.17: Análisis de cortocircuito - Estiaje**

POTENCIA DE CORTOCIRCUITO TRIFASICO - ESTIAJE (MVA)						
BARRAS	ESTIAJE - TOPOLOGIA EXISTENTE			ESTIAJE - TOPOLOGIA NUEVA		
	Max	Med	Min	Max	Med	Min
CURM60	276.681	244.256	220.275	279.961	246.201	222.194
EJIDOS60	297.586	239.738	232.139	432.574	316.481	303.337
PAITA60	301.103	279.575	274.82	303.619	281.146	276.439
PIURA60	359.74	278.176	267.852	461.859	331.962	317.487
SECHU60	104.804	96.701	95.476	105.932	97.371	96.151
SEPO220	790.395	449.706	424.92	794.69	453.792	428.395
SEPO60	627.525	416.275	393.251	673.847	429.968	405.895
SULLA60	265.212	230.126	218.484	267.12	231.335	219.775
UNION60	158.099	140.255	137.662	160.718	141.690	139.092
GE-YACILA 60	128.385	117.918	116.37	129.811	118.761	117.220

De las Tablas 5.16 y 5.17 se aprecia que las potencias de cortocircuito aumentan con la nueva topología en el año 2013, y a su vez las potencias de cortocircuito son mayores en las barras en los periodos de Estiaje.

5.2.3 CONCLUSIONES DE LOS RESULTADOS

Respecto al análisis en estado estacionario:

- De los resultados obtenidos se aprecia que las tensiones en las barras no presentan variaciones apreciables, por lo que el ingreso del parque eólico a la red no trae consigo cambios significativos al comportamiento del sistema de la zona de Piura.
- De igual manera, de las simulaciones se observa que no habría sobrecarga en transformadores por causa de la generación eólica.
- Por otro lado, respecto a la sobrecarga de líneas de transmisión, se puede apreciar que con la topología existente habría una sobrecarga de la línea Piura Oeste – Piura Centro 60kV en las condiciones de máxima y media demanda en avenida y estiaje. Sin embargo, con la topología nueva de la red no se presentaría sobrecarga en esta línea.

Respecto al análisis de cortocircuito:

- Se observa que con la inclusión de la generación eólica las potencias de cortocircuito se incrementan en la condición de

avenida en máxima, media y mínima demanda en los escenarios de topología existente y topología nueva.

- Se observa también que con la inclusión de la generación eólica las potencias de cortocircuito disminuyen en la condición de estiaje de máxima, media y mínima demanda en los escenarios de topología existente y topología nueva.

CAPÍTULO 6

EVALUACIÓN ECONÓMICA

El objetivo de la evaluación económica, es respaldar los resultados técnicos obtenidos y por lo tanto, fundamentar con un grado mayor de certeza la recomendación de la o las alternativas a desarrollar en etapas posteriores del proyecto, contemplando aspectos tales como:

- ✓ Alternativas del proyecto en términos de generación energética.
- ✓ Principales aspectos que son críticos en su viabilidad financiera.
- ✓ Base preliminar de información financiera para recomendar la viabilidad técnica-económica del proyecto.
- ✓ Análisis preliminar de sensibilidad económica de costos de operación y mantenimiento del parque eólico.

6.1 METODOLOGÍA

Con el objeto de proporcionar un fundamento financiero estable para la ejecución del proyecto, se realizó una proyección "cash flow" (flujo de caja), con sus hipótesis de hecho para su evaluación dinámica. La necesidad de un cálculo dinámico se origina en el hecho de que los costos y beneficios de cada opción alcanzan valores anuales diferentes, por lo que hay que

compararlos. El valor que expresa cuánto cuesta un pago futuro o pasado de producción energética al tiempo presente está descrito como Valor Presente Neto (VAN). El valor presente neto de la inversión está definido como el valor presente descontado del aporte del flujo de caja, menos el valor presente de la inversión y de algunos resultados asociados al flujo de caja futura. Del análisis del valor presente neto se desprende un resultado expresado en valor monetario que toma en consideración la diferencia en el valor de flujo de caja futuro y el costo de elevar el capital requerido para la inversión. El valor presente neto ayuda a aceptar o rechazar inversiones potenciales de proyectos basados en un criterio financiero, en este caso el índice asociado con un valor presente neto positivo representan ahorros netos. Los proyectos asociados con un valor presente neto de cero recuperarán solamente el costo del capital requerido para hacer la inversión. Los proyectos asociados con un valor presente neto negativo significan una pérdida financiera.

6.1.1 Tasa interna de retorno (TIR) y de evaluación financiera

La tasa financiera interna de retorno será el indicador que mide el retorno financiero en inversiones de un proyecto de generación de ingresos y es utilizado para tomar la decisión de invertir. Sin embargo, será complementado con el cálculo del índice interno EVA, que es la diferencia entre la TIR y la tasa aplicable para la evaluación financiera, y para este caso será la tasa de 7,7%, basado en tasas referenciales utilizadas en la compañía ENDESA para sus proyectos de generación de energía eléctrica.

6.1.2 Tarifa aplicable para la evaluación financiera

Para evaluar el proyecto se asume que la energía eólica convertida es vendida en su totalidad en el mercado eléctrico del Perú, a una tarifa máxima equivalente de 110 US\$/MWh, cuyo valor se respalda en la segunda subasta ERNC del Perú (fecha febrero 2010).

6.1.3 Pasos en la metodología de evaluación

La metodología aplicada del modelo de evaluación económica es como sigue:

- Definición de los parámetros básicos (año básico de precios, periodo de inversión, periodo de operación, tasa de descuento (WACC), etc.); para este caso se considera año base el 2011, y 20 años para la operación del proyecto.
- Elaboración de ingresos por venta de energía generada; para esta evaluación se considera la producción de energía obtenida del modelo Gamesa que corresponde a 37,679 MWh/año, dado que es la marca de aerogenerador que entrega la mayor producción respecto a los modelos de Vestas y Enercon.
- Definición de los costos de inversión; La valorización del suministro de aerogeneradores se respalda en cotizaciones directas de la empresa Gamesa realizada a solicitud de ENDESA. Los precios considerados son a pie de obra, incluyendo los fletes desde fábrica, donde se realiza una homologación para las obras civiles y eléctricas del proyecto,

caminos internos y acceso desde puerto al sitio, los costos de ingeniería, instalación de faenas y las obras anexas, actividades común para cualquier fabricante.

- Identificación de los costos de O&M; para este caso fueron cotizados por el fabricante, se considera un incremento anual igual a la inflación de USA, dado que los equipos provienen de ese país (inflación promedio de USA para los próximos años: 2.3%). Puesta en operación del parque en forma parcial, el año 2013 sólo genera un 50%, a partir del año 2014 a plena capacidad.
- Generación del Flujo de caja del proyecto.
- Cálculo del valor presente neto del flujo de caja operacional del proyecto.
- Cálculo de la tasa interna financiera de retorno (TIR).

6.2 PRESUPUESTO DEL PROYECTO

La valorización del proyecto se basa en la determinación de los costos asociados al Parque Eólico Yacila, el cual luego del análisis de conexión al Sistema, contaría con las siguientes características:

- Cantidad de aerogeneradores: 12
- Potencia nominal de aerogeneradores: 850 kW
- Potencia estimada del parque eólico: 10.2 MW
- Nivel de tensión de salida del parque eólico: 10 kV
- Punto de inyección de la energía: Subestación Piura - Oeste
- Línea de alta tensión: 60 kV
- Longitud de la línea de alta tensión: 60 km.

Para la determinación de los costos asociados a los aerogeneradores, el presente Informe considera la información presentada por el fabricante Gamesa en la cotización solicitada por ENDESA. A su vez, para la valorización de los costos asociados a la conexión del parque eólico al SEIN, el presente Informe considera datos del "Estudio de Conexión Eléctrica al SEIN del Parque Eólico San Pedro" realizado por la empresa CESEL a solicitud de ENDESA, del cual usando como referencia sus costos unitarios se realiza una estimación de los costos de conexión del Parque Eólico Yacila.

Por otro lado, cabe señalar que dentro de la valorización del proyecto Parque Eólico Yacila, se toma en cuenta los costos asociados a las principales actividades relacionadas con: desarrollo de la ingeniería, inspección, administración, suministros, obras de construcción, tendido, montaje, pruebas y obras anexas, las que entre otras se pueden clasificar en:

- Desarrollo de la ingeniería, exploración en terreno, inspección y administración de contratos.
- Estudios, tramitaciones ambientales y rescates arqueológicos.
- Suministro, Montaje y Pruebas del Proyecto de 12 aerogeneradores y su equipamiento.
- Obras civiles de caminos internos, plataformas y fundaciones para los aerogeneradores.
- Obras civiles y tendido de la línea de 10 kV, sus conexiones y pruebas correspondientes.

- Suministro, Construcción, Montajes y Pruebas de la Subestación Eléctrica, Sala de Control y Otros Recintos.
- Obras Anexas:
 - ✓ Obras civiles y tendido de la línea de 60 kV, sus conexiones y pruebas correspondientes.
 - ✓ Adaptación de caminos para acceso al Parque y otras obras de mejoramiento del tramo urbano.

Tabla 5.18: Presupuesto del Parque Eólico Yacila

PRESUPUESTO**PARQUE EÓLICO YACILA (10 MW) - AEROGENERADOR MARCA GAMMESA**

DESCRIPCIÓN	USD
DESARROLLO DE INGENIERÍA, ESTUDIOS TÉCNICOS, LICITACIÓN	1,340,625
INGENIERÍA, EXPLORACIÓN TERRENO, INSPECCIÓN Y ADMINISTRACIÓN	916,667
ESTUDIOS Y TRAMITACIÓN MEDIO AMBIENTE - ARQUEOLOGÍA	348,958
LICITACIÓN - ADJUDICACIÓN DE OBRAS	75,000
SUMINISTROS Y OBRAS DE CONSTRUCCIÓN PARQUE EÓLICO	18,592,738
INSTALACIONES DE FAENA	164,125
CAMINOS DE ACCESO Y CAMINOS DE CONSTRUCCIÓN	1,780,854
AEROGENERADORES	15,011,612
Suministros	10,347,486
Transporte	1,318,880
Obras Civiles	2,141,810
Montaje y Pruebas	1,203,436
OBRAS ELÉCTRICAS INTERNAS DEL PARQUE EÓLICO	1,315,230
CANALIZACIONES ELÉCTRICAS	22,917
Suministros	15,833
Obras Civiles	4,792
Montaje y Pruebas	2,292
TENDIDO POR LÍNEAS Y CRUCES AÉREOS DE MEDIA TENSIÓN	142,025
Suministros	57,895
Obras Civiles, Montajes y Pruebas	84,130
SUBESTACIÓN ELEVADORA	1,150,289
Suministros	744,303
Obras Civiles	199,406
Montaje y Pruebas	206,580
SALA DE CONTROL: Obras Civiles y terminaciones de Arquitectura	82,022
OTROS RECINTOS: Obras Civiles y terminaciones de Arquitectura	227,128
TERMINACIONES EXTERIORES	11,766
OBRAS ANEXAS PARQUE EÓLICO	5,447,228
HABILITACIÓN RUTA ACCESO DESDE PUERTO PIURA- PARQUE EÓLICO (*)	2,323,830
LÍNEA 60 kV Y CONEXIÓN S/E PIURA OESTE	3,123,398
SEGUROS TRANSPORTE SUMINISTROS	263,069
IMPREVISTOS	6,410,915
TOTAL	32,054,574

De la Tabla 5.18 se puede observar que el presupuesto total del proyecto, incluyendo un 25% de costos por imprevistos, sería de 32 millones de dólares americanos.

En el Anexo 5 se muestra un detalle del presupuesto de inversión de la Línea de Transmisión para la conexión del Parque Eólico Yacila a la Subestación Piura – Oeste, así como un detalle del presupuesto de la Subestación Elevadora para conexión del Parque Eólico a la línea de transmisión (10 kV/ 60 kV).

6.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA

6.3.1 Parámetros de entrada y supuestos generales

La presente sección constituye la base para el análisis financiero y resume las suposiciones/hipótesis de hechos básicos y valores de entrada “input values” utilizados. Se hace la observación respectiva cuando se especifica una suposición.

- El precio básico de inversión es el 2011
- Los costos están dados en precios nominales.
- El periodo de análisis es de 20 años.
- La tasa de descuento es de 7,7%, tal y como se indicó en la sección 6.1.1.
- La moneda de cambio es el dólar americano.
- El Flujo de Caja aplicado es en periodos anuales.
- Ingresos por venta de energía a un precio equivalente a 110 US\$/MWh, en concordancia con los resultados de la segunda subasta de ERNC en el Perú (febrero 2010).
- Se considera que la compra de equipos para el proyecto se realizará a través de un financiamiento del tipo leasing, por lo que la depreciación de la inversión asumida es de 5 años.

- Se considera la producción energética obtenida con el modelo de aerogenerador Gamesa, el cual se puede observar en la Tabla 4.10 y que corresponde a la producción neta de largo plazo igual a 37,679 MWh/año.
- Puesta en operación del parque en forma parcial, el año 2013 genera un 50%, a partir del año 2014 a plena capacidad.
- Para los costos de Operación y Mantenimiento (O&M) se considera un valor unitario informado por el fabricante de 25,000 USD/MW-año. Asimismo, se asume que un 20% corresponde a costos de personal, y del monto restante se divide un 80% en costos de operación y mantenimiento fijo y otro 20% de inversión para mantenimiento del proyecto.
- Se toma en cuenta en la evaluación un costo de seguro de 0.13% de la inversión acorde a cifras referenciales de ENDESA, así como un pago al regulador OSINERGMIN del 1% de los ingresos acorde a normativa actual.
- Impuesto a la Renta del 30% y Participación de las Utilidades de los Trabajadores del 5%, ambos acorde a regulación vigente.

6.3.2 Flujo de caja del proyecto

Considerando datos de entrada y supuestos del proyecto indicados en la sección anterior, en la figura 5.1 se muestra el flujo de caja del proyecto.

GENERACIÓN		unidad	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Variables Físicas																
Indice de Existencia		%	-	-	50%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	50%
Generación Inyectada		GWh	-	-	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	19
Factor de Planta		%	-	-	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	22%
Ingresos																
Inyección Energía		MMUS\$	-	-	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	6.1	6.2	6.4	6.5	6.7	3.4
Potencia Firme		MMUS\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos																
Variables																
Sistema de Transmisión		MMUS\$	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fijos																
Personal		MMUS\$	-	-	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Operación y Mantenimiento		MMUS\$	-	-	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2
O&M Línea		MMUS\$	-	-	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Seguros		MMUS\$	-	-	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Pago COES, OSINERG		MMUS\$	-	-	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Margen de Generación		MMUS\$	-	-	4.0	3.9	4.0	4.1	4.2	4.3	5.4	5.5	5.7	5.8	5.9	3.0
Depreciación Tributaria		MMUS\$	-	-	6.4	6.4	6.3	6.3	6.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Utilidad antes de Impuesto		MMUS\$	-	-	-2.4	-2.4	-2.3	-2.2	-2.1	4.3	5.3	5.5	5.6	5.7	5.9	3.0
Impuestos (33.5%)		MMUS\$	-	-	-	-	-	-	-	-	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	1.0
Inversiones, Cap. de Trabajo		MMUS\$	8.0	21.1	3.3	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-0.2
Variación Capital Trabajo		MMUS\$	-	-	0.3	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2
Inversiones		MMUS\$	8.0	21.1	3.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Central	3,205	US\$/kW	8.0	21.1	3.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex		MMUS\$	-	-	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Flujo de Caja		MMUS\$	-8.0	-21.1	0.7	3.9	3.9	4.0	4.1	4.2	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	2.2

VAN	ene-12	MMUS\$	5.3
WACC		%	7.7%
TIR		%	9.8%
EVA		%	2.1%

Fig. 5.1: Flujo de caja del Proyecto Eólico Yacila

Del flujo de caja obtenido, se puede observar que el proyecto es rentable con un VAN de MMUS\$ 5.3 a una tasa de descuento de 7.7%. Asimismo, el EVA del proyecto obtenido de la evaluación es de 2.1%.

6.3.3 Análisis de Sensibilidad

Como resultado de la evaluación económica, es importante destacar que los dos factores más importantes de la evaluación corresponden al precio de venta de energía y la inversión.

Tomando en cuenta lo anterior, en la Tabla 5.19 se puede observar el impacto en los indicadores económicos del proyecto para distintos valores del precio de venta de energía. Por tanto, para un precio de venta de energía de 90 US\$/MWh el proyecto deja de ser rentable, teniéndose un VAN negativo y una TIR por debajo de la tasa de descuento definida en 7.7%. Asimismo, ante una eventual participación en una subasta de ERNC, el precio más competitivo a ofertar sería aproximadamente de 95 US\$/MWh, precio para el cual se recuperaría el monto de inversión y los costos de operación y mantenimiento obteniéndose un VAN del proyecto igual a 0.

Tabla 5.19: Sensibilidad al precio de venta de energía

	VAN (MMUS\$)	TIR (%)
150	17.8	14.4%
140	14.7	13.3%
130	11.6	12.2%
120	8.4	11.0%
110	5.3	9.8%
100	2.1	8.5%
90	-1.1	7.2%
80	-4.4	5.8%
70	-7.8	4.3%

Por otro lado, en la Tabla 5.20 se puede observar el impacto en los indicadores económicos del proyecto para distintos valores de la inversión. Por tanto, para una inversión mayor a MMUS\$ 40 el proyecto deja de ser rentable, teniéndose un VAN negativo y una TIR por debajo de la tasa de descuento definida en 7.7%.

Tabla 5.20: Sensibilidad a la inversión

	VAN (MMUS\$)	TIR (%)
44	-4.9	6.2%
41	-2.3	6.9%
38	0.2	7.8%
35	2.8	8.7%
32	5.3	9.8%
29	7.8	11.1%
26	10.3	12.6%
23	12.7	14.4%
20	15.1	16.7%

CONCLUSIONES

1. Las energías renovables juegan un rol importante dentro de la matriz energética del país, ya que permiten diversificar las fuentes de energía para generación eléctrica, así como reducir la dependencia de los combustibles fósiles como el diesel. Asimismo, el desarrollo de proyectos de energía renovable permitirá acompañar los altos índices de crecimiento de demanda eléctrica que viene experimentando el país.
2. En el Perú, se cuenta con el marco regulatorio e incentivos necesarios para la promoción de proyectos de energía renovable. Una normativa importante corresponde al Decreto Legislativo N° 1002 “Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables”.
3. Acorde a los resultados presentados en el Atlas Eólico del Perú, nuestro país cuenta con un potencial eólico aprovechable de aproximadamente 22,000 MW, lo que representa un potencial de más de tres veces la demanda de potencia actual.
4. La campaña de mediciones en el emplazamiento Yacila, dió como resultados puntos favorables de la calidad de viento, los cuales

corresponden a una velocidad promedio de 7.4 m/s con una racha máxima de 19.5 m/s y una dirección predominante Sur-Este.

5. El satélite de la NASA "Quikscat" tiene como misión medir la velocidad y dirección del viento sobre los océanos, y representa es una gran referencia para la comprobación de los datos medidos por la torre meteorológica en el emplazamiento Yacila, así como considerar un ajuste en la estimación de largo plazo de la velocidad de viento.
6. Resulta muy importante en el desarrollo de una proyecto eólico, la determinación de la máxima capacidad de inyección eólica en un Sistema, ya que esto limita la cantidad de aerogeneradores a instalar, así como permite asegurar que no se ponga en riesgo la red eléctrica con la instalación del parque eólico. Para el caso del Proyecto Eólico Yacila, la máxima capacidad de inyección en la subestación Piura – Oeste es de 10 MW.
7. De los tres modelos de aerogeneradores utilizados en la evaluación del recurso eólico (Gamesa, Vestas y Enercon), el modelo que arroja una mayor producción de energía eólica corresponde al modelo Gamesa. Asimismo, cabe señalar que la disposición de aerogeneradores en el emplazamiento es un factor determinante para maximizar la producción energética así como reducir las pérdidas en el parque.
8. Del análisis en estado estacionario de la integración del parque eólico Yacila al SEIN, se concluye que las tensiones en barras de la zona de influencia

del proyecto no presentan variaciones significativas, por lo que el ingreso del proyecto no trae consigo cambios en el comportamiento del sistema eléctrico de la zona de Piura. De igual manera, no se observó sobrecarga en transformadores. Sin embargo, respecto a la sobrecarga de líneas de transmisión se observó que con la topología existente habría una sobrecarga de la línea Piura Oeste – Piura Centro 60 kV en las condiciones de máxima demanda y media demanda en avenida y estiaje, hecho que se corrige con la entrada de proyectos para la topología nueva de la red.

9. Del análisis de cortocircuito del proyecto eólico Yacila, se observó que con la inclusión de la generación eólica, las potencias de cortocircuito se incrementan en la condición de avenida en máxima, media y mínima demanda y por el contrario se observó que las potencias de cortocircuito disminuyeron en la condición de estiaje de máxima, media y mínima demanda. Lo anterior, se observó tanto para el escenario de topología existente como en el escenario de topología nueva.
10. De la evaluación económica se observó que para unos ingresos por venta de energía con un precio equivalente a 110 US\$/MWh, el cual corresponde al precio tope para energía eólica de la segunda subasta de ERNC realizada en febrero del 2010, el proyecto rentable con un VAN de MMUS\$ 5.3 a una tasa de descuento de 7.7%.
11. Adicionalmente, del análisis de sensibilidad a la evaluación económica del proyecto, se concluye que el precio más competitivo que se podría ofrecer en una eventual subasta de ERNC sería de no menos de 95 US\$/MWh, límite inferior debajo del cual el proyecto deja de ser rentable. Asimismo, del

análisis de sensibilidad a la inversión se concluye que la inversión del proyecto no puede superar los MMUS\$ 38 (incremento del 19%), límite superior por encima del cual el proyecto deja de ser rentable.

12. Finalmente, es importante señalar que la evaluación económica del proyecto no se considera los ingresos por concepto de mecanismo de desarrollo limpio (CDM), el cual está establecido en el artículo 12 del Protocolo de Kyoto (KP) y que representa una política de cálculo de colaboración entre países industrializados y desarrollados para ayudar a promocionar proyectos de infraestructura sostenibles en países en desarrollo reduciendo simultáneamente la emisión de gas de efecto invernadero (GEI) tal como CO₂. Desde el punto de vista de los países industrializados, el CDM representa una opción efectiva en costos para estar en concordancia con las obligaciones de reducción de emisión de gas de efecto invernadero, de acuerdo al protocolo de Kyoto. Los países en desarrollo se benefician del CDM como una fuente adicional de ingresos para los proyectos de energía sostenible y limpia. De todos modos, la posibilidad de incorporar en la evaluación ingresos por concepto de CDM sería una oportunidad de mejorar la rentabilidad del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

- EMPRESA BARLOVENTO RECURSOS NATURALES, “Evaluación del recurso eólico del parque eólico Yacila”, Lima - Perú, 2009.
- CESEL Consultores, “Estudio de conexión eléctrica del parque eólico San Pedro al SEIN”, Lima – Perú, 2010.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, “Atlas Eólico del Perú”, Consorcio Meteosim True Wind, Lima – Perú, Noviembre 2008.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, “Normativa asociada a la Promoción de Energías Renovables en el Perú”, Decreto Legislativo N° 1002, Lima – Perú, 2008.
- COES-SINAC, “Análisis de la máxima capacidad de generación eólica a ser inyectada en el SEIN”, Estudios Eléctricos Argentina, Lima – Perú, Mayo 2011.
- DR. ING. MILTHON SERNA SILVA, “Curso Internacional Diseño, Implementación, Financiamiento y Tarifas de Parques Eólicos”, Ministerio de Energía y Minas, Lima – Perú, 2011.
- TONY BURTON Y DAVID SHARPE, “Wind Energy Handbook”, Primera Edición, Editorial Keytec Typesetting, Gran Bretaña.
- VILLARUBIA M., “ENERGÍA EÓLICA”, Primera Edición, Editorial Ceac, Madrid.

- Página web de la empresa Enercon. <http://www.enercon.de>.
- Página web de la empresa Gamesa. <http://www.gamesacorp.com>.
- Página web de la Asociación Danesa de la Industria Eólica.
<http://www.windpower.dk>.
- Página web del Data Room de Subasta de Energías Renovables del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin. <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables>.

ANEXOS

ANEXO 1: Mapa de viento medio anual a 80m – Atlas Eólico del Perú.

ANEXO 2: Resultado de la campaña de medición de viento.

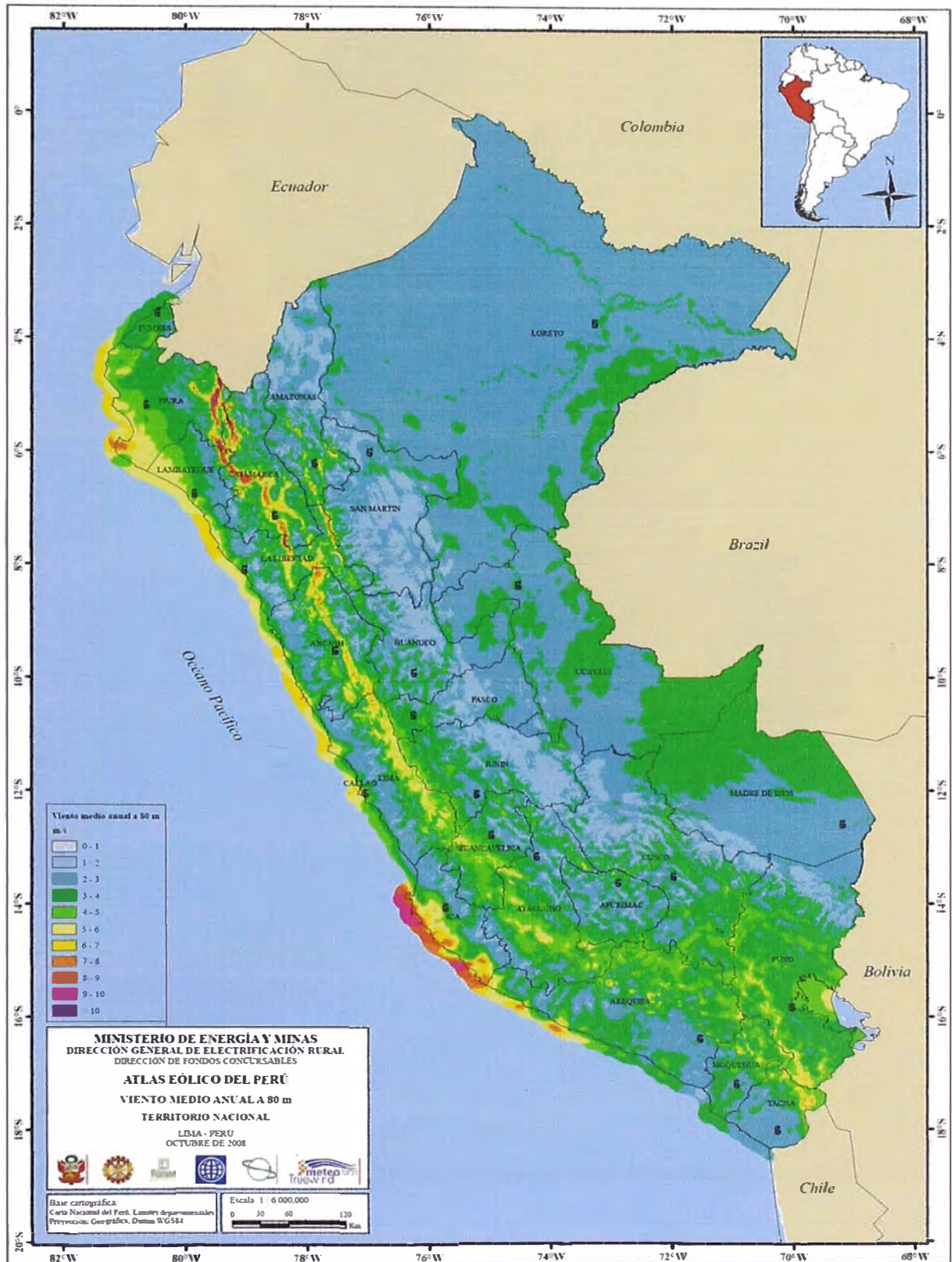
ANEXO 3: Diagrama unifilar de la zona de influencia en Piura – Topología existente y Topología nueva.

ANEXO 4: Trazo de Ruta del parque eólico Yacila a la Subestación Piura – Oeste.

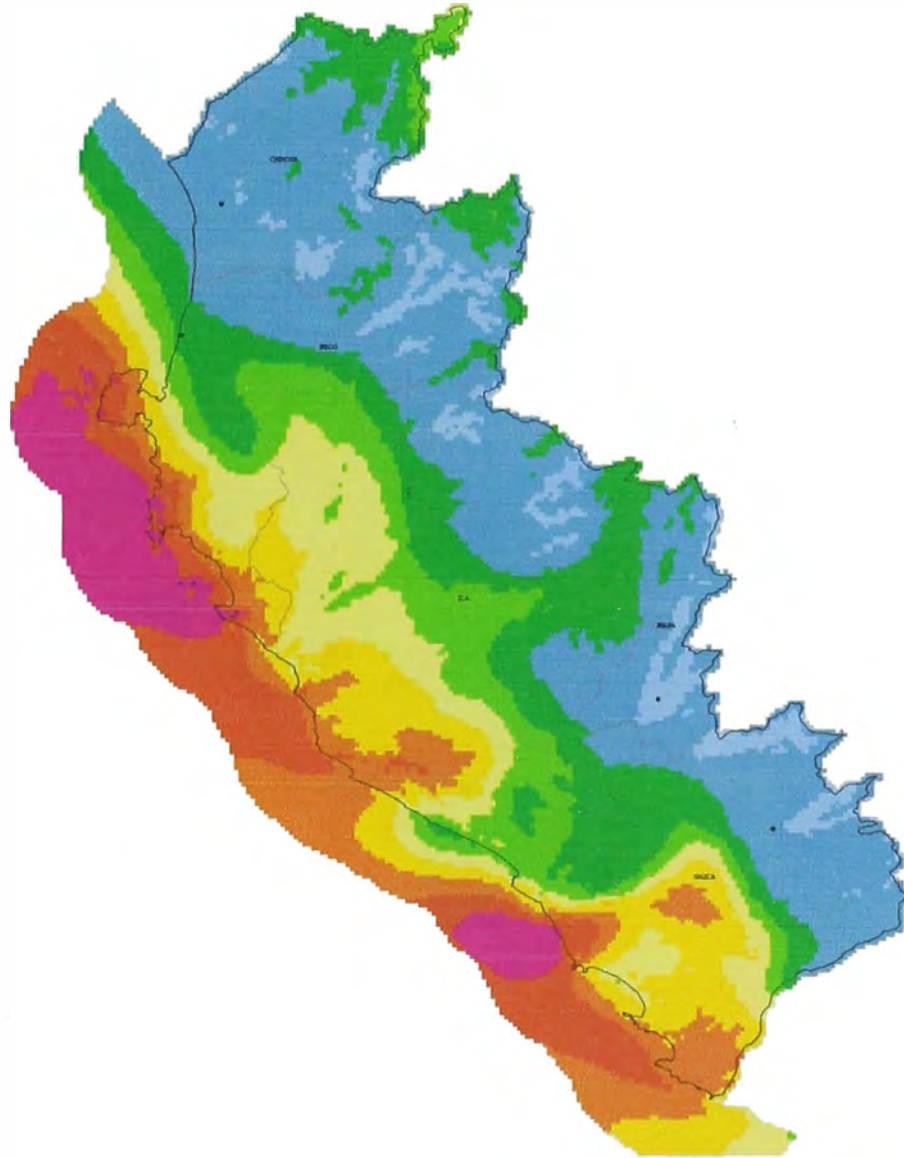
ANEXO 5: Presupuesto Línea de Transmisión y Subestación Elevadora del proyecto Parque Eólico Yacila.

Anexo 1

Mapa de viento medio anual a 80m – Atlas Eólico del Perú



ICA



MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL
DIRECCIÓN DE FONDOS CONCURSABLES

ATLAS EÓLICO DEL PERÚ
VIENTO MEDIO ANUAL A 80 m
DEPARTAMENTO DE ICA

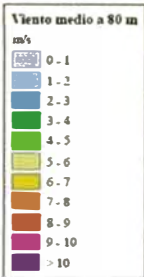
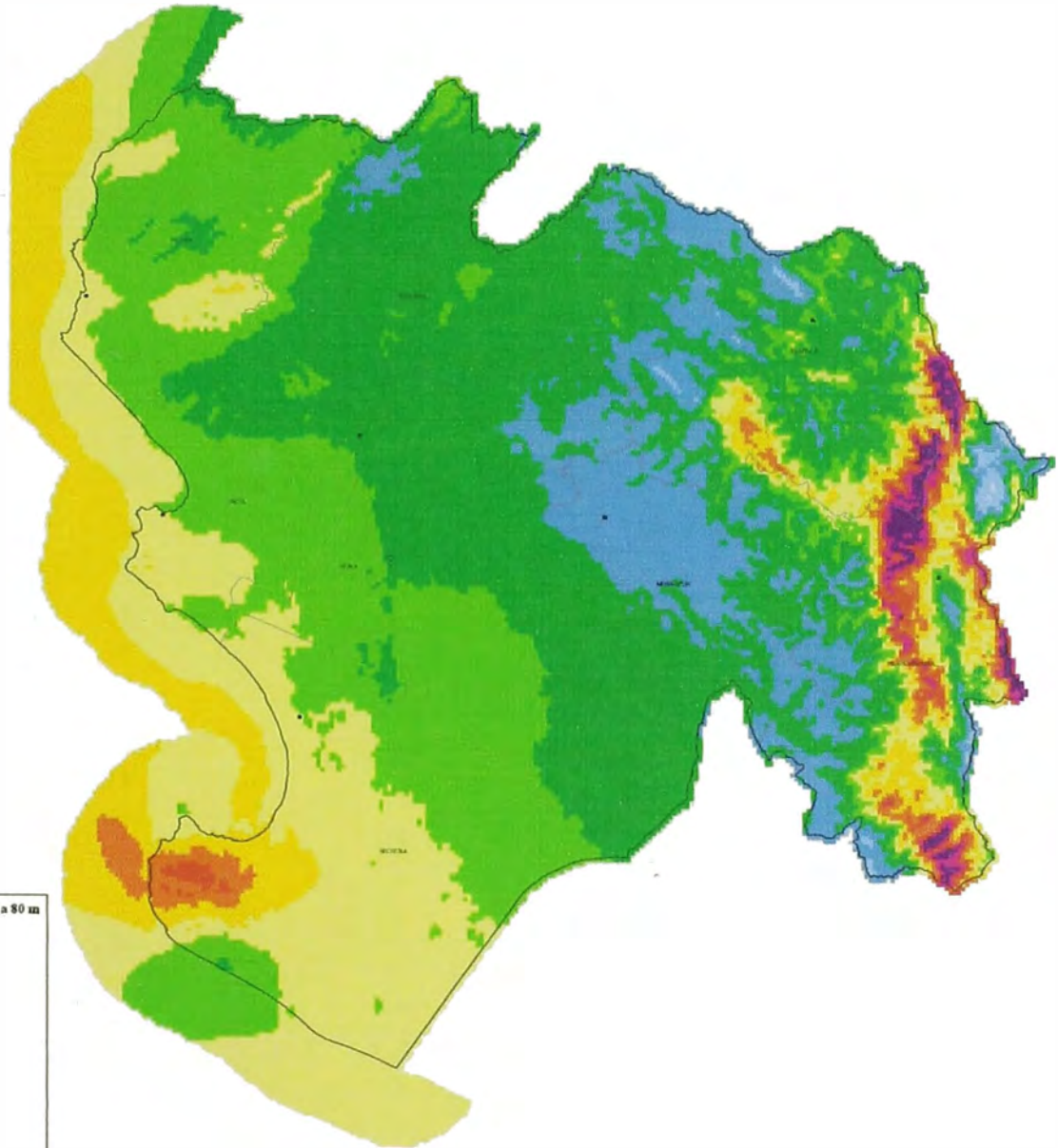
LIMA - PERU
OCTUBRE DE 2008

Base cartográfica:
Cuenca Nacional del Perú. Límites departamentales
Proyección: Geográfica. Datum WGS84

0 5 10 20
Km



PIURA



MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD RURAL
DIRECCION DE FONDOS CONCURSABLES

ATLAS EOLICO DEL PERU
VENTO MEDIO ANUAL A 80 m
DEPARTAMENTO DE PIURA

L.M.A. - PERU
OCTUBRE DE 2008



Base cartográfica:
Carta Nacional del Perú, Límites departamentales
Proyección: Geográfica, Datum WGS84



Anexo 2

Resultado de la campaña de medición de viento

EMPLAZAMIENTO : YACILA

NIVEL 60 m

FUNCION DENSIDAD DE PROBABILIDAD

VELOCIDAD (m/s)	FRECUENCIA (%)	CURVA DE DURACION (%)
0		
1	.6	100.0
2	1.1	99.4
3	2.4	98.3
4	3.7	95.9
5	6.2	92.2
6	10.5	86.0
7	15.5	75.5
8	19.8	60.0
9	17.5	40.3
10	10.8	22.8
11	6.4	12.0
12	3.5	5.6
13	1.2	2.1
14	.6	.9
15	.2	.3
16	.0	.1
17	.0	.0
18	.0	.0
19	.0	.0
20	.0	.0

PARAMETROS DE LA FUNCION DE WEIBULL AJUSTADA : A= 8.27m/s C= 3.65

EMPLAZAMIENTO : YACILA

DISTRIBUCION DIRECCIONAL - NIVEL 60 m

ROMBO	FREC. (%)	MEDIA (m/s)	ENERGIA (kWh/m2)	SIGV/V	RAFAG.
N	.0	1.80	.0	.00	.00
NNE	.0	1.23	.0	.00	.00
NE	.0	.00	.0	.00	.00
ENE	.0	2.41	.0	.00	.00
E	.0	2.59	.1	.00	.00
ESE	.5	4.79	2.6	.09	1.24
SE	5.6	6.75	115.1	.08	1.21
SSE	48.1	7.44	1445.8	.07	1.20
S	33.1	7.58	950.8	.08	1.23
SSW	11.7	7.35	291.6	.08	1.23
SW	.3	6.69	4.5	.08	1.23
WSW	.0	1.69	.0	.00	.00
W	.0	2.54	.0	.00	.00
WNW	.0	1.90	.0	.00	.00
NW	.0	.00	.0	.00	.00
NNW	.0	1.78	.0	.00	.00
VRB	.6	.50	.0	.00	.00

DIA MEDIO DEL PERIODO (HORA GMT)

HORA	NUM.HORAS	V.MEDIA
1	364.	7.27
2	364.	7.03
3	364.	6.77
4	364.	6.65
5	364.	6.70
6	364.	6.75
7	364.	6.84
8	364.	6.75
9	364.	6.92
10	364.	6.83
11	364.	6.89
12	365.	7.25
13	365.	7.47
14	365.	7.18
15	365.	7.03
16	365.	7.42
17	364.	7.78
18	364.	7.97
19	364.	8.11
20	364.	8.33
21	364.	8.38
22	364.	8.46
23	364.	8.27
24	364.	7.94

Anexo 3

Diagrama unifilar de la zona de influencia en Piura – Topología existente

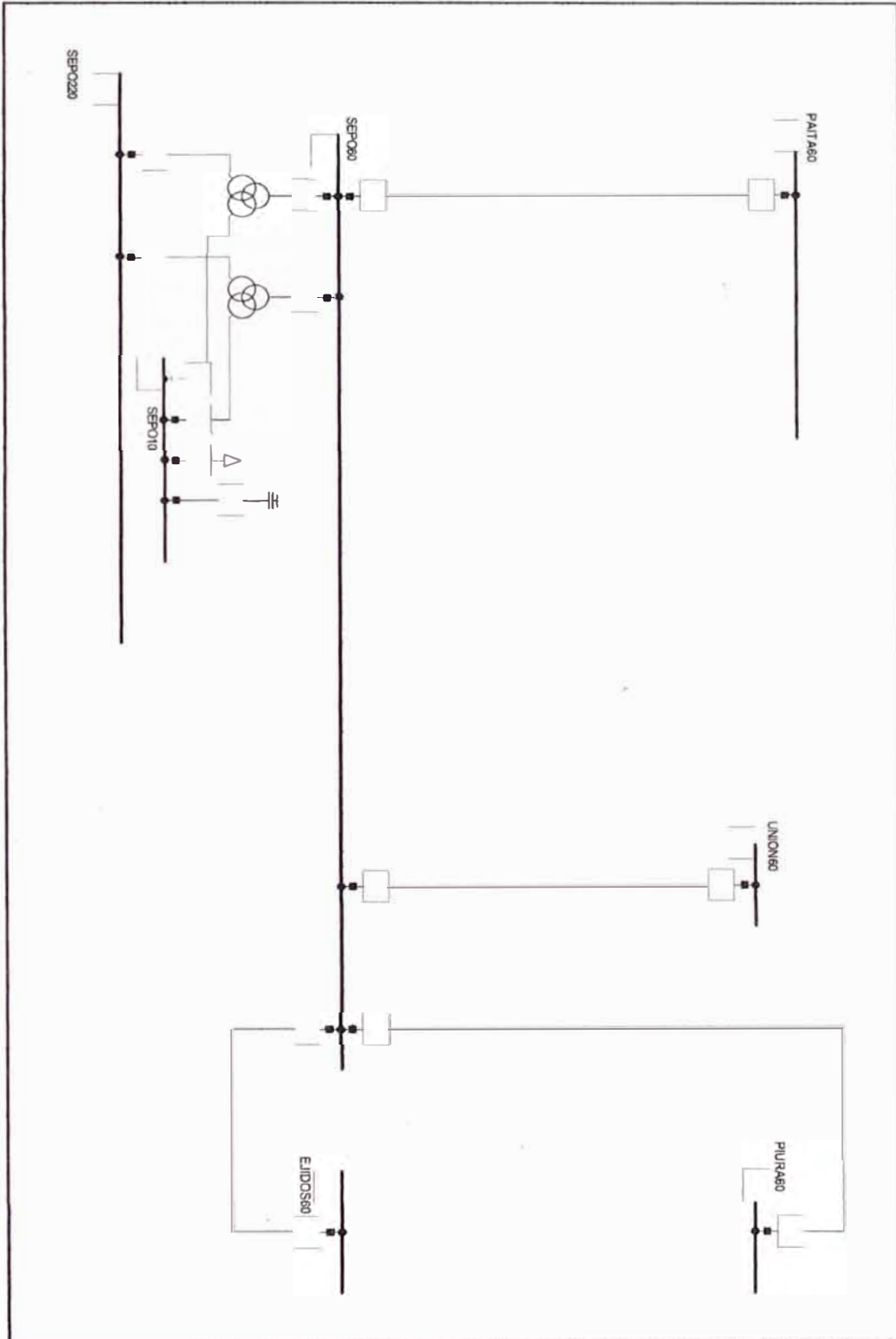
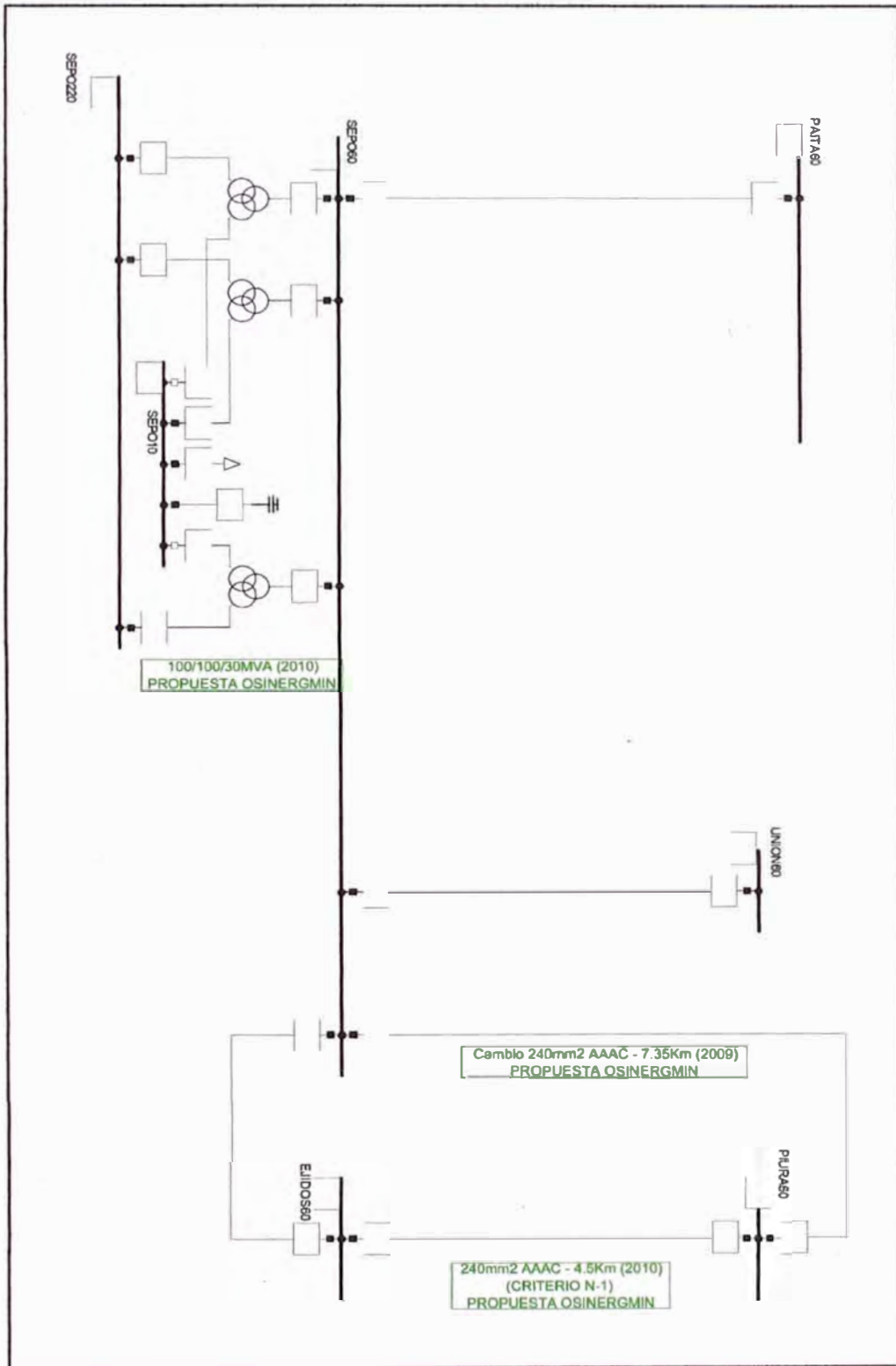


Diagrama unifilar de la zona de influencia en Piura – Topología Nueva



Anexo 4

Trazo de Ruta del parque eólico Yacila a la Subestación Piura – Oeste



Anexo 5

Presupuesto Línea de Transmisión 60 kV, S.E. YACILA – S.E. Piura Oeste

ITEM	DESCRIPCION	Unidad	CANT	P.U. USD	TOTAL USD
	LINEA DE TRANSMISION 60 KV, S.E YACILA - S.E PIURA OESTE				
A	SUMINISTROS				
1.0	Estructuras en Suspensión	U	274	1,208	331,102
2.0	Estructuras en Anclaje	U	30	2,500	75,000
3.0	Estructuras Terminales	U	2	2,500	5,000
4.0	Conductor Activo 120 mm ²	km	188	1,800	316,800
5.0	Cable ADSS	km	63	1,800	113,400
6.0	Retenidas y accesorios	Cjts	102	180	18,360
7.0	Accesorios del Conductor	Glb	1	25,400	25,400
8.0	Accesorios de la cadena de aisladores	Glb	1	35,000	35,000
9.0	Accesorios del Cable ADSS	Glb	1	17,000	17,000
10.0	Aisladores	U	5,262	15	78,930
11.0	Puesta a Tierra y accesorios	km	30.6	900	27,540
12.0	Cemento Conductivo	Bolsas	1,530	45	68,850
13.0	Herramientas	Glb	1	35,000	35,000
	Total Suministros				1,147,382
B	OBRAS CIVILES				
1.0	Movilización, Desmovilización y Campamento	Glb	1	44,000	44,000
2.0	Obras Preliminares y Provisionales	Glb	1	15,000	15,000
3.0	Excavaciones, Rellenos y Eliminación	Glb	1	24,000	24,000
4.0	Encofrado, Concreto y Acero	Glb	1	165,000	165,000
5.0	Instalación de Retenidas	Cjts	102	210	21,420
6.0	Caminos de Acceso	km	4.8	800	3,840
7.0	Colocación de Cemento Conductivo	kg	22,950	2.19	50,261
	Total Obras Civiles				323,521
C	MONTAJE ELECTROMECHANICO				
1.0	Montaje de Estructuras	U	306	800	244,800
2.0	Montaje de Conductor	km trifásico	60	3,900	234,000
3.0	Montaje de Cadenas de Aisladores	Cjts	1014	14	14,196
4.0	Montaje de Cable ADSS (incluye empalmes ópticos)	km	60	1,100	66,000
5.0	Puesta a Tierra	Glb	1	27,500	27,500
6.0	Replanteo Topográfico	km	60	400	24,000
7.0	Supervisión e Inspección del INC	Glb	1	20,000	20,000
8.0	Geología y Geotécnica	Glb	1	9,000	9,000
9.0	Estudio de Servidumbre	km	60	1,500	90,000
10.0	Gestión de Servidumbre	km	60	800	48,000
11.0	Ing. de Detalle, Insp., Pruebas, etc.	Glb	1	45,000	45,000
	Total Montaje Electromecánico				822,496
D	Repuestos	Glb	1	115,000	115,000
	Total Costo Directo				2,408,398
E	COSTOS INDIRECTOS				
1.0	GASTOS GENERALES DEL CONTRATISTA			344,010	345,000
2.0	UTILIDAD DEL CONTRATISTA			229,340	230,000
3.0	SUPERVISION DE LA INGENIERIA Y CONSTRUCCION			114,670	140,000
	Total Costo Indirecto				715,000
	COSTO TOTAL SIN IMPUESTOS				3,123,398

Presupuesto Subestación Elevadora 10/60 kV de Parque Eólico Yacila

ITEM	DESCRIPCION	Unidad	CANT	P.U.(FOB) Dólares	TOTAL Dólares
I	S.E. ELEVADORA 10/60 kV				
A	SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES				
1.0	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL 60 kV				
1.1	Transformador de Potencia 10/60 kV, 5 MVA ONAN	U	1	200,000	200,000
1.2	Interruptor Uni-tripolar 72.5 kV, 800 A, 10 KA, 325 kVp(BIL)	U	1	49,000	49,000
1.3	Seccionador de Barras, 72.5 kV, 800 A, 10kA, 325 kVp (BIL)	U	1	12,360	12,360
1.4	Seccionador con cuchillas de puesta a tierra, 72.5 kV, 800 A, 10kV, 325 kVp (BIL)	U	1	10,000	10,000
1.5	Transformador de Tensión Inductivo, 72.5÷√3/0,1÷√3/0,1÷√3 kV,30 VA	U	3	10,200	30,600
1.6	Transformador de Corriente 72.5 kV, 150/1/1/1A, 2 x 15 VA, 5P20 y 1 x 15 VA, cl.0.2	U	3	10,000	30,000
1.7	Pararrayos, 54 kV, 10 kA, Cl. 3	U	3	4,190	12,570
2.0	EQUIPAMIENTO PRINCIPAL 10 kV				
2.1	Celda de llegada del Transformador con Interruptor de de 800 A, 16 kV, con equipo de medición multifunción contra sobrecorrientes, mínima tensión	U	1	4,500	4,500
2.2	Celda de llegada del Grupo eólico con Interruptor de de 630 A, 16kV, con equipo de medición multifunción contra sobrecorrientes, mínima tensión	U	2	5,000	10,000
2.3	Celda de acoplamiento de barras con Interruptor de de 800 A, 16kV con equipo de medición multifunción contra sobrecorrientes, mínima tensión	U	1	4,500	4,500
2.4	Transformador de Corriente 16 kV, 400/1/1/1A, 2 x 15 VA, 5P20 y 1 x 15 VA, .cl.0.2	U	3	3,500	10,500
2.5	Transformador de Tensión Capacitivo, 10÷√3/0,1÷√3/0,1÷√3 kV,30 VA		3	3,900	11,700
2.6	Pararrayos 9 kV, 10 kA, Cl.3	U	3	3,200	9,600
	Sub Total				395,330
3.0	EQUIPAMIENTO COMPLEMENTARIO				
3.1	Transformador de SSAA 100 kVA	U	1	5,000	5,000
3.2	Grupo Electrogenero SSAA 50 kW	U	1	5,000	5,000
3.3	Sistema de Barras y Conexiones de Alta Tensión	Glb	1		3,756
3.4	Tableros de Control, Mando, Protección y Medida	Glb	1		50,000
3.5	Tableros de SSAA de corriente alterna y corriente continua	Glb	1		50,000
3.6	Rectificador-cargador	U	2	2,000	4,000
3.7	Banco de Baterías de 125 Vcc y 48 Vcc	Glb	1	6,000	6,000
3.8	Cables de Control	Glb	1	15,000	15,000
3.9	Malla de Puesta a Tierra profunda y superficial	Glb	1		20,000
3.10	Instalaciones Eléctricas Interiores y Exteriores	Glb	1		10,279
3.11	Estructuras Metálicas de los Pórticos	Glb	1		25,696
	Sub Total				194,731
4.0	TRANSPORTE MARITIMO Y SEGUROS				35,404
5.0	ARANCELES				75,056
6.0	DESADUANAMIENTO				18,764
7.0	TRANSPORTE LOCAL Y SEGUROS				25,019
	Estudio de Impacto Ambiental	Glb	1		5,000
	Total Suministro				744,303
B	OBRAS CIVILES				
1.0	Terreno para la Subestacion 45x50m area	m2	2250	10	22,500
1.0	Obras Civiles Generales	Glb	1		102,786
2.0	Bases de Equipos y Pórticos	Glb	1		74,120
	Total Obras Civiles				199,406
C	MONTAJE				
1.0	Montaje Electromecánico	Glb	1		73,758
	Total Montaje Electromecánico				73,758
E	OPERACION Y MANTENIMIENTO				
1.0	Montaje Electromecánico	Glb	1		59,006
	Total Montaje Electromecánico				59,006
	Costo Directo				1,017,466
D	COSTOS INDIRECTOS				

ITEM	DESCRIPCION	Unidad	CANT	P.U.(FOB)	TOTAL
				Dólares	Dólares
1.0	GASTOS GENERALES DEL CONTRATISTA				54.833
2.0	UTILIDAD DEL CONTRATISTA				27.318
3.0	SUPERVISION DE LA INGENIERIA Y CONSTRUCCION				50.873
	Total Gastos Indirectos				132.822
	COSTO TOTAL SIN IMPUESTOS				1,150,288