

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y

ELECTRÓNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**“CARACTERIZACIÓN DE UNA CENTRAL DE
GENERACIÓN EÓLICA CON PARQUES MARINOS”**

AUTORES:

RUBEN DARIO GUTIERREZ HERRERA

RONY MEDINA FERNANDEZ

RICARDO EDDY PALOMINO VERGARA

ASESOR:

ING. EDGAR DEL AGUILA VELA

PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO

ELECTRICISTA

CALLAO – PERÚ

JULIO 2014

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



TESIS

**“CARACTERIZACIÓN DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN EÓLICA CON
PARQUES MARINOS”**

AUTORES:

RUBEN DARIO GUTIERREZ HERRERA

RONY MEDINA FERNANDEZ

RICARDO EDDY PALOMINO VERGARA

ASESOR:

ING. EDGAR DEL AGUILA VELA

PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

Nota Obtenida

Quince (15)

Dr. Juan Herber
Grados Gamarra
(Presidente)

Mg. Ing. Santiago
Rubiñoz Jimenes
(Secretario)

Ing. Roberto Enrique
Solis Farfan
(Vocal)

**CALLAO – PERÚ
JULIO 2014**

Con todo nuestro cariño y amor para las personas que hicieron todo en la vida para que nosotros pudieramos lograr nuestros sueños, por motivarnos y darnos la mano cuando sentiamos que el camino se terminaba, a ustedes por siempre nuestro corazón y nuestro agradecimiento .

Papá y Mamá

INDICE DE CONTENIDOS

	Pág.
DEDICATORIA	
Índice de contenidos	3
Índice de figuras	5
Índice de tablas	7
PROLOGO	8
RESUMEN	9
ABSTRACT	10
I.-PLANTEAMIENTO INICIAL DE LA INVESTIGACION	11
1.1. Identificación del problema	11
1.2. Formulación del problema	11
1.3. Objetivos de la investigación	12
1.4. Justificación.....	12
1.5. Limitaciones y facilidades para la investigación.....	13
1.6 Hipótesis	13
II.-MARCO TEÓRICO	15
2.1 Antecedentes del Estudio	15
2.2 Fundamentación Ontológica	42
2.3 Fundamentación Metodológica.....	42
2.4 Fundamentación Epistemológica.....	42
2.5 Conceptos Generales	43
2.6 Conceptos Especificos	64
2.7 Marco Legal.....	67
2.8 Caracterización	78
2.9 Glosario de términos	83
2.10 Abreviaturas utilizadas	84
III.-METODOLOGÍA	85
3.1 Relación entre las variables de la investigación.....	85
3.2 Tipo de Investigación.....	85

3.3	Diseño de la investigación	85
3.4	Metódica de cada momento de la investigación	85
3.5	Operacionalización de variables	85
3.6	Población y Muestra	86
3.7	Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos	86
3.8	Procedimiento de recolección de Datos.....	89
3.9	Procedimiento estadístico y análisis de datos	89
IV.	RESULTADOS	92
4.1	Resultados parciales	93
4.2	Resultados Finales	93
V.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	94
5.1	Contrastación de hipótesis con los resultados	94
5.2	Contrastación de resultados con otros estudios similares	95
VI.	CONCLUSIONES	96
VII.	RECOMENDACIONES	98
VIII.	CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES	99
IX.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	100
X.	ANEXOS	103
	Anexo 1 Estudio económico y viabilidad de una central de	
	 generación eólica	104
	Anexo 2 Matriz de Consistencia	115
	Anexo 3 Estudio de Máxima Capacidad de Generación Eólica	

Índice de Figuras

Fig.1: Aerogeneradores instalados en el mar.....	25
Fig.2: Detalle de la corrosión en la torre de un generador.....	27
Fig.3: Aerogeneradores de Repower de 5MW.....	28
Fig.4: Curva de potencia del aerogenerador de Repower de 5MW.....	29
Fig.5: Esquema teórico de orientación de filas y columnas con valores orientativos	30
Fig.6: Efecto de estela de un aerogenerador	30
Fig.7: Detalle de cable marino	32
Fig.8: Cableado interno del parque.....	33
Fig.9: Salidas del cableado de media tensión de los aerogeneradores.....	34
Fig.10: Detalle de instalación de cable submarino	35
Fig.11: Subestación offshore de "London Array"	36
Fig.12: Aerogeneradores de eje horizontal	46
Fig.13: Componentes principales de un aerogenerador.....	46
Fig.14: Mapa Eólico del Perú	50
Fig.15: Tres conceptos de plataformas flotantes semisumergibles, TLP, Spar.....	52
Fig.16: Plataforma sumergible con fondeo tenso con cables	57
Fig.17: Semi sumergibles con fondeo tenso con cables.....	58

Fig.18: Esquema de la conexión eléctrica de un parque eólico offshore	60
Fig.19: Esquema de la conexión de un parque eólico marino con subestación offshore	61
Fig.20: Esquema de la conexión eléctrica e corriente continua de un parque eólico	62
Fig.21: Vista del litoral del departamento de La Libertad.....	79
Fig.22: Vista del litoral del departamento de Piura	79
Fig.23: Vista del litoral del departamento de Ica	80
Fig.24: Vista del litoral del departamento de Lima.....	81
Fig.25: Vista del litoral del departamento de Arequipa	82
Fig.26: Vista RETSCREEN del departamento de La Libertad.....	87
Fig.27: Vista RETSCREEN del departamento de Piura	87
Fig.28: Vista RETSCREEN del departamento de Ica.....	88
Fig.29: Vista RETSCREEN del departamento de Arequipa	88

Índice de Tablas

Tabla 1: Factores con influencia en el diseño de una	
central eólico Offshore	44
Tabla 2: Características de un aerogenerador	48
Tabla 3: Características básicas de un aerogenerador	51
Tabla 4: Criterios de comparación entre los 3 tipos de plataforma.....	54
Tabla 5: Características del parque eólico	59
Tabla 6: Costo según el tipo de central eléctrica.....	63
Tabla 7: Costo de la fuente para la producción de energía	63
Tabla 8: Costo por el tipo de sustancia para la generación de energía.....	64
Tabla 9: Velocidades del viento en las ciudades costeras	65
Tabla 10: Ciudades costeras con grandes puertos	66
Tabla 11: Velocidad del viento y puertos marítimos en las ciudades	
Costeras	78

PROLOGO

La energía eólica se ha utilizado históricamente para tareas mecánicas que requerían de mucho esfuerzo físico, como era moler grano o elevar agua de pozos. En estos casos la energía final que se usaba era la energía mecánica, sin embargo, con el paso de los años el objetivo que se buscaba era el de producir energía eléctrica a partir del viento.

La generación de energía eléctrica a partir de energía eólica tuvo lugar en Dinamarca hacia 1890, cuando se realizaron los primeros experimentos con aerogeneradores, llegando a producir hasta 200 kw (profesor La Cour).

Desde el año 1995 hasta nuestros días hemos visto crecer exponencialmente la energía eólica en todo el mundo, destacando los países como España, Dinamarca, Holanda y Alemania.

La energía eólica pertenece al conjunto de las energías renovables o también denominadas energías alternativas. La energía eólica es el tipo de energía renovable más extendida a nivel internacional por potencia instalada (Mw) y por energía generada (Gwh).

La energía eólica procede de la energía del sol (energía solar), ya que son los cambios de presiones y de temperaturas en la atmósfera los que hacen que el aire se ponga en movimiento, provocando el viento, que los aerogeneradores aprovechan para producir energía eléctrica a través del movimiento de sus palas (energía cinética).

La presente investigación tiene como objetivo general, caracterizar una central de generación eólica con parques marinos, de tal manera que sea posible su implementación vinculada con el espacio topológico en el país. Toda vez que se podría aprovechar la energía eólica con la implicante de los parques marinos, sin embargo, no existen estudios relacionados con este tipo de centrales, la misma que le otorga la propiedad de novedoso dentro de las propuestas de energías renovables.

RESUMEN

Debido al incremento en el crecimiento de la demanda energética en el país se comenzó la búsqueda de otras alternativas para la generación de energía utilizando como fuente a las energías renovables, en este caso para nuestro estudio se utilizó a la fuerza del viento marino como fuente de energía y con ello se fijó un punto de inicio para la realización del modelo de caracterización para la instalación de una central eólica en parques Marinos.

Para comenzar con el proyecto se realizó la búsqueda exhaustiva de modelos, que anteriormente realizaron instalaciones de parques eólicos marinos en el mundo, luego se trasladó ese análisis a nuestra realidad con el fin de dar un punto de inicio a la generación de energía mediante este proceso.

Finalmente se empezó a modelar el estudio y se buscó alternativas viables para la instalación de este parque eólico marino en nuestro territorio.

ABSTRACT

Due to increased growth in energy demand in the country seeking other alternatives for power generation using renewable source of energy, in this case for our study was used to force the ocean as a source of wind began energy and thus a starting point for implementing the characterization model for installing a central Wind Marine parks are set.

To begin the project, the exhaustive search for models above was performed on installation of offshore wind farms in the world was made, then that analysis moved to our reality in order to provide a starting point for the generation of energy by this process.

Finally he began to shape the study viable and sought for the installation of this offshore wind farm in our territory alternatives.

I.-PLANTEAMIENTO INICIAL DE LA INVESTIGACION

1.1. Identificación del problema

En la presente tesis titulada "Caracterización de una Central de Generación Eólica con Parque Marinos", se va a problematizar la caracterización de este tipo de centrales, por tal motivo las prerrogativas vinculadas se dan a conocer en los párrafos siguientes.

1.2. Formulación del problema

1.2.1. Problema General

En el Perú puede existir zonas donde se podría aprovechar la energía eólica con la implicante de los parques marinos, sin embargo no existen estudios relacionados con este tipo de centrales por tal motivo la caracterización del espacio topológico tampoco ha sido abordada en el país.

El planteamiento de partida de esta investigación parte por hacerse el siguiente cuestionamiento:

¿Cómo podremos caracterizar una Central de Generación Eólica con Parques Marinos de tal manera que sea posible su implementación en el país?

1.2.2. Problemas Específicos

P1: ¿Existen estudios realizados para determinar el lugar técnicamente calificado para la instalación de una Central de Generación Eólica con Parques Marinos en el Perú?

P2: ¿Cuál es la disponibilidad de recursos marinos en la costa del país para la instalación de Central de Generación Eólica con Parques Marinos?

P3: ¿En qué lugar de la costa del Perú se puede ubicar una Central de Generación Eólica con Parques Marinos?

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1. Objetivo general

Con la presente tesis tenemos como objetivo caracterizar una Central de Generación Eólica con Parques Marinos de tal manera que sea posible su implementación en el país, relacionada con el espacio topológico en el país.

1.3.2. Objetivo específicos

- a) Realizar un análisis exhaustivo para determinar el lugar técnicamente calificado para la instalación de una Central de Generación Eólica con Parques Marinos.

- b) Conocer la disponibilidad de los recursos marinos en la costa del país para la instalación de Central de Generación Eólica con Parques Marinos.

- c) Encontrar la mejor ubicación en la costa del país para la instalación de una Central de Generación Eólica con Parques Marinos.

1.4. Justificación

Las razones que justifican el porqué de esta investigación propuesta, son las siguientes:

- a) La tesis concluida será un valioso aporte para el desarrollo de empresas de generación eléctrica con recursos renovables.

- b) La tesis concluida servirá como modelo para el desarrollo de Centrales Eólicas con Parques Marinos.

- c) La tesis concluida servirá para ayudar a mitigar las consecuencias del efecto invernadero ya que se reducira considerablemente la contaminación.

1.5. Limitaciones y facilidades para la investigación

1.5.1. La principal limitación para el desarrollo de la tesis es el tiempo que demanda la investigación, que deberá ser compartida con otras obligaciones tanto académicas como laborales. Limitación que será superada con el entusiasmo y disciplina que aporta cada miembro integrante del grupo tesista.

1.5.2. El desarrollo de modelo de la tesis, enmarca algunos programas informáticos es por ello que se le pide tener un conocimiento adecuado para el manejo, caso contrario se tomará un tiempo de aprendizaje para la implementación de dichos modelos.

1.5.3. Desde el punto de vista de la viabilidad, no existen limitaciones que sean incongruentes con los propósitos planteados, sin embargo, referencias relacionadas con la propuesta de la investigación, no han sido superadas en otras latitudes, razón por la cual interesa mucho conocer la topología del espacio donde poder aplicar y desarrollar esta forma de explotación de energía.

1.5.4. Materiales y recursos para aplicar nuestra investigación, son altamente vulnerables, es decir con alto éxito de ejecución y proyección de obtener los logros propuestos.

1.6 Hipótesis

1.6.1 Hipótesis General (H.G):

Mediante la caracterización del espacio topológico sería posible la implementación de la central de generación eólica con parques marinos.

1.6.2 Hipótesis específicas (H.E):

a) Por medio del análisis exhaustivo se podrá determinar el lugar técnicamente calificado para la instalación de una central de generación eólica con parques marinos.

b) Al conocer únicamente la disponibilidad de los recursos marinos será posible la instalación de central de generación eólica con parques.

c) Mediante el encuentro de la mejor ubicación en el país será posible la instalación de una central de generación eólica con parques marinos.

II.-MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes del estudio

2.1.1 Propuesta de una metodología para la implantación de parques eólicos offshore (Tesis Doctoral)

Introducción

Existente diversos factores que pueden influir en el diseño de una instalación eólica offshore, los mismos que se distinguen entre factores extrínsecos, intrínsecos y compuestos.

Los factores extrínsecos pueden ser naturales o socioeconómicos; los factores intrínsecos son los distintos componentes de la instalación: aerogeneradores, torres meteorológicas, líneas eléctricas y subestaciones transformadoras; entre los factores compuestos cabe mencionar a la logística y la evaluación económica de la inversión a realizar.

Factores Extrínsecos

Se expondrá los factores extrínsecos a la instalación que pueden influir en el proyecto de un parque eólico offshore.

Factores Naturales

Los factores extrínsecos en este grupo lo componen el territorio, el terreno, la fluidosfera, la máquina térmica, la geodinámica externa, la geodinámica interna y la biocenosis.

- **Territorio**

Se refiere al medio físico y socioeconómico en su totalidad, y supone una visión del entorno en su conjunto. Los términos de territorio y paisaje están íntimamente ligados; ya que por una parte el territorio es el entorno donde será instalado el parque eólico offshore y por otra el paisaje es la percepción del territorio.

Este factor influye en la viabilidad del proyecto, porque un primer análisis del mismo puede indicar la continuidad de los estudios o simplemente descartar la zona.

También influye en la elección de la zona, de los componentes del parque y su diseño, ya que debe de guardar una cierta armonía con el paisaje.

- **Terreno**

El terreno es el soporte de los componentes de la instalación eólica offshore, por lo que se han de conocer las características geológicas, las propiedades geotécnicas y su relieve.

El relieve condiciona los accesos a la zona, la ubicación de las diversas estructuras pues que el límite actual de profundidad viable técnica y económica es de unos 40 – 50 metros.

Dicho esto, el factor terreno tiene influencia en lo siguiente:

- En el análisis de la viabilidad de los proyectos, ya que existe una limitación en base a criterios técnicos y económicos en cuanto a profundidades se refiere para la construcción de este tipo de instalaciones (profundidad límite: 40-50m).
- En la selección del emplazamiento de la instalación eólica en general, ya que el terreno es un factor fundamental a tener en cuenta en una instalación de este tipo.
- En el diseño de las cimentaciones, ya que sus características dependen de las propiedades geotécnicas de los distintos estratos del terreno.

- **Fluidósfera**

Con este término se hace referencia a los dos componentes planetarios que recubren la corteza terrestre y que se presentan generalmente como fluidos, en concreto a la atmósfera y a la hidrósfera. Los parques eólicos offshore se establecen en medio atmosférico y sobre zonas de la corteza que se hallan cubiertas por agua, predominantemente salada.

- **Atmósfera**

La capa de interés es la tropósfera, ya que es en ella donde se localizan los parques eólicos offshore. Además, esta capa es la que constituye el elemento interactivo de la máquina térmica junto con los océanos; interactúa con ellos en los procesos de transferencia de energía radiante.

La densidad del aire influye notablemente en la producción energética de una instalación eólica, ya que a aire más denso, también será mayor la cantidad de energía eléctrica generada.

Dicho esto, la atmósfera tiene influencia en lo siguiente:

- En el análisis de la viabilidad de los proyectos, ya que influye en la producción energética de la instalación.
- En la rentabilidad de la instalación eólica offshore, ya que, a igualdad de velocidad, la producción de energía eléctrica es directamente proporcional a la densidad del aire.

- **Hidrosfera**

Esta constituida fundamentalmente por los océanos, mares marginales o algunos lagos, y estos cuerpos de agua son los revisados en concreto en este punto. No obstante, la termodinámica de la máquina térmica en la fluidosfera hace que una parte marginal se encuentre transferida a la atmósfera en forma de vapor o en situación transitoria en los continentes en forma líquida (ríos, depósitos subterráneos o lagos endorreicos) o sólida (nieve y hielo glaciar).

El agua de mar se caracteriza por tener un alto contenido de sales, que aunque de carácter permanente en su globalidad, puede variar de una localización a otra.

Dicho esto, la hidrosfera tiene influencia en lo siguiente:

- En la selección de los materiales de construcción, ya que han de estar preparados para soportar la agresividad del ambiente marino, y por tanto también en las protecciones anticorrosión.

- **Máquina térmica**

Las capas fluidas de la Tierra se comportan como una máquina térmica cuya fuente de energía principal es el sol, causa origen del viento y de los procesos dinámicos oceánicos: oleaje, marea meteorológica y corrientes.

Influencia de la máquina térmica:

- En el análisis de la viabilidad de los proyectos, ya que la producción de la instalación es directamente proporcional a la velocidad media del viento.
- En la rentabilidad de la instalación eólica offshore, ya que el viento influye directamente en la producción de ésta y, por tanto, en los beneficios económicos que se obtendrán durante la operación del parque. Asimismo, el viento, el oleaje, la marea meteorológica y las corrientes influirán en el diseño de la instalación, con su consecuente efecto en los costes del proyecto.
- En el diseño de las distintas estructuras, ya que habrán de tenerse en cuenta las acciones de cálculo asociadas al viento, al oleaje y, en su caso, a las corrientes.
- En la fase de construcción y de cierre del proyecto, por la razón de que los regímenes medios de viento y de oleaje influirán en la selección de los medios a emplear y en el calendario de montaje y cierre.

- **Geodinámica externa**

Las modificaciones morfológicas de la corteza terrestre de naturaleza evolutiva lenta y que siempre ocurren en su interfaz con los contactos de algunos de los elementos de la fluidosfera se engloban dentro de lo que se denomina geodinámica externa y sus procesos fundamentales están dados por la erosión del contorno continental afectado por la dinámica litoral, el transporte del material erosionado y la sedimentación del material transportado.

La implantación de un parque eólico offshore se manifiesta como una nueva presencia interactiva en la zona de interés. La existencia de estos nuevos elementos puede provocar modificaciones de la denominada “fluido-dinámica” establecida hasta el momento.

Influencia de la geodinámica externa:

- En el análisis la viabilidad del proyecto, ya que la presencia de una instalación eólica offshore podría suponer una modificación notable de la “fluido-dinámica” existente en la zona, lo que podría conllevar variaciones importantes del paisaje que pudieran no ser aceptadas.
- En el diseño del tramo de línea eléctrica sumergida, ya que se ha de considerar la geodinámica externa para que la parte de la línea eléctrica sumergida no quede descubierta debido a las variaciones estacionales del perfil de playa.

• Geodinámica interna

La geodinámica interna está íntimamente relacionada con los aspectos que se han encuadrado bajo la denominación de territorio y terreno en este documento. Asimismo, terremotos y maremotos han de tenerse en cuenta en el diseño de las diferentes estructuras, por lo que es fundamental conocer el riesgo de que se produzcan dichos fenómenos en la zona de implantación.

Influencia de la geodinámica interna:

- En el análisis de la viabilidad de los proyectos, ya que se podría desechar un proyecto de una instalación eólica offshore si la zona en la que esta sea proclive a que se produjesen terremotos y/o maremotos.
- En el diseño de las diferentes estructuras, ya que han de considerarse las acciones de diseño asociadas a terremotos y maremotos.

- **Dinámica planetaria (dinámica gravitatoria)**

La tierra está sometida a diversas fuerzas de atracción, siendo las de mayor magnitud las de la Luna y el Sol, tanto que son despreciables las del resto de los planetas. Estas fuerzas gravitatorias implican modificaciones casi continuas en la posición de la superficie del planeta, las cuales, aunque son prácticamente imperceptibles en las superficies cuasi-sólidas, puede llegar a alcanzar varios centímetros en ciertos puntos del planeta. En las superficies líquidas, las variaciones de superficie son notables.

Influencia de la dinámica planetaria:

- En el análisis de la viabilidad de los proyectos, ya que como ya se ha comentado, existe una limitación en base a criterios técnicos y económicos, en cuando a profundidades se refiere, para la construcción de este tipo de instalaciones, que es de unos 40-50 metros. El nivel del mar, influenciado por la marea astronómica, puede afectar, por tanto, a la viabilidad de un proyecto.
- En el diseño de las distintas estructuras, ya que el nivel del mar influirá en la geometría de éstas.

- **Biocenosis**

Por ser parte del entorno en el que se construirán todas las instalaciones del parque eólico offshore, la biocenosis es un factor a tener en consideración a la hora de plantearlas y diseñarlas. En referencia a este tipo de instalaciones, son de especial importancia la flora y fauna marina y las aves.

En relación con los seres vivos marinos se han de considerar las zonas de asentamiento, reproducción y cría de todas las especies con la finalidad de no provocar efectos negativos bien por la invasión de los espacios en los que se asientan como por las distorsiones que puede provocar los ruidos durante el periodo de construcción como de la fase de operación de la central eólica marina.

En algunos casos, las instalaciones eólicas pueden comportarse como obstáculos o barreras frente a las rutas de migración de las aves, por lo que hay que evitar que esto suceda.

Influencia de la biocenosis:

- En el análisis de la viabilidad de los proyectos, ya que hay que respetar las zonas de ocupación y las zonas de reproducción y cría de las especies protegidas, y permitir que se siga produciendo la migración de los seres marinos y de las aves.
- En el diseño del parque eólico offshore, ya que se deben incluir dispositivos de seguridad que disminuyan el riesgo de colisión de las aves con los distintos elementos de la instalación.
- En los trabajos de mantenimiento de la instalación, ya que la biocenosis que se desarrolla en las estructuras provoca generalmente un incremento de la velocidad de corrosión, lo que conlleva un mayor esfuerzo en las operaciones de mantenimiento.

Factores socio-económicos

En el marco legislativo y financiero y las diversas actividades humanas que se llevan a cabo en el entorno son los factores socioeconómicos de naturaleza extrínseca que han de ser considerados en el diseño de un parque eólico offshore.

Marco legislativo y financiero:

Distintos países se han ido marcando y siguen haciéndolo determinados objetivos en relación con las energías renovables. Esto puede redundar en unas metas específicas para la energía eólica y dentro de esta, para la energía eólica marina. Tal es el caso por ejemplo de Alemania, que tiene como objetivos alcanzar el 15 % de su consumo eléctrico en el año 2030 gracias a las instalaciones eólicas offshore (manzanas 2007)

Para lograr estos objetivos, dichos países han optado por incentivar a las empresas a que inviertan en dichas instalaciones y esto lo han logrado creando un mercado atractivo para lo que se requiere fundamentalmente que sea estable y que ofrezca cierta confianza en las inversiones realizadas. Para ello es necesario un marco legislativo y financiero favorable. La creación de este marco está influenciada por la facilidad para lograr los compromisos adquiridos

en relación con los objetivos marcados, en la que influye el potencial de cada país de potencia eólica.

Un marco legislativo favorable genera confianza en los potenciales promotores de las instalaciones. La seguridad jurídica principio del derecho universalmente reconocido, representa la certeza que tiene un individuo, en este caso la empresa promotora de que su situación jurídica no será modificada más que por procedimientos regulares y conductos establecidos previamente.

El proceso administrativo a seguir ha de ser claro y detallado y no dar lugar a confusiones. Sus plazos han de ser razonables, de acuerdo a lo marcado por la experiencia, puesto que si estos son muy cortos, las empresas pueden temer no poder cumplirlos, y si son muy largos, pueden decidir no apostar por esta tecnología. Asimismo es fundamental que exista una transparencia en el proceso de adjudicación de los proyectos, bien sea porque se establezca que se adjudique al primer promotor que presente el proyecto en una zona o porque sea adjudicado a una de las empresas que participe en un trámite de competencia junto a otras.

Un marco financiero favorable es fundamental ya que en la actualidad las instalaciones eólicas offshore no son rentables por si mismas en el mercado libre, el cual se rige mediante las leyes de la oferta y la demanda, sino que necesita de un mercado intervenido, en el que las autoridades intervienen en el proceso de fijación de precios y de asignación de recursos controlando de cierta manera la oferta y la demanda.

El marco legislativo y financiero influye por tanto en la elaboración del proyecto de un parque eólico offshore en los siguientes aspectos:

- En la elección del emplazamiento ya que este puede venir impuesto en el marco regulatorio.
- En la viabilidad de la instalación ya que esta dependerá de si es favorable el marco legislativo y financiero
- En la rentabilidad económica del proyecto ya que al analizar los índices de rentabilidad de la instalación habrá que tener en cuenta los incentivos económicos que se prevén a lo largo de la vida del parque eólico offshore así como otro tipo de incentivos que pudieran influir en el análisis de la inversión.

- En la planificación de las distintas fases del proyecto ya que mientras hay normativas como la de Alemania que especifican al detalle los estudios a realizar para conseguir las distintas autorizaciones y permisos necesarios otras, tal y como ocurre en España, no imponen tanta condicionante.

Actividades humanas e infraestructura

Son múltiples las actividades humanas que pueden influir en el diseño de un parque eólico offshore.

Estas son fundamentalmente aquellas relacionadas con la navegación marítima, con las actividades militares, pesqueras y náuticas de recreo, con las explotaciones de petróleo y de gas con la generación de transporte y distribución de energía, con las comunicaciones con la navegación aérea, con los asentamientos urbanos y sus vías de comunicación.

- **Navegación marítima**

Las rutas marítimas existentes producen afección sobre una determinada superficie que hay que respetar. Esto mismo aplica a las rutas en planificación.

A partir de lo anterior se puede afirmar que los modos en que las rutas navegación interfieren en su proyecto de un parque eólico offshore son:

- En el análisis de la viabilidad de los proyectos ya que las aéreas afectadas por las rutas de navegación pueden hacer que las zonas con interés eólico aprovechable no tenga el tamaño adecuado para que la inversión sea rentable.
- En la elección de la localización de la instalación eólica en su conjunto de los posicionamientos de los aerogeneradores, de la torre de medición y de la subestación y de trazado de la líneas eléctrica de evacuación.
- En la protección de la línea eléctrica y de los cables de comunicación de la instalación eólica ya que se ha de evitar que estos sean dañados.

- **Actividades militares, pesqueras y náuticas de recreo:**

Durante su trayecto ciertas embarcaciones como ocurre con las militares y las de pesca realizan determinadas actividades por lo que además de conocer su ruta de navegación, interesa conocer los espacios en los que desarrollan

dichas actividades, asimismo es necesario conocer el espacio utilizado por las embarcaciones náuticas de recreo. Las actividades pesqueras influyen en el diseño de una instalación eólica offshore. Los espacios piscícolas crustáceos y moluscos pueden tener un origen completamente natural o ser criados en granjas.

Las granjas marinas que son aquellos lugares donde tiene lugar la cría y alimentación de especies piscícolas, crustáceos y moluscos en cautividad se encuentran físicamente en el mar.

- **Explotación de petróleo y de gas**

Las explotaciones petrolíferas y de gas han de tenerse en cuenta al diseñar un parque eólico offshore, tanto en lo que se refiere a la zona de extracción que es donde se sitúan las plataformas y los barcos de extracción de petróleo y gas como en la zona de transporte, bien sea mediante barcos a lo largo de determinadas rutas a puertos o mediante conducciones submarinas y terrestres.

Las actividades relacionadas con la explotación del petróleo y del gas influyen en un proyecto de un parque eólico offshore en los siguientes aspectos:

- En el análisis de la viabilidad de los proyectos ya que las superficies están ocupadas por las actividades relacionadas con las explotaciones de petróleo y de gas junto con su área de servidumbre.
- En la instalación eólica en conjunto de las posiciones de los aerogeneradores, de la torre de medición y de la subestación y del trazado de la línea eléctrica de evacuación.
- En la fase de construcción y que hay que evitar dañar las conducciones de gas y de petróleo existentes.

- **Otras actividades energéticas y de comunicación:**

Las infraestructuras de generación, transporte y distribución de energía existentes en el entorno del parque eólico offshore influirán en la implantación del mismo, esto también aplica a aquellas infraestructuras que estén en planificación.

Además de las centrales de generación de energía, hay que conocer el trazado de las líneas eléctricas de transporte y distribución, tanto en tierra, como en mar. Asimismo han de ser considerados los cables y las antenas de

comunicaciones civiles, de tal modo que no se produzcan daños en los primeros y que no disminuya la recepción de las segundas debido a la proximidad de los aerogeneradores.

- **Navegación aérea:**

Hay que conocer las rutas de navegación aérea, de modo que se pueda garantizar la seguridad frente a posibles impactos con los aerogeneradores y con las torres de medición, que pueden comportarse como obstáculos elevados para la navegación aérea.

La navegación aérea influye en un proyecto de un parque eólico offshore en los siguientes aspectos:

- En el análisis de la viabilidad de los proyectos, ya que la cercanía a un aeropuerto y la posible influencia en el despegue y aterrizaje de las aeronaves, bien en su trayectoria o en los medios de comunicación que se utilizan puede hacer que un parque eólico offshore sea inviable
- En la elección de la localización de la instalación eólica, de las posiciones e los aerogeneradores, de la torre de medición y de la subestación, y del trazado de la línea eléctrica de evacuación, hay que tener en cuenta las rutas de navegación aéreas.

- **Asentamientos humanos y vías de comunicación**

Las poblaciones situadas en la costa, en la mayoría de los casos, son muy atractivas para el turismo, siendo las playas uno de sus principales argumentos, aunque no el único, ya que, por ejemplo, u patrimonio histórico cultural y sus paisajes pueden ser otros de los atractivos del lugar.

Los potenciales usuarios d las playas valoran, fundamentalmente, la calidad propia de estas y la calidad ambiental del entorno. La calidad de la playa en si misma se vincula por una parte, a la percepción de os usuarios del propio espacio disponible y de sus características y de otra a la calidad de los servicios que esta ofrece.

Factores Intrínsecos

Aerogeneradores, torres meteorológicas, subestaciones transformadoras, línea eléctrica y las cimentaciones de los componentes del parque eólico offshore son los aspectos fundamentales inherentes a una instalación eólica marina, y forman parte de ésta.

- **Aerogeneradores**

Los aerogeneradores (Fig. 1) son los componentes esenciales de un parque eólico puesto que son los que transforman la energía del viento en energía eléctrica, única forma en la que, en la actualidad y por el momento, se aprovecha la energía eólica a cierta escala para su posterior consumo.

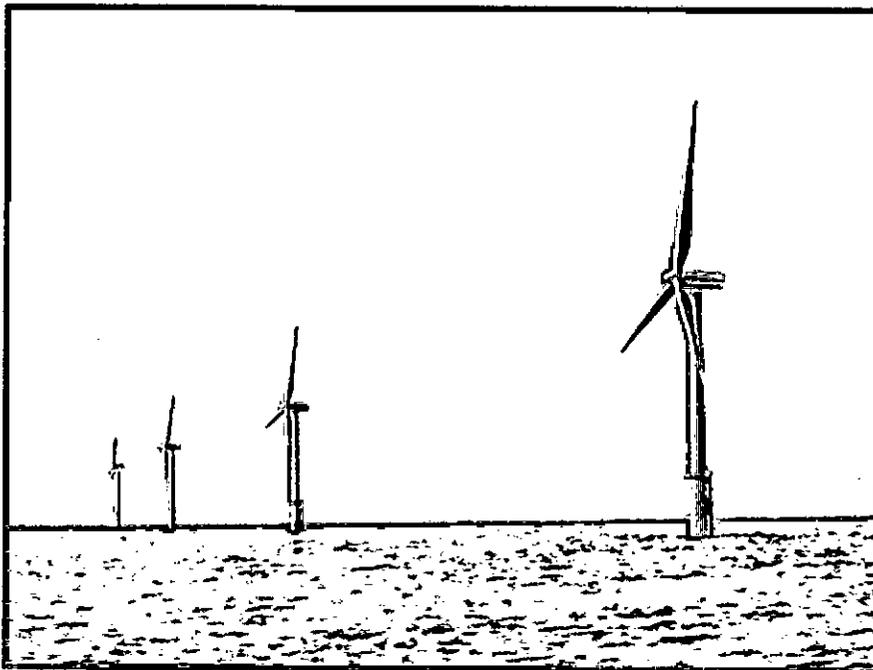


Fig. 1. Aerogeneradores instalados en el mar

Gran parte de los fabricantes de máquinas han partido de la experiencia desarrollada en los aerogeneradores que se instalan en tierra para adaptarlos al medio marino. Es por ello que se utilizan, generalmente, aerogeneradores tripala a barlovento. No obstante, se puede afirmar que podrían utilizarse otros tipos de aerogeneradores en el mar, y al respecto existen diferentes investigaciones abiertas (aerogeneradores de eje vertical, bipala, a sotavento, etc.).

Aunque los aerogeneradores para tierra firme y para áreas marítimas son

similares, se observan ciertas diferencias entre ellos, entre las que destacan:

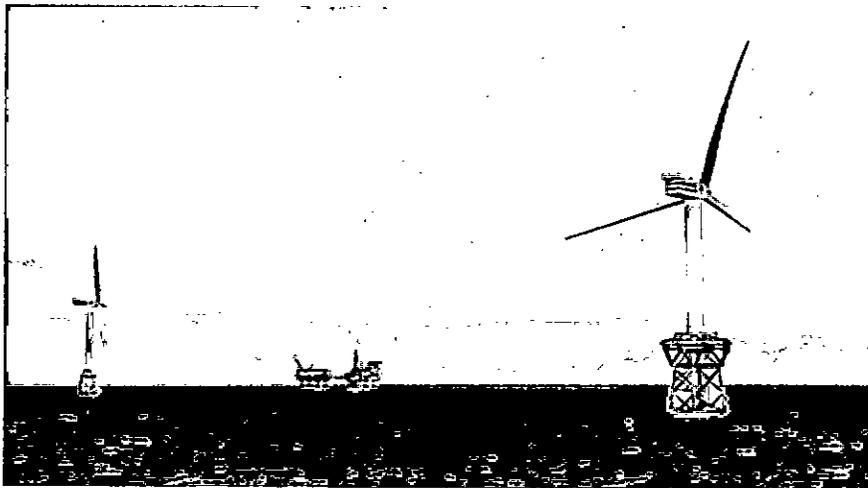
- En el mar se ha de tender a trabajar con máquinas de mayor potencia unitaria que en tierra. Esto es debido, entre otros aspectos, a una cuestión de rentabilidad del proyecto, ya que el coste por MW instalado tiene una relación proporcional directa con el número de máquinas instaladas, para una misma potencia de la instalación.
- Al ser menor la rugosidad superficial del mar que la de tierra, se necesita menor altura de buje en el mar para lograr la misma velocidad media de viento. De este modo se puede reducir el peso de la torre, y por tanto, la carga que se transmite a la cimentación.
- Los parques offshore suelen estar más alejados de las poblaciones, por lo que no hay tantas restricciones en relación con la contaminación acústica, lo que permite una mayor velocidad en punta de pala. De este modo se logra una reducción del peso de la pala y por tanto, de la carga que transmite a la cimentación.
- El ambiente marino es más agresivo, por lo que los aerogeneradores necesitan una mayor protección frente a la corrosión (Fig. 2).



Fig.2 Detalle de la corrosión en la torre de un generador

A la hora de seleccionar un determinado aerogenerador para instalarlo en un parque eólico es fundamental tener la máxima garantía posible de que éste va a funcionar correctamente.

La potencia unitaria de los modelos actuales de aerogeneradores offshore está entre 3 y 5 MW (Fig. 3). Aun así, es presumible un aumento de ésta, tal y como demanda el mercado, lo que se puede afirmar ya que se tiene referencias que muestran que algunos suministradores ya están trabajando en ello, e inclusive están realizando pruebas sobre los nuevos modelos de aerogeneradores.



**Fig. 3. Aerogeneradores de Repower de 5 MW en el parque eólico
“Beatrice” (www.repower.de)**

Además de la potencia unitaria del aerogenerador, otras de sus características a conocer son:

La altura de buje (entre 80 y 120 metros para los aerogeneradores offshore actuales), el diámetro del rotor (entre 90 y 126 metros para los actuales), el área barrida por el rotor y su velocidad de rotación, su curva de potencia (Fig. 4).

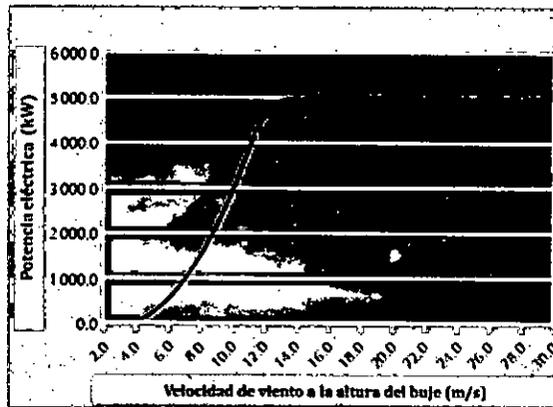


Fig.4. Curva de potencia del aerogenerador de Repower de 5 MW
(www.repower.de)

La distribución en planta de los aerogeneradores ha de ser tal que se logre aprovechar al máximo el recurso eólico existente en la zona. Algunos de los criterios al respecto, los cuales se exponen con más profundidad en el capítulo siguiente, están relacionados con la orientación de filas y columnas de aerogeneradores en función de las direcciones de viento reinantes y dominantes, y con las distancias mínimas a respetar entre aerogeneradores contiguos.

La distancia mínima a guardar entre aerogeneradores contiguos de una misma fila (alineaciones de máquinas cuya orientación debe ser lo más perpendicular posible a la dirección de viento predominante) es distinta que la que hay que respetar entre aerogeneradores contiguos correspondientes a distintas filas, siendo ésta última mayor. (Fig. 5). Esta última indicación está orientada a reducir las pérdidas que se producen por la modificación del régimen de viento debido a la presencia de los aerogeneradores. Se muestra, en la Fig. 64, la estela generada a sotavento de un aerogenerador, que implica pérdidas en la producción e influencia en el comportamiento a fatiga del aerogenerador ubicado a sotavento, disminuyendo ambos efectos al aumentar la distancia entre aerogeneradores adyacentes. Mayores distancias entre aerogeneradores tienen como consecuencias menores pérdidas de producción y menores esfuerzos de fatiga, pero también un menor aprovechamiento del espacio y mayores costes por MW instalado, por lo que es fundamental buscar un equilibrio entre los factores anteriores.

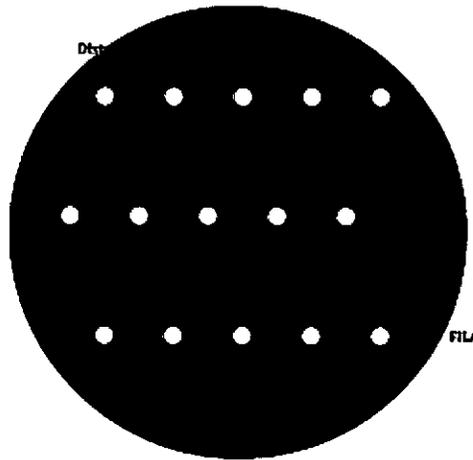


Fig. 5. Esquema teórico de orientación de filas y columnas con valores orientativos (www.windpower.org)

El número de aerogeneradores, del que depende la potencia total de la instalación, vendrá determinado, fundamentalmente, por la superficie disponible teniendo en cuenta las distintas restricciones que pueden existir, y por los aspectos indicados en los párrafos anteriores.

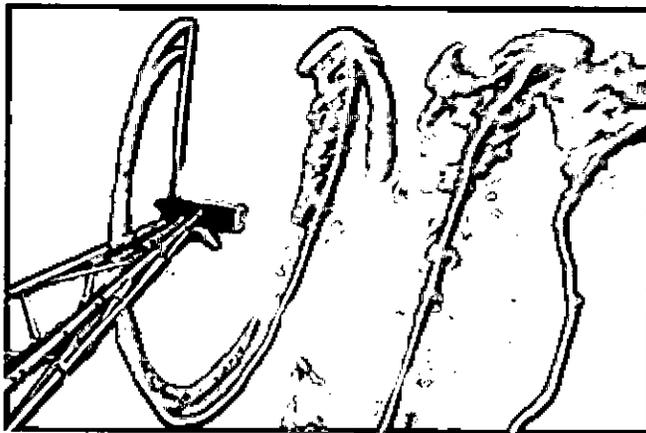


Fig. 6. Efecto de estela de un aerogenerador (www.windpower.org)

Los aerogeneradores, como parte fundamental de la instalación eólica que son, influyen en ésta de los siguientes modos:

- En la rentabilidad del proyecto, ya que el coste de los aerogeneradores representa un elevado porcentaje de la inversión (33% del coste total según la [pág. web www.offshorewindenergy.org](http://www.offshorewindenergy.org)), menor que en los parques eólicos terrestres.

- En la configuración en planta de la instalación, ya que los aerogeneradores han de orientarse en filas y columnas según las direcciones de los vientos reinantes y dominantes, y hay que respetar una cierta distancia entre los aerogeneradores contiguos para disminuir las pérdidas por estelas y reducir los esfuerzos de fatiga.
- En el diseño de las cimentaciones de los propios aerogeneradores, ya que hay que considerar las cargas transmitidas a éstas. Asimismo, en el diseño de la conexión eléctrica, y en concreto, en la longitud y tensión del cableado eléctrico.
- En la logística asociada a la fase de construcción, ya que la fecha de entrega de los aerogeneradores es un hito fundamental dentro del camino crítico de la planificación, por lo que puede dar lugar a que se produzcan retrasos en los plazos previstos. Además, las características de los aerogeneradores influyen en los medios de transporte y de montaje a emplear, y por lo tanto, en la logística asociada a la construcción de la instalación.
- En la fase de operación, ya que una mayor fiabilidad y un mayor rendimiento de los aerogeneradores instalados reducirán los esfuerzos a emplear para su mantenimiento.

parque eólico (E.ON, 2.008)

Dentro de los sistemas de corriente continua se pueden diferenciar fundamentalmente dos tipos: los convencionales y los basados en la tecnología VSC ("voltage source converter"), siendo la principal diferencia entre ellos el tipo de convertidor de corriente alterna a continua y viceversa.

Se ha comprobado que el factor decisivo a la hora de decantarse por la utilización de corriente alterna o continua son los costes totales, que incluyen los asociados al planeamiento, a la inversión y al mantenimiento (Lutz, Diederich y Steinfeld, 2.007).

De las consideraciones anteriores se concluye que el coste por unidad de longitud en una línea en corriente continua es inferior al de una línea en

corriente alterna. No obstante, hay que considerar los costes de las estaciones convertidoras que se sitúan en los extremos de las líneas en corriente continua. Dado que esta diferencia de coste no depende de la longitud de la línea, su repercusión se reduce progresivamente a medida que crece la distancia de transporte, por lo que existe una longitud crítica a partir de la cual es más barato el transporte en continua. Además hay que considerar que, aunque las pérdidas en el transporte son mucho menores en corriente continua que en alterna, las pérdidas que se producen en los dos convertidores VSC son del orden del 4 al 6%, por lo que basándose en la tecnología actual, la corriente continua resultará ventajosa económicamente respecto a las pérdidas para largas distancias.

A partir de este punto, se expondrán aspectos del primero de los esquemas expuestos por ser el que se prevé que se utilice para la mayoría de las instalaciones eólicas marinas.

Generalmente existe un transformador incluido en el propio aerogenerador que convierte a media tensión la energía eléctrica producida a partir de la energía mecánica del viento. Ésta es conducida hacia la subestación transformadora offshore mediante el cableado interno del parque (Fig. 7, Fig. 8 y Fig. 9), que sale de los aerogeneradores mediante lo que se conoce como J-tubes.

Este cableado interno se distribuye por circuitos, cada uno de los cuales transporta la energía producida por un determinado número de aerogeneradores hasta la subestación transformadora offshore. La interconexión o redundancia entre todos estos circuitos, aunque implicaría un aumento de coste, lograría una mayor confianza en la operación de la instalación ya que ante un fallo de uno de los circuitos.

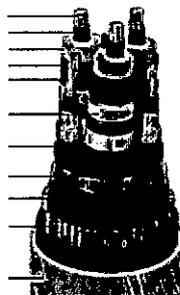


Fig. 7. Detalle de cable marino

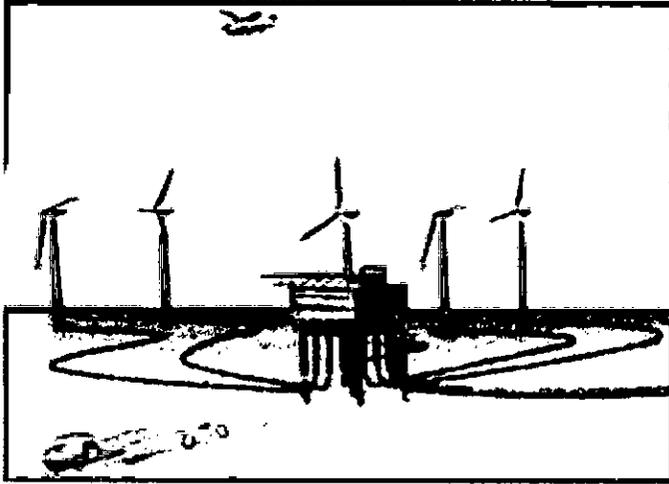
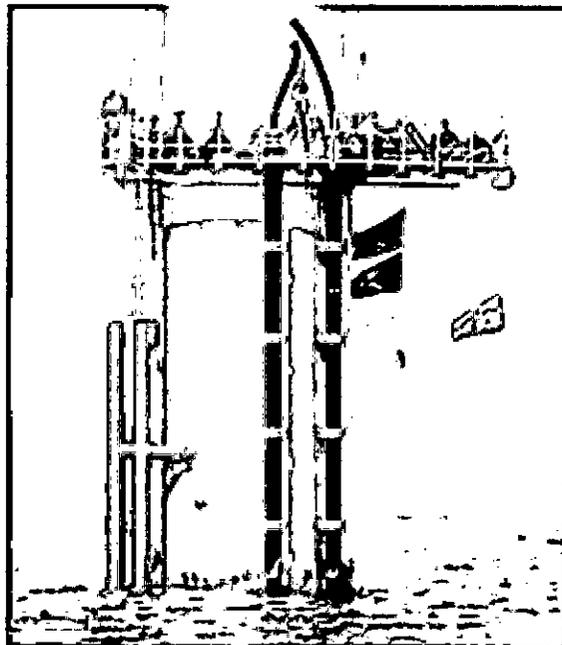
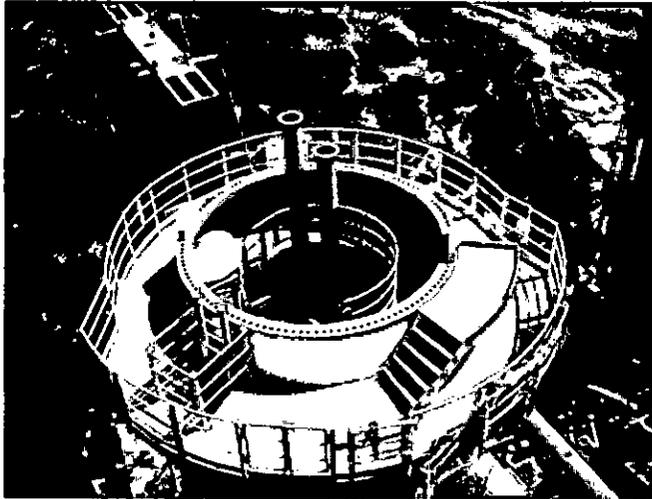


Fig. 8. Cableado interno del parque



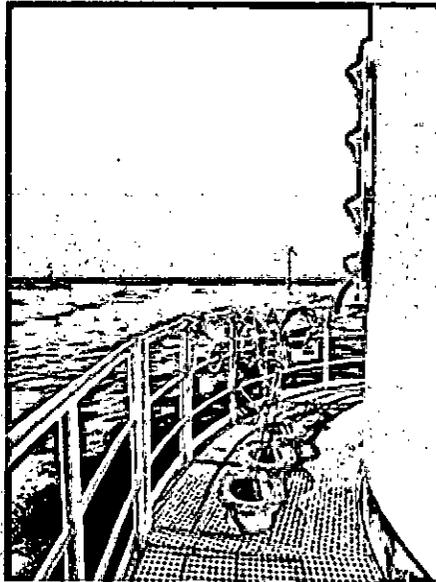


Fig. 9. Salidas del cableado de media tensión de los aerogeneradores

La línea eléctrica de evacuación, que suele ser de alta tensión, conecta mediante uno o varios cables, la subestación transformadora offshore con la subestación onshore. El número de cables necesarios depende, fundamental, de la potencia a evacuar y del riesgo que esté dispuesto a asumir el promotor en caso de que se produzca una avería en alguno de ellos.

Para lograr tener un control remoto desde tierra de todos y cada uno de los componentes del parque eólico offshore, y por tanto, facilitar las tareas de operación y mantenimiento, es conveniente instalar una red de fibra óptica, que suele ir alojada en el interior de los cables de la líneas eléctricas, tanto en el cableado interno del parque como en la línea eléctrica de evacuación.

El trazado de la línea eléctrica, tanto interna como de evacuación, ha de cumplir ciertos requerimientos, como son la compatibilidad con otras actividades humanas, el respeto hacia aquellas zonas con interés medioambiental, la menor longitud posible, evitar zonas en las que la construcción sea más compleja o aquellas en las que existe un elevado riesgo de que sea dañado el cable. Los radios de curvatura mínimos admisibles y el peso del cable por unidad de longitud han de considerarse para el diseño y para las operaciones de construcción.

Para disminuir el riesgo de que los cables sean dañados es necesario identificar las posibles amenazas (actividades de pesca, anclas, etc.) que

existen a lo largo de su trazado. Una vez identificadas estas amenazas y analizados los efectos de éstas habrá que determinar la protección a aplicar a los cables para que no sean dañados, ya que a su costosa reparación hay que añadir las pérdidas de producción de energía que se producirían durante la avería. Esto puede lograrse enterrando los cables a una determinada profundidad (Fig. 10) o cubriéndolos mediante una escollera.

Las subestaciones transformadoras offshore (Fig. 11) se diferencian de las onshore, fundamentalmente, en que el ambiente en el que se enmarcan es más agresivo, por lo que han de protegerse frente a la corrosión, las acciones de diseño son mayores, las operaciones de construcción y mantenimiento son más complejas, etc. Como ya se ha expuesto, las subestaciones onshore suelen formar parte de la red existente, por lo que generalmente están en funcionamiento y se pueden preparar para evacuar en ellas mediante determinadas actuaciones tales como la construcción de edificios auxiliares, la colocación de celdas adicionales, etc.

En el análisis de la viabilidad de los proyectos, ya que es fundamental que exista capacidad de evacuación suficiente en las infraestructuras existentes.

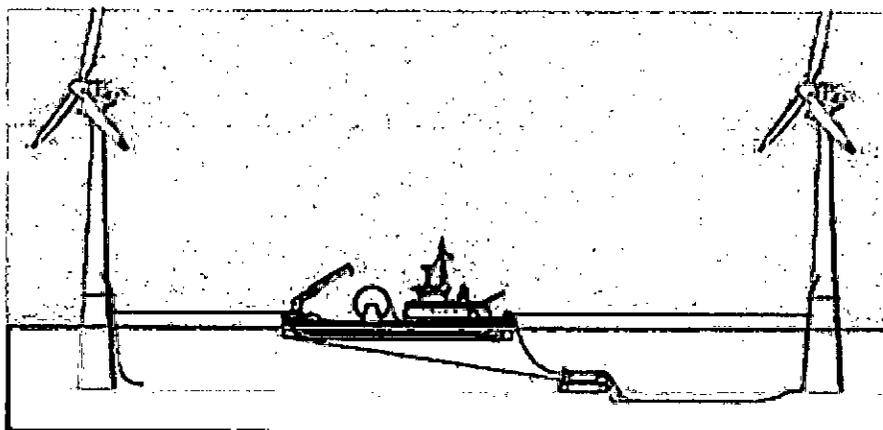


Fig. 10. Detalle de instalación de cable submarino

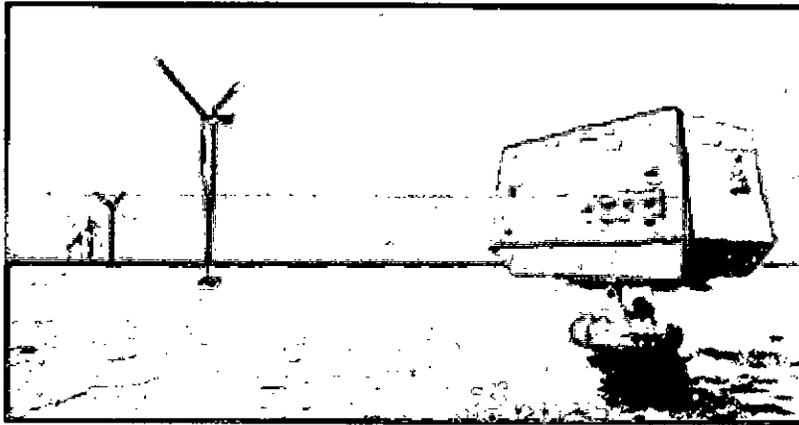


Fig. 11. Subestación offshore de “London Array” (www.londonarray.com)

a continuación se sintetizan los puntos siguientes:

- En el análisis de la viabilidad de los proyectos, ya que es fundamental que exista capacidad de evacuación suficiente en las infraestructuras existentes y que el operador de la red conceda al promotor interesado el permiso para evacuar una determinada potencia. Si no se dan simultáneamente estas dos circunstancias, no tiene ningún sentido proyectar un parque eólico. Además, es esencial la viabilidad de la construcción de las subestaciones y líneas eléctricas que permitirán la evacuación de la energía, así como la realización de las modificaciones necesarias de las infraestructuras existentes.
 - En el análisis de la rentabilidad de la instalación eólica offshore, ya que los costes de la conexión tienen un peso notable de la inversión, del entorno del 15%, en relación con lo que sucede en las instalaciones eólicas terrestres. Además, las pérdidas eléctricas asociadas con el transporte de la energía influirán en la producción de energía y, por tanto, en los beneficios esperables de la instalación.
 - En la elección de la localización de la instalación eólica en su conjunto, y en particular de las posiciones de los aerogeneradores y de la torre meteorológica, ya que es fundamental, para dar evacuación a la energía, que se puedan construir las líneas eléctricas y las subestaciones cuyos trazados y posiciones, respectivamente, están sujetos a determinados condicionantes.

- En el diseño de la propia conexión eléctrica, ya que hay que considerar diversas circunstancias tales como las restricciones tanto ambientales como las relacionadas con el terreno que existan, la potencia unitaria de los aerogeneradores y la potencia total de la instalación, el esquema general de la instalación, los riesgos de que sean dañados los cables, etc.
- En la fase de construcción, incluida la logística asociada a ella, ya que el tendido de los cables y la construcción y actuaciones en las subestaciones son hitos fundamentales para cumplir el plan de obra fijado como objetivo.
- En la fase de operación y mantenimiento, ya que el cable de control que va en el interior de la estén protegidos frente a posibles daños implica menor riesgo, y por tanto, son esperables menos operaciones de mantenimiento.
- En la posible repotenciación de la instalación, ya que el diseño de la subestación offshore y de la línea de evacuación con miras a futuras ampliaciones de la instalación, conllevaría una reducción de costes y de plazo.

Universidad Politécnica de Madrid

E.T.S Ingenieros de caminos, canales y puertos

Autor: María Dolores Esteban Pérez (Año 2009).

Los referentes más cercanos con nuestro estudio, se encuentra vinculado con proyectos Europeos, tal como:

El primer parque marino del mundo, donde, la energía marina recibirá un importante impulso los próximos años gracias a la instalación del primer parque de mareas del mundo. Estará instalado en la Sonda de Islay, en el norte de Europa y tendrá sello español de la mano de Iberdrola. Generará 10 MW de potencia. El gobierno de Escocia ha dado luz verde a la propuesta presentada por ScottishPower Renewables (perteneciente al grupo Iberdrola) para desarrollar el que será el primer parque marino del mundo. Y ha tenido que ser

el gobierno del país del whisky, puesto que las turbinas estarán colocadas en la costa oeste de Escocia, en la isla de Islay, la más austral del archipiélago de las Hébridas Interiores. La planta dispondrá de diez turbinas de 1MW de potencia cada una, gracias a la tecnología desarrollada por Hammerfest Storm, con su modelo HS 1000, el sistema más avanzado del mundo para generar energía a partir de las corrientes marinas. Gracias a las corrientes que se producen a una profundidad de entre 60 y 200 metros, los molinos producirán energía renovable de manera continua, evitando el consumo de petróleo y otros combustibles fósiles para la generación de electricidad. Eso sí, hasta 2013-2015 no estará en funcionamiento, pues la instalación de las turbinas submarinas no es sencilla. En el Perú, no se han implementado estos tipos de proyectos, ni mucho menos existen estudios al respecto, sin embargo vale observar dentro del estado del arte todo lo que acontece en este ámbito, con la finalidad de reorientar y contar con un marco referencial de comparación. Es de suma importancia, mirar a futuro y plantear nuevas formas de obtención de energía, por esquemas alternativos, toda vez que el país ya entró, a ofertar energías provenientes de las RER. Por lo tanto se hace de suma importancia, no solo ver esto como un fin para lograr desarrollo, sino que esta debe ser sostenible en el tiempo, como una herencia que pueda sostener el medio ambiente para las futuras generaciones.

El Perú y la Energía Eólica

En el año 2007, la generación eléctrica con fuentes renovables no convencionales, específicamente con viento, fue de menos del 1%.

Con el objetivo de promover la inversión en este tipo de energías, se aprobó el Decreto Legislativo N° 1002, y se culminó el mapa eólico del país, determinando las zonas de mayor potencial para el desarrollo de parques, con esto y de manera general, se estimó un potencial eólico de 22,000 MW.

Hasta inicios del 2009 el MEM ha entregado más de 60 concesiones temporales para la ejecución de estudios para el desarrollo de centrales eólicas, distribuidas principalmente en la costa.

Hacia una propuesta de estrategia nacional de mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero – GEI

Se debe establecer consenso sobre la necesidad de una política de estado en materia de energía para lograr el desarrollo sostenible del país. Para ello es necesario trabajar un planeamiento estratégico vinculante de mediano y largo plazo, hoy todavía inexistente. Una primera política energética es la diversificación de la matriz energética que comprende:

- Hidro energía
- Gas natural
- Geotermia
- Solar
- Eólica

Eólica: Con el mapa eólico se ha mostrado el gran potencial que el país tiene, fundamentalmente en la costa. De acuerdo a lo prescrito por el D.L 1002 y su reglamento, se estipula que se asignara el 5% de la demanda anual de electricidad para ser cubierto por las energías renovables no convencionales (ERNC), representadas universalmente por la eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, biomasa, mini hidráulica (menor de 20Mw) y geotérmica.

Futura matriz energética incorporando fuentes renovables (Uso y potencialidad de las energías Renovables)

Energía eólica:

El mayor potencial eólico en el Perú se ubica a lo largo del litoral, donde es frecuente encontrar zonas que registren velocidades de viento mayores a 5 m/s, es decir la velocidad mínima para considerar económicamente factible la generación eléctrica a partir de este recurso. Esto se debe a la fuerte influencia del anticiclón del Pacífico y de la Cordillera de los Andes, que generan vientos provenientes del suroeste en toda la región de la costa.

De acuerdo al mapa eólico la potencia eólica aprovechable del Perú se estima en algo más de 22,000 MW, sin considerar zonas en el mar.

Las zonas de mayor potencial se ubican desde Ica hasta Tacna, por el sur; y desde Ancash hasta Tumbes, por el norte. De modo más específico resaltan (CENERGIA, 2004): Yasila, Paita y Talara (en Piura); Chiclayo (en Lambayeque); Malabrigo y Trujillo (en La Libertad); Chimbote y Pacasmayo (en Ancash); San Juan de Marcona, Laguna Grande y Paracas (en Ica); Punta Ático (en Arequipa); y

El Ayro y Punta de Coles (en Moquegua).

Las primeras mediciones del potencial eólico con fines energéticos fueron realizadas por Electro Perú, CORPAC (para navegación aérea) y SENAMHI. Esta última es la entidad oficial encargada de evaluar los registros de vientos a nivel nacional, que actualmente cuenta con un banco de datos de viento a escala nacional, que le permite realizar estudios de energía eólica en algunos puntos del país a través de su Dirección General de Investigación y Asuntos Ambientales.

A continuación se presenta un recuento de los principales trabajos (CENERGIA, 2004; CER UNI, 2005b) orientados a evaluar el potencial eólico a nivel nacional:

- **Atlas Eólico Preliminar de América Latina y el Caribe: Perú y Bolivia** (vol. IV): preparado por OLADE en 1983. Se basó en mediciones realizadas en 48 estaciones distribuidas por todo el país.
- **Mapa de zonas con mejores posibilidades de explotación de aguas subterráneas mediante el uso de Aero bombas:** elaborado por el AFATER/INAF en la década del 80.
- **Mapa Eólico** (incluido en el Estudio Nacional de Evaluación de Aero bombas): preparado por ITINTEC para el Banco Mundial en 1987.
- **Atlas Eólico Preliminar:** preparado por Electro Perú en la década del 90.
- **Mapa de Potencial Disponible de Energía Eólica** (incluido en el Atlas Minería y Energía en el Perú): editado por el MEM desde el año 1995. Se basa en valores de velocidad de viento de 32 estaciones de medición.
- **Mapa Eólico Preliminar** (incluido en el documento interno Informe del Potencial Eólico del Perú): preparado por la DEP en 1998.
- **Mapa Eólico Preliminar del Perú:** preparado por ADINELSA en el 2007. Se basa en registros de 153 puntos de Electro Perú y la cooperación italiana de ICU en el periodo 1985 - 1986; y datos de SENAMHI y CORPAC del período 1985 - 1993.
- **Mapa Eólico del Perú:** elaborado para el MEM a través del Consorcio Metosim Truewind S.L. y Latin Bridge Bussiness S.A. De manera más específica, diversas instituciones han realizado evaluaciones de vientos en varios lugares destacando (CENERGIA, 2004; Green Energy, 2005)

Según los mapas eólicos del Perú calculados a 50, 80 y 100 mts respectivamente, las zonas con mayor potencial para la generación eólica de gran capacidad están en la costa, específicamente en las regiones de Piura, Lambayeque e Ica, que registran mayores velocidades de viento promedio anual. La energía eólica puede complementar a la hidráulica, pues es precisamente el periodo de estiaje el mejor momento de los vientos en la costa peruana, los mismos que tienen una vocación energética por su estabilidad y potencia.

2.2 Fundamentación Ontológica

En esta investigación aplicada, el principio o la fundamentación ontológica es diversa y como la tarea de los investigadores científicos es conocer, entender y sistematizar el problema objeto de estudio sobre la necesidad por tener mayor capacidad de producción de energía limpia, es urgente la caracterización de una central eólica con parques marinos, la cual nos proporcionará energía limpia y nos dará mayor capacidad eléctrica para el abastecimiento de nuestro creciente país.

2.3 Fundamentación Metodológica

Para que el país aumente su producción de energía y conserve el medio ambiente, es necesario y justificado ver la caracterización de una central eólica con parques marinos utilizando las técnicas y métodos pertinentes para producir energía limpia y al mismo tiempo que sea económica.

2.4 Fundamentación Epistemológica

La parte doctrinaria de esta investigación fundamentalmente aplicada, consiste en ver la importancia de generar energía limpia y económica en el país, para ello, la intención de este estudio científico es realizar la caracterización de una central eólica con parques marinos con el apoyo de profesionales especialistas principalmente ingenieros electricistas. Finalmente con la caracterización de una central eólica se podrá aumentar la producción energética del país y al mismo tiempo cuidar el medio ambiente.

2.5 Conceptos Generales

2.5.1 Energías renovables

Se denomina energías renovables a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Las energías renovables son la mejor opción para dejar de usar el petróleo, un recurso contaminante, cada vez más limitado, caro y agotable, cuyo empleo en mayor o menor grado origina gases de efecto invernadero que contribuyen a acelerar el cambio climático en el planeta. La energía renovable más económica en el Perú es la hidroenergía. Su potencial técnico es alrededor de 8 veces la potencia instalada actual, que al año 2008 alcanzaba los 7,158 MW, siendo sus costos de generación competitivos con la generación térmica.

Otra fuente que se aprecia muy competitiva es la Energía Eólica, que en nuestro país tiene un potencial aprovechable de cerca de 3 veces la potencia instalada actual. Además tenemos la geotermia, solar fotovoltaica, foto térmica, y la bioenergía.

Las energías renovables tienen los siguientes efectos positivos:

- Son intensivas en mano de obra por lo que generan empleo.
- Sirven para estimular la economía del país a partir del desarrollo de un mercado con alta incidencia en la generación de empleo y en el desarrollo de infraestructura.
- Contribuyen a mitigar los efectos del cambio climático.
- Contribuyen a diversificar la matriz energética del país y a mejorar la seguridad energética.
- Son inagotables, por tanto pueden ser utilizadas permanentemente.
- Complementan eficazmente el Plan de Electrificación Rural, dando energía a muchos pueblos aislados, donde no llega la red convencional.

Referencia [1]

2.5.2 Parque Eólico

Un parque eólico es una agrupación de aerogeneradores que transforman la energía eólica en energía eléctrica.

Los parques eólicos se pueden situar en tierra o en el mar (ultramar), siendo los primeros los más habituales, aunque los parques offshore han experimentado un crecimiento importante en Europa en los últimos años.

Referencia [2]

2.5.3 Factores Condicionantes Para La Implantación De Un Parque Eólico Offshore

Tabla 1: Factores con influencia en el diseño de un parque eólico offshore

EXTRINSECOS	INTRINSECOS	COMPUESTOS
> FACTORES NATURALES		
TERRITORIO		
TERRENO	> AEROGENERADORES	
FLUIDOSFERA	> TORRES METEOROLOGICAS	> LOGISTICA
MAQUINA TERMICA		
GEODINAMICA EXTERNA		
GEODINAMICA INTERNA		
DINAMICA PLANETARIA		
BIOCENOSIS		
	> CONEXION ELECTRICA	
> FACTORES SOCIOECONOMICOS		
MARCO LEGISLATIVO Y FINANCIERO		
ACTIVIDADES HUMANAS: SUS ESPACIOS E INFRAESTRUCTURAS	> CIMENTACIONES	> EVALUACION ECONOMICA

Fuente: Tesis doctoral Propuesta de unametodologia para la implantacion de parque eolicosoffshore

Referencia [3]

2.5.3 Tipos de aerogeneradores

- **Aerogeneradores de eje horizontal “HAWT” (Horizontal Axis Wind Turbine):**

Representa el 99% del total de los aerogeneradores, se subdividen en:

- Aerogeneradores a barlovento (upwind)
- Aerogeneradores a sotavento (downwind)

a) Aerogeneradores a barlovento (upwind)

Los aerogeneradores barlovento, llamados así porque el viento encuentra antes el rotor que la torre.

Sus principales características son:

- Poseen mayor eficiencia que los Sotaventos
- Necesidad de una aleta direccional o sistema de orientación

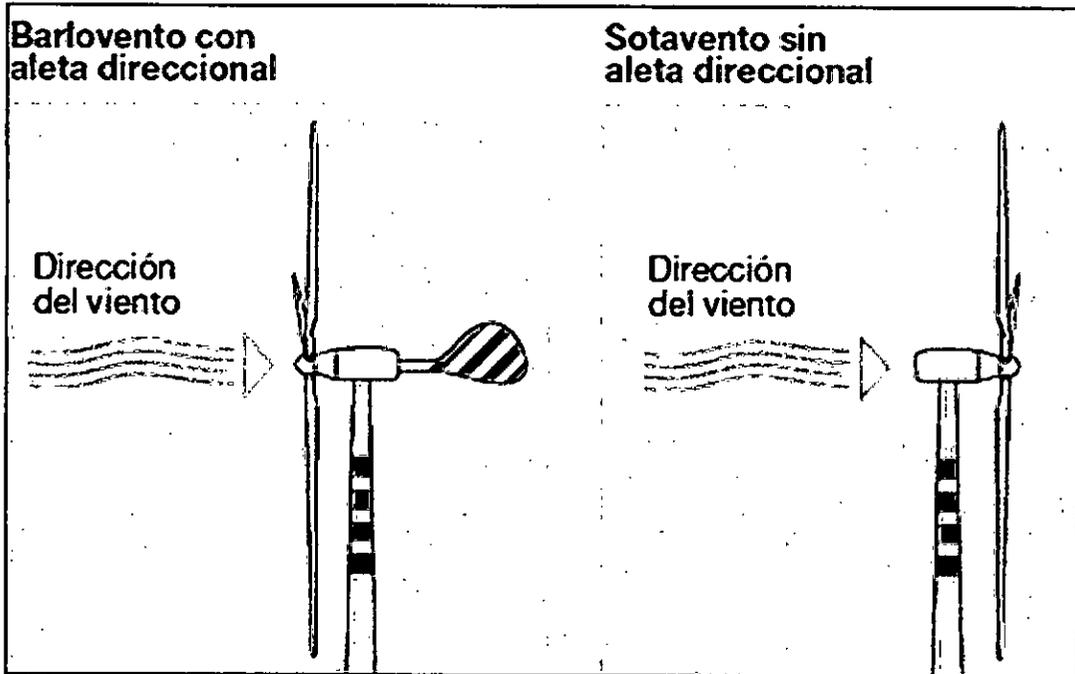
b) Aerogeneradores a sotavento (downwind)

Los aerogeneradores sotavento, llamados así porque el viento encuentra antes a la torre que al rotor.

Sus principales características son:

- Alineación automática con el viento
- Interacción torre – rotor es un efecto negativo

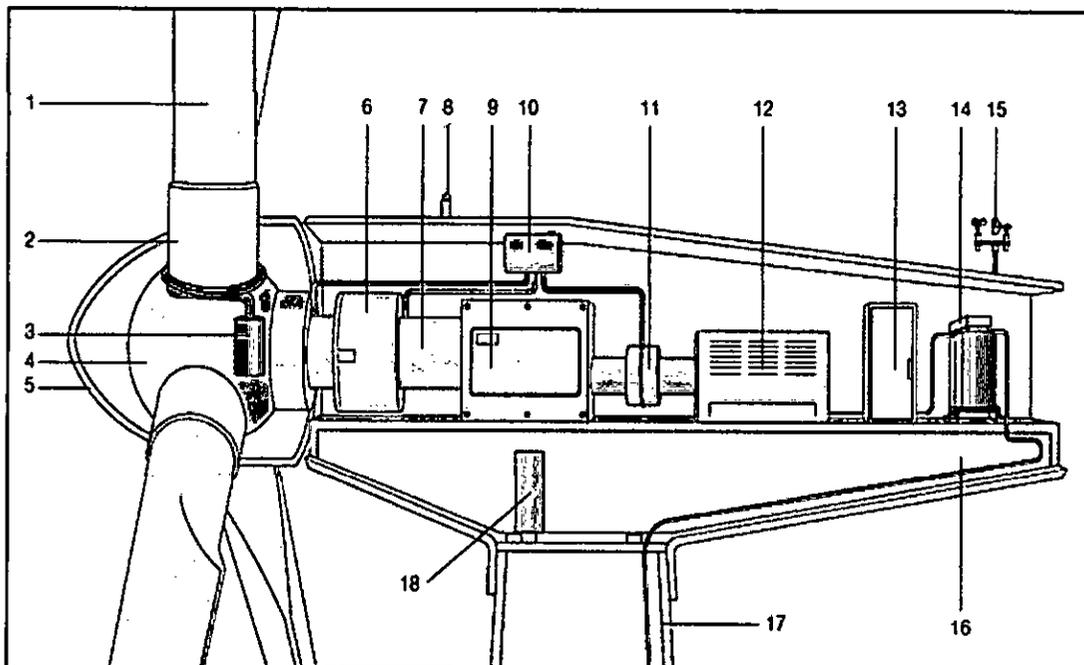
Figura 12: Aerogeneradores de eje Horizontal



Fuente: Figura N° 1.11 del Cuaderno De Aplicaciones Técnicas N° 12 de ABB Para Plantas Eólicas
Referencia [4]

2.5.3 Componentes principales de un aerogenerador

Figura 13: Componentes de un Aerogenerador



Fuente: Figura N°2.1 del Cuaderno De Aplicaciones Técnicas N°12 de ABB
Para Plantas Eólicas

Los principales componentes que constituyen un aerogenerador son:

1. pala
2. soporte de la pala
3. actuador del ángulo de paso
4. buje
5. cubierta
6. soporte principal
7. eje principal
8. luces de señalización aérea
9. multiplicador
10. dispositivos hidráulicos de refrigeración
11. frenos mecánicos
12. generador
13. convertidor de potencia y dispositivos eléctricos de control, protección y seccionamiento
14. transformador
15. anemómetros
16. estructura de la góndola
17. torre de soporte
18. mecanismo actuador de la orientación

Referencia [5]

2.5.4 Características de los aerogeneradores

Tabla 2: Características de un Aerogenerador

Potencia nominal	4.5 MW
Número de palas	3
Diámetro del rotor	120 m
Control	Inclinación de la pala y velocidad variable
Longitud de la pala	58 m
Cuerda máxima de la pala	5 m
Peso de una pala	18 t
Peso de la góndola con rotor y palas	220 t
Peso de la torre (Estructura tubular de acero)	220 t
Altura de la torre (Dependiendo de las condiciones locales del viento)	90 - 120 m
Diámetro de la torre en la base	5.5 m
Velocidad de rotación del rotor	9 - 15 rpm
Relación del multiplicador	100 - 1
Velocidad del viento de arranque del aerogenerador	4 m/s
Velocidad nominal del viento	12 m/s
Velocidad del viento de desconexión del aerogenerador	25 m/s

Fuente: Tabla N°1.3 del Cuaderno De Aplicaciones Técnicas N°12 de ABB

Para Plantas Eólicas

Referencia [6]

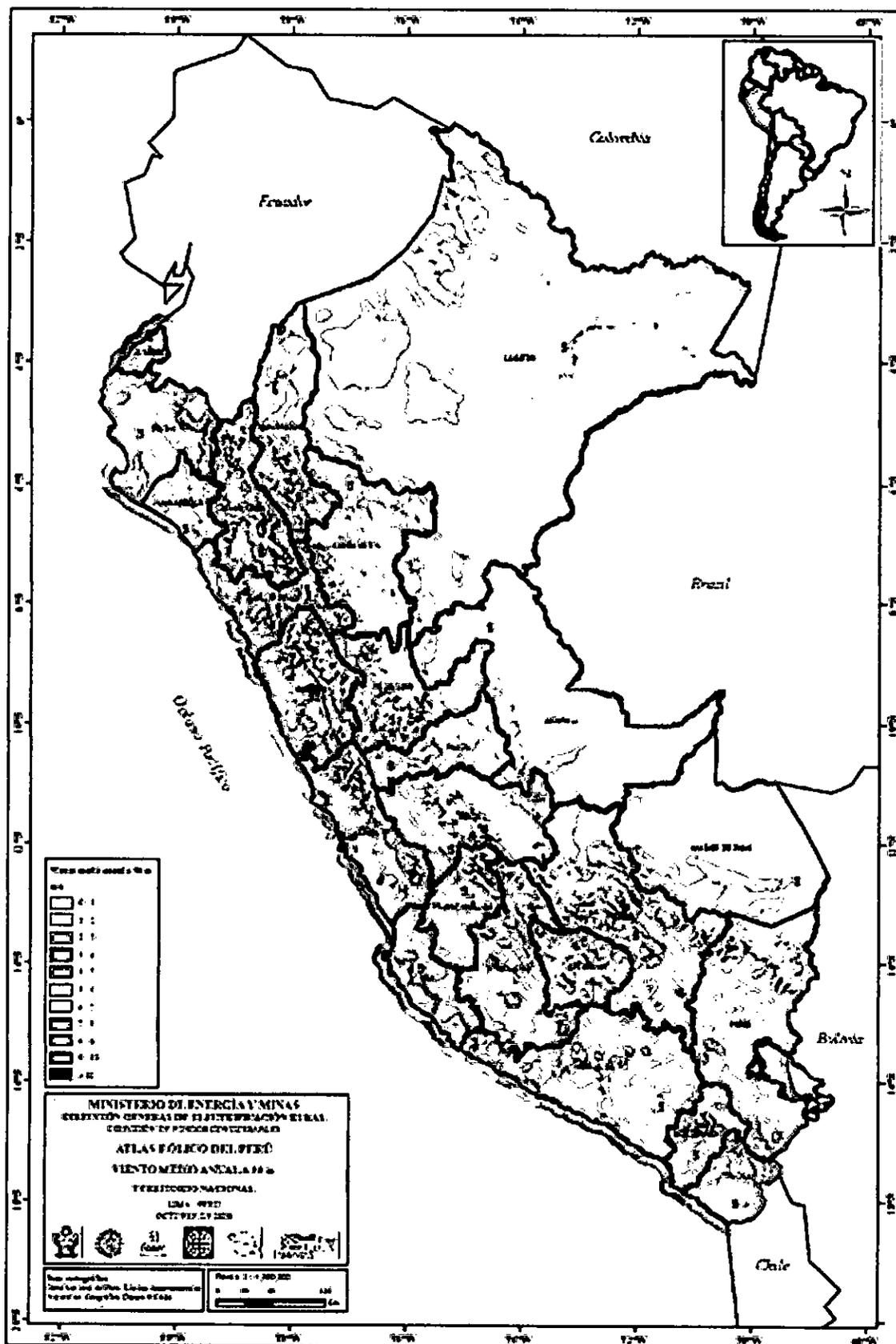
2.5.6 Estudio del emplazamiento seleccionado

Se ha establecido que la infraestructura de un parque eólico marino flotante sera en zonas de aguas profundas, entendienddo como tales aquellas con una profundidad mayor de 150 m. Se usaran aerogeneradores de 4.5 MW.

A la vista del mapa eólico publicado por el ministerio, los emplazamientos de mayor recurso eólico se encuentran en los departamentos de Arequipa, Ica y Piura.

Otros criterios de selección serán la proximidad de puertos con la infraestructura apropiada que satisfaga las necesidades logísticas del parque, astilleros e industria auxiliar en la proximidad del emplazamiento con capacidad de construcción de las plataformas, buena aceptación del gobierno regional para que los requisitos administrativos no entorpezcan la tramitación del parque y buena infraestructura eléctrica para la integración a la red.

Figura 14: Mapa Eólico del Perú



Fuente: Tabla de velocidades del viento en zona costeras del peru

Referencia [7]

2.5.7 Análisis y selección de plataformas soporte de los aerogeneradores

Para situar un aerogenerador en este emplazamiento se ha de pensar en soluciones flotantes. En los primeros pasos del desarrollo de la eólica marina flotante parece lógico que la industria se apoye en la experiencia del offshore del gas y el petróleo, no obstante, se ha de tener presente las peculiaridades que añade una "carga" tan especial como un aerogenerador de 4.5 MW cuyas características básicas se detallan a continuación.

Tabla 3: Características básicas de un aerogenerador

Características Básicas de un Aerogenerador	
Potencia	4.5 MW
Diámetro del Rotor	120 m
Peso de la Torre	220 t
Peso de la Góndola	220 t

Fuente: Relizacion Propia

Referencia [8]

2.5.8 Criterios de selección

El objetivo de este estudio no es diseñar una plataforma. No obstante, se plantean las características principales de las tres tecnologías que se presentan como solución: Semi sumergible, Tensión Leg Platform (TLP), y Spar. En base a ello se selecciona y diseña un modelo sencillo de plataforma:

1. La Semi Sumergible y la TLP puede operar en un rango de profundidades más amplio que la spar.
2. El escantillón aumenta considerablemente con el calado por lo que es presumible que la spar precise más peso de acero que semis y TLP
3. La TLP es la tipología más estable, ya que por su propia concepción restringe los movimientos de arfada, el cabeceo y el balance. El sistema de

fondeo en Semis sumergibles y spar es mucho menos restrictivo por lo que estas plataformas se mueven en mayor o menor medida en los 6 GdL.

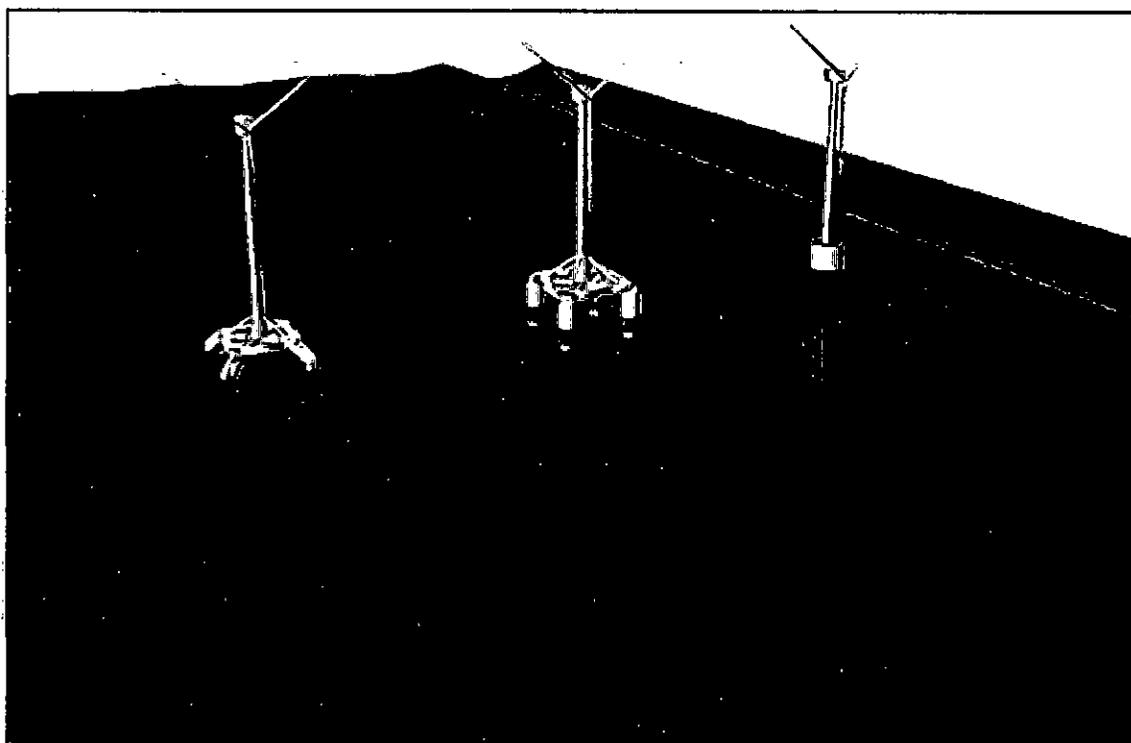
4. La Spar tiene mejor comportamiento en arfada que la Semi Sumergible al tener fuerzas de excitación verticales menores y un gran calado.

Se comporta peor en balance y cabeceo ya que se reduce el área de la flotación, y con ello la inercia de la flotación.

5. Los sistemas a bordo de las plataformas son simples. Cada tipología presenta sus particularidades pero no es un factor crítico.

Se descartan soluciones autopropulsadas y los posicionamientos dinámicos con costes prohibitivos y que además requieren una tripulación permanente a bordo.

Figura 15: Tres conceptos de Plataformas flotantes Semisumergibles, TLP, Spar



Fuente: Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español.

Referencia [9]

6. La construcción de Semi Sumergibles y TLP es relativamente sencilla y tan sólo los nodos entre las columnas-pontones y columnas-cubiertas presentan dificultades. Los procesos para la Spar son similares con la peculiaridad de que se tiene que idear cómo armarlas flotando horizontalmente teniendo en cuenta que el funcionamiento de la Spar es en posición vertical.

7. El proceso de instalación de la Semi Sumergible es el más simple. TLP y Spar es algo más complejo y costoso.

8. Una gran ventaja de Semis Sumergibles y TLP es que permiten el montaje del aerogenerador en el astillero, mientras que con la Spar por su propia concepción, debería hacerse a posteriori en alta mar, con un buque específico, lo cual supone un coste considerable.

9. Los cables de evacuación eléctrica (elemento de alto coste) sufrirán menores esfuerzos y se moverán en menor medida en el caso de la TLP.

10. La operación de las plataformas ha de ser lo más sencilla posible. La TLP requiere un sistema que mantenga la tensión en las líneas con la variación de las mareas. La semi precisa un sistema de trasiego de lastre para compensar las escoras producidas por el viento. En el caso de la Spar el proceso más crítico es la instalación. Los mantenimientos de la Spar son los más complejos al tener que realizarse siempre en alta mar y ser una estructura de gran calado. La Semi Sumergible y la TLP presentan la gran ventaja de poder ser reflotadas a dique con el aerogenerador instalado, aunque es una maniobra que debería restringirse lo más posible.

11. Por último, un factor que se considera muy importante, es la posibilidad de realizar un fondeo integral en el que varias plataformas compartan punto de anclaje y de este modo reducir el número de anclas/pilotes y de maniobras de instalación de los mismos. En este caso el sistema TLP es el que sale peor parado ya que sólo admite tensiones verticales en las líneas.

A continuación se muestra una evaluación numérica de 0 a 3, siendo 0 lo peor y 3 lo mejor. Después se le asigna un peso o factor de importancia a cada criterio que varía de 1 a 5, para poder comparar las tres tipologías.

Tabla 4: Criterios de comparación entre los 3 tipos de plataformas

Criterios				Factor de Importancia			
	SEMI	TLP	SPAR		SEMI	TLP	SPAR
Profundidad	2	2	1	1	2	2	1
Peso de acero	2	1	1	3	6	3	3
Estabilidad	2	3	2	3	6	9	6
Comportamiento en la mar	1	2	1	4	4	8	4
Sistemas a bordo	3	2	2	2	6	4	4
Construcción plataforma	2	2	1	4	8	8	4
Instalación plataforma	3	2	1	5	15	10	5
Montaje del aerogenerador	3	3	1	5	15	15	5
Evacuación eléctrica	1	3	1	1	1	3	1
Criterios Logísticos	2	2	2	3	6	6	6
Criterios O&M	2	2	1	5	10	10	5
Sistema de fondeo Integral	2	0	2	3	6	0	6
Evaluación General	2.08	2.00	1.33		7.08	6.50	4.17

Fuente: Realización propia

Referencia [10]

El resultado muestra que las TLP y las Semi sumergibles son las que alcanzan una valoración mayor

2.5.9 Análisis comparativo del anclaje y el sistema de fondeo

Las tres tecnologías que se evalúan son las anclas de garreo, el pilote hincado y el pilote de succión.

- ✓ **Anclas de arrastre:** Las anclas de arrastre o garreo son los anclajes más habituales. Dentro de este tipo de anclas tenemos múltiples tipologías cuyo diseño depende de varios factores como el área de las uñas de las anclas, la forma de la caña del ancla, tipos de suelos, tipo de sistema de fondeo para las que se diseñan, etc.
- ✓ **Pilotes hincados y pilotes de succión:** Otras soluciones existentes son los pilotes de succión que son cilindros de acero que se depositan verticalmente al suelo y en su parte superior disponen un sistema de bombas que extrae el agua atrapada de forma que el pilote se va introduciendo en el fondo.

También existen fondeos con pilotes hincados a presión con grandes martillos hidráulicos. Pilotes o anclas serán soluciones técnicamente viables y son las consideraciones económicas las que harán decidimos por unas u otras

La configuración del fondeo puede ser variada. Cada una de ellas se caracteriza por la configuración de la línea, el material que la constituye y el tipo de anclaje empleado. La disposición suele ser simétrica, aunque si estamos en emplazamientos con mares muy direccionales pueden presentar un refuerzo de líneas en las direcciones de oleaje y corrientes predominantes.

El sistema con catenarias es el más habitual. Se suele emplear para amarrar buques, plataformas semi sumergibles y spar. Las líneas suelen ser completas de cadena hasta profundidades de unos 250-300 m. A partir de ahí se suelen emplear soluciones mixta con cadena y cable con el objetivo de no incrementar demasiado el peso de la línea.

- ✓ **Las catenarias** son fondeos poco restrictivos, es decir, permiten el movimiento de la estructura en cualquiera de los seis grados de libertad. El radio que abarca un sistema con catenaria es grande en comparación con la profundidad, por lo que su impacto ambiental puede ser

importante, sobre todo, si lo que tenemos es un parque de dispositivos flotantes como es el caso.

A medida que la profundidad aumenta se requieren líneas de fondeo cada vez más pesadas por lo que para las grandes profundidades el peso de las cadenas puede comprometer el diseño de la estructura flotante.

- ✓ **Los sistemas tensos** son similares a la configuración con catenarias. La principal diferencia entre ambas es que la catenaria tiene un tramo horizontal desde el ancla hasta que se comienza a elevar mientras el sistema tenso permite el tiro con ángulo directamente desde el anclaje. Es decir, en dicho punto de anclaje, un sistema tenso es capaz de soportar cargas horizontales y oblicuas, mientras que el sistema de catenaria tan sólo admite cargas horizontales. Las fuerzas de restauración las genera el peso de la cadena y en el sistema tenso la restauración la genera la rigidez de la línea de fondeo.

En consecuencia, el radio que abarca un sistema tenso es menor que el que ocupa el sistema con catenaria.

Este tipo de fondeo se restringe prácticamente para líneas de cable o de fibras sintéticas ya que si pusiésemos cadena estas tenderían a adoptar una forma de catenaria, siendo más difícil conseguir configuraciones rectas.

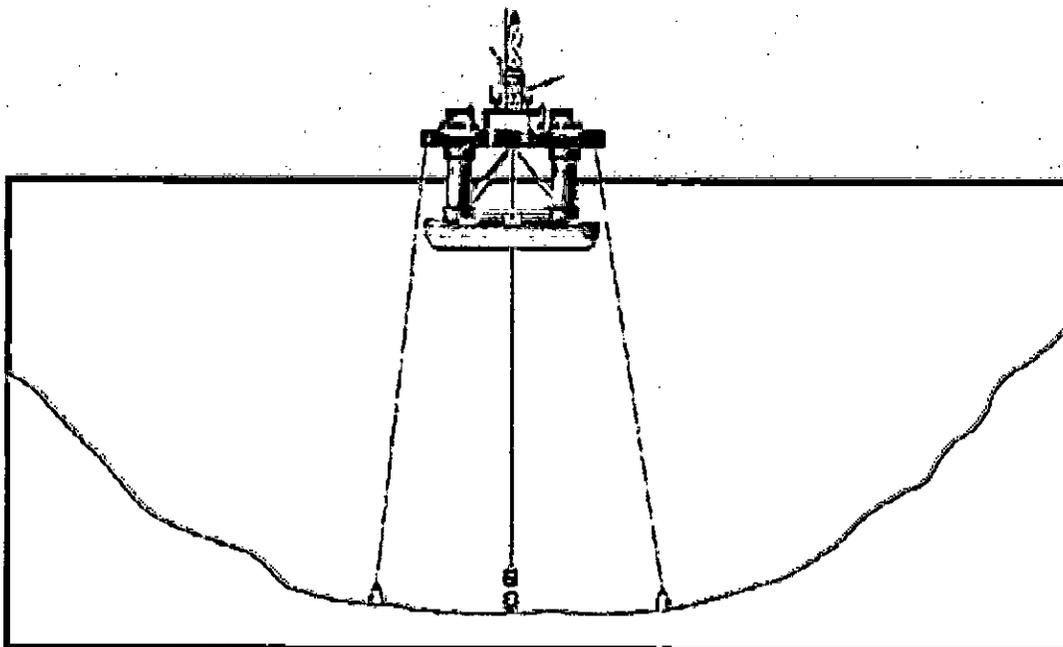
Los sistemas tensos restringen principalmente los movimientos de arfada, cabeceo y balance. El grado de tensión limitará las excursiones de largada y deriva.

Los sistemas tensos con pilotes se suelen emplear en el offshore tradicional en aquellos emplazamientos en los que la zona de perforación se encuentra en una cuenca en la que la pendiente de las zonas aledañas es muy pronunciada.

- ✓ **El sistema TLP** posiblemente sea el más complejo y costoso. Consisten en líneas de fondeo verticales que logran la tensión necesaria gracias al exceso de flotabilidad que proporciona la estructura flotante.

Las líneas pueden ser cables, tubos, barra de acero, etc. En la actualidad este tipo de fondeo tan sólo lo presentan algunas plataformas de extracción petrolífera. Usa pilotes de succión o hincados. Además requiere grandes estructuras para lograr la pretensión requerida, las zonas de unión línea de fondeo- plataforma deben ser reforzadas fuertemente y protegidas con elastómeros que protegen a la vez que absorben las vibraciones de altas frecuencias características de las TLP.

Figura 16: Plataforma sumergible con fondeo tenso con cables



Fuente: Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español.

Referencia [11]

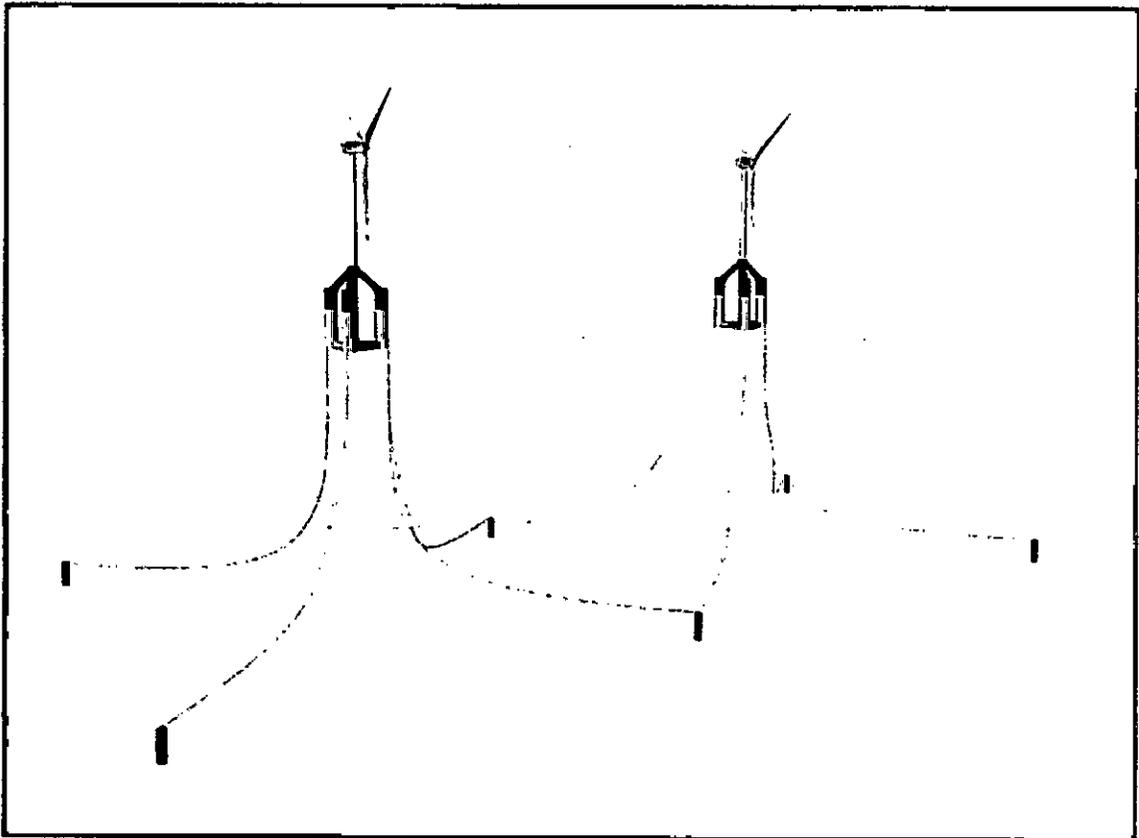
2.5.10 Definición del sistema de fondeo y disposición general del parque

Siendo coherentes con la toma de decisiones anterior se define el sistema de fondeo. Parece que el sistema más apropiado sería un sistema con catenaria, empleando como elementos de anclaje pilotes de perforación, aunque debido a la escasa diferencia entre tipos de anclajes podríamos optar por cualquiera de las otras opciones: anclas o pilotes de succión.

El parque está formado por dos líneas de aerogeneradores orientadas perpendicularmente a la dirección principal del viento como se puede ver en la Figura 6.

Cada plataforma se orienta como se puede ver en la Figura 6. Con las dos columnas a popa conseguimos tener mayor momento adrizante cuando esta sea la dirección de incidencia y la cantidad de agua a trasegar será menor para adrizar la plataforma.

Figura 17: Semi sumergibles con fondeo tenso con cables



Fuente: Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español.

Referencia [12]

Tabla 5: Características del parque eólico

Numero de plataformas	20
Numero de líneas por plataformas	4
Tipo de línea	Cadena de acero
	Eslabón sin concreto de 70 mm
Líneas totales	80
Puntos de anclaje en el parque	33

Fuente: Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español.

Referencia [13]

2.5.11 Conexión Eléctrica

A conexión eléctrica de un parque eólico está referida a su enlace con el sistema general de transporte de energía eléctrica y consiste, fundamentalmente, en una adecuada combinación de líneas eléctricas y subestaciones transformadoras.

La capacidad de evacuación de la infraestructura eléctrica existente a la que se conecta la instalación eólica marina es condición indispensable para que ésta tenga sentido, siendo en la actualidad una de las mayores restricciones ante la que, generalmente, se encuentra cualquier instalación de generación eléctrica. Para paliar esto, operadores de la red eléctrica de distintos países han recurrido a adecuar su infraestructura según la planificación establecida para el desarrollo de la energía eólica.

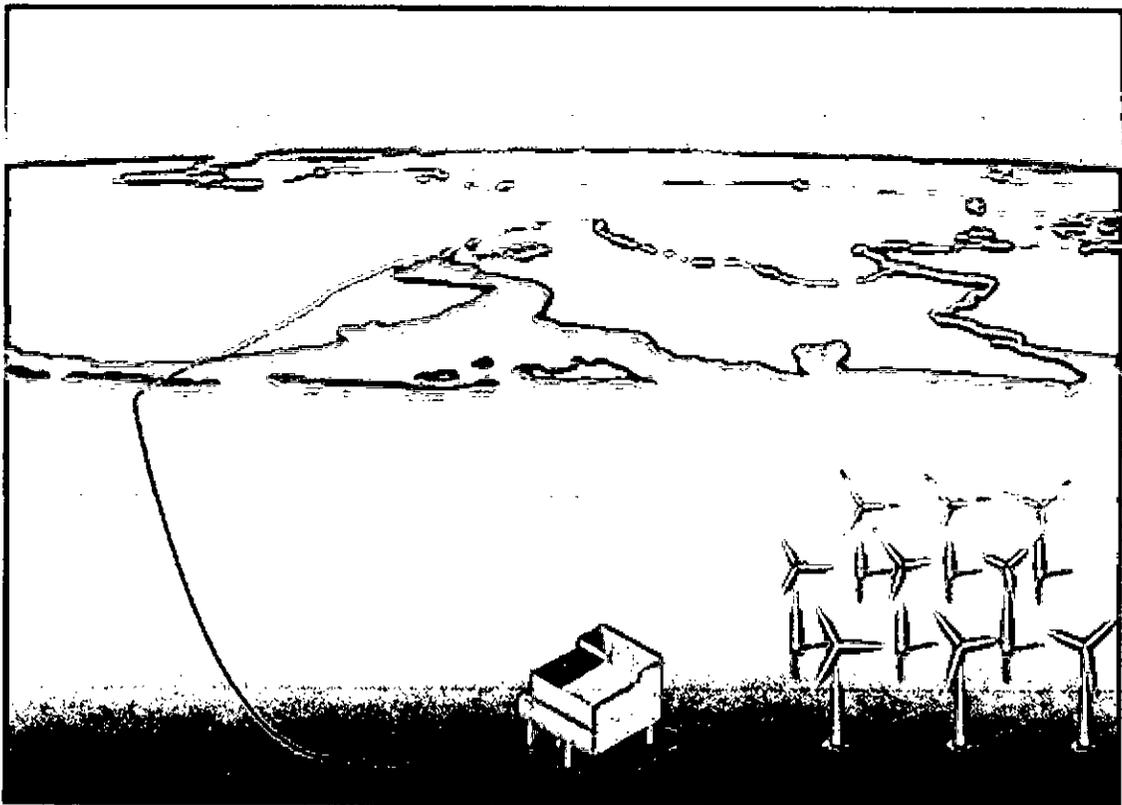
Los dos esquemas más utilizados para la conexión eléctrica de un parque eólico offshore son los siguientes:

- Una línea eléctrica transporta la energía generada por los aerogeneradores hacia una subestación transformadora ubicada en el mar (subestación offshore). Esta subestación constituye el origen de otra línea eléctrica que transporta la energía hasta una subestación situada en tierra (subestación onshore) que suele formar parte de la infraestructura eléctrica existente (Fig. 7 y Fig. 8).

- Una línea eléctrica que transporta la energía directamente desde los aerogeneradores hasta una subestación onshore.

La selección del esquema más adecuado depende, esencialmente, de la potencia total de la instalación y de la distancia al punto de evacuación ya que las pérdidas de energía eléctrica asociadas a su transporte son directamente proporcionales a ambos parámetros. Mientras la mayoría de los parques eólicos offshore que se encuentran actualmente en funcionamiento utilizan el segundo de los esquemas expuestos, se prevé que la tendencia de las futuras instalaciones hacia mayores potencias y mayores distancias hasta el punto de evacuación en tierra conduzca a la utilización del primero de ellos, por permitir el transporte de la energía eléctrica a mayor tensión, lo que conlleva a que, a igualdad de distancia y potencia, se reduzca las pérdidas asociadas al transporte.

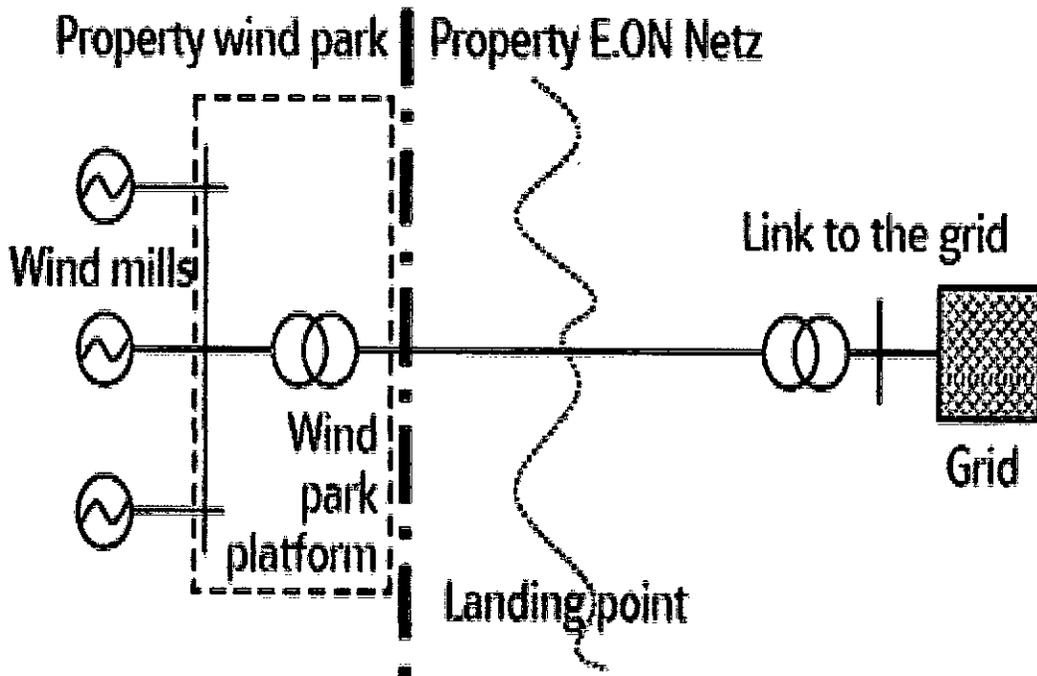
Fig 18: Esquema de la conexión eléctrica de un parque eólico offshore



Fuente: Tesis doctoral Propuesta de unametodologia para la implantacion de parque eólicosoffshore

Referencia [14]

Fig 19: Esquema de la conexión de un parque eólico marino con subestación offshore

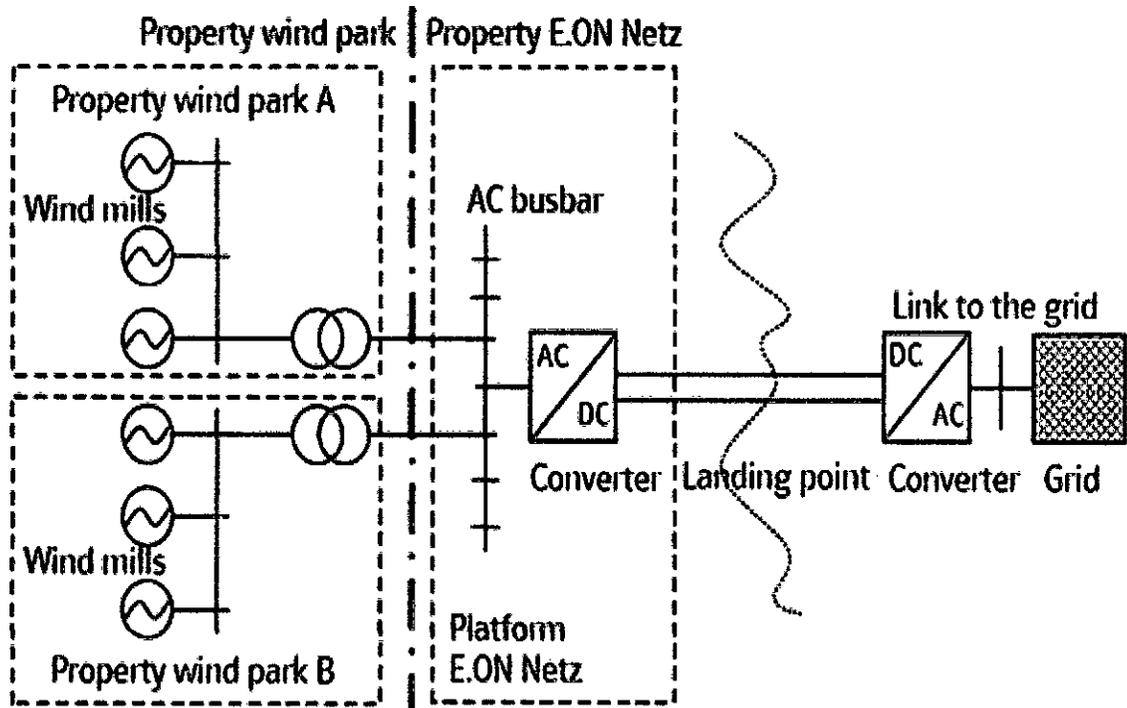


Fuente: Tesis doctoral Propuesta de unametodologia para la implantacion de parques eólicos offshore
Referencia [15]

la conexión de todas las instalaciones eólicas marinas en funcionamiento se ha logrado mediante el uso de corriente alterna. Aún así, es bastante probable que en un futuro no muy lejano se tienda a la utilización de corriente continua en lugar de alterna para algunas de estas instalaciones. De hecho, existe en la actualidad un debate generalizado sobre el uso de corriente alterna o continua para la transmisión de la energía eléctrica generada por las instalaciones eólicas offshore.

La corriente continua (Fig. 9) presenta una serie de ventajas en relación con la corriente alterna. La primera de ellas es su mayor capacidad de transporte de energía eléctrica. La segunda de ellas es que se producen menores pérdidas eléctricas asociadas al transporte de la energía eléctrica. De hecho, en función de la tensión, las pérdidas en corriente continua pueden ser del orden del 20% de las que se producirían con corriente alterna. La tercera de ellas es que necesita de menor número de cadenas de aisladores y menores dimensionales transversales del corredor utilizado por la línea.

Fig 20: Esquema de conexión eléctrica en corriente continua de un parque eólico



Fuente: Tesis doctoral Propuesta de unametodologia para la implantacion de parque eolicosoffshore

Referencia [16]

2.5.11 Ciclo de vida del proyecto

Se ha estimado que el ciclo de vida del proyecto es de 20 años, correspondiente a la estimación de vida media de los aerogeneradores.

Referencia [17]

2.5.12 Costo de la energía eólica

La energía eólica puede considerarse, especialmente cuando se genera en parques eólicos multimegavatio, una energía eficiente en términos de costos, de impacto medioambiental y de retorno de la inversión (de 3 a 5 años).

Como puede verse en la tabla 3, la energía procedente de grandes instalaciones eólicas conlleva unos costos de inversión y producción

(incluyendo los costes de mantenimiento, combustible y de personal) comparables a los de una central térmica de carbón tradicional.

Además, en la tabla 4 puede verse que la energía eólica comporta unos costos de las externalidades 12 inferiores a los de las centrales eléctricas tradicionales.

Finalmente, hay que tener en cuenta que por cada kWh de energía eólica generada se evita la emisión a la atmósfera de una determinada cantidad de sustancias contaminantes y el correspondiente "efecto invernadero", tal como se indican en las siguientes tablas.

Tabla 6: Costos de inversión según el tipo de instalación de central y costo de la energía generada

Costo de la energía		
Tipo de instalación	Costo de inversión (\$/kWh)	Costo de la energía generada (\$/kWh)
Instalación eólica multimegavatio	1000 - 2200	0.04 - 0.08
Central térmica de carbón	1000 - 1350	0.05 - 0.09
Central térmica de gas	500 - 700	0.03 - 0.04

Fuente: Tabla N°1.4 del Cuaderno De Aplicaciones Tecnicas N°12 de ABB
Para Plantas Eolicas

Tabla 7: Costo de la fuente para la producción de energía

Costo de la externalidades								
Fuente	Carbón	Petróleo	Gas	Nuclear	FV	Biomasa	Hidroeléctrica	Eólica
\$/kWh	20 - 15	3 - 11	1 - 3	0.2 - 0.7	0.6	0.08 - 0.3	0.3 - 1	0.05 - 0.25

Fuente: Tabla N°1.5 del Cuaderno De Aplicaciones Tecnicas N°12 de ABB
Para Plantas Eolicas

Tabla 8: Costo por el tipo de sustancia para la generación de energía

Tipo de sustancia	Kg/kWh
Dióxido de carbono (CO ₂)	0.675
Óxido de nitrógeno (NO ₂)	0.0015
Dióxido de azufre (SO ₂)	0.0014

**Fuente: Tabla N°1.6 del Cuaderno De Aplicaciones Tecnicas N°12 de ABB
Para Plantas Eólicas
Referencia [18]**

2.6 Conceptos Específicos

2.6.1 Sobre las Ciudades con el potencial para la instalación de los parques eólicos marinos

- Las ciudades con potencial para poder instalar centrales eólicas con parques marinos, debido a que poseen salida al mar son:
 - Tumbes
 - Piura
 - Lambayeque
 - La libertad
 - Ancash
 - Lima
 - Ica
 - Arequipa
 - Moquegua
 - Tacna

Tabla 9: Velocidades del viento en las ciudades costeras

Ciudades de la Costa Peruana	velocidad media a 80 m			
	Min		Max	m/s
Tacna	2	-	3	m/s
Tumbes	3	-	4	m/s
Moquegua	3	-	4	m/s
Lima	4	-	6	m/s
Lambayeque	5	-	6	m/s
La libertad	5	-	7	m/s
Ancash	5	-	6	m/s
Arequipa	5	-	6	m/s
Piura	6	-	7	m/s
Ica	7	-	10	m/s

Fuente: Realización propia

Referencia [19]

2.6.2 Sobre la Disponibilidad de los recursos en el del país para la generación de parque eólicos

- Disponibilidad de ciudades con puertos de gran infraestructura para la logística de los parques.

Tabla 10: Ciudades costeras con grandes puertos

Ciudades de la Costa Peruana	Puerto Marítimo	Categoría
Tacna	Solo Fluvial	Menor
Tumbes	Zorritos	Menor
Moquegua	Ilo	Mayor
Lima	Callao	Mayor
Lambayeque	Eten	Menor
La libertad	Salaverry	Mayor
Ancash	Chimbote	Mayor
Arequipa	Matarani	Mayor
Piura	Paita	Mayor
Ica	San Martin	Mayor

Fuente: Realizacion propia

Referencia [20]

2.6.3 Sobre el Requerimiento de la generación eléctrica en el país

-El COES ha advertido que hay un déficit de generación eficiente (con hidroeléctricas y gas natural) del orden de 980 megavatios (MW), por lo que en algunos años, operarían térmicas de alto costo, lo que va a originar altos precios de la energía y tarifas más altas.

Ese nivel de déficit equivaldría a que tendríamos que instalar otra planta hidroeléctrica del tamaño del complejo del Mantaro, que aporta una quinta parte de la capacidad de generación del país, anotó.

En ese sentido, si no se invierte más en generación eficiente, el costo de la producción eléctrica puede aumentar cinco veces en los próximos años.

Esto podría evitar que se concreten las proyecciones de crecimiento de la economía al ritmo estimado de 6% por año. Para evitar esto, es necesario que la inversión pública en el sector energético en general, se tuviera que incrementar de un 5% actualmente, hasta un 20%.

Referencia [21]

2.7 Marco Legal

LEY N° 28546- LEY DE PROMOCION Y UTILIZACION DE RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

La presente ley tiene por objetivo promover el uso de las energías renovables no convencionales para fines de electrificación, con el fin de contribuir al desarrollo integral de las zonas rurales, aisladas y de frontera del país, así como mejorar la calidad de vida de la población rural y proteger el medio ambiente.

DS N° 050-008-EM- REGLAMENTO DE GENERACION DE ELECTRICIDAD CON ENERGIAS RENOVABLES

Que, la misma norma declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de Recursos Energéticos Renovables; Que, el citado Decreto Legislativo contiene las normas generales sobre incentivos para promover la inversión en generación eléctrica a partir de Recursos Energéticos

Renovables, aspectos que deben ser materia de normas reglamentarias para el debido cumplimiento de los objetivos señalados.

DECRETO LEGISLATIVO N° 1002

DECRETO LEGISLATIVO DE PROMOCION DE LA INVERSION PARA LA GENERACION DE ELECTRICIDAD EN EL USO DE ENERGIAS RENOVABLES.

Dentro de este contexto, en mayo de 2008 en el Perú se emitió el Decreto Legislativo 1002 que promueve la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables. De acuerdo con esta norma, en su artículo 2, son recursos energéticos renovables (en adelante "RER") todos aquellos recursos energéticos tales como la biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz y las pequeñas hidroeléctricas hasta una capacidad instalada de 20MW.

El marco normativo sobre RER, está constituido básicamente en: La Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables – Decreto Legislativo No. 1002 y el Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables – Decreto Supremo No. 050-2008-EM. Los principales objetivos del ordenamiento RER son: (i) procurar la diversificación de la matriz energética peruana, mediante la promoción de la inversión y uso de recursos renovables para la generación eléctrica, (ii) asegurar la generación de energía eléctrica suficiente para el abastecimiento de energía al mercado eléctrico peruano, el cual se estima necesitará más de 3,605 MW adicionales a los actualmente generados para el año 2015.

DECRETO LEGISLATIVO N° 1058

DECRETO LEGISLATIVO QUE PROMUEVE LA INVERSION EN LA ACTIVIDAD DE GENERACION ELECTRICA CON RECURSOS RENOVABLES HIDRICOS Y CON OTROS RECURSOS NATURALES.

El fomento de las energías renovables, eliminando cualquier barrera u obstáculo para su desarrollo, implica fomentar la diversificación de la matriz energética, se da un paso firme hacia una política de seguridad energética y protección del medio ambiente; es de interés público dar un marco legal en el cual se desarrollen estas energías que aliente estas inversiones y sustituya la vigente ley que no ha sido efectiva por no contener los alicientes mínimos previstos en la legislación comparada.

Un marco de fomento de la inversión privada eliminando barreras u obstáculos a esta industria energética y, asimismo, la preservación del medio ambiente con la producción de energías limpias, contribuye a lograr efectos positivos a nivel global y, al mismo tiempo, es una condición mínima de desarrollo de la economía peruana, ya que ésta para crecer tiene que contar con una mayor disponibilidad de energía para la población.

En el marco de lo mencionado es necesario dictar incentivos y otras medidas para promover la inversión en la generación de electricidad con el uso de fuentes de energía renovable, incentivar la investigación científica e innovación tecnológica, además la realización de proyectos que califican como Mecanismos de Desarrollo Limpio, y de obtener estos su registro, pueden ser materia de compraventa de Certificados de Reducción de emisiones – CRE que pueden ser vendidas a empresas de los países industrializados y estos a su vez contabilizar estas reducciones de GEI como parte de las metas cuantitativas a que se comprometieron con el Protocolo de Kyoto.

De conformidad con lo establecido en el Artículo 104 de la Constitución Política del Perú.

DS N° 020-2013-EM-REGLAMENTO PARA LA PROMOCION DE LA INVERSION ELECTRICA EN AREAS NO CONECTADAS A LA RED

Que, el citado Decreto Legislativo contiene las normas generales sobre incentivos para promover la inversión a partir de Recursos Energéticos Renovables, entre los cuales está comprendido el recurso solar; Que, a pesar del esfuerzo realizado por el Estado, subsiste una cantidad apreciable de la población localizada en zonas alejadas de las áreas urbanas que no cuenta con servicio de electricidad abastecido mediante redes, debido a que resultaría excesivamente onerosa la prestación de tal servicio aplicando esquemas convencionales; Que, entre los objetivos comprendidos en la Política Energética Nacional del Perú se comprende el acceso universal al suministro energético, para lo cual el Estado debe facilitar una política estable de precios y tarifas que compensen costos eficientes e

incentiven la inversión, subsidiando de manera temporal y focalizada el costo de la energía en los segmentos poblacionales de menores ingresos; Que, para tal fin, resulta necesario dictar las normas que promuevan la inversión para el diseño, suministro de bienes y servicios, instalación, operación, mantenimiento, reposición y transferencia de sistemas fotovoltaicos en las zonas que el Ministerio de Energía y Minas defina, empleando el mecanismo de subasta previsto en el Decreto Legislativo N° 1002.

LEY N° 28611

LEY GENERAL DEL AMBIENTE

Artículo I.- Del derecho y deber fundamental

Toda persona tiene el derecho irrenunciable a vivir en un ambiente saludable, equilibrado y adecuado para el pleno desarrollo de la vida; y el deber de contribuir a una efectiva gestión ambiental y de proteger el ambiente, así como sus componentes, asegurando particularmente la salud de las personas en forma individual y colectiva, la conservación de la diversidad biológica, el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales y el desarrollo sostenible del país.

Artículo IV.- Del derecho de acceso a la justicia ambiental

Toda persona tiene el derecho a una acción rápida, sencilla y efectiva, ante las entidades administrativas y jurisdiccionales, en defensa del ambiente y de sus componentes, velando por la debida protección de la salud de las personas en forma individual y colectiva, la conservación de la diversidad biológica, el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales, así como la conservación del patrimonio cultural vinculado a aquellos. Se puede interponer acciones legales aun en los casos en que no se afecte el interés económico del accionante. El interés moral legitima la acción aun cuando no se refiera directamente al accionante o a su familia.

CAPÍTULO 4

EMPRESA Y AMBIENTE

Artículo 73°.- Del ámbito

73.1 Las disposiciones del presente capítulo son exigibles a los proyectos de inversión, de investigación y a toda actividad susceptible de generar impactos negativos en el ambiente, en tanto sean aplicables, de acuerdo a las disposiciones que determine la respectiva autoridad competente.

73.2 El término “titular de operaciones” empleado en los artículos siguientes de este capítulo incluye a todas las personas naturales y jurídicas.

Artículo 74°.- De la responsabilidad general

Todo titular de operaciones es responsable por las emisiones, efluentes, descargas y demás impactos negativos que se generen sobre el ambiente, la salud y los recursos naturales, como consecuencia de sus actividades. Esta responsabilidad incluye los riesgos y daños ambientales que se generen por acción u omisión.

Artículo 75°.- Del manejo integral y prevención en la fuente

75.1 El titular de operaciones debe adoptar prioritariamente medidas de prevención del riesgo y daño ambiental en la fuente generadora de los mismos, así como las demás medidas de conservación y protección ambiental que corresponda en cada una de las etapas de sus operaciones, bajo el concepto de ciclo de vida de los bienes que produzca o los servicios que provea, de conformidad con los principios establecidos en el Título Preliminar de la presente Ley y las demás normas legales vigentes.

75.2 Los estudios para proyectos de inversión a nivel de pre – factibilidad, factibilidad y definitivo, a cargo de entidades públicas o privadas, cuya ejecución pueda tener impacto en el ambiente deben considerar los costos necesarios para preservar el ambiente de la localidad en donde se ejecutará el proyecto y de aquellas que pudieran ser afectadas por éste.

Artículo 76°.- De los sistemas de gestión ambiental y mejora continua

El Estado promueve que los titulares de operaciones adopten sistemas de gestión ambiental acordes con la naturaleza y magnitud de sus operaciones, con la finalidad de impulsar la mejora continua de sus niveles de desempeño ambiental.

Artículo 78°.- De la responsabilidad social de la empresa

El Estado promueve, difunde y facilita la adopción voluntaria de políticas, prácticas y mecanismos de responsabilidad social de la empresa, entendiendo que ésta constituye un conjunto de acciones orientadas al establecimiento de un adecuado ambiente de trabajo, así como de relaciones de cooperación y buena vecindad impulsadas por el propio titular de operaciones.

TÍTULO III

INTEGRACIÓN DE LA LEGISLACIÓN AMBIENTAL

APROVECHAMIENTO SOSTENIBLE DE LOS RECURSOS NATURALES

Artículo 84°.- Del concepto

Se consideran recursos naturales a todos los componentes de la naturaleza, susceptibles de ser aprovechados por el ser humano para la satisfacción de sus necesidades y que tengan un valor actual o potencial en el mercado, conforme lo dispone la Ley.

CONCORDANCIAS:

- Ley N° 26821 – Ley de Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales

Artículo 85°.- De los recursos naturales y del rol del Estado

85.1 El Estado promueve la conservación y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales a través de políticas, normas, instrumentos y acciones de desarrollo, así como, mediante el otorgamiento de derechos, conforme a los límites y principios expresados en la presente Ley y en las demás leyes y normas reglamentarias aplicables.

85.2 Los recursos naturales son Patrimonio de la Nación, solo por derecho otorgado de acuerdo a la ley y al debido procedimiento pueden aprovecharse los frutos o productos de los mismos, salvo las excepciones de ley. El Estado es competente para ejercer funciones legislativas, ejecutivas y jurisdiccionales respecto de los recursos naturales.

85.3 La Autoridad Ambiental Nacional, en coordinación con las autoridades ambientales sectoriales y descentralizadas, elabora y actualiza permanentemente, el inventario de los recursos naturales y de los servicios ambientales que prestan; estableciendo su correspondiente valorización.

Artículo 86°.- De la seguridad

El Estado adopta y aplica medidas para controlar los factores de riesgo sobre los recursos naturales estableciendo, en su caso, medidas para la prevención de los daños que puedan generarse.

RECURSOS HIDRICOS: AGUA CONTINENTAL

LEY N° 28611

LEY GENERAL DEL AMBIENTE

Publicada el 15 de Octubre de 2005

Artículo 90°.- Del recurso agua continental

El Estado promueve y controla el aprovechamiento sostenible de las aguas continentales a través de la gestión integrada del recurso hídrico, previniendo la afectación de su calidad ambiental y de las condiciones naturales de su entorno, como parte del ecosistema donde se encuentran; regula su asignación en función de objetivos sociales, ambientales y económicos; y promueve la inversión y participación del sector privado en el aprovechamiento sostenible del recurso.

LEY N° 29338

LEY DE RECURSOS HÍDRICOS

Publicada el 31 de marzo de 2009

La Ley N° 29338, Ley de Recursos Hídricos, busca modernizar y hacer más eficiente el uso del agua tanto en los sectores productivos, como en el doméstico. En esta ley se crea el Sistema Nacional de Gestión de Recursos Hídricos, cuyo objetivo será articular el accionar del Estado para conducir los procesos de gestión integrada y de conservación de los recursos hídricos en los ámbitos de las cuencas, los ecosistemas y los bienes asociados.

Asimismo, se precisa que la Autoridad Nacional del Agua es el ente rector y la máxima autoridad técnica normativa del Sistema Nacional de Gestión de Recursos Hídricos, teniendo responsabilidad en el funcionamiento del mismo.

Una de las funciones inherentes a dicha autoridad será elaborar el método y determinar el valor de las retribuciones económicas por el derecho de uso de agua, así como por los vertimientos residuales en fuentes naturales.

La norma además establece dos modalidades de pago por el uso del agua: la retribución económica que hace el usuario al Estado y la tarifa que se paga por el uso de la infraestructura a las juntas de riego. Pero la nueva ley establece también sanciones para los que hacen un mal uso del agua, que van desde quitar la licencia de uso hasta procesos penales.

El texto de la ley precisa en su artículo segundo que el agua constituye el patrimonio de la Nación. En tanto que el artículo 24° de la norma establece que los Consejos de Cuenca son espacios multisectoriales y privados, que tienen el objeto de participar en la planificación, coordinación y concertación del aprovechamiento sostenible de los recursos hídricos.

LEY N° 29338

LEY DE RECURSOS HÍDRICOS

Artículo I.- Contenido

La presente Ley regula el uso y gestión de los recursos hídricos. Comprende el agua superficial, subterránea, continental y los bienes asociados a esta. Se extiende al agua marítima y atmosférica en lo que resulte aplicable.

Artículo II.- Finalidad

La presente Ley tiene por finalidad regular el uso y gestión integrada del agua, la actuación del Estado y los particulares en dicha gestión, así como en los bienes asociados a esta.

Artículo III.- Principio

Los principios que rigen el uso y gestión integrada de los recursos hídricos son:

1. Principio de valoración del agua y de gestión integrada del agua

El agua tiene valor sociocultural, valor económico y valor ambiental, por lo que su uso debe basarse en la gestión integrada y en el equilibrio entre estos. El agua es parte integrante de los ecosistemas y renovable a través del ciclo hidrológico.

2. Principio de prioridad en el acceso al agua

El acceso al agua para la satisfacción de las necesidades primarias de la persona humana es prioritario por ser un derecho fundamental sobre cualquier uso, inclusive en épocas de escasez.

3. Principio de participación de la población y cultura del agua

El Estado crea mecanismos para la participación de los usuarios y de la población organizada en la toma de decisiones que afectan el agua en cuanto a calidad, cantidad, oportunidad u otro atributo del recurso. Fomenta el fortalecimiento institucional y el desarrollo técnico de las organizaciones de usuarios de agua.

Promueve programas de educación, difusión y sensibilización, mediante las autoridades del sistema educativo y la sociedad civil, sobre la importancia del agua para la humanidad y los sistemas ecológicos, generando conciencia y actitudes que propicien su buen uso y valoración.

4. Principio de seguridad jurídica

El Estado consagra un régimen de derechos para el uso del agua. Promueve y vela por el respeto de las condiciones que otorgan seguridad jurídica a la inversión relacionada con su uso, sea pública o privada o en coparticipación.

5. Principio de respeto de los usos del agua por las comunidades campesinas y comunidades nativas

El Estado respeta los usos y costumbres de las comunidades campesinas y comunidades nativas, así como su derecho de utilizar las aguas que discurren por sus tierras, en tanto no se oponga a la Ley.

Promueve el conocimiento y tecnología ancestral del agua.

6. Principio de sostenibilidad

El Estado promueve y controla el aprovechamiento y conservación sostenible de los recursos hídricos previniendo la afectación de su calidad ambiental y de las condiciones naturales de su entorno, como parte del ecosistema donde se encuentran.

El uso y gestión sostenible del agua implica la integración equilibrada de los aspectos socioculturales, ambientales y económicos en el desarrollo nacional, así como la satisfacción de las necesidades de las actuales y futuras generaciones.

DECRETO LEGISLATIVO N° 1058

DECRETO LEGISLATIVO QUE PROMUEVE LA INVERSIÓN EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSOS HÍDRICOS Y CON OTROS RECURSOS RENOVABLES

Publicado el 28 de junio de 2008

Artículo 1. Objeto

La actividad de generación de energía eléctrica a base de recursos hídricos o a base de otros recursos renovables, tales como el eólico, el solar, el geotérmico, la biomasa o la mareomotriz, gozará del régimen de depreciación acelerada para efectos del Impuesto a la Renta.

Este régimen será aplicable a las centrales que entren en operación comercial a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo. La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la instalación y operación de la central, que sean adquiridos y/o construidos a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo. Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de veinte por ciento (20%) como tasa global anual. La tasa podrá ser variada anualmente por el titular de generación, previa comunicación a la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), sin exceder el límite señalado en el párrafo que antecede, excepto en los casos en que la propia Ley del Impuesto a la Renta autorice porcentajes globales mayores.

CONCORDANCIAS:

• Ley N° 28611 - Ley General del Ambiente, Art. 36; Art. 95; Art. 150.

RESOLUCIÓN JEFATURAL N° 202-2010-ANA.

Referencia [22]

2.7 Caracterización:

Tabla 11: Velocidades del viento y puertos marítimos en las ciudades costeras

Ciudades de la Costa Peruana	velocidad media a 80 m				Ciudades de la Costa Peruana	Puerto Marítimo	Categoría
	Min		Max	m/s			
Tacna	2	-	3	m/s	Tacna	Solo Fluvial	Menor
Tumbes	3	-	4	m/s	Tumbes	Zorritos	Menor
Moquegua	3	-	4	m/s	Moquegua	Ilo	Mayor
Lima	4	-	6	m/s	Lima	Callao	Mayor
Lambayeque	5	-	6	m/s	Lambayeque	Eten	Menor
La libertad	5	-	7	m/s	La libertad	Salaverry	Mayor
Ancash	5	-	6	m/s	Ancash	Chimbote	Mayor
Arequipa	5	-	6	m/s	Arequipa	Matarani	Mayor
Piura	6	-	7	m/s	Piura	Paíta	Mayor
Ica	7	-	10	m/s	Ica	San Martín	Mayor

Fuente: Realización propia

Referencia [23]

Como se puede observar en las tablas, las ciudades de la costa norte del Perú que podrían estar preparadas para implementar un parque eólico con parques marinos son:

➤ **Zona Norte:**

- Tumbes
- Piura
- Lambayeque
- La Libertad

Realizando un análisis de las diferentes velocidades del viento y tomando en cuenta los recursos marinos de la zona, se tomó dos ciudades para definir el punto de instalación de nuestra central eólica con parques marinos:

La Libertad y Piura.

La libertad

Fig 21: Vista del litoral del departamento de La Libertad



Fuente: Google Earth

Referencia [24]

Piura

Fig 22: Vista del litoral del departamento de Piura



Fuente: Google Earth

Referencia [25]

Ambas ciudades cuenta con buena infraestructura en sus puertos y la velocidades del viento son adecuadas para la instalacion.

➤ **Zona Centro:**

- Ancash
- Lima
- Ica

Como se puede observar en las tablas, las ciudades de la costa centro del peru que podrian estar preparadas para implementar un parque eolico con parques marinos son: **Ica y Lima.**

Ica

Fig 23: Vista del litoral del departamento de Ica



Fuente: Google Earth

Referencia [26]

Lima

Fig 24: Vista del litoral del departamento de Lima



Fuente: Google Earth

Referencia [27]

Ambas ciudades cuentan con buena infraestructura en sus puertos y las velocidades del viento son adecuadas para la instalacion y en especial en la ciudad de ica.

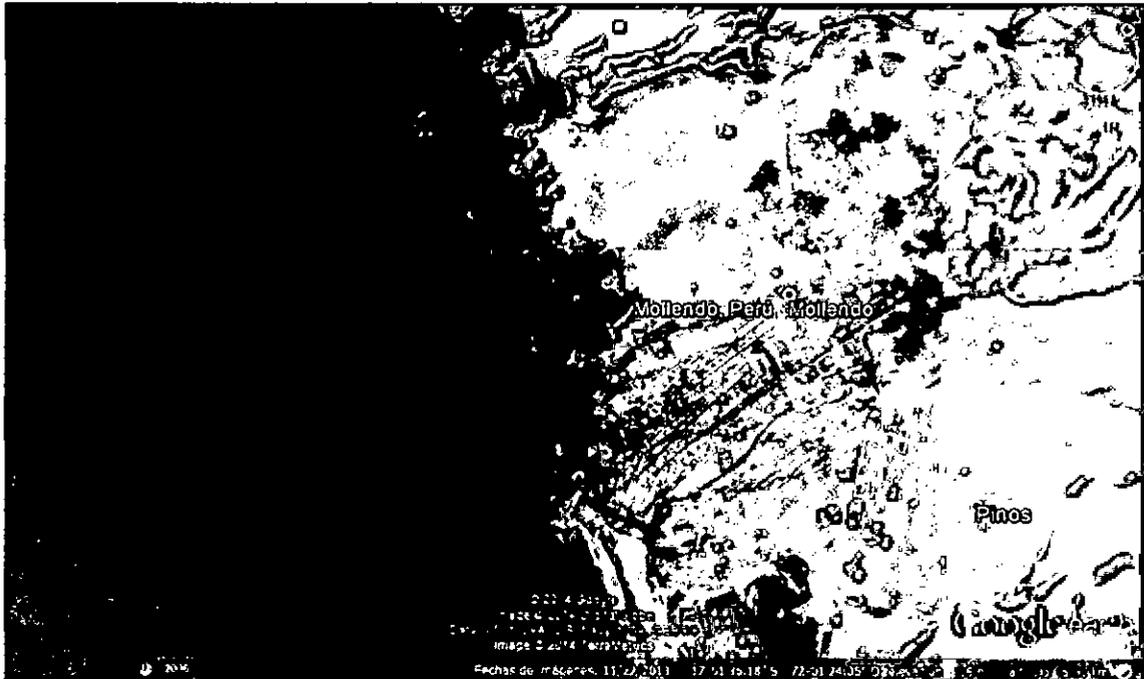
➤ **Zona Sur:**

- Arequipa
- Moquegua
- Tacna

Como se puede observar en las tablas, la ciudad de la costa sur del peru que podrian estar preparadas para implementar un parque eólico con parques marinos es: **Arequipa**.

Arequipa

Fig 25: Vista del litoral del departamento de Arequipa



Fuente: Google Earth

Referencia [28]

Esta ciudad cuenta con buena infraestructura en sus puertos y la velocidad del viento en esta ciudad es adecuada para la instalación.

2.9 Glosario de términos

- **Caracterización:** Determinar los atributos peculiares de alguien o de algo, de modo que claramente se distinga de los demás.
- **Generación eólica:** La energía eólica es la energía obtenida por el viento, es decir aquella que se obtiene de la energía cinética generada por efectos de las corrientes de aire
- **Generador síncrono:** Máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica, en energía eléctrica. Su principio de funcionamiento consiste en la excitación de flujo en el rotor.
- **Generador asíncrono:** También llamado motor de inducción convencional, se utiliza el término asíncrono, por que teóricamente la velocidad del rotor nunca puede alcanzar a la velocidad del estator (eso se llama Desplazamiento).
- **Sostenibilidad:** Atender a las necesidades actuales sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer las suyas, garantizando el equilibrio entre crecimiento económico, cuidado del medio ambiente y bienestar social.
- **Parques marinos:** Es un parque en el cual un área de mar o lago está protegida o es exclusiva tanto para fines de uso recreacional como para preservar un hábitat específico y asegurar que el ecosistema.
- **Pala:** Desde el punto de vista de un aerogenerador es un objeto que se encarga de recoger la energía del viento, convertir el movimiento lineal de este en un movimiento de rotación, El diseño de las palas es muy parecido al del ala de un avión.
- **Unión europea:** Es una comunidad política de Derecho constituida en régimen de organización internacional, nacida para propiciar y acoger la

integración y gobernanza en común de los estados y los pueblos de Europa.

- **Topología:** Topología es el estudio de las propiedades geométricas que permanecen invariantes en las transformaciones continuas.
- **Mapa eólico del Perú:** Es un Mapa que recoge información acerca del viento en las diferentes zonas geográficas del Perú.
- **Anclaje:** Elemento o conjunto de elementos destinados a fijar algo, generalmente al suelo.
- **Ensamblaje:** Unión de dos piezas que forman parte de una estructura y han sido diseñadas para que ajusten entre sí perfectamente.
ensambladura, samblaje.

2.10 Abreviaturas utilizadas

- **H.G :** Hipótesis General
- **H.E :** Hipótesis Específica
- **HAWT :** Horizontal axis wind turbine
- **TLP :** Tensión Leg platform

III.-METODOLOGIA

3.1 Relación entre las variables de la investigación

X: Ciudades con el potencial para la instalación de los parques eólicos marinos.

Y: Disponibilidad de los recursos en el norte del país para la generación de parques eólicos.

Z: Requerimiento de la generación eléctrica en el país.

3.1.1 Supuestos Básicos

a) Se tomara como supuesto la generación de energía mediante parques eólicos marinos, debido a que esta variable es nula en nuestro país se elegirá como referencia los parques eólicos dentro del territorio nacional.

3.2 Tipo de investigación

La Investigación propuesta es del tipo aplicada

3.3 Diseño de la investigación

El diseño de la investigación es del tipo de enfoque mixto, pues implican caracterizaciones del tipo cuantitativo y cualitativo.

3.4 Metodica de cada momento de la investigación

- Para el desarrollo de esta investigación, se empezó recolectando información de diversas fuentes (Tesis, articulos,paginas web.,etc.)
- Una vez recolectada la información se comenzo a procesar esta información.
- Seguidamente se inicio con la realización de tablas, estudio del software (RETSCREEN) , etc.
- Se continuo plasmando lo obtenido
- Finalmente se realizó las conclusiones y recomendaciones

3.5 Operacionalización de Variables

Por su naturaleza, todas las variables identificadas son del tipo cualitativas.

Por su dependencia, la Variable X es dependiente, y las variables Y y Z, son independientes.

Es decir: $X=f(Y,Z)$

3.6 Población y Muestra

4.3.1 Población

En el Perú existen lugares con potencial para la instalación de una Central de Generación Eólica con parques marinos, por consiguiente se tomara como población la costa del país.

4.3.2 Muestra

Nuestra muestra seran las ciudades costeras del pais:

- Tumbes
- Piura
- Lambayeque
- La libertad
- Ancash
- Lima
- Ica
- Arequipa
- Moquegua
- Tacna

ya que estas ciudades poseen cercania al mar ademas por la misma cercania al mar la velocidad del viento es mayor.

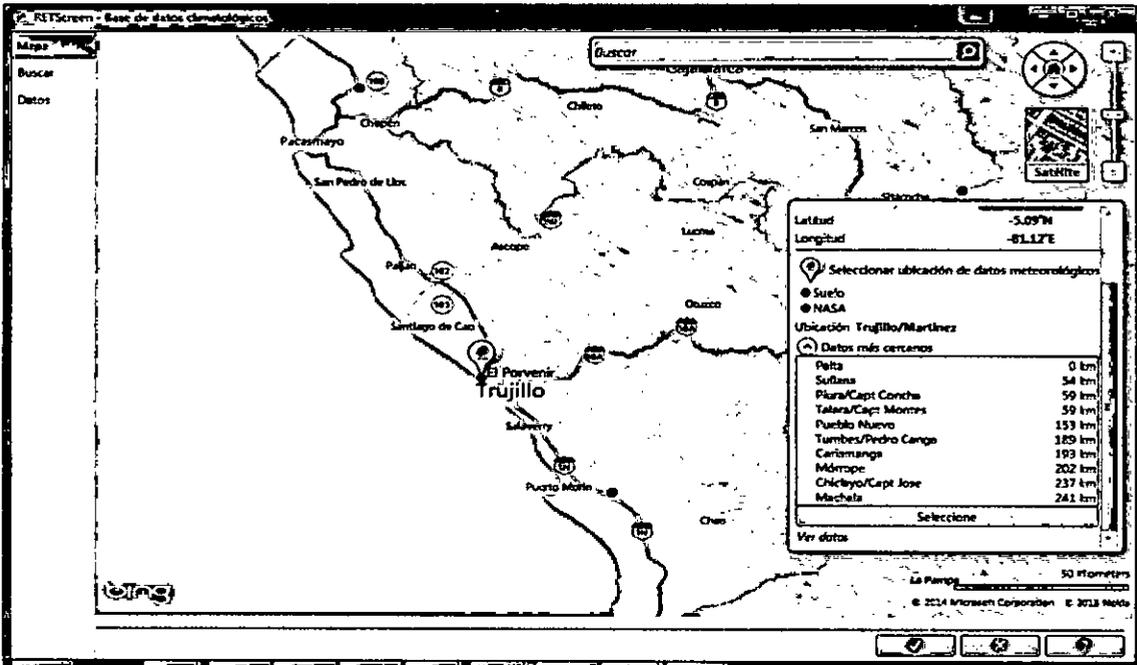
3.7 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Se harán uso de herramientas especializadas a nivel de software, con la finalidad de maximizar la rentabilidad del despacho energético que se realice y la sostenibilidad (marco económico y de impacto ambiental) de estos tipos de centrales.

Basándonos en los pocos estudios que existen al nivel de nuestra propuesta podremos contrastar y validar nuestros resultados en base a los criterios de nuestro estudio.

Libertad

Fig 26: Vista RETSCREEN del departamento de La Libertad

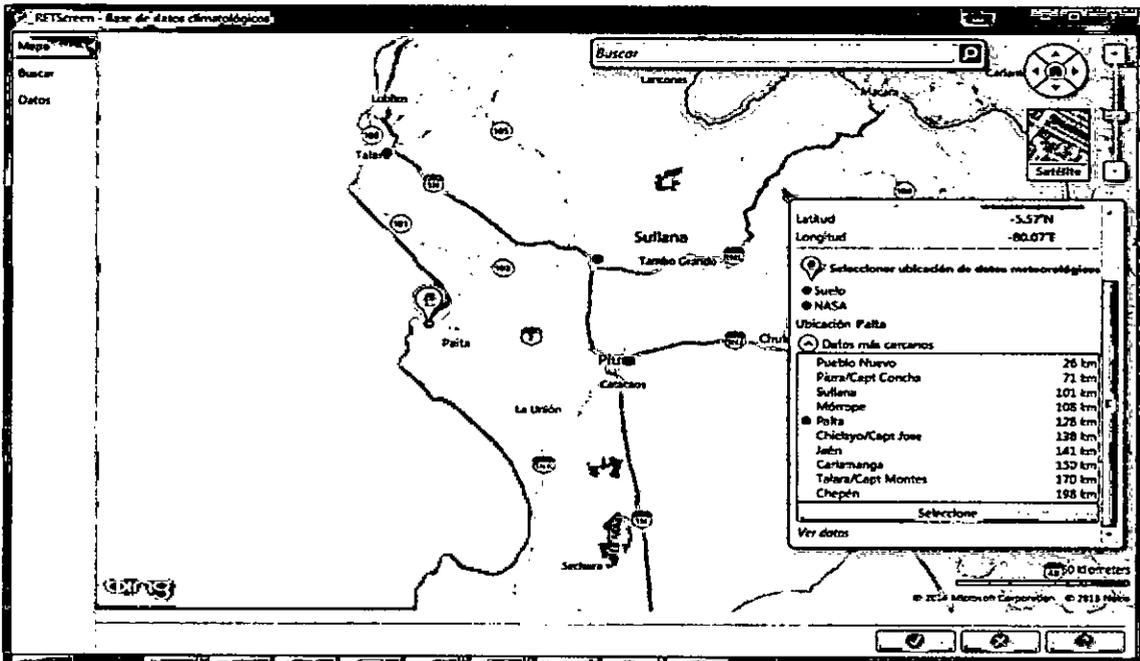


Fuente: RETSCREEN

Referencia [29]

Piura

Fig 27: Vista RETSCREEN del departamento de Piura

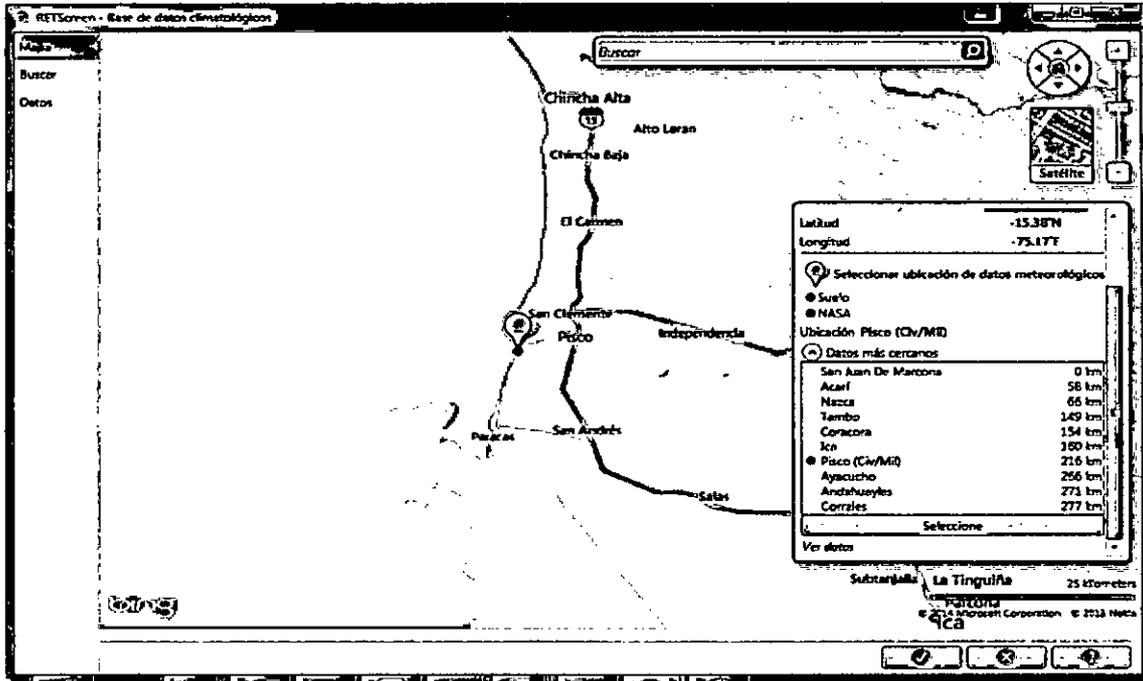


Fuente: RETSCREEN

Referencia [30]

Ica

Fig 28: Vista RETSCREEN del departamento de Ica

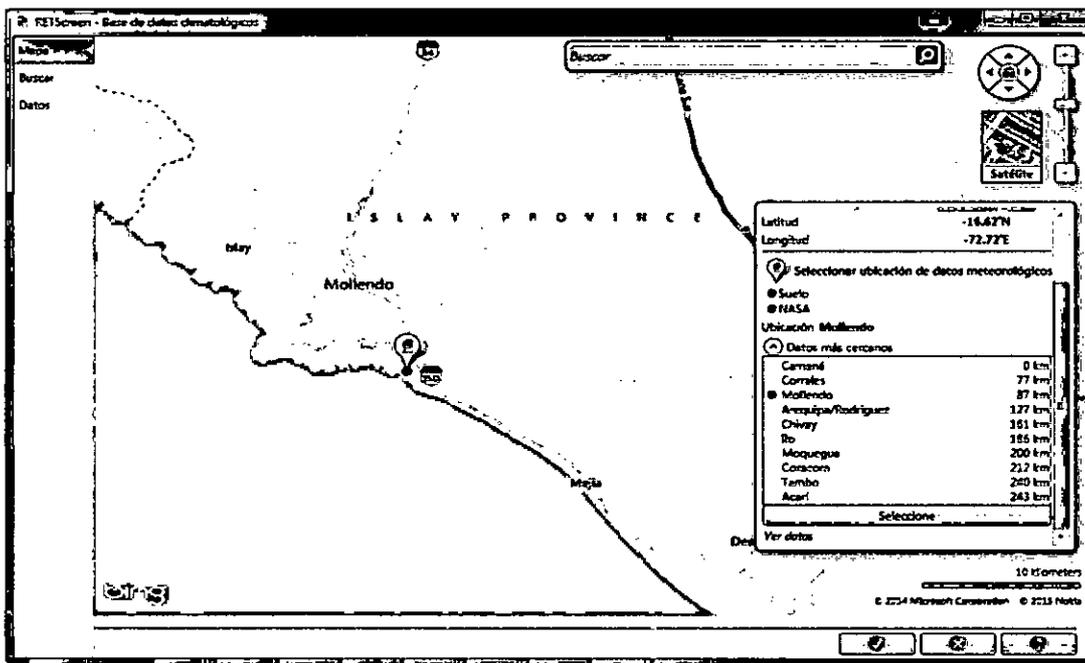


Fuente: RETSCREEN

Referencia [31]

Arequipa:

Fig 29: Vista RETSCREEN del departamento de Arequipa



Fuente: RETSCREEN

Referencia [32]

3.8 Procedimiento de Recolección de Datos

- 1 Para la obtención de datos con respecto a los lugares potencialmente óptimos para la instalación de nuestro parque eólico marino se utilizo el programa RETSCREEN.
- 2 Se realizo un análisis exhaustivo a la pagina web del ministerio de la producción para tener acceso al boletín estadístico mensual del sector pesca y con ello tener el balance aproximado de la cantidad de producción generada en los puertos del país.
- 3 Para encontrar la ubicación mas optima para realizar la instalación del parque eólico marino se analizo los datos obtenidos, tanto de las diferentes velocidades del viento en la costa del país y el análisis de la cantidad de producción pesquera en los distintos puertos del país.

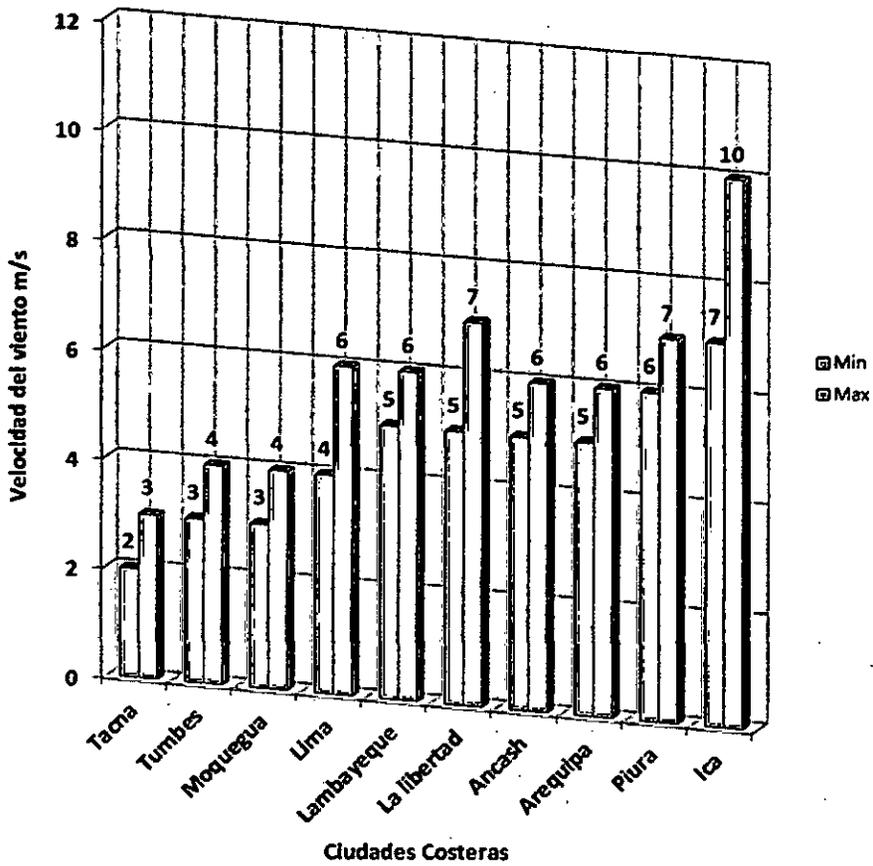
3.9 Procedimiento estadístico y análisis de datos

De acuerdo al análisis estadístico realizado se puede observar que las ciudades con mayor potencial para la implementación de una central eólica con parques marinos son:

- La libertad
- Piura
- Ica
- Arequipa

Ya que estas ciudades cuentan con las mayores velocidades del viento, fundamental para la recolección de energía, así como también cuentan con la infraestructura necesaria para realizar todos los tramites logísticos necesarios para la implementación de los parques ya que poseen puertos mayores.

Velocidad del viento en las ciudades costeras del Peru



Fuente:

Referencia [33]

Tabla 12: Velocidades del viento y puertos marítimos en las ciudades costeras

Ciudades de la Costa Peruana	velocidad media a 80 m				Ciudades de la Costa Peruana	Puerto Marítimo	Categoría
	Min		Max	m/s			
Tacna	2	-	3	m/s	Tacna	Solo Fluvial	Menor
Tumbes	3	-	4	m/s	Tumbes	Zorritos	Menor
Moquegua	3	-	4	m/s	Moquegua	Ilo	Mayor
Lima	4	-	6	m/s	Lima	Callao	Mayor
Lambayeque	5	-	6	m/s	Lambayeque	Eten	Menor
La libertad	5	-	7	m/s	La libertad	Salaverry	Mayor
Ancash	5	-	6	m/s	Ancash	Chimbote	Mayor
Arequipa	5	-	6	m/s	Arequipa	Matarani	Mayor
Piura	6	-	7	m/s	Piura	Paita	Mayor
Ica	7	-	10	m/s	Ica	San Martin	Mayor

Fuente:

Referencia [34]

IV.-RESULTADOS

Para la determinación de los lugares técnicamente calificados para la instalación de una central de generación eólica con parques marinos se realizó el siguiente análisis:

- 1) Se tuvo que investigar a cerca de las velocidades del viento en diferentes zonas del litoral peruano; el beneficio que supone tener puertos mayores cerca a la zona del emplazamiento y el nivel de profundidad.
- 2) Se analizó cual debe ser la velocidad mínima del viento necesario para poder producir energía mecánica la cual se transformara en energía eléctrica mediante un aerogenerador. Esta velocidad es de 3 - 5 m/s
- 3) Se analizó estudios anteriores **“Matriz energética en el Perú y energías renovables – IV Energía en el Perú: ¿Hacia dónde vamos?”** acerca de cuales eran los departamentos con mayor potencial eólico.
- 4) Se utilizó herramientas informáticas como el RETSCREN para el calculo de la velocidad del viento en los diversos departamentos con litoral.
- 5) Se investigo cuales eran los departamentos cercanos al litoral peruano que contaban con puertos mayores, ya que sera necesario contar con la infraestructura necesaria para controlar el tema logístico.
- 6) Finalmente se reviso diversos estudios realizados en europa (España, Alemania, Dinamarca, etc.) acerca de la implementacion d los parque eólicos marinos.

Para encontrar la mejor ubicación de la central de geración eólica con parques marinos en al costa del país se baso en lo siguiente:

- 1) Teniendo como base cuales eran los departamentos con mayor potencial eólico, se comenzo a estudiar aquellos cercanos al litoral peruano.
- 2) Las mejores ubicaciones se encontraron gracias al programa canadiense RETscrem que tiene un convenio con la NASA en temas ambientales, en nuestro caso velocidad de viento; también nos apoyamos en el uso

de Google Earth para verificar la existencia de puertos cercanos al emplazamiento.

- 3) Se reviso las diversas rutas marinas comerciales, para evitar generar conflictos entre estas rutas y los emplazamientos.

4.1 Resultados parciales

- El peru posee un gran potencia eolico, el cual es requisito indispensable para la implementacion de los parques eólicos marinos (Parques Offshore).
- Se cuenta con la infraestructura necesaria (Puertos Mayores) para el desarrollo de los parques eólicos marinos.
- Con la implementacion de los parques eólicos marinos se obtendra energia limpia el cual nos ayudara para continuar con la preservacion del medio ambiente.

4.2 Resultados finales

- Las ciudades con el potencial necesario para la implementacion de un parque eolico marino son:

Piura

Ica

La libertad

Arequipa

- Los modelso de plataformas que se podrian implementar son:

Semi sumergible

TLP

V.-DISCUSIÓN DE RESULTADOS

- 1) El propósito general de la presente tesis es presentar un grupo de departamentos donde sea factible el desarrollo de una central eléctrica offshore, según el punto de vista geopolítico los departamentos seleccionados son Piura, La Libertad, Arequipa e Ica lo que conllevará a fortalecer la red eléctrica del Norte y Sur del Perú para atender la demanda de energía eléctrica que requieren las industrias para ampliar sus operaciones, lo que va a producir mas empleo y desarrollo en la zona donde se realizará la central eléctrica offshore.
- 2) realizando un análisis geopolítico del impacto del proyecto en el país nos encontramos con distintas posturas de desarrollo, tanto en lo social como en lo económico de los lugares cercanos al radio de desarrollo del proyecto.
- 3) Analizando los factores energéticos y estratégicos del país, nos brinda un avance en la implementación de nuevas formas de generación de energía limpia con el cual se fortalecerá el sistema eléctrico peruano y por consiguiente se abrirán nuevos rumbos para el desarrollo de la energía en nuestro país.
- 4) finalmente el hablar de generación de energía renovable nos da un alcance trascendental para crecer como país en la implementación de futuros proyectos de esta envergadura.

5.1 Contrastación de hipótesis con los resultados

- Mediante la caracterización del espacio topológico si seria posible la implementacion de una central de genracion eólica con parque marinos.
- Si es posible determinar el lugar técnicamente calificado para al instalacion de una central de generación eólica con parques marinos.

- Es necesario conocer mas que la disponibilidad de recursos marinos para la instalacion de una central de generaci3n e3lica con parques marinos.
- Adem3s de encontrar la mejor ubicaci3n para la instalacion de una central de generaci3n e3lica con parques, tambien es necesario contar con otros requisitos como: infraestructura, etc.

5.2 Contrastaci3n de resultados con otros estudios similares

- Al no tener un plan estrategico de mejora de la matriz energ3tica es mas complicado la realizacion de este tipo de centrales.
- Se necesita contar con una mayor motivacion para que haya una mayor inversion en este campo.
- La energ3a e3lica es la energ3a del futuro y al tener un potencial importante se debe de apostar por esta.
- Los costo de instalacion son muy elevados pero a futuro es rentable.

VI.-CONCLUSIONES

6.1.-Debido a que los emplazamientos terrestres se verán ocupados por parques eólicos convencionales, es momento de proyectarnos a realizarlos en el mar.

6.2.-La capacidad de desarrollo en este campo es enorme y merece la pena apostar por ella, por la razón principal de que existe el recurso viento de gran capacidad energética, cuyas ventajas medioambientales y estratégicas lo hacen de gran interés nacional.

6.3.-El sistema energético nacional es deficiente por la falta de una estrategia definida y decidida a largo plazo. Una apuesta estratégica firme en este sentido, es una apuesta por una energía limpia, de futuro e integradora de un tejido industrial asociado muy positivo para el Estado.

6.4.-Consideramos que el sector marítimo peruano está preparado para este reto. Es el momento de dejar de ser un país que vive de espaldas al mar y dar prioridad a nuestra gran capacidad marítima.

6.5.-El futuro de la energía eólica offshore es prometedor en base a lo expuesto en este documento y siempre que se mantenga tal escenario. Es por ello que es presumible que en pocos años los parques eólicos marinos formen parte habitual de los paisajes costeros.

6.6.-Los parques eólicos offshore se diferencian en numerosos aspectos onshore. Entre estas diferencias se encuadran los costos más elevados que, fundamentalmente, aplican a las cimentaciones, a la conexión eléctrica y a las tareas de construcción, operación y mantenimiento.

6.7.-Los factores que pueden influir y que, por tanto, se han de considerar en el diseño de una instalación eólica marina en su globalidad son numerosos, y para su tratamiento se han englobado bajo la denominación de: territorio, terreno, fluidosfera, máquina térmica, geodinámica externa, geodinámica interna, dinámica planetaria, biocenosis, marco legislativo y financiero, actividades humanas,

aerogeneradores, torres meteorológicas, conexión eléctrica, cimentaciones, logística y evaluación económica.

6.8.-El viento se comporta de manera diferente en tierra y en mar, siendo en este último medio más estable y constante, y caracterizándose por menores turbulencias, las cuales, además, necesitan de mayores espacios para su recuperación debido a la menor rugosidad de la superficie marina frente a la terrestre, las velocidades del viento en el mar son más elevadas que en tierra firme, la diferencia se estima en torno al 20%, esto nos permitiría un mejor aprovechamiento del recurso eólico.

6.9.-En particular, para la configuración en planta del parque eólico hay que seguir especialmente ciertos criterios como la orientación de las alineaciones de estos en función de los regímenes de viento y el espaciamiento entre aerogeneradores adyacentes.

6.10.-La potencia total de la instalación y la distancia a la costa son aspectos claves en la rentabilidad económica de una instalación y, por tanto, en su viabilidad.

6.11.-Se debe estudiar la compatibilidad del proyecto eólico offshore con el entorno antes de entrar en el diseño de la instalación, lo que permite seguir una política de gestión integral. Esto es, cualquier posible incompatibilidad podría hacer peligrar el proyecto y, por tanto, la inversión correspondiente.

6.12.-Los costos de inversión para implementar los parques eólicos offshore son muy elevados en comparación con las instalaciones que se podrían realizar en tierra.

VII.-RECOMENDACIONES

7.1.-Se recomienda realizar estudios detallados referente a la generación eólica offshore, ya que la generación de energía con recursos renovables se está tomando muy en serio por los diversos países en el mundo.

7.2.-Se recomienda dar mayor importancia para el desarrollo de estudios relacionados con la energía eólica tanto offshore, como onshore, la cual es una gran fuente de energía en el país.

7.3.-Se recomienda iniciar la formación de ingenieros electricistas con conocimiento en generación de energía eólica, ya que este tipo de centrales está avanzando a pasos agigantados.

7.4.-Se recomienda renovar las curriculas de las universidades respecto a este tipo de generación ya que debemos estar preparados para los nuevos retos y estar al nivel de las grandes potencias del mundo.

VIII.- CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.

El cronograma de Actividades está relacionado con las etapas de la investigación

TITULO: CARACTERIZACIÓN DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN EÓLICA CON PARQUE MARINOS																																				
ITEM	ACTIVIDADES	MES 2014	DIAS																																	
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31			
1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	MARZO						X	X	X	X	X	X	X	X	X																				
2	ELABORACION DEL MARCO TEORICO Y CONCEPTUAL DE REFERENCIA	MARZO																				X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			
3	FORMULACION Y OPERACIONALIZACION DE LA HIPOTESIS	ABRIL	X	X	X	X	X																													
4	DISEÑO MUESTRAL Y ESTRATEGIA DE LA HIPOTESIS	ABRIL						X	X	X	X	X	X	X	X																					
5	RECOLECCION DE INFORMACION MUESTRAL	ABRIL																X	X	X	X	X	X	X	X							X	X	X	X	
6	RECOLECCION DE INFORMACION EMPIRICA	MAYO	X	X	X	X	X																													
7	DISEÑO INSTRUMENTAL PARA EL TAMAÑO DE LA MUESTRA	MAYO							X	X	X	X	X	X	X																					
8	PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION	MAYO																X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X								
9	CONTRASTACION DE RESULTADOS DE INVESTIGACION	JUNIO	X	X	X	X	X	X	X	X																										
10	REDACCION DEL TRABAJO E INFORME FINAL	JUNIO											X	X	X	X	X	X	X	X																
11	PRESENTACION DE LOS RESULTADOS Y SUSTENTACION	JUNIO																								X	X	X	X	X	X					

IX.-REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

9.1.-Referenciales

[1] http://es.wikipedia.org/wiki/Parque_e%C3%B3lico

[2] Cuaderno De Aplicaciones Técnicas N 12 de ABB Para Plantas Eólicas

[3] Tesis Doctoral de los factores Condicionantes para la implantacion de un parque Eolico Offshore.

[4] Cuaderno De Aplicaciones Técnicas N 12 de ABB Para Plantas Eólicas

[5] Cuaderno De Aplicaciones Técnicas N 12 de ABB Para Plantas Eólicas

[6] Cuaderno De Aplicaciones Técnicas N 12 de ABB Para Plantas Eólicas

[7] <http://deltavolt.pe/atlas/eolico/viento-departamento>

[8] Caracteristicas Basicas De Un Aerogenerador(Realizacion Propia).

[9] Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español.

[10] Criterios de comparación entre los 3 tipos de plataformas(Realizacion Propia).

[11] Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español.

[12] Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español.

[13] Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español.

[14] Tesis Doctoral de los factores Condicionantes para la implantacion de un parque Eólico Offshore.

[15] Tesis Doctoral de los factores Condicionantes para la implantacion de un parque Eólico Offshore.

[16] Tesis Doctoral de los factores Condicionantes para la implantacion de un parque Eólico Offshore.

[17] Cuaderno De Aplicaciones Técnicas N 12 de ABB Para Plantas Eólicas.

[18] Cuaderno De Aplicaciones Técnicas N 12 de ABB Para Plantas Eólicas

[19] Velocidades del viento en Ciudades Costeras(Realizacion Propia)

[20] Ciudades Costeras Con Grandes Puertos(Realizacion Propia)

[21] <http://gestion.pe/economia/peru-requiere-us-26500-mlls-asegurar-abastecimiento-energia-2069487>.

[22] Leyes y normas evocadas para la generacion de energia con recursos renovables.

[23] Velocidades del Viento y puertos marítimos en las ciudades costeras(Realizacion Propia).

[24] Mapas sacados del programa Google Earth

[25] Mapas sacados del programa Google Earth

[26] Mapas sacados del programa Google Earth

[27] Mapas sacados del programa Google Earth

[28] Mapas sacados del programa Google Earth

[29] Gráficas realizadas en el Programa RETSCREEM

[30] Gráficas realizadas en el Programa RETSCREEM

[31] Gráficas realizadas en el Programa RETSCREEM

[32] Gráficas realizadas en el Programa RETSCREEM

[33] Gráficas de velocidades del viento de la ciudades costeras.

[34] Cuadro de comparacion de Velocidades del viento y puertos marítimos en las ciudades costeras .

9.2.-TESIS CONSULTADAS

1.-M. de Juana, José "Energías renovables para el desarrollo". España: Editorial Thomson Paraninfo. 2003, Pp. 268-280.

2.-Molinero Benítez, Alberto "Proyecto de un parque eólico", España, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). 2009.

3.-Castillo Martín, Carmen "Energía oceánica, diseño y estudio de viabilidad de un parque eólico marino en la costa española", España, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). 2010.

4.-Víctor Germán Sorian "Sistemas de generación eólica recursos, tecnologías y normalización" México, Universidad Nacional Autónoma de México. 2011.

INFORREFERENCIAS

5.-Enciclopedia WIKIPEDIA

6.-<http://www.slideshare.net/falyserrano/el-conflicto-de-los-parques-elicos-marinos>

7.-http://www.fogonazos.es/2006/12/construccion-de-un-parque-elico-en-mar_04.html

8.-<http://www.muyinteresante.es/innovacion/medio-ambiente/articulo/energia-marina-iberdrola-el-primer-parque-aerogeneradores-submarinos-del-mundo>

X.-ANEXOS

Anexo 1: Estudio económico y viabilidad de una central de generación eólica

Anexo 2: Matriz de Consistencia

Anexo 3: Estudio de Máxima Capacidad de Generación Eólica

Estudio económico y de viabilidad de una central de generación eólica con parques marinos

Se han identificado los principales elementos que constituyen el parque eólico offshore, los cuales se clasifican en grupos y subgrupos de coste para facilitar su identificación.

Algunos valores como el coste del cable o de los aerogeneradores se ha tenido que hacer de modo aproximado al no tratarse de datos que los suministradores proporcionen abiertamente, por lo que se han cogido los ratios que se suelen emplear en el sector y optando siempre por el precio más conservador.

Cable 5MW: 150 euros/m; Cable de 100MW: 250 euros/m; Aerogeneradores: entre 0.8 y 1.2 M€/MW.

Clasificación de los costes

Se muestra aquí con cierto detalle la relación de los costes más relevantes del proyecto. Trataremos esta sección lo más gráficamente posible, y en el capítulo de planificación del parque se detalla la estrategia de producción de forma detallada que explica las decisiones tomadas. Estas tablas son la cuantía de los costes, y constituye el esqueleto del proyecto, ya que nos ha llevado gran trabajo el recopilar cada uno de ellos, para que sea lo más realista posible, y ha sido gracias a la colaboración de numerosas empresas del sector y compañeros de profesión.

- Costes asociados a los trabajos en el astillero

Código	Concepto-Nombre del grupo		
201	Construcción de astilleros		
	1 Plataforma con subestación		
	Mano de obra horas/ton		40
	Toneladas de acero ton		2100
	Coste euros/hora		45
	Coste acero euros/ton		€ 538.00
	Tiempo construcción de una plataforma Hora		84000
	Coste horas por plataforma		€ 3,780,000.00
	Coste acero por plataforma		€ 1,129,800.00
	Coste total por plataforma		€ 4,909,800.00
	Coste total por plataforma incluyendo armamento y margen comercial		€ 5,891,760.00
	2 Plataforma sin subestación		
	Toneladas de acero ton		1600
	Tiempo de construcción de una plataforma Hora		64000
	Coste horas por plataforma		€ 2,880,000.00
	Coste de acero por plataforma		€ 860,800.00

	Coste total por plataforma		€ 3,740,800.00
	Considerado una curva de aprendizaje de la OCDE	Coef. Reducción	
	Plataforma		
	2	100%	€ 2,880,000.00
	3	92%	€ 2,649,600.00
	4	82%	€ 2,361,600.00
	5	80%	€ 2,304,000.00
	6	76%	€ 2,188,800.00
	7	74%	€ 2,131,200.00
	8	72%	€ 2,073,600.00
	9	71%	€ 2,044,800.00
	10	64%	€ 1,843,200.00
	11	64%	€ 1,843,200.00
	12	64%	€ 1,843,200.00
	13	64%	€ 1,843,200.00
	14	64%	€ 1,843,200.00
	15	64%	€ 1,843,200.00
	16	64%	€ 1,843,200.00
	17	64%	€ 1,843,200.00
	18	64%	€ 1,843,200.00
	19	64%	€ 1,843,200.00
	20	64%	€ 1,843,200.00
	TOTAL coste de mano de obra		€ 38,908,800.00
	TOTAL coste acero		€ 17,216,000.00
	TOTAL COSTE PLATAFORMAS sin subestación		€ 56,124,800.00
	20% incremento por integración de equipos y margen comercial		€ 67,349,760.00
	TOTAL PLATAFORMAS		€ 73,241,520.00

Tabla 1. Coste Plataformas

A estos costes habría que añadir ingeniería de diseño conceptual, ingeniería básica y de detalle, ensayos en canal y la grúa instaladora de aerogeneradores. Detallamos el coste de grúa a continuación:

204			Gruas especiales para montaje aerogeneradores	
Viaje al astillero + posicionamiento	1 posicionamiento Más gastos de viaje			5,000.00 €
Montaje cada aerogenerador	1 día de montaje			8,000.00 €
Total coste de grúas				260,000.00 €

Tabla 2. Coste grúa instaladores de aerogeneradores

- Coste de las líneas de fondeo

501 Líneas de fondeo						
Profundidad (m)	Longitud de línea (m)	N° plataformas	Líneas por plataforma	Cadena (m)	Peso Acero	Coste
400	877	2	4	7717.60	756324.80	1,890,812.00 €
375	855	2	4	7524.00	737352.00	1,843,380.00 €
350	832	4	4	14643.20	1435033.60	3,587,584.00 €
325	810	4	4	14256.00	1397088.00	3,492,720.00 €
300	788	2	4	6934.40	679571.20	1,698,928.00 €
275	766	4	4	13481.60	1321196.80	3,302,992.00 €
250	744	2	4	6547.20	641625.60	1,604,064.00 €
Totales (m)				71104.00	6968192.00	17,420,480.00 €

Tabla 3. Coste de las líneas de fondeo

506			Instalación cadenas	
	Flete cadenero €/día			50,000.00 €
	N° plataformas			20
	Días por plataforma			5
	Total			5,000,000.00 €

Tabla 4. Coste de instalación de cadenas

Nombre del grupo	Grupo de coste	Nombre Subgrupo	Subgrupo	Coste Subgrupos	Costes Grupos
Estudio previo	100	Estudio de impacto ambiental	101	1,500,000.00 €	
		Clase, reglamentos, certificados	102	1,000,000.00 €	
		Investigación meteorológica	104	1,000,000.00 €	3,500,000.00 €
Plataformas flotantes	200	Construcción en astilleros	201	73,241,520.00 €	
		Costes de ingeniería plataformas	202	382,000.00 €	
		Grúas Especiales para montaje aerogeneradores	204	260,000.00 €	
		Ensayos en canal	203	60,000.00 €	
		Remolcadores de puerto	205	180,000.00 €	74,123,520.00 €
Equipos a bordo y sistemas	300	Sistema de lastre	301	864,000.00 €	
		Sistema de señales y comunicaciones	302	600,000.00 €	
		Sistema contra incendios	303	1,000,000.00 €	
		Sistema de emergencia	304	1,000,000.00 €	
		Protección catódica	305	2,320,000.00 €	
		Pinturas	306	400,000.00 €	6,184,000.00 €
Aerogeneradores	400	Aerogenerador	401	120,000,000.00 €	120,000,000.00 €
Sistema de Fondeo	500	Líneas de fondeo	501	17,420,480.00 €	
		Ingeniería de fondeo	502	60,000.00 €	
		Pilotes de succión	503	4,290,000.00 €	
		Ingeniería pilotes	504	250,000.00 €	
		Instalación pilotes	505	6,600,000.00 €	
		Instalación cadenas	506	5,000,000.00 €	33,620,480.00 €
Cable	600	Cable eléctrico	601	14,214,250.00 €	
		Ingeniería y gestión	602	430,000.00 €	
		Carga/transporte/entrega de cable	603	5,000,000.00 €	
		Obra para adaptación del cable en tierra	604	2,000,000.00 €	
		Tendido de cable	605	9,000,000.00 €	
		Pruebas inspecciones y puesta a punto	606	500,000.00 €	
		Subestación 33/132kV	607	3,500,000.00 €	
		Ingeniería Subestación	608	60,000.00 €	
		Entrega y puesta a punto	609	100,000.00 €	34,804,250.00 €
Operación	700	Inspección mantenimiento	701	27,900,000.00 €	

		preventivo			
		Mantenimiento extraordinario	702	8,800,000.00 €	
		Materiales y herramientas	703	48,000,000.00 €	84,700,000.00 €
Buque propio	800	Compra del buque de segunda mano	801	26,706,561.00 €	
		Transformación de buque	802	2,500,000.00 €	
		Costes fijos del buque	803	28,000,000.00 €	57,206,561.00 €
Gestión de proyecto	900	Seguros	901	80,000,000.00 €	
		Departamento Jurídico	902	600,000.00 €	
		Sueldos	903	4,600,000.00 €	
		Admon. Y oficinas	904	3,000,000.00 €	88,200,000.00 €
TOTAL					502,338,811.00 €

Tabla 5. Resumen de los costos del parque eólico flotante

Total precio del buque	22.000.000
Aportado por promotor	5.000.000
Préstamo de un banco	17.000.000
Plazo de devolución	10
Interés del préstamo	5%
Sistema de devolución	Francés
Cuota trimestral de devolución	542.664
Nº de cuotas	40 trimestrales
Total pagado pasados los 10 años	21.706.561 euros
Pagado de intereses	4.706.561 euros

Tabla 6. Compra y financiación del buque PSV

Coste Financiero Total	4.706,561 €
Coste financiero por año	235,328 €
Tripulación por año	900,000 €
Seguros	400,000 €
Mantenimiento del buque	100,000 €
Total al año	1,635,328 €

Tabla 7. Costes financieros y de explotación del buque

Días al año de uso del buque para nuestro parque	200 días al año
Porcentaje de los gastos fijos del buque imputables al mantenimiento del parque	200/365 — 54.8%
Cuantía en euros	0.548x1.635.328 = 896.159 euros/año

Tabla 8. Costes financieros y de explotación del buque

Financiación del parque

La variación del valor del dinero en el tiempo la hemos tenido en cuenta del siguiente modo:

- Actualización anual de los valores a partir de 2014 del 2%.
- En el periodo de instalación no se actualiza el valor del dinero debido a que los contratos están cerrados en sus cuantías con las diferentes empresas.
- Los sueldos de los socios fundadores tiene un crecimiento anual del 5%.

Los ingresos de la empresa promotora provienen de:

1. Aportación socios fundadores	30.000 euros
2. Aportación socio capitalista	142.706.606 euros
3. Financiación externa – bancos	142.706.606 euros
4. Subvenciones en materia de I+D+i	1.000.000 euros

Este diseño de financiación se ha elaborado con los siguientes criterios:

- Financiación vía "Project Finance": los ingresos generados por el propio proyecto cubren la devolución del préstamo. La financiación externa tiene el mismo volumen que la aportación del socio capitalista (apalancamiento del 50%). Esto es muy importante para atraer a los bancos a un proyecto como este. Con la situación financiera actual, si no hay riesgo compartido de modo que el banco no sea el que más arriesga en la operación es inviable pensar en una concesión de préstamo.
- Los socios fundadores hacen una aportación simbólica que muestra también su compromiso con el proyecto.
- Conseguiremos más subvenciones públicas, aparte de la prima en el kWh, siempre enfocadas a I+D+i, formación de empleados en energías renovables, etc., y por ello hacemos esa partida para que conste en los libros.
- Esta es la financiación necesaria con la tarifa de 0,14 €/kWh establecida como base. En las conclusiones hacemos varios escenarios con variaciones en las tarifas y algunos de los costes, de modo que podremos ver la gran variación de los números según la situación del mercado eléctrico.

Ingresos provenientes de la generación de energía eléctrica, €/kWh

El parque eólico genera ingresos únicamente mediante la venta del kWh a la compañía distribuidora a un precio pactado de antemano. Con el dinero que así se genera, es necesario cubrir los gastos de operación, y ser capaces de devolver la financiación prestada en el plazo de tiempo establecido, y además cumplir con el coste de inversión que como promotores tengamos establecido.

Así, el proyecto se presenta en disposición de analizar cuál es nuestra cifra mínima de kWh para entrar en el concurso, y a partir de la cual no nos interesa

ganar el proyecto. Este precio de kWh cubrirá los pagos y devoluciones de préstamos desarrolladas a continuación.

El precio de kWh base tomado es de 0,14 €/kWh (incrementado anualmente con el IPC general para todo del 2% menos un 0,5%, es decir un crecimiento anual del 1,5%). No obstante al final vamos a ilustrar diversos escenarios con variaciones en el kWh y otros más para sacar conclusiones interesantes.

Socio capitalista

Nuestro socio capitalista ha entrado en el proyecto aportando una gran cantidad de dinero, y hemos conseguido que así lo haga mediante un proyecto técnicamente viable, operativo, y además con una rentabilidad determinada: 9 %.

Además el socio capitalista va a formar parte de la empresa promotora en un 50%, de modo que tendrán la mitad de los dividendos, y capacidad plena de decisión aunque no de tomar unilateralmente medidas sobre el parque. Consideramos que estas dos coyunturas tienen atractivo suficiente para conseguir que el socio capitalista se lance con la promotora a la aventura del offshore en la costa española.

En las tablas financieras se retira directamente la parte contractual del 9 % de la inversión del socio capitalista, como si fuera un préstamo a devolver por la empresa, con las condiciones de sistema francés, 9% de interés anual, y un solo pago. Duración de 20 años.

Faltaría negociar el nivel de participación en la gestión diaria del parque por parte del socio capitalista, así como los campos en que podría ponernos en situación ventajosa a la hora de negociar todos los contratos involucrados. Está claro que una gran empresa multinacional tiene gran fuerza de negociación empresarial.

La empresa promotora del parque

Como hemos introducido en los puntos anteriores, la empresa tendrá la siguiente composición:

- 50% Socio capitalista, que es una gran empresa multinacional del sector energético
- 50% Socios fundadores y humildes autores del presente trabajo

La empresa toma las aportaciones de los socios fundadores y del socio capitalista y acomete este gran proyecto junto con la financiación externa conseguida. Adquiere por tanto unas obligaciones, que son:

- Devolver la financiación externa en las condiciones pactadas
- Devolver la inversión del socio capitalista con un interés del 9%
- Repartir los dividendos generados tras impuestos, reservas y coyunturas circunstanciales en proporción a la composición de la empresa.

Esto ha de llevarse a cabo con la cifra de kWh pactada con la empresa eléctrica distribuidora y con la prima del estado. La cifra tomada como base es de 0,14 €/kWh, y a partir de ahí simularemos unos escenarios.

La empresa en su vida de operación del parque será la personalidad jurídica que contratará con todos los suministradores e ingenierías que componen el proyecto, será la imagen ante Administración pública y mercado energético, y estará gestionada principalmente por los socios fundadores.

Dejamos sin definir el acuerdo a alcanzar para o bien dismantelar el parque pasados los años de explotación o continuar la aventura energético/marina en las condiciones técnicas y operativas que lo hiciesen viable.

Financiación externa – Entidades bancarias

Como hemos introducido al principio, pensamos conseguir una financiación externa por valor de 151 millones de euros.

El crédito que vamos a negociar con los bancos tiene las siguientes características:

- 75,5 M€ en el año 2013
- 75,5 M€ en el año 2014
- Condiciones de ambos préstamos
- Devolución en 18 años. Los bancos exigen finalización antes de la vida del proyecto.
- Carencia de un año
- Interés del 5% anual, cerrando un Swap en el mercado de futuros para que sea un constate.
- Pagos trimestrales de devolución.

Estas condiciones son bastante ajustadas a la realidad, y para que el banco se lance a la financiación del proyecto nos basamos en los siguientes puntos.

- Cash Flow durante la vida del proyecto. La entidad bancaria quiere estar segura de que los pagos se harán sin problemas, y el flujo de caja puede soportarlos. Concretamente esto se visualiza con el ratio cobertura de servicio de la deuda, el cual nos da la proporción entre flujo de caja disponible para el pago de la deuda y el servicio propio de la deuda. Es normal exigir entre un 1,25 y un 1,10. En las figuras posteriores se ilustra este ratio, que nos sale satisfactorio.
- Para asegurar un interés constante en el tiempo reservamos una posición en el mercado de futuros, un swap, para considerar un 5% anual durante toda la vida de operación.
- Partida de Seguros en el Cash Flow de 4 millones anuales de prima. Una amplia cobertura de seguro es fundamental para que los socios e

inversores tengan su inversión segura, y más que en otros proyectos debido al componente pionero de esta tecnología.

Esta es la financiación diseñada para el parque, que está íntimamente unida al tipo de sociedad creada, al reparto de responsabilidades, y al cash flow generado.

Ámbito económico-financiero

Una vez desarrollado todos los costes del proyecto, y la financiación que se necesita (tomando como base el kWh a 140 €/MWh) pasamos analizar algunos ratios fundamentales a la hora de valorar la inversión. Es importante tener en cuenta que muchos entes nos pedirán esos ratios y datos para valorar si entran o no en el proyecto.

Comenzamos con el análisis con el precio base comentado 140 €/MWh. Las primeras conclusiones que sacamos de tomar este valor son las siguientes:

Son mayores que las de la eólica onshore que en 2010 ha sido en torno a 70-80 cent€/kWh, pero es una tecnología realmente menos desarrollada, y hemos tomado unos costes muy conservadores. Como comparación, mañana día 23 de septiembre la energía se pagará en el mercado energético a 48,9€/MWh. Es decir, necesitamos una prima de 90 €/MWh para operar de manera rentable.

Los números obtenidos con la financiación diseñada son muy esperanzadores. Obtenemos resultados interesantes desde el punto de vista empresarial con una tecnología nueva.

• Análisis de la inversión: TIR del 6,0 %, payback de 9 años y Ratio de Cobertura medio de 1,118. Valores positivos de rendimiento de la inversión. Veamos en figuras estos números.

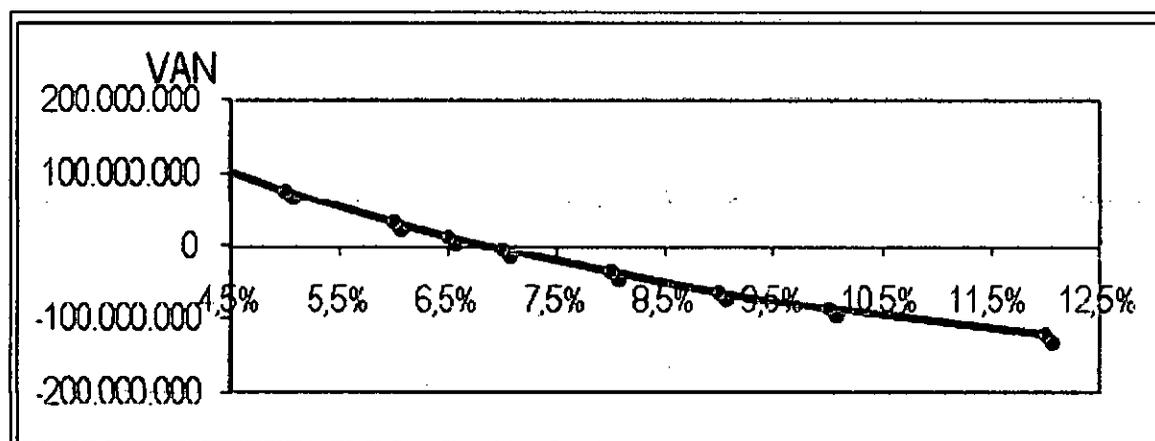


Figura 1. Curva del VAN en función del interés de retorno de la inversión

Se obtiene un TIR del 6,6%. Para una inversión corriente es algo bajo, pero para este tipo de instalación es muy aceptable.

Es de remarcar que con este valor por MWh somos capaces de devolver ampliamente la deuda al banco y de pagar, como empresa, la deuda con el accionista formado por el socio capitalista, e incluso repartir dividendos desde el segundo año.

Sensibilidad del parque ante variaciones del precio por kWh

Un tema fundamental es la sensibilidad ante el cambio en la producción del parque eléctrico. Se ha elaborado la gráfica que muestra la variación del TIR con respecto al kWh:

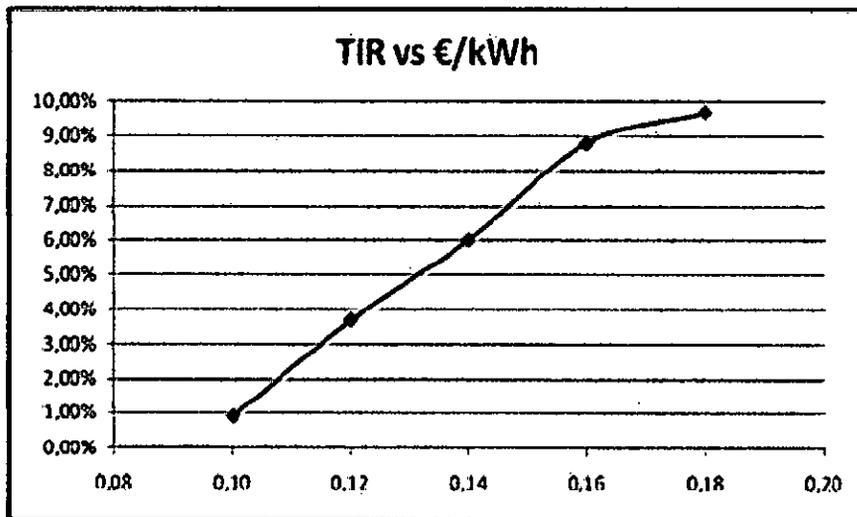


Figura 2. Variación del TIR en función del precio del kWh

El precio del MWh es muy susceptible de cambiar en 20 años. En principio solo varia el IPC menos un 0.5%, pero hay muchas circunstancias que hacen de la energía un sector frágil en España.

- Dependencia energética del exterior.
- Volatilidad del precio del crudo y del gas natural.
- Situación económica y por tanto, primas del Estado a las energías renovables.
- Desarrollo de otras energías que bajen la prima de la eólica offshore.

Ante estas variaciones tenemos la curva arriba mostrada y la siguiente tabla.

Tabla 9. Variación de distintos ratios de análisis de inversión en función del

€/kWh	TIR	Payback	Ratio Medio	Accionista y dividendos
0,18	9,70%	9	3,992	Grandes beneficios desde el año 0
0,16	8,80%	9	3,277	Dividendos desde el año 0
0,14	6%	10	2	Descuento en apartado superior
0,12	3,70%	11	1,878	Deuda accionista b° del 4%
0,10	0,90%	12	1,195	Deuda accionista b° del 0%

precio de kWh

Las conclusiones derivadas de la sensibilidad a la variación del precio por kWh son las siguientes:

1. Por debajo de **100 €/MWh** el TIR es negativo y por lo tanto no recuperamos las inversiones. Conseguimos devolver los préstamos de la deuda externa, pero el parque no genera ingresos para cubrir la deuda con el accionista socio capitalista y no genera beneficios.
2. **140 €/MWh** es el precio de mejor rendimiento dadas las características financieras requeridas y cumplimos todo lo descrito en cuanto a bancos, socio capitalista y sociedad que genera beneficios.
3. Por encima de **140 €/MWh** la situación es muy favorable y por debajo, hasta los **100 €/MWh**, tratándose de una inversión estratégica es aceptable según los criterios de inversión.

Conclusiones Globales del proyecto

Las siguientes conclusiones son las que hemos sacado los autores tras analizar el proyecto de forma global e individual en todas sus vertientes:

- El coste de la energía eólica offshore flotante a grandes profundidades es de **140€/MWh**, dando una rentabilidad a la inversión con un TIR del **6,6%**. Este coste a día de hoy implica una prima de entorno a **90 €/MWh**.
- La capacidad de desarrollo en este campo es enorme y merece la pena apostar por ella por la razón principal de que existe el recurso viento de gran capacidad energética, cuyas ventajas medioambientales y estratégicas lo hacen de gran interés nacional.
- Si somos capaces de avanzar en la curva de aprendizaje, pronosticamos una disminución relativa de los costes de instalación y mantenimiento, con un aumento muy grande de la producción eléctrica, es decir una gran disminución del coste por **MWh** generado.

Anexo 1: Matriz de Consistencia

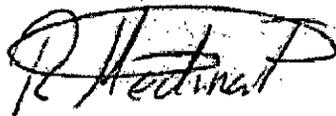
Caracterización de una Central de Generación Eólica con Parques Marinos

Planteamiento del Problema	Objetivos	Hipótesis	Variables Dimensionales e Indicadores	Técnicas e Instrumentos	Tipo y Diseño de la Investigación	Metodología
<p>En el presente anteproyecto titulado "Caracterización de una Central de Generación Eólica con parques marinos vamos a problematizar la caracterización de este tipo de centrales, por tal motivo nos haremos las siguientes interrogantes:</p> <p>Problema General: P0: En el Perú puede existir zonas donde se podría aprovechar la energía eólica con la implicación de los parques marinos, sin embargo no existen estudios relacionados con este tipo de centrales por tal motivo la caracterización del espacio topológico tampoco ha sido abordada en el país. El planteamiento de partida de esta investigación parte por hacerse el siguiente cuestionamiento: P1: ¿Cómo podemos caracterizar una Central de Generación Eólica con parques marinos de tal manera que sea posible su implementación en el país?</p> <p>Problemas Específicos: P1: ¿Existen estudios realizados para determinar el lugar técnicamente calificado para la instalación de una Central de Generación Eólica con parques marinos en el Perú? P2: ¿Cuál es la disponibilidad de recursos marinos en la costa norte para la instalación de Central de Generación Eólica con parques marinos? P3: ¿En qué lugar de la costa norte del Perú se puede ubicar una Central de Generación Eólica con parques marinos?</p>	<p>Con el presente ante proyecto tenemos como objetivos caracterizar una Central de Generación Eólica con parques marinos de tal manera que sea posible su implementación en el país.</p> <p>Por consiguiente nos plantearemos los siguientes objetivos</p> <p>Objetivo General: O0: Caracterización del espacio topológico en el país.</p> <p>Objetivos Específicos: O1: Realizar un análisis exhaustivo para determinar el lugar técnicamente calificado para la instalación de una Central de Generación Eólica con parques marinos. O2: Conocer la disponibilidad de los recursos marinos en la costa norte del país para la instalación de Central de Generación Eólica con parques marinos. O3: Encontrar la mejor ubicación en la parte norte del país para la instalación de una Central de Generación Eólica con parques marinos.</p>	<p>Hipótesis General: H0: Mediante la caracterización del espacio topológico sería posible la implementación de la Central de Generación Eólica con parques marinos.</p> <p>Sub Hipótesis: H1: Por medio del análisis exhaustivo se podrá determinar el lugar técnicamente calificado para la instalación de una Central de Generación Eólica con parques marinos. H2: Al conocer únicamente la disponibilidad de los recursos marinos será posible la instalación de Central de Generación Eólica con parques marinos. H3: Mediante el encuentro de la mejor ubicación en el país será posible la instalación de una Central de Generación Eólica con parques marinos.</p>	<p>Variable Independiente: X: Ciudades con el potencial para la instalación de los parques eólicos marinos.</p> <p>Variables Dependientes: Y: Disponibilidad de los recursos en el norte del país para la generación d parque eólicos. Z: El constante aumento del requerimiento de la generación en el país.</p> <p>INDICADORES X1: Caracterización de las Ciudades con el potencial para la instalación de los parques eólicos marinos. Y1: Caracterización de la Disponibilidad de los recursos en el norte del país para la generación d parque eólicos. Z1: Estadísticas de los recursos El constante aumento del requerimiento de la generación en el país.</p>	<p>Se harán uso de herramientas especializadas a nivel de software, con la finalidad de maximizar la rentabilidad del despacho energético que se realice y la sostenibilidad (marco económico y de impacto ambiental) de estos tipos de centrales.</p> <p>Basándonos en los pocos estudios que existen al nivel de nuestra propuesta podremos contrastar y validar nuestros resultados en base a los criterios de nuestro estudio.</p>	<p>Tipo de Investigación La investigación propuesta es del tipo aplicada</p> <p>Diseño de la Investigación El diseño de la investigación es del tipo de enfoque mixto (pues implican caracterizaciones del tipo cuantitativo y cualitativo).</p> <p>Prueba De Hipótesis Para la obtención de nuestros resultados y la validación de hipótesis emplearemos herramientas técnicas de evaluación como: el rearscreen.</p>	<p>Población y Muestra Población: En el Perú existen lugares con potencial para la instalación de una Central de Generación Eólica con parques marinos, por consiguiente se tomara como población la costa norte del país. Muestra: Nuestra población al no ser grande, será considerado como nuestra muestra, es decir toda nuestra población de estudio será nuestra muestra objeto.</p>

M.C DE ANTEPROYECTO DE TESIS: Caracterización de una Central de Generación Eólica con Parques Marinos, desarrollado por: Rony Medina, y compañeros tesisistas, Asesor: Ing. Edgar del Aguila Vela, callao, agosto del 2013



Tesista: Gutiérrez Herrera, Rubén Darío



Tesista: Medina Fernández, Rony



Tesista: Palomino Vergara, Ricardo



Asesor: Ing. Edgar del Águila Vela

COES-SINAC

Perú

Generación eólica en el SEIN Análisis de la máxima capacidad a ser inyectada

Proyecto EE-2011-027
Informe Técnico EE-ES-2011-101
Revisión B

ESTUDIOS ELECTRICOS
ARGENTINA



**FIELD TESTING AND ELECTRICAL
COMMISSIONING**

ISO9001:2008 Certified

6 de Mayo de 2011



Ir al índice

Este documento EE-ES-2011-101 fue preparado para COES-SINAC por Estudios Eléctricos SRL en Rosario, Santa Fe - Argentina. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Fernando De Marco

Estudios Eléctricos SRL
Departamento de Estudios Especiales
demarco@estudios-electricos.com

Ing. Dimas Astolfi

Estudios Eléctricos SRL
Departamento de Estudios Especiales
astolfi@estudios-electricos.com

Ing. Fernando Libonati

Estudios Eléctricos SRL
Departamento de Investigación y Desarrollo
libonati@estudios-electricos.com

Estudios Eléctricos S.R.L.
Av. Jorge Newbery 8796
(2000) Rosario - Santa Fe - Argentina

Esta es la versión 42 del presente documento. Última modificación el 06/05/2011 por Fernando De Marco. Los cambios realizados se resumen a continuación.

Rev.	Comentario	Realizó	Revisó	Aprobó
A	Para comentarios.	DA/FDM	FDM	FL
B	Para presentar. Se replantean las tablas presentadas en los puntos 3.5 y 4 .	FDM	FL	FL



Índice

1 INTRODUCCIÓN.....	4
2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE.....	5
2.1 Descripción del SEIN en el horizonte de estudio [10].....	7
2.2 Nodos candidatos.....	8
2.3 Criterios de desempeño [9].....	10
2.3.1 Tensión.....	10
2.3.2 Frecuencia.....	10
2.3.3 Sobrecargas.....	10
2.3.4 Criterios de estabilidad transitoria y de pequeña señal.....	10
2.4 Análisis de la Base de Datos.....	11
3 ESTUDIOS ELÉCTRICOS.....	12
3.1 Hito 1: Cálculo estático preliminar de las máximas potencias admisibles.....	13
3.2 Hito 2: Análisis de flujo de cargas.....	15
3.2.1 Hito 2a: Condiciones de red "N".....	16
3.2.2 Hito 2b: Condiciones de red "N-1".....	22
3.2.2.1 Sobrecargas admisibles de corta duración.....	22
3.2.2.2 Casos de estudio.....	23
3.2.2.3 Análisis de los resultados.....	25
3.3 Hito 3: Cálculo estático definitivo de las máximas potencias admisibles.....	27
3.3.1 Casos de estudio.....	29
3.3.2 Análisis de los resultados.....	30
3.4 Hito 4: Análisis dinámico.....	30
3.4.1 Descripción de oscilogramas.....	31
3.4.2 Modelos dinámicos.....	31
3.4.3 Casos de estudio.....	35
3.4.4 Descripción de oscilogramas.....	35
3.4.5 Hito 4a: Regulación de frecuencia.....	36
3.4.6 Hito 4b: Estabilidad transitoria.....	40
3.4.6.1 Contingencias.....	40
3.4.7 Resultados del análisis dinámico.....	43
3.5 Hito 5: Determinación definitiva de las máximas potencias	44
4 CONCLUSIONES.....	47
5 ANEXOS.....	51
5.1 ANEXO 1 - Plan de obras período 2011 - 2014 [8].....	51
5.2 ANEXO 2 - Tensiones de operación en las barras principales del SEIN [6].....	54
5.3 ANEXO 3 - Costos variables de centrales térmicas.....	55
5.4 ANEXO 4 - Reportes violaciones en escenarios base.....	56
5.4.1 Estiaje 2013 - Demanda mínima.....	56
5.4.2 Estiaje 2013 - Demanda media.....	57
5.4.3 Estiaje 2013 - Demanda máxima.....	58
5.4.4 Avenida 2014 - Demanda mínima.....	59
5.4.5 Avenida 2014 - Demanda media.....	60
5.4.6 Avenida 2014 - Demanda máxima.....	61
6 REFERENCIAS.....	62



1 INTRODUCCIÓN

Se reportan en este documento los estudios eléctricos ejecutados a los efectos de determinar la máxima capacidad de generación eólica que puede ser inyectada y operada en las zonas de atención de la demanda del SEIN de manera que se preserve la calidad del servicio y la seguridad de la operación del Sistema.

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 éste es el representado en la Base de Datos el COES.

El sistema de subtransmisión 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 sólo en aquellas subestaciones del Sistema de Transmisión señaladas por el COES como candidatas.

Se adjuntan a este informe los siguientes documentos:

- EE-ES-2011-101_Anexo-A_Escenarios_de_Estudio
- EE-ES-2011-101_Anexo-B_Transitorios-Electromecanicos

2/ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

Los principales proyectos en materia de generación, transmisión y demanda en el SEIN se presentan en el ANEXO 1 - Plan de obras período 2011 - 2014 [8]. Dentro de las obras de transmisión se destacan las siguientes:

- **Estiaje 2012:**
 - L.T. 500 kV Zapallal - Chimbote - Trujillo y SS.EE. Asociadas.
 - L.T. 500 kV Mantaro - Caraveli - Montalvo y SS.EE. Asociadas.
- **Estiaje 2013:** L.T. 500 kV Chilca - Marcona - Montalvo y SS.EE. Asociadas.
- **Avenida 2013:** L.T. 500 kV Trujillo - La Niña e instalaciones complementarias.

De acuerdo a información recibida proporcionada por el COES, el proyecto de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Caraveli-Montalvo se encuentra atrasado y no podría estar en servicio para el periodo analizado. Así pues, el mismo no se encuentra representado en la Base de Datos del COES, de modo que no ha sido tenido en cuenta en este estudio. De igual forma se ignora la línea Trujillo - La Niña 500kV ya que se advierte que la misma tampoco se encuentra modelada en la Base de Datos.

Entre las obras de generación se destacan en el horizonte de estudio los accesos del ciclo combinado Fénix (534MW), una unidad turbovapor en la Central Térmica Chilca (262MW) y tres turbinas de gas en la Central Térmica Nueva Esperanza (135 MW).

Se presenta en Tabla 1 la proyección de la demanda del SEIN para el horizonte de estudio.

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2011	35052	8,1%	4967	7,5%
2012	37869	8,0%	5370	8,1%
2013	43374	14,5%	6100	13,6%
2014	48883	12,7%	6856	12,4%

Tabla 1 - Proyección de la demanda período 2011 - 2014.

Se presenta en Figura 2.1 el esquema eléctrico unifilar del Sistema de Transporte del SEIN en el que se representan los principales elementos que habrán de evacuar el total de la potencia eólica adicional generada hacia los centros de consumo del Sistema. Para el horizonte de estudio el Sistema de Transporte en 500kV quedará conformado como un corredor en simple terna cuyas subestaciones terminales serán Chiclayo 500kV en el Área Norte y Montalvo 500kV en el Área Sur.

2.1 Descripción del SEIN en el horizonte de estudio [10]

Los resultados del "INFORME DE DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL SEIN PERIODO 2013-2022" [10] concluyen para el corto plazo (años 2013 a 2015), cuando el SEIN opera en estado estacionario en condiciones normales, que:

- Las tensiones en 500 kV, 220 kV y 138 kV están en los rangos normales.
- A partir del período de estiaje del año 2013 se presentan bajas tensiones en 220 kV y 138 kV de las subestaciones Puno y Juliaca, hacia el año 2015 esta situación se vuelve más crítica, especialmente en el lado de 138 kV. En el año 2015 las tensiones en Puno son de 0.9 p.u. en 220 kV y 0.94 p.u. en 138 kV y en Juliaca la tensión es 0.925 p.u. en 138 kV.
- Las líneas de 500 kV asumen cargas máximas del 75 %.
- La carga en la LT de 220 kV Chimbote-Trujillo se reduce con la operación de la LT de 220 kV de ATN y luego con el ingreso de la LT de 500 kV Carabayllo-Chimbote-Trujillo.
- Se presentan sobrecargas máximas del orden de 20 % en LT Trujillo-Cajamarca al final del periodo (ver Figura 2.2) debido al bajo flujo de potencia asumido por la L.T. Kiman-Ayllu-Cajamarca en épocas de estiaje, en especial, cuando la C.H. Cañón del Pato y la C.H. Quitarasca están con despacho mínimo.

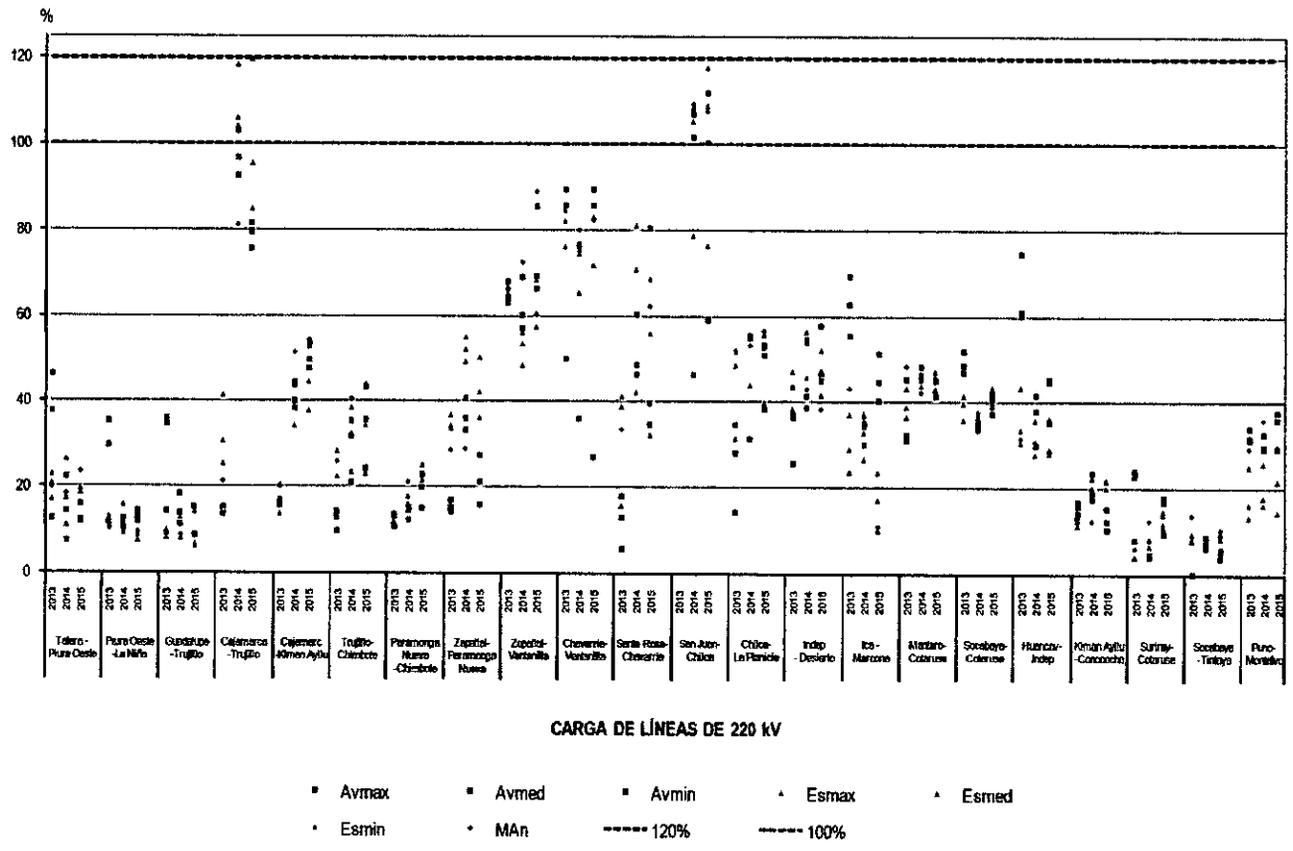


Figura 2.2 - Carga en líneas de 220kV.

Ir al Índice

- A partir del 2013 se presentan sobrecargas en línea L-2093 de la L.T. San Juan-Chilca, en el 2015 estas sobrecargas resultan del orden del 20 %.
- La LT Mantaro-Cotaruse opera entregando valores algo mayores que su potencia nominal, con la entrada de la LT de 500 kV Chilca-Marcona-Ocoña-Montalvo su prestación disminuye. Se aprecia un comportamiento similar en el tramo Cotaruse-Socabaya, sin embargo, en lo que queda del periodo esta línea de interconexión continúa operando alrededor del 100 % de su carga nominal.
- En máxima y media demanda de los años 2013, 2014 y 2015 los SVC de las subestaciones Balnearios y Chavarría operan en su límite capacitivo. De modo similar, en el año 2014 con el ingreso del proyecto Galeno el SVC Cajamarca opera en el rango capacitivo en horas de máxima y media demanda.

2.2 Nodos candidatos

Los nodos señalados por el COES como candidatos a recibir la inyección de generación eólica son los listados en Tabla 2.

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

Tabla 2 - Nodos candidatos.

Se resaltan en el esquema geográfico actual del SEIN de Figura 2.3 y en el esquema eléctrico unifilar del SEIN en el horizonte de estudio de Figura 2.1 los nodos candidatos a recibir generación eólica adicional.

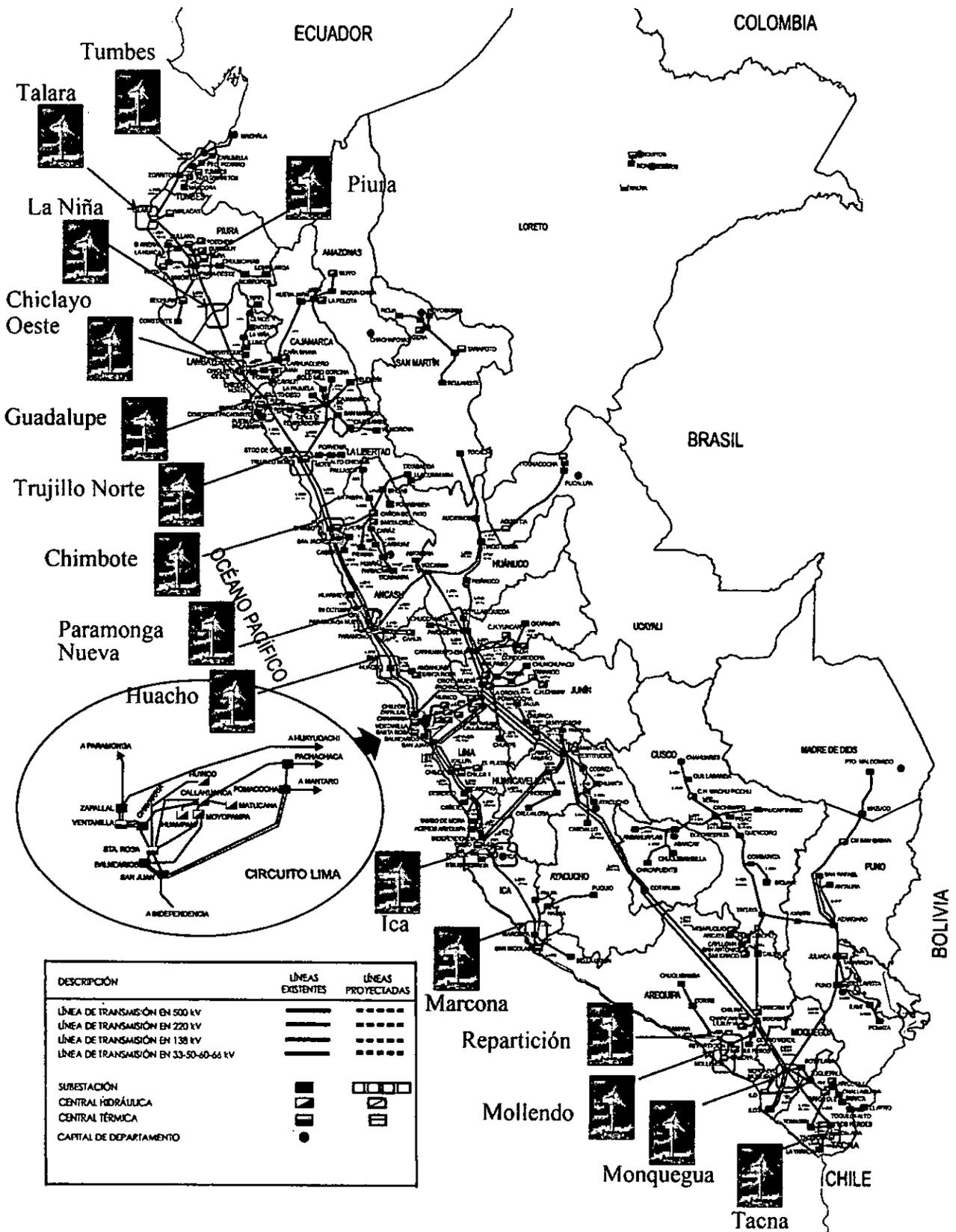


Figura 2.3 - - Barras candidatas en el esquema geográfico actual del SEIN.



2.3 Criterios de desempeño [9]

Los resultados de los estudios eléctricos deben satisfacer los Criterios de Desempeño expuestos a continuación.

2.3.1 Tensión

- Estado Normal: debe estar dentro del rango ± 5 % de las tensiones nominales de los equipos instalados en las subestaciones, principalmente transformadores de potencia. Asimismo, en el caso de las barras del sistema de transmisión, las tensiones en Estado Normal deben estar en el rango de $\pm 2,5$ % de las tensiones de operación.
- Estado de Emergencia: se debe mantener un nivel de tensión comprendido entre 0.90 y 1.10 p.u. de la tensión de operación, en todas las barras con tensión nominal de 220 kV. Debe estar en el rango de 0.90 y 1.05 p.u. de la tensión de operación en todas las barras con tensión igual o menor a 138 kV.

2.3.2 Frecuencia

- Estado Normal: debe estar comprendida entre 59.64 y 60.36 Hz (variación máxima 0.6%).
- Las excursiones toleradas luego de los desequilibrios de potencia acelerante en el SEIN podrían provocar variaciones transitorias de frecuencia comprendidas entre 57 y 62 Hz.
- Estado de Restablecimiento: en el régimen posterior a una falla, la frecuencia debe estar comprendida entre 59.5 y 60.5 Hz.

2.3.3 Sobrecargas

- Estado Normal: no se admiten sobrecargas ni en líneas ni en transformadores de potencia.
- Estado de Alerta (Contingencia N-1): líneas y transformadores: Admisibles de acuerdo a las fichas técnicas.¹

2.3.4 Criterios de estabilidad transitoria y de pequeña señal

- Los generadores del SEIN no deben perder el sincronismo ante las contingencias.
- Las fallas deberán ser despejadas por la protección principal en 100 ms en el nivel de 220 kV, y en 150 ms en el nivel de 138 kV. El tiempo muerto para el recierre deberá ser 500 ms, excepto para las líneas Mantaro-Cotaruse-Socabaya, en las que deberá ser de 800 ms.
- Se deben identificar las excursiones transitorias de la tensión mayores al 20 %, y las sobretensiones temporarias de más del 10 % de la tensión nominal por más de 2 s.
- La tensión en el Parque Eólico y sus componentes deberán superar las condiciones del Huevo de Tensión especificados en el Anexo A: Requerimientos Técnicos de Conexión de Instalaciones Eólicas al SEIN-Resolución OSINERGMIN Nº 002-2010-OS/CD.

¹ En este estudio se propone el criterio expuesto en la sección 3.2.2.1 Sobrecargas admisibles de corta duración



Ir al índice

- Se considerará aceptable la recuperación de la tensión si los estudios de estabilidad transitoria demuestran que las tensiones de barra del sistema no sean menores al 85 % del valor inicial luego de 3 s.
- El amortiguamiento del sistema para pequeñas perturbaciones, será como mínimo 5 % en condiciones N o de Red Completa. En condiciones de contingencia N-1, la relación de amortiguamiento en post-falla debe ser positiva, y en lo posible mayor al 2 %.

2.4 Análisis de la Base de Datos

Se resuelve el flujo de cargas en cada uno de los escenarios base del estudio extraídos de la Base de Datos del COES-SINAC y se relevan las barras con tensiones fuera de rango y ramas con carga por encima del 100% de su capacidad nominal; los resultados se presentan en el ANEXO 4 - Reportes violaciones en escenarios base de este informe.

Se reportan todos los nodos con tensiones nominales superiores a 55kV cuya tensión se desvía de su valor nominal más de un 5%. Se destaca en todos los casos un elevado perfil de tensión en las barras COTUNA220, HUAYU220 , RON220C, CARMII220, RON220A, RON220B, HVELI220 del Área Centro "1".

Se monitorean todas las líneas de tensión nominal mayor a 100kV que presentan cargas superiores al 100% de su capacidad nominal, siendo los siguientes los principales resultados:

- La línea San Juan - Chilca 220kV presenta leves sobrecargas en los escenarios de demanda máxima de estiaje de 2013 y media y máxima de avenida de 2014.
- La línea Trujillo Norte - Cajamarca 220kV se observa levemente sobrecargada en los escenarios de demandas mínima y media de avenida de 2014.
- La línea Zapallal-Ventanilla 220kV se encuentra cargada al 101% en el escenario de demanda media de avenida de 2014.
- La línea Kiman Ayllu - Huallaca 138kV presenta sobrecargas del 15% al 27% en todos los escenarios de avenida de 2014.

Se monitorean todos los transformadores de dos y tres arrollamientos cuya tensión nominal del lado de alta tensión es superior a 100kV. Si bien en todos los casos se detectan algunos transformadores sobrecargados, éstos alimentan zonas de carga de tensiones nominales por debajo de los 66kV, motivo por el cual esencialmente no influyen sobre el Sistema de Transporte y los resultados de este estudio. No se detectan transformadores entre las tensiones 132kV, 138kV, 220kV y 500kV sobrecargados en las condiciones de red completa analizadas.



3 ESTUDIOS ELÉCTRICOS

Los estudios ejecutados contemplan los análisis estático y dinámico de los efectos eléctricos que la explotación del potencial eólico en Perú tendría sobre el SEIN en escenarios demandas mínima, media y máxima de estiaje de 2013 y avenida de 2014. La metodología aplicada para la determinación de la máxima capacidad de generación eólica a inyectar comprende los siguientes hitos:

- Hito 1: Cálculo estático preliminar de las máximas potencias admisibles
- Hito 2: Análisis de flujo de cargas
 - Hito 2a: Condiciones de red "N"
 - Hito 2b: Condiciones de red "N-1"
- Hito 3: Cálculo estático definitivo de las máximas potencias admisibles
- Hito 4: Análisis dinámico
 - Hito 4a: Regulación de frecuencia
 - Hito 4b: Estabilidad transitoria
- Hito 5: Determinación definitiva de las máximas potencias

El detalle de los anteriores hitos se proporciona en apartados posteriores.

En el documento "EE-ES-2011-101_Anexo-A_Escenarios_de_Estudio" adjunto a este informe se presentan sobre un esquema unifilar del Sistema Transmisión del SEIN los resultados de la resolución del flujo de cargas en cada uno de los escenarios de estudio. En dicho anexo se presentan tablas con el detalle de la distribución de generación eólica adicional por barra candidata, junto con los despachos de generación convencional modificados para la confección de los escenarios adicionales.

Asimismo, se presentan en el documento "EE-ES-2011-101_Anexo-B_Transitorios-Electromecanicos" los oscilogramas de las variables clave del Sistema correspondientes a las simulaciones ejecutadas en el dominio del tiempo. Los mismos responden al detalle indicado en la sección 3.4.1 Descripción de oscilogramas.

Los despachos típicos con sus respectivos flujos de carga para cada uno de los escenarios considerados para situaciones previsibles de máxima exigencia del Sistema de Transporte en Alta (máximas y mínimas minimorum, estados hidrológicos, capacidad de carga de los elementos serie, etc.) se obtienen de la Base de Datos del COES. De esta última, los escenarios de Tabla 3 se consideran de partida para el estudio.



Escenario	Período	Año	Nivel de demanda	Demanda total [MW]
Es13max	Estiaje	2013	Máxima	5549
Es13med	Estiaje	2013	Media	5157
Es13min	Estiaje	2013	Mínima	3895
Av14max	Avenida	2014	Máxima	6177
Av14med	Avenida	2014	Media	5748
Av14min	Avenida	2014	Mínima	4333

Tabla 3 - Escenarios de partida.

A partir del hito primero y a lo largo de todo el análisis, las máximas capacidades de generación eólica por barra candidata son calculadas independientemente para cada uno de los escenarios de demanda considerados base del estudio. Esto permite estimar los montos en que la menor de las máximas capacidades de generación eólica puede expandirse en el resto de los escenarios. Como resultado de la aplicación de la metodología propuesta se obtienen los valores de máxima generación eólica que puede inyectarse por barra candidata y por período de estudio, i.e., valores distintos para estiaje de 2013 y avenida de 2014.

A través de la ejecución de los sucesivos hitos se encuentran distintos límites de máximas capacidad de generación eólica por barra candidata. La metodología aplicada supone que estos valores van siendo actualizados, de modo que se toman como válidos los mínimos módulos de generación por barra encontrados.

3.1 Hito 1: Cálculo estático preliminar de las máximas potencias admisibles

La máxima potencia que pueden generar las instalaciones eólicas en su barra asociada al punto de conexión a la red es establecida de modo preliminar en concordancia con el ARTÍCULO 2º del ANEXO A de [2]. La misma debe ser inferior al 5% de la potencia de cortocircuito calculada en dicha barra. Es ésta una hipótesis conservadora ya que despreja cualquier control de tensión en la barra de interconexión de los parques eólicos, al pasar la inyección de generación del 100% al 0% de sus inyecciones máximas.

Se presentan en Tabla 4 los resultados del cálculo de las potencias de cortocircuito trifásico en cada barra candidata, junto con el cálculo preliminar de la máxima generación eólica admisible, de acuerdo al índice de máxima variación de tensión del 5%. Los valores se obtienen en concordancia con la norma IEC60909 "Short-Circuit Currents in Three-Phase AC".

Se presentan en las tablas 5 y 6 los máximos y mínimos niveles de generación eólica por barra candidata y por área¹ extraídos de Tabla 4. Nótese que la máxima capacidad preliminar varía relativamente poco entre los casos de estiaje de 2013 y demanda mínima de avenida de 2014. Se observa un aumento en la máxima capacidad preliminar a inyectar en los casos de demandas media y máxima de avenida de 2014.

1 El área a la que pertenece cada barra candidata corresponde a aquella definida en la Base de Datos del COES en formato PowerFactory.



Ir al índice

Zona	Nodo Nombre	Un [kV]	Potencias de cortocircuito y máximas admisibles [MVA]											
			Estiaje 2013						Avenida 2014					
			Mínima		Media		Máxima		Mínima		Media		Máxima	
		S _{cc}	S _{adm}	S _{cc}	S _{adm}	S _{cc}	S _{adm}	S _{cc}	S _{adm}	S _{cc}	S _{adm}	S _{cc}	S _{adm}	
Centro	HCHO220	220	1770	89	1785	89	1792	90	1763	88	1793	90	1801	90
	PARAMONGA_NUEVA_220	220	2486	124	2511	126	2536	127	2488	124	2539	127	2565	128
	ICA220	220	1732	87	1751	88	1751	88	1672	84	1745	87	1752	88
	MARC220	220	1880	94	1935	97	1936	97	1855	93	1892	95	1937	97
	CHIMBOTE_220	220	2738	137	2760	138	2803	140	2807	140	2912	146	2945	147
Norte	TRUJILLO_220	220	2309	115	2325	116	2348	117	2343	117	2437	122	2476	124
	GUADALUPE_220B	220	1503	75	1541	77	1547	77	1681	84	1750	87	1782	89
	CHICLAYO_OESTE_220	220	1403	70	1426	71	1429	71	1977	99	2106	105	2177	109
	LA_NINA_220	220	885	44	894	45	894	45	906	45	989	49	1044	52
	Piura_220A	220	1088	54	1104	55	1105	55	895	45	1083	54	1236	62
Sur	TALARA_220	220	959	48	968	48	968	48	640	32	843	42	1038	52
	TUMB60	60	174	9	174	9	174	9	129	6	154	8	175	9
	MONT220	220	2661	133	3340	167	3348	167	3248	162	2685	134	3358	168
	REPA138	138	891	45	899	45	901	45	900	45	895	45	903	45
	MOLL138	138	358	18	359	18	359	18	359	18	358	18	360	18
TACNA66	66	308	15	314	16	315	16	310	16	308	15	315	16	
Máximas capacidades nominales			1157		1204		1210		1199		1224		1293	

Tabla 4 - Potencia de cortocircuito y máxima generación eólica preliminar por barra candidata.

Zona	Nodo Nombre	Un [kV]	Estiaje 2013		Avenida 2014	
			Mín	Máx	Mín	Máx
Centro	HCHO220	220	89	90	88	90
	PARAMONGA_NUEVA_220	220	124	127	124	128
	ICA220	220	87	88	84	88
	MARC220	220	94	97	93	97
	CHIMBOTE_220	220	137	140	140	147
Norte	TRUJILLO_220	220	115	117	117	124
	GUADALUPE_220B	220	75	77	84	89
	CHICLAYO_OESTE_220	220	70	71	99	109
	LA_NINA_220	220	44	45	45	52
	Piura_220A	220	54	55	45	62
Sur	TALARA_220	220	48	48	32	52
	TUMB60	60	9	9	6	9
	MONT220	220	133	167	134	168
	REPA138	138	45	45	45	45
	MOLL138	138	18	18	18	18
TACNA66	66	15	16	15	16	
TOTALES			1157	1210	1170	1293

Tabla 5 - Máxima y mínima generación eólica preliminar por barra candidata.

Zona	Estiaje 2013		Avenida 2014	
	Mín	Máx	Mín	Máx
Centro	393	401	389	403
Norte	553	563	569	644
Sur	211	246	212	247

Tabla 6 - Máximas y mínimas potencias preliminares totales por área.

En etapas posteriores este criterio podrá ser revisado, evaluando los potenciales incrementos de inyección eólica permitidos por el empleo de distintas tecnologías de aerogenerador y/o la inserción de elementos de compensación de potencia reactiva en nodos clave de la red.



Ir al índice

Generador Equivalente	Caso de estudio											
	H2a_EsMi13_1		H2a_EsMe13_1		H2a_EsMa13_1		H2a_AvMi14_1		H2a_AvMe14_1		H2a_AvMa14_1	
	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi
GE_PARAMONGA	124	-0,99	126	-1,00	127	-1,00	124	-0,99	127	-1,00	128	-1,00
GE_HUACHO	89	-0,98	89	1,00	90	1,00	88	-0,98	90	-1,00	90	-0,99
GE_MARCONA	94	-0,89	97	-0,98	97	-0,96	93	-0,96	95	-0,94	97	-0,95
GE_ICA	87	-0,97	88	-0,99	88	-0,99	84	-0,95	87	-0,97	88	-0,97
GE_LA_NINA	44	-0,99	45	-0,99	45	-0,99	45	-0,99	49	-0,99	52	-0,99
GE_CHICLAYO	70	-1,00	71	-0,99	71	-0,99	99	0,98	105	0,99	109	1,00
GE_GUADALUPE	75	0,98	77	-1,00	77	1,00	84	-1,00	87	-1,00	89	-1,00
GE_TRUJILLO	115	0,94	116	0,96	117	0,99	117	0,99	122	1,00	124	1,00
GE_CHIMBOTE	137	-1,00	138	-1,00	140	-1,00	140	-1,00	146	-0,99	147	-0,99
GE_TUMBES	9	-0,95	9	-0,99	9	-1,00	6	-0,96	8	-0,96	9	-1,00
GE_PIURA	54	-0,97	55	-0,99	55	-0,99	45	-0,99	54	-0,99	62	-0,99
GE_TALARA	48	-0,99	48	-1,00	48	-1,00	32	-0,99	42	-0,99	52	-1,00
GE_REPARTICION	45	-0,95	45	-0,99	45	-0,98	45	-0,99	45	-0,99	45	-0,98
GE_MOLLENDO	18	-0,99	18	-0,96	18	-0,96	18	-0,97	18	-0,96	18	-0,96
GE_TACNA	15	-0,98	16	-0,99	16	-0,97	16	-0,98	15	-0,98	16	-0,97
GE_MOQUEGUA	133	-0,94	167	0,93	167	0,98	162	1,00	134	-0,96	168	-0,97
Generación eólica	1157		1205		1210		1198		1224		1294	
Generación total	4097		5427		5857		4575		6053		6501	
Penetración eólica	28		22		21		26		20		20	

Observaciones

Se incorpora el total de la máxima generación eólica preliminar.

Se saca/minimiza la generación en CT Ventanilla.

No se reduce generación eólica para eliminar sobrecargas en condiciones de red completa.

Tabla 8 - Condiciones de red "N" en Alternativa 1 (mínima generación en CT Ventanilla).

Generador Equivalente	Caso de estudio											
	H2a_EsMi13_2		H2a_EsMe13_2		H2a_EsMa13_2		H2a_AvMi14_2		H2a_AvMe14_2		H2a_AvMa14_2	
	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi
GE_PARAMONGA	124	-0,99	126	-0,99	127	-0,99	124	-0,99	127	-0,99	128	-0,99
GE_HUACHO	89	-0,98	89	-0,98	90	-0,98	88	-0,98	90	-0,98	90	-0,98
GE_MARCONA	94	-0,89	97	-0,96	97	-0,92	93	-0,97	95	-0,92	97	-0,94
GE_ICA	87	-0,97	88	-0,98	88	-0,97	84	-0,96	87	-0,96	88	-0,97
GE_LA_NINA	44	-0,99	45	-0,99	45	-0,99	45	-0,99	49	-0,99	52	-0,99
GE_CHICLAYO	70	-1,00	71	-0,99	71	-0,99	99	0,98	105	1,00	109	1,00
GE_GUADALUPE	75	0,98	77	-1,00	77	1,00	84	-1,00	87	-1,00	89	-1,00
GE_TRUJILLO	115	0,94	116	0,97	117	1,00	117	0,98	122	1,00	124	1,00
GE_CHIMBOTE	137	-1,00	138	-0,99	140	-0,99	140	-1,00	146	-0,98	147	-0,98
GE_TUMBES	9	-0,95	9	-0,99	9	-1,00	6	-0,96	8	-0,96	9	-1,00
GE_PIURA	54	-0,97	55	-0,99	55	-0,99	45	-0,99	54	-0,99	62	-0,99
GE_TALARA	48	-0,99	48	-1,00	48	-1,00	32	-0,99	42	-0,99	52	-1,00
GE_REPARTICION	45	-0,95	45	-0,99	45	-0,98	45	-0,99	45	-0,99	45	-0,98
GE_MOLLENDO	18	-0,99	18	-0,96	18	-0,96	18	-0,97	18	-0,96	18	-0,96
GE_TACNA	15	-0,98	16	-0,99	16	-0,97	16	-0,98	15	-0,98	16	-0,97
GE_MOQUEGUA	133	-0,94	167	0,94	167	0,99	162	1,00	134	-0,95	168	-0,96
Generación eólica	1157		1205		1210		1198		1224		1294	
Generación total	4094		5414		5843		4575		6041		6492	
Penetración eólica	28		22		21		26		20		20	

Observaciones

Se incorpora el total de la máxima generación eólica preliminar.

Se mantiene la generación en CT Ventanilla.

No se reduce generación eólica para eliminar sobrecargas en condiciones de red completa.

Tabla 9 - Condiciones de red "N" en Alternativa 2 (generación forzada en CT Ventanilla).

Ir al índice

Generador Equivalente	Caso de estudio											
	H2a_EsMi13_3		H2a_EsMe13_3		H2a_EsMa13_3		H2a_AvMi14_3		H2a_AvMe14_3		H2a_AvMa14_3	
	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi
GE_PARAMONGA	19	-0,97	F/S	F/S	F/S	F/S	124	-0,98	F/S	F/S	F/S	F/S
GE_HUACHO	13	-0,97	F/S	F/S	F/S	F/S	88	-0,97	F/S	F/S	F/S	F/S
GE_MARCONA	94	-0,91	97	-0,97	97	-0,95	93	-0,95	95	-0,96	97	-0,97
GE_ICA	87	-0,98	88	-0,99	88	-0,98	84	-0,95	87	-0,98	88	-0,98
GE_LA_NINA	7	-0,98	F/S	F/S								
GE_CHICLAYO	11	1,00	F/S	F/S								
GE_GUADALUPE	11	-0,99	F/S	F/S								
GE_TRUJILLO	17	-0,97	F/S	F/S								
GE_CHIMBOTE	21	-0,97	F/S	F/S	F/S	F/S	140	-0,99	F/S	F/S	F/S	F/S
GE_TUMBES	1	-0,78	F/S	F/S								
GE_PIURA	8	-0,63	F/S	F/S								
GE_TALARA	7	-0,99	F/S	F/S								
GE_REPARTICION	45	-0,95	45	-0,99	45	-0,98	45	-0,99	45	-0,99	45	-0,98
GE_MOLLENDO	18	-0,99	18	-0,96	18	-0,96	18	-0,97	18	-0,96	18	-0,96
GE_TACNA	15	-0,98	16	-0,99	16	-0,97	16	-0,98	15	-0,98	16	-0,97
GE_MOQUEGUA	133	-0,95	167	0,94	167	0,98	162	1,00	134	-0,96	168	-0,97
Generación eólica	507		431		431		770		394		432	
Generación total	4090		5424		5856		4568		6064		6521	
Penetración eólica	12		8		7		17		6		7	

Observaciones

Se incorpora el total de la máxima generación eólica preliminar.
Se minimiza la generación en CT Ventanilla.
Sí se reduce generación eólica para eliminar sobrecargas en condiciones de red completa.

Tabla 10 - Condiciones de red "N" en Alternativa 3 (reducción de la máxima generación eólica).

Se presenta a continuación un análisis de los circuitos comprometidos en los distintos casos de estudio confeccionados.

Circuito San Juan - Chilca 220kV

En los casos base de demandas media y máxima el circuito L2093 del corredor San Juan - Chilca 220kV se observa cargado cerca y en algunos casos incluso por encima de su capacidad nominal; estos valores se reflejan en Tabla 11. En los casos confeccionados incorporando la máxima generación eólica preliminar, con las unidades de CT Ventanilla fuera de servicio y en servicio "forzadas", casos de Tablas 8 y 9 respectivamente, el mencionado circuito se descarga con respecto al caso base. En el caso último la descarga es más pronunciada, llegando en general a un 20% respecto a los niveles encontrados en los casos base.

Caso	Caso Partida	CT Ventanilla [MW]	Carga líneas de 220kV comprometidas [%]			
			SanJuan-Chilca	Zapa.-Vent.	Chav.-Vent.	Truj.Norte-Cajam.
			L2093	L2242	L2245	L2260
H1_Es13min	Es13min	431,6	66,5	65,3	76,2	41,2
H1_Es13med	Es13med	418,9	96,1	65,3	85,9	30,6
H1_Es13max	Es13max	417,5	105,2	67,2	82,4	25,5
H1_Av14min	Av14min	310,9	46,4	69,0	36,1	103,2
H1_Av14med	Av14med	410,7	102,1	57,4	76,7	96,9
H1_Av14max	Av14max	405,7	107,2	60,4	76,4	92,4

Tabla 11 - Carga de líneas de 220kV en los casos base.

[Ir al índice](#)

Al minimizar la generación en CT Ventanilla y aumentar la generación convencional en el área al sur de Lima y la generación eólica adicional en el Área Sur del SEIN (casos de Tabla 10), la carga del circuito asciende levemente por encima de los niveles encontrados en los casos base.

Doble circuito Ventanilla - Zapallal 220kV

La carga de este corredor aumenta sensiblemente en escenarios de estiaje de 2013 y avenida de 2014, en los que el aumento de generación eólica adicional en el área al norte de Huacho reemplaza generación convencional en el área al sur de Lima. Cuando los generadores de Central Térmica Ventanilla se encuentran en servicio, las cargas de los circuitos constitutivos de este corredor alcanzan niveles cercanos a los nominales.

La reducción de generación en CT Ventanilla deriva en fuertes sobrecargas del corredor Ventanilla - Zapallal 220kV y en la depresión del perfil de tensiones en la porción de red de 220kV sobre la que directamente influye. Es esta una problemática existente en los casos base, que no es introducida por la incorporación de generación eólica adicional al Sistema. Como muestra de ello, en los escenarios presentados en Tabla 10 aún minimizando la generación eólica en el área al norte de Huacho se experimentan sobrecargas en el mencionado circuito. El caso es que el reemplazo de generación en CT Ventanilla por generación convencional en el área al sur de Lima aumenta la transferencia de potencia por el doble circuito Carabayllo - Zapallal 220kV, la que luego se inyecta al nodo Ventanilla.

Se encuentra entonces que el doble circuito Ventanilla - Zapallal 220kV constituye un cuello de botella para el aumento de la generación eólica en el Área Norte del SEIN. Para evitar la sobrecarga de sus circuitos constituyentes en escenarios de demandas media y máxima, deben mantenerse en servicio al menos dos turbogeneradores de la central Ventanilla despachados en niveles cercanos a sus mínimos técnicos, cuyo costo variable es superior al de las centrales Kallpa y Chilca. Esto es también necesario a los efectos de evitar la depresión en las tensiones de la red de 220kV sobre la que directamente influye la Central Ventanilla.

Se considera harto beneficiosa la repotenciación de los circuitos Ventanilla - Zapallal 220kV (18,5km) y Chavarría -Ventanilla 220kV (11km) de modo de permitir la maximización de la generación eólica en el área al norte de Huacho independientemente de la inyección de potencia activa desde la CT Ventanilla, tanto en condiciones de red "N" como de red "N-1". Se encuentra que esta alternativa es altamente viable económicamente debido a las relativamente escasas longitudes de los tramos de línea comprometidos y a la importante expansión de la generación eólica del Área Norte que podrían brindar.



Triple circuito Chavarría - Ventanilla 220kV

En los casos base el triple circuito se encuentra cargado entre el 75% y el 85% de su capacidad nominal. En los casos de demandas máxima y media con la máxima generación eólica preliminar y la CT Ventanilla en servicio (Tabla 9), la carga del circuito asciende a valores cercanos a su capacidad nominal. En el resto de los escenarios en los que se reduce la generación eólica en el Área Norte y CT Ventanilla, el corredor se encuentra descargado.

Si bien la saturación del corredor Chavarría - Ventanilla 220kV podría ser ocasional en virtud de la variación de los regímenes eólicos, para los niveles de carga encontrados en escenarios de demandas máximas y medias el corredor no habrá de soportar una contingencia simple (salida de servicio de uno de sus circuitos).

Circuito Trujillo Norte - Cajamarca 220kV

Al analizar los casos base, se observa un aumento sensible de la carga del vínculo Trujillo Norte - Cajamarca 220kV entre los escenarios de estiaje 2013 y avenida 2014. El origen de tal incremento es la incorporación al SEIN de dos explotaciones mineras en el 2014 en la zona de Cajamarca, El Galeno y Mina Conga. En todos los casos de estudio base correspondientes a escenarios de avenida de 2014, la línea Trujillo Norte - Cajamarca 220kV presenta cargas cercanas al 100% de su capacidad nominal (ver Tabla 11).

La redistribución de flujos que resulta de la incorporación de los niveles máximos preliminares de generación eólica en el Área Norte deriva en sobrecargas de entre el 26% y el 35% del mencionado circuito. La minimización de la inyección de generación en los parques eólicos equivalentes en el área al norte de Trujillo (casos H2a_Av14Max_3, H2a_Av14Med_3, y H2a_Av14Min_3) restablece la carga del circuito comprometido a valores cercanos a los experimentados en los casos base. El flujo de potencia por esta línea es prácticamente independiente de la generación de CT Ventanilla en los escenarios confeccionados con generación eólica en los nodos candidatos.

La eliminación de esta sobrecarga en condiciones de red "N" impediría el aumento de generación en el área al norte de SE Trujillo Norte, eliminando toda posibilidad de instalación de grandes módulos de generación eólica. Así pues, se considera pertinente la eliminación de la mencionada restricción a través del aumento de la capacidad de transporte del circuito comprometido o del control de la transferencia de potencia activa por el mismo. Esto podría llevarse a cabo a través de la instalación de un transformador desfasador de 150MVA en alguno de los extremos Trujillo o Cajamarca, o bien repotenciando el circuito comprometido.



3.2.2 Hito 2b: Condiciones de red "N-1"

Se presentan en esta sección los resultados del análisis del desempeño en condiciones de red "N-1" de los escenarios confeccionados en la sección 3.2.1. Esto es, se resuelven flujos de carga sacando de servicio elementos serie o compensación del Sistema, de a uno por caso.

3.2.2.1 Sobrecargas admisibles de corta duración

En concordancia con las prácticas actuales de las empresas del sector eléctrico, en este estudio se considerará aceptable en condiciones de red "N-1" una sobrecarga post-falla en elementos serie de la red del 25% respecto de su capacidad nominal. Para cada elemento se considera que esta última coincide con el valor cargado en la Base de Datos en formato PowerFactory v14 del COES-SINAC. En aquellos casos "base", i.e., sin la incorporación de la generación eólica, en los que este criterio se viera violado, se limitará la máxima generación eólica adicional de modo de no empeorar las condiciones del Sistema previstas para el horizonte de estudio.

El enunciado criterio se fundamenta, entre otras, por las siguientes referencias:

- En el análisis dinámico ejecutado en [10] se acepta una sobrecarga de hasta el 20% en las líneas del Sistema Troncal que permanecen en servicio luego de que el Sistema haya alcanzado la condición final de operación después de una contingencia.
- En [11] se menciona que, dependiendo de la temperatura ambiente, un exceso de carga de 30-50% de corta duración respecto a la capacidad nominal es aceptable para transformadores, interruptores y otros elementos de la red sin una pérdida sustancial de la vida útil. Para la determinación de límites de transferencia, se permite una sobrecarga de corta duración (15 minutos) del 20% en líneas de transmisión y del 30 al 40% en transformadores. Esto se basa en la hipótesis de la rápida intervención de los operadores del sistema.
- En condiciones de post-contingencia, como norma general aunque sujeta a validación para cada equipo en particular, en [12] se admite una sobrecarga del 25 % en la capacidad de líneas y transformadores, a lo sumo durante 30 minutos (cualquiera sea el estado de demanda anterior a la contingencia), y en ausencia de dispositivos del tipo DAG¹ que puedan eliminar la sobrecarga del equipo. Cumplido ese tiempo, se deberán tomar indefectiblemente las acciones necesarias para eliminar la sobrecarga.

1 DAG: Desconexión Automática de Generación.

3.2.2.2 Casos de estudio

En base a los escenarios correspondientes a las alternativas 1 y 2 del Hito 2a (sección 3.2.1), se generan los casos de estudio de Tabla 12, en la que se resumen los escenarios confeccionados en este Hito 2b y se reflejan los resultados más relevantes de cada uno de ellos. La misma contiene el detalle de la generación eólica adicional por zona geográfica¹, el despacho de generación en CT Ventanilla y la carga de los circuitos del Sistema de Transmisión encontrados críticos en este estudio.

Caso	Caso Partida	GE Adicional [MW]			CT Vent. [MW]	Carga Líneas de Interés 220kV [%]				Observaciones
		Norte	Centro	Sur		S. Juan-Chil. L2093	Zapa.-Vent. L2242	Chav.-Vent. L2245	Tr. Norte-Cajam. L2260	
H2b_Es13mn_1	H1_Es13mn	415	531	211	0	63	127	53	70	
H2b_Es13mn_2		384	516	208	394	44	80	86	67	
H2b_Es13med_1	H1_Es13med	95	264	246	120	99	124	64	36	U _{n,base} =0,9496pu U _{dev} =0,9481pu
H2b_Es13med_2		67	242	246	390	85	78	88	33	
H2b_Es13max_1	H1_Es13max	313	450	246	180	95	126	72	42	
H2b_Es13max_2		232	382	246	420	90	78	87	35	
H2b_Av14mn_1	H1_Av14mn	278	529	241	0	30	87	35	124	
H2b_Av14mn_2		78	529	241	0	36	79	32	110	
H2b_Av14med_1	H1_Av14med	317	545	212	180	85	120	72	117	
H2b_Av14med_2		217	545	212	411	78	79	88	110	Vínculo Kman Ayllu-Huallanca 138kV con sobrecarga del 37%, 34%, 48% y 42% respectivamente para los casos agrupados.
H2b_Av14max_1	H1_Av14max	422	550	247	180	94	125	72	120	
H2b_Av14max_2		197	550	247	406	89	80	86	105	

Tabla 12 – Tabla resumen condiciones casos de red "N-1".

Los escenarios se confeccionan de acuerdo al siguiente detalle:

- **Alternativa 1** (Tabla 13): se incorporan los montos máximos preliminares de generación eólica, minimizando el despacho de generación en CT Ventanilla de acuerdo al ranking de costos variables. Se contempla la posibilidad de reforzar los corredores Zapallal - Ventanilla 220kV y Trujillo - Cajamarca 220kV a través de la adición de una nueva terna a las existentes, quedando un triple circuito para el primer vínculo y uno doble para el segundo.

1 Se denominan zona "Norte" desde Tumbes hasta Chimbote, zona "Centro" desde Paramonga hasta Marcona y zona "Sur" desde Monquegua hacia el sur.



Ir al índice

- **Alternativa 2** (Tabla 14): se incorporan los montos máximos preliminares de generación eólica. Con el objeto de reducir las sobrecargas en el corredor Zapallal - Chilca 220kV, se mantienen en servicio los generadores de CT Ventanilla. Éstos representan generación forzada ya que presentan costos variables superiores a los de otros ciclos combinados del SEIN.

Complementando la Tabla 12, se confeccionan las tablas 13 y 14 en las que se explicitan la distribución de generación eólica adicional junto con los niveles de penetración eólica¹ y los requerimientos en materia de inyección de potencia reactiva a la red para el control de las tensiones en los niveles presentados en los casos base. Notar en las tablas 13 y 14 la nomenclatura utilizada para identificar los casos de estudio.

Como se observa en los escenarios correspondientes a la "Alternativa 3" del Hito 2a (sección 3.2.1), en todos los escenarios de demandas media y máxima considerados, el SEIN requiere el despacho forzado de las máquinas de la Central Ventanilla. Esto constituirá un requerimiento del Sistema en el horizonte de estudio para evitar sobrecargas en el corredor Ventanilla - Zapallal 220kV y para elevar el perfil de tensión en la red de 220kV sobre la que directamente influye la CT Ventanilla. Así, pues, se descarta el análisis de escenarios en los que se reduce la generación eólica en el área al norte de Huacho y con mínima generación en CT Ventanilla.

En la confección de los escenarios correspondientes a la Alternativa 2 se asume una carga admisible en condiciones de red completa del 110% en la línea Trujillo Norte - Cajamarca 220kV. Esto podría llevarse a cabo si se controlara la generación eólica adicional en el área al norte de Trujillo en función de la real capacidad de transmisión de la línea, la que depende de las condiciones ambientales. Así las cosas, dependiendo de los regímenes de viento en el Área Norte, sólo se alcanzará la máxima generación eólica simultáneamente en todos los parques del área al norte de Trujillo durante lapsos acotados.

Naturalmente, la carga de la mencionada línea sería la exhibida en los casos base (cercana al 100% de su capacidad nominal) si se eliminara totalmente la generación eólica adicional en el área al norte de Trujillo.

1 Calculado como el cociente entre generación eólica total y la generación total del Sistema, expresado en porcentaje. Se tienen en cuenta en los valores de Tabla 19 los proyectos de generación eólica ajenos a los incorporados a través de equivalentes en las barras candidatas.



3.2.2.3 Análisis de los resultados

Se presenta en Tabla 15 la máxima generación eólica pasible de ser incorporada al SEIN junto con el despacho de la Central Ventanilla para los casos de estudio con y sin obras adicionales. De la comparación de los resultados, se concluye que el refuerzo de los corredores Ventanilla - Zapallal 220kV y Trujillo - Cajamarca 220kV permite aumentar los montos máximos de generación eólica en el área al norte de Huacho, y minimizar el despacho forzado de generación en CT Ventanilla.

El refuerzo de la red de 220kV muestra ventajas esencialmente en escenarios de demandas media y máxima, en los que el despacho de generación forzada en CT Ventanilla se reduce en más de 200MW. Adicionalmente, en el total de los escenarios de avenida de 2014, dichas obras permitirían expandir en 100MW la máxima generación eólica que puede inyectarse en el Área Norte.

Generador Equivalente	Caso de estudio											
	H2b_EsMi13_1		H2b_EsMe13_1		H2b_EsMa13_1		H2b_AvMi14_1		H2b_AvMe14_1		H2b_AvMa14_1	
	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi
GE_PARAMONGA	124	-0,99	28	1,00	94,39	-0,99	124	-0,99	127	-0,99	128	-0,99
GE_HUACHO	89	-0,98	20	0,99	66,89	-0,98	88	-0,97	90	-0,98	90	-0,98
GE_MARCONA	94	-0,89	97	-0,97	97	-0,94	93	-0,96	95	-0,93	97	-0,94
GE_ICA	87	-0,97	88	-0,99	88	-0,98	84	-0,95	87	-0,96	88	-0,97
GE_LA_NINA	44	-0,99	10	-0,99	33,45	-0,99	29	-0,99	33	-0,99	44	-0,99
GE_CHICLAYO	70	-1,00	16	-0,99	52,77	-0,99	64	1,00	71	-1,00	93	1,00
GE_GUADALUPE	75	0,98	17	-0,86	57,23	1,00	55	-0,99	59	-1,00	76	-1,00
GE_TRUJILLO	115	0,94	26	-1,00	86,96	-1,00	76	1,00	83	-1,00	105	-1,00
GE_CHIMBOTE	137	-1,00	31	-1,00	104,06	-0,98	140	-0,99	146	-0,98	147	-0,98
GE_TUMBES	9	-0,95	2	0,94	6,69	1,00	4	-0,96	5	-0,96	8	-1,00
GE_PIURA	54	-0,97	12	-0,98	40,88	0,99	29	-0,99	37	-0,99	53	-0,99
GE_TALARA	48	-0,99	11	1,00	35,68	-1,00	21	-0,99	29	-0,99	44	1,00
GE_REPARTICION	45	-0,95	45	-0,99	45	-0,98	45	-0,99	45	-0,99	45	-0,98
GE_MOLLENDO	18	-0,99	18	-0,96	18	-0,96	18	-0,97	18	-0,96	18	-0,96
GE_TACNA	15	-0,98	16	-0,99	16	-0,97	16	-0,98	15	-0,98	16	-0,97
GE_MOQUEGUA	133	-0,94	167	0,94	167	0,98	162	1,00	134	-0,95	168	-0,97
Generación eólica Adicional	1157		605		1010		1048		1074		1219	
Generación eólica Existente	144		144		144		144		144		144	
Generación total	4097		5420		5842		4570		6042		6496	
Penetración eólica	32		14		20		26		20		21	

Observaciones

Se maximiza la generación eólica adicional y se minimiza la generación forzada en CT Ventanilla.

Se considera que los corredores Ventanilla - Zapallal 220kV y Trujillo - Cajamarca 220kV se refuerzan de manera de soportar condiciones de red "N" y "N-1".

Tabla 13 - Condiciones de red "N-1" en Alternativa 1 (mínima generación en CT Ventanilla y refuerzo de los corredores Ventanilla - Zapallal 220kV y Trujillo - Cajamarca 220kV).



Ir al índice

Generador Equivalente	Caso de estudio											
	H2b_EsMi13_2		H2b_EsMe13_2		H2b_EsMa13_2		H2b_AvMi14_2		H2b_AvMe14_2		H2b_AvMa14_2	
	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi
GE_PARAMONGA	122	-0,99	20	-0,99	69,94	-0,98	124	-0,98	127	-0,99	128	-0,99
GE_HUACHO	87	-0,98	14	-0,94	49,56	-0,96	88	-0,97	90	-0,97	90	-0,97
GE_MARCONA	90	-0,89	97	-0,96	97	-0,93	93	-0,96	95	-0,91	97	-0,94
GE_JCA	85	-0,98	88	-0,98	88	-0,98	84	-0,96	87	-0,96	88	-0,97
GE_LA_NINA	41	-0,99	7	-0,99	24,78	-0,99	8	-0,98	23	-0,98	21	-0,99
GE_CHICLAYO	66	-1,00	11	1,00	39,1	-0,98	18	-0,99	49	-0,99	43	-0,98
GE_GUADALUPE	72	0,99	12	-0,82	42,4	-0,99	15	-0,99	40	-0,99	35	-0,99
GE_TRUJILLO	112	0,96	19	-0,97	64,43	-0,99	21	-1,00	57	-0,99	49	-0,98
GE_CHIMBOTE	132	-1,00	22	-0,97	77,1	-0,96	140	-0,99	146	-0,98	147	-0,98
GE_TUMBES	8	-0,94	1	0,84	4,96	0,99	1	-0,96	4	-0,95	4	0,94
GE_PIURA	47	-0,96	9	-0,99	30,29	-0,99	8	-0,98	25	-0,98	25	-0,99
GE_TALARA	38	-0,99	8	0,99	26,43	1,00	6	-0,99	20	-0,99	21	0,98
GE_REPARTICIÓN	44	-0,95	45	-0,99	45	-0,98	45	-0,99	45	-0,99	45	-0,98
GE_MOLLENDO	18	-0,99	18	-0,96	18	-0,96	18	-0,97	18	-0,96	18	-0,96
GE_TACNA	15	-0,98	16	-0,99	16	-0,97	16	-0,98	15	-0,98	16	-0,97
GE_MOQUEGUA	131	-0,94	167	0,94	167	0,99	162	1,00	134	-0,95	168	-0,96
Generación eólica Adicional	1108		555		860		848		974		995	
Generación eólica Exstente	144		144		144		144		144		144	
Generación total	4089		5411		5836		4568		6037		6480	
Penetración eólica	31		13		17		22		19		18	

Observaciones

Se reduce la máxima generación eólica adicional de modo que la red soporte satisfactoriamente condiciones de red "N-1".
 Se despacha generación forzada en CT Ventanilla.

Tabla 14 - Condiciones de red "N-1" en Alternativa 2 (generación forzada en CT Ventanilla).

Generación [MW]	Caso de estudio											
	H2b_EsMi13		H2b_EsMe13		H2b_EsMa13		H2b_AvMi14		H2b_AvMe14		H2b_AvMa14	
	Alt 1	Alt 2	Alt 1	Alt 2	Alt 1	Alt 2	Alt 1	Alt 2	Alt 1	Alt 2	Alt 1	Alt 2
Eólica Total	1157	1156	605	555	1010	860	1048	848	1074	974	1219	995
Central Ventanilla	0	394	120	390	180	420	0	0	180	411	180	406

Tabla 15 - Comparación casos con (Alt 1) y sin (Alt 2) el refuerzo del Sistema de Transmisión en 220kV.

**3.3 Hito 3: Cálculo estático definitivo de las máximas potencias admisibles**

Se repite la metodología aplicada en la sección 3.1 para la determinación de las máximas potencias generadas por los parques eólicos equivalentes en las barras candidatas. Los cálculos se realizan sobre los escenarios confeccionados en el Hito 2b (sección 3.2.2) con generación convencional desplazada tras la incorporación de los niveles preliminares de generación eólica por barra. Se consideran sólo aquellos escenarios correspondientes a la Alternativa 2, en la que se aumenta el despacho de generación forzada en CT Ventanilla y se prescinde de obras adicionales en el Sistema de Transmisión.

Es de esperar que la reducción de la potencia de cortocircuito en los escenarios analizados reduzca asimismo los máximos niveles admisibles de generación eólica adicional. Luego, en los nuevos escenarios confeccionados con la reducción de generación eólica es menester aumentar la generación convencional, produciéndose un nuevo aumento de la potencia de cortocircuito en las barras candidatas. Se incurriría entonces en un "ciclo límite" en el que el reemplazo de generación convencional por generación eólica modifica las potencias de cortocircuito y la máxima generación eólica admisible, y viceversa.

Las máximas potencias de cortocircuito se calculan en los escenarios de Tabla 14, considerando nulas las corrientes que los generadores equivalentes aportan a las fallas. Es esta una hipótesis conservadora ya que, en estricto rigor, las unidades aerogeneradoras habrán de aportar corrientes por encima de las nominales durante faltas en la red cuyos valores dependen de las tecnologías del equipo. Por ejemplo, la corriente inicial de aporte a la falla del tipo full-converter es de 1.4 veces la nominal, y la del tipo doblemente alimentado (DFIG) 5 veces la nominal [13].

Los resultados del cálculo de la máxima generación eólica admisible por escenario se presentan en las tablas 16 y 17 para estiaje 2013 y avenida 2014 respectivamente. La máxima generación eólica admisible por barra candidata resulta la mínima de las obtenidas a través del análisis en condiciones de red "N-1" y de la establecida por el índice de máxima fluctuación de tensión del 5%. Estos valores se consideran como definitivos en el análisis estático presentado en este informe.



Ir al índice

Nombre	Un [KV]	Potencias de cortocircuito y máximas admisibles [MVA]												
		Escenarios de Estiaje de 2013												
		Mínima			Media				Máxima					
	S_{cc}	S_{adm}	S_{N-1}	S_{max}	S_{cc}	S_{adm}	S_{N-1}	S_{max}	S_{cc}	S_{adm}	S_{N-1}	S_{max}		
CHICLAYO_OESTE_220	220	1328	66	66	66,00	1342	67	11	11,37	1359	68	39	39,10	
CHIMBOTE_220	220	2647	132	132	132,00	2746	137	22	22,11	2758	138	77	77,10	
GUADALUPE_220B	220	1449	72	72	72,00	1469	73	12	12,34	1501	75	42	42,40	
HCHO220	220	1739	87	87	86,93	1783	89	14	14,26	1781	89	50	49,56	
ICA220	220	1696	85	85	84,80	1702	85	88	85,09	1692	85	88	84,62	
LA_NINA_220	220	822	41	41	41,00	829	41	7	7,21	834	42	25	24,78	
MARC220	220	1804	90	90	90,00	1883	94	97	94,15	1851	93	97	92,57	
MOLL138	138	358	18	18	17,88	358	18	18	17,89	358	18	18	17,90	
MONT220	220	2614	131	131	130,72	2665	133	167	133,25	2653	133	167	132,66	
PARAMONGA_NUEVA_220	220	2433	122	122	121,67	2507	125	20	20,19	2516	126	70	69,94	
Piura_220A	220	934	47	47	46,70	948	47	9	8,81	951	48	30	30,29	
REPA138	138	890	44	44	44,00	891	45	45	44,54	892	45	45	44,61	
TACNA66	66	308	15	15	15,00	308	15	16	15,41	308	15	16	15,40	
TALARA_220	220	763	38	38	38,00	770	39	8	7,69	772	39	26	26,43	
TRUJILLO_220	220	2233	112	112	111,66	2298	115	19	18,58	2303	115	64	64,43	
TUMB60	60	153	8	8	7,64	153	8	1	1,44	153	8	5	4,96	
Máximas capacidades totales			1106				514					817		

S_{cc} = Potencia de cortocircuito en la barra candidata.

S_{adm} = Máxima generación eólica admisible de acuerdo a un índice de fluctuación máximo de 5%.

S_{N-1} = Máxima generación eólica admisible determinada por el análisis estático de red "N-1"

S_{max} = Se obtiene como el mínimo entre S_{adm} y S_{N-1} .

Tabla 16 - Cálculo estático de la máxima generación eólica.

Nombre	Un [KV]	Potencias de cortocircuito y máximas admisibles [MVA]												
		Escenarios de Avenida de 2014												
		Mínima			Media				Máxima					
	S_{cc}	S_{adm}	S_{N-1}	S_{max}	S_{cc}	S_{adm}	S_{N-1}	S_{max}	S_{cc}	S_{adm}	S_{N-1}	S_{max}		
CHICLAYO_OESTE_220	220	1943	97	18	18,04	2088,17	104,41	48,79	48,79	2099,60	104,98	43,27	43,27	
CHIMBOTE_220	220	2707	135	140	135,35	2862,57	143,13	146,00	143,13	2895,38	144,77	147,09	144,77	
GUADALUPE_220B	220	1654	83	15	15,31	1736,18	86,81	40,43	40,43	1745,41	87,27	35,33	35,33	
HCHO220	220	1690	84	88	84,49	1777,27	88,86	90,00	88,86	1790,40	89,52	90,05	89,52	
ICA220	220	1614	81	84	80,70	1686,33	84,32	87,00	84,32	1700,55	85,03	88,05	85,03	
LA_NINA_220	220	900	45	8	8,20	986,02	49,30	22,77	22,77	987,84	49,39	20,64	20,64	
MARC220	220	1751	88	93	87,56	1831,98	91,60	95,00	91,60	1899,85	94,99	97,06	94,99	
MOLL138	138	358	18	18	17,88	358,26	17,91	18,00	17,91	359,61	17,98	18,01	17,98	
MONT220	220	2538	127	162	126,91	2649,77	132,49	134,00	132,49	3336,57	166,83	168,10	166,83	
PARAMONGA_NUEVA_220	220	2383	119	124	119,15	2512,68	125,63	127,00	125,63	2546,36	127,32	128,08	127,32	
Piura_220A	220	891	45	8	8,20	1080,79	54,04	25,09	25,09	1082,28	54,11	24,61	24,61	
REPA138	138	890	45	45	44,51	894,09	44,70	45,00	44,70	902,53	45,13	45,03	45,03	
TACNA66	66	303	15	16	15,14	307,98	15,40	15,00	15,00	314,44	15,72	16,01	15,72	
TALARA_220	220	638	32	6	5,83	841,34	42,07	19,52	19,52	842,10	42,10	20,64	20,64	
TRUJILLO_220	220	2281	114	21	21,32	2405,03	120,25	56,69	56,69	2427,80	121,39	49,22	49,22	
TUMB60	60	129	6	1	1,09	154,47	7,72	3,72	3,72	154,48	7,72	3,57	3,57	
Máximas capacidades totales			790				961					984		

S_{cc} = Potencia de cortocircuito en la barra candidata.

S_{adm} = Máxima generación eólica admisible de acuerdo a un índice de fluctuación máximo de 5%.

S_{N-1} = Máxima generación eólica admisible determinada por el análisis estático de red "N-1"

S_{max} = Se obtiene como el mínimo entre S_{adm} y S_{N-1} .

Tabla 17 - Cálculo estático de la máxima generación eólica.

3.3.1 Casos de estudio

Se confeccionan nuevos casos de estudio adoptando los montos máximos de generación eólica por barra candidata presentados en tablas 16 y 17. Para cada caso de estudio se resumen en las tablas 18 y 19 los principales resultados, reflejando la distribución de generación eólica en las barras candidatas y zonas geográficas, los niveles de penetración eólica adicional definitivo¹ de este análisis estático, la penetración eólica total², los requerimientos en materia de inyección de potencia reactiva a la red para el control de las tensiones en los niveles presentados en los casos base y los flujos por los vínculos definidos como críticos para el estudio.

Caso	Caso Partida	GE Adicional [MW]			CT Vent. [MW]	Carga Líneas de Interés 220kV [%]					Observaciones
		Norte	Centro	Sur		Sjuan-Chil. L2093	Zapa.-Vent. L2242	Chav.-Vent. L2245	Tr.Norte-Cajam. L2260	KimanAyllu-Huazil	
H3_Es13 min	H2b_Es13m in_2	384	516	208	394	44,0	80,0	86,0	67,0	71,0	En todos los casos se tienen tensiones superiores a 1,05 pu en los nodos de Campo Arrinío, Huayacachi y Orcotuna. Los valores promedio son los siguientes. U _{caso} =1,08pu; U _{base} =1,0673pu; U _{max} =1,0591pu.
H3_Es13 med	H2b_Es13m ed_2	67,4	235,8	211,1	390	86,3	77,0	87,6	33,3	64,6	
H3_Es13 max	H2b_Es13m ax_2	232	374	211	420	91,2	77,0	87,0	35,0	86,0	
H3_Av14 min	H2b_Av14 min_2	78	507	204	0	38,3	77,3	31,6	110,0	125,2	
H3_Av14 med	H2b_Av14 med_2	217	534	210	411	78,5	78,8	88,0	110,0	133,7	
H3_Av14 max	H2b_Av14 max_2	197,3	541,6	245,6	406	89,0	80,0	86,0	105,3	142,0	

Tabla 18 - Resumen de resultados definitivos del cálculo estático de las máximas potencias admisibles por barra.

Generador Equivalente	Caso de estudio													
	H3_EsMI13		H3_EsMe13		H3_EsMa13		H3_AvMI14		H3_AvMe14		H3_AvMa14			
	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi	P [MW]	cosfi		
GE_PARAMONGA	122	-0,99	20	-0,99	69,94	-0,98	119	-0,98	126	-0,99	127	-0,99		
GE_HUACHO	87	-0,98	14	-0,94	49,56	-0,96	84	-0,97	89	-0,97	90	-0,97		
GE_MARCONA	90	-0,89	94	-0,97	92,57	-0,93	88	-0,96	92	-0,90	95	-0,94		
GE_ICA	85	-0,98	85	-0,98	84,62	-0,98	81	-0,96	84	-0,96	85	-0,97		
GE_LA_NINA	41	-0,99	7	-0,99	24,78	-0,99	8	-0,98	23	-0,98	21	-0,99		
GE_CHICLAYO	66	-1,00	11	1,00	39,1	-0,98	18	-0,99	49	-0,99	43	-0,98		
GE_GUADALUPE	72	0,99	12	-0,82	42,4	-0,99	15	-0,99	40	-0,99	35	-0,99		
GE_TRUJILLO	112	0,95	19	-0,97	64,43	-0,99	21	-1,00	57	-0,99	49	-0,98		
GE_CHIMBOTE	132	-1,00	22	-0,97	77,1	-0,96	135	-0,99	143	-0,98	145	-0,98		
GE_TUMBES	8	-0,94	1	0,84	4,96	0,99	1	-0,96	4	-0,95	4	0,94		
GE_PIURA	47	-0,96	9	-0,99	30,29	-0,99	8	-0,98	25	-0,98	25	-0,99		
GE_TALARA	38	-0,99	8	0,99	26,43	1,00	6	-0,99	20	-0,99	21	0,98		
GE_REPARTICION	44	-0,95	45	-0,99	44,61	-0,98	45	-0,99	45	-0,99	45	-0,98		
GE_MOLLENDO	18	-0,99	18	-0,96	17,9	-0,96	18	-0,97	18	-0,96	18	-0,96		
GE_TACNA	15	-0,98	15	-0,99	15,4	-0,97	15	-0,98	15	-0,98	16	-0,97		
GE_MOQUEGUA	131	-0,94	133	0,89	132,66	0,97	127	1,00	132	-0,95	167	-0,96		
Generación eólica nueva	1108		514		817		790		961		984			
Generación eólica existente	144		144		144		144		144		144			
Generación total	4089		5414		5839		4570		6038		6491			
Penetración eólica nueva	27		10		14		17		16		15			
Penetración eólica total	31		12		16		20		18		17			

Tabla 19 - Resultados definitivos del cálculo estático de las máximas potencias admisibles por barra.

- Índice de penetración adicional: involucra solamente la generación eólica a incorporar al SEIN, origen del presente estudio.
- Índice de penetración total: la generación eólica a incorporar al SEIN, origen del presente estudio y la generación eólica existente en el SEIN en el horizonte de estudio. Estos últimos son PE Cuspisnique 1 y 2, PE Marcona y PE Talara.



3.3.2 Análisis de los resultados

El factor de penetración eólica nuevo¹ resulta relativamente elevado en escenarios de demanda mínima, ya que en estos últimos la máxima generación eólica adicional no se limita fuertemente por sobrecargas en ramas del Sistema de Transmisión. En escenarios de demandas media y máxima tanto de estiaje 2013 como de avenida 2014, este factor se presenta más moderado, variando entre el 10% y el 17%.

Las tecnologías de aerogenerador actuales permiten un factor de potencia nominal cercano a 0.95 en bornes de cada equipo. Adicionalmente, la normativa técnica [2] para la conexión de parques eólicos al SEIN exige que el factor de potencia en el punto de conexión del parque con la red sea por lo menos de 0,95. Así las cosas, la capacidad de regulación de tensión en el Sistema de Transmisión (en el que se representan los parques a través de generadores equivalentes) se ve alterada debido a la impedancia (fundamentalmente reactiva inductiva) interpuesta entre el POI del parque y en Sistema de Transmisión. Esto es, debido a las pérdidas reactivas, aumenta la capacidad de absorción y disminuye la capacidad de inyección de potencia reactiva inductiva. Entonces, para mantener los niveles de tensión en las barras candidatas especificados en los casos base, los factores de potencia en adelanto (considerados en este informe como positivos) inferiores a 0.95, indican la potencial necesidad de incorporar compensación capacitiva en adición a la inherente a cada aerogenerador.

3.4 Hito 4: Análisis dinámico

Se evalúa el desempeño dinámico del Sistema ante perturbaciones de gran señal, evaluando:

- Estabilidad transitoria de las áreas del Sistema.
- Control de tensiones.
- Necesidad de implementar automatismos para garantizar la estabilidad del SEIN.
- Desempeño del sistema al emplear modelos equivalentes de aerogeneradores de los tipos tecnológicos más utilizados en la actualidad: generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) y generador síncrono de velocidad variable con convertidor completo (full-converter).
- Regulación primaria de frecuencia para la determinación del índice de penetración eólica (IPE). Se evalúan los efectos del desplazamiento de generación convencional sobre la inercia y el estatismo equivalentes del SEIN.

Para la evaluación de los anteriores puntos se parte de las conclusiones y los escenarios obtenidas en los anteriores hitos, correspondientes al análisis estático.

¹ Índice de penetración nuevo: contempla solamente la generación eólica a incorporar al SEIN, origen del presente estudio.

3.4.1 Descripción de oscilogramas

Se presentan en el documento "EE-ES-2011-101_Anexo-B_Transitorios-Electromecanicos" adjunto al presente informe las evoluciones temporales de las variables clave del Sistema que resultan de la simulación de las perturbaciones propuestas. En cada caso se presentan los siguientes oscilogramas:

- Frecuencias expresadas en Hertz en nodos de 500kV del Sistema de Transmisión y en las barras candidatas.
- Tensiones expresadas en por unidad en nodos de 500kV del Sistema de Transmisión y en las barras candidatas.
- Ángulos rotóricos expresados en grados de las unidades generadores del SEIN de potencia nominal mayor a 60MW. Los mismos se refieren al de un generador representativo del eje inercial del Sistema, pudiendo éste ser el de una de las máquinas de las centrales Chilca o Kallpa.
- Potencias activas expresadas en MW de las unidades generadores del SEIN de potencia nominal mayor a 60MW.
- Transferencias de potencia activa expresadas en MW en líneas de 500kV y 220kV, y en transformadores de potencia conectados a la red de 500kV.
- Potencias activa y reactiva de salida expresadas en MW y en MVar, respectivamente, de los de los aerogeneradores equivalentes.

3.4.2 Modelos dinámicos

Para la ejecución de simulaciones en el dominio del tiempo se modelan en las barras candidatas aerogeneradores equivalentes de los tipos generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) y generador síncrono con convertidor completo (FC). Los modelos matemáticos son aquellos proporcionados por DIgSILENT GmbH en formato PowerFactory para el análisis de transitorios electromecánicos.

Los modelos se enfocan en el desempeño equivalente de los equipos vistos desde la red, por lo que las dinámicas relativamente rápidas de los circuitos de continua y los equipos de electrónica de potencia no forman parte de los mismos. Cada modelo se compone de un generador y de una planta que incluye controles y elementos de medición. El modelado de los aerogeneradores tipo full converter se muestra en las figuras 3.1 y 3.2, y el modelado de los aerogeneradores tipo DFIG en figuras 3.3 y 3.4.

Los modelos operan controlando sus potencias reactivas de salida, siendo ésta una condición conservadora respecto a la alternativa de que los mismos controlen la tensión de un nodo local o remoto.

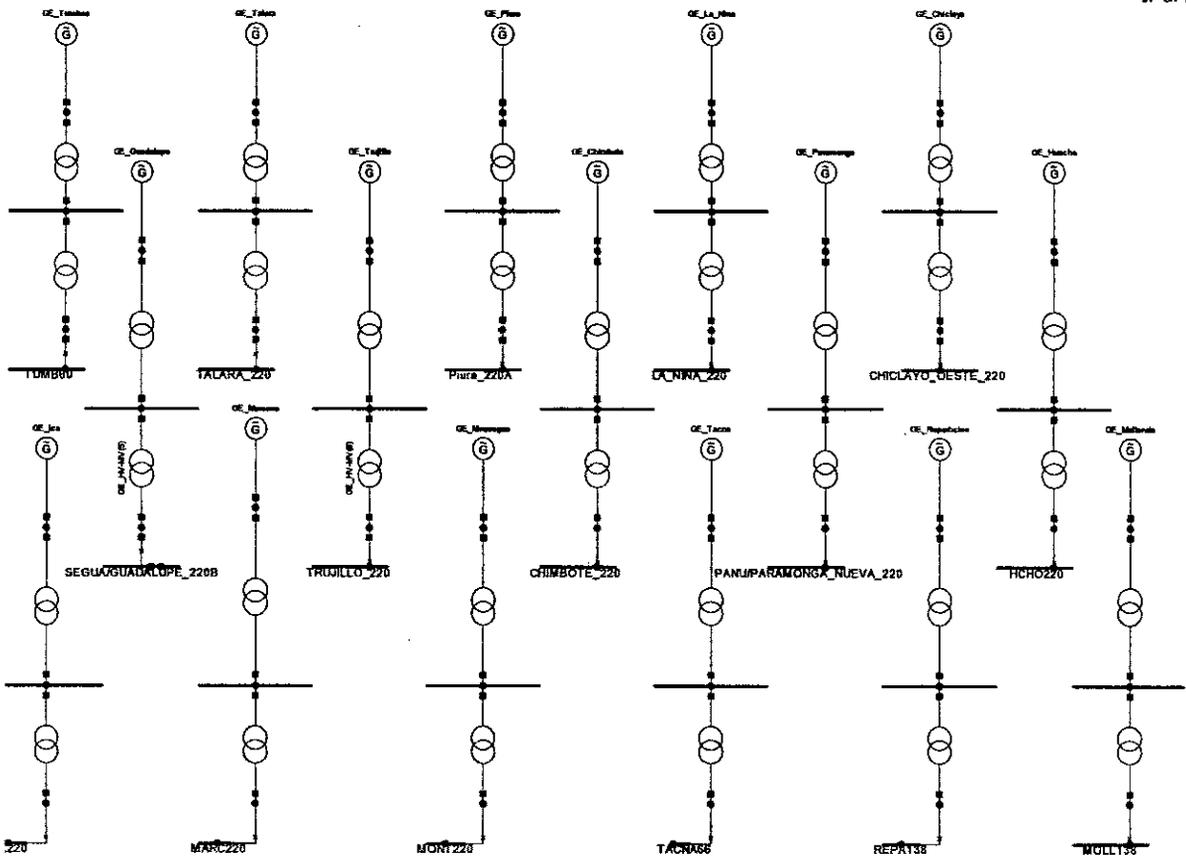


Figura 3.3 - Aerogeneradores equivalentes tipo DFIG en barras candidatas.

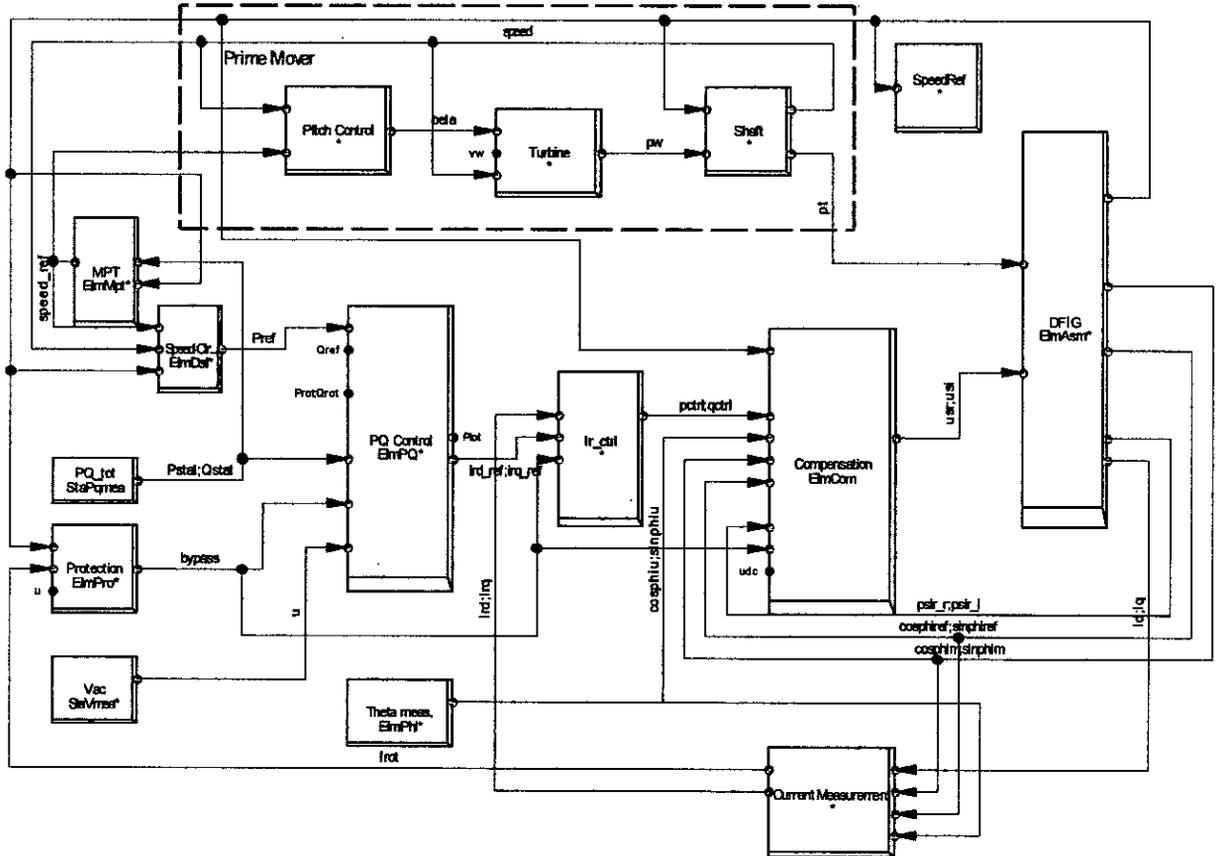


Figura 3.4 - Modelo de planta del aerogenerador tipo DFIG.



Ir al índice

El aerogenerador tipo full converter tiene una tensión terminal de 0.4kV y el tipo DFIG una tensión terminal de 0,69kV. La potencia nominal en ambos casos es de 2MW y 2.22MVA. Se modelan transformadores equivalentes que adaptan las tensiones entre los bornes de las máquinas y el nivel de tensión del sistema de distribución (20kV), y las tensiones de los sistemas distribución y de transmisión.

Los modelos de aerogenerador se escalan para representar los equivalentes en las barras candidatas siguiendo las indicaciones presentadas en [14] para el tipo full converter y en [15] para el tipo DFIG. La cantidad de máquinas concentradas por aerogenerador equivalente se especifica en Tabla 20.

Equivalente			Número de máquinas Concentradas
Nombre	Un [kV]	S _{max} [MVA]	
CHICLAYO_OESTE_220	220	136	61
CHIMBOTE_220	220	402	181
GUADALUPE_220B	220	118	53
HCHO220	220	249	112
ICA220	220	236	106
LA_NINA_220	220	69	31
MARC220	220	264	119
MOLL138	138	50	22
MONT220	220	463	208
PARAMONGA_NUEVA_220	220	354	159
Piura_220A	220	84	38
REPA138	138	125	56
TACNA66	66	44	20
TALARA_220	220	73	33
TRUJILLO_220	220	179	81
TUMB60	60	14	6

Tabla 20 - Cantidad de máquinas concentradas por aerogenerador equivalente.

La potencia eólica adicional inyectada por barra candidata corresponde a la máxima de las potencias pasibles de ser inyectadas en los escenarios de demandas media y máxima de estiaje de 2013 y avenida de 2014, dividida por un factor de planta de 40% y un factor de potencia 0.9. Las cantidades de máquinas especificadas en Tabla 20 son comunes a todos los casos de simulación, alcanzándose la potencia total inyectada en cada barra candidata variando la potencia activa de salida de cada aerogenerador concentrado en el equivalente.

Para la determinación de las máximas potencias generadas por barra candidata se prescinde de las máximas potencias pasibles de ser inyectadas en los escenarios de mínima demanda. Los mismos resultan sensiblemente superiores a los observados en escenarios de demandas media y máxima, derivando en elevados índices de penetración eólica.

Debe quedar claro que la determinación de la cantidad de aerogeneradores que puede instalarse por barra candidata excede el alcance del presente estudio.



Ir al índice

Los ángulos rotóricos de las unidades generadoras adoptan como referencia una máquina representativa del eje inercial de Sistema, pudiendo ésta pertenecer a las centrales Kallpa o Chilca.

3.4.3 Casos de estudio

Las simulaciones en el dominio del tiempo se ejecutan sobre los escenarios definidos en el Hito 3. Los generadores equivalentes directamente conectados en las barras candidatas del Sistema de Transmisión se reemplazan por los modelos dinámicos equivalentes de aerogenerador. Para la resolución de los flujos de cargas, se define para cada aerogenerador equivalente un control externo de tensión ("Extrenal controller") que opera sobre la potencia reactiva de salida de la máquina de modo de obtener en la barra candidata el nivel de tensión de los casos base.

Debido a las pérdidas de potencia activa en los transformadores que adaptan las tensiones entre los terminales de la máquina y el Sistema de Transmisión, la potencia activa efectivamente inyectada en las barras candidatas difiere levemente de la total generada por los aerogeneradores equivalentes. Esta diferencia es asumida en la resolución del flujo de cargas por el generador "slack" del Sistema.

3.4.4 Descripción de oscilogramas

Se presentan en el documento "EE-ES-2011-101_Anexo-B_Transitorios-Electromecanicos" adjunto al presente informe las evoluciones temporales de las variables clave del Sistema que resultan de la simulación de las perturbaciones propuestas. En cada caso se presentan los siguientes oscilogramas:

- Frecuencias expresadas en Hertz en nodos de 500kV del Sistema de Transmisión y en las barras candidatas.
- Tensiones expresadas en por unidad en nodos de 500kV del Sistema de Transmisión y en las barras candidatas.
- Ángulos rotóricos expresados en grados de las unidades generadores del SEIN de potencia nominal mayor a 50MW. Los mismos se refieren al de un generador representativo del eje inercial del Sistema, pudiendo éste ser el de una de las máquinas de las centrales Chilca o Kallpa.
- Potencias activas expresadas en MW de las unidades generadores del SEIN de potencia nominal mayor a 50MW.
- Transferencias de potencia activa expresadas en MW en líneas de 500kV y 220kV, y en transformadores de potencia conectados a la red de 500kV.
- Potencias activa y reactiva de salida expresadas en MW y en MVAR, respectivamente, de los de los aerogeneradores equivalentes.



3.4.5 Hito 4a: Regulación de frecuencia

Se simula el disparo de una máquina de gran porte del SEIN de modo de generar desviaciones apreciables de la frecuencia que permitan analizar la regulación primaria de frecuencia de los generadores del Sistema que se encuentran habilitados para ejecutarla. Se pretende en primer instancia que el corte de generación en los casos base no derive en la actuación de los relés de corte de carga por mínima frecuencia. Estos últimos comienzan a operar a partir de 59Hz y sus ajustes se presentan en Tabla 21 [10]. Ya que en este estudio no se considera que los parques eólicos equivalentes son capaces de regular frecuencia, para su representación en las simulaciones ejecutadas en este punto se adopta arbitrariamente el tipo full converter.

ERACMF de la Zona 1 (Área Norte desde Trujillo hasta Zorritos)

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA (Hz)	TEMPORIZACION (s)	ARRANQUE (Hz)	PENDIENTE (Hz / s)	TEMPORIZACION (s)
1	4,0%	59,00	0,15	59,8	-0,75	0,15
2	6,0%	58,90	0,15	59,8	-0,75	0,15
3	10,0%	58,80	0,15	59,8	-0,75	0,15
4	9,0%	58,70	0,15	59,8	-0,75	0,15
5	11,0%	58,60	0,15			
6	11,0%	58,50	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
7	2,5% (2)	59,10	30,0			
(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz						

ERACMF de la Zona 2 (Área Centro y subestación Chimbote 1)

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA (Hz)	TEMPORIZACION (s)	ARRANQUE (Hz)	PENDIENTE (Hz / s)	TEMPORIZACION (s)
1	4,0%	59,00	0,15	59,8	-0,65	0,15
2	6,0%	58,90	0,15	59,8	-0,65	0,15
3	7,0%	58,80	0,15	59,8	-0,65	0,15
4	5,0%	58,70	0,15	59,8	-1,1	0,15
5	5,0%	58,60	0,15			
6	12,0%	58,50	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
7	2,5% (2)	59,10	30,0			
(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz						

ERACMF de la Zona 3 (Área Sur)

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA (Hz)	TEMPORIZACION (s)	ARRANQUE (Hz)	PENDIENTE (Hz / s)	TEMPORIZACION (s)
1	4,0%	59,00	0,15	59,8	-1,1	0,15
2	6,0%	58,90	0,15	59,8	-1,1	0,15
3	10,0%	58,80	0,15	59,8	-1,1	0,15
4	11,0%	58,70	0,15	59,8	-1,5	0,15
5	9,0%	58,60	0,15			
6	17,0%	58,00	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
7	2,5% (2)	59,10	30,0			
(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz						
(3) En la Zona Sur, la temporización de los relés de derivada de frecuencia de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s						

Tabla 21 - Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) [10].

Ir al Índice

Se describen en Tabla 22 los casos de simulación. En la misma se especifican para cada caso los montos de potencia activa generada desconectados, las mínimas frecuencias alcanzadas y si se ejecutan (o no) cortes automáticos de carga por mínima frecuencia.

Caso	Escenario	Disparo		f _{mín} [Hz]	Cortes de carga	IPE [%]
		Máquina	P [MW]			
H4_Av14max_B1	H1_Av14max	Chilca TG1	170	59,32	NO	2
H4_Av14max_B2	H1_Av14max	Chilca TG1 Chilca TG2	2x170	59	SÍ	2
H4_Av14max_B3	H1_Av14max	Chilca TV	285	59		
H4_Av14max_fc1	H4_Av14max	Chilca TG1	170	59,12	NO	17
H4_Av14min_B1	H1_Av14min	Kallpa TG3	187	59	SÍ	3
H4_Av14min_B2	H1_Av14min	Machu G4	110	59,30	NO	3
H4_Av14min_fc1	H4_Av14min_IPE20	Machu G4	110	59,28	NO	20
H4_Av14min_fc2	H4_Av14min_IPE15	Machu G4	110	59,28	NO	15
H4_Es13max_B1	H1_Es13max	Vent TV	167	59,40	NO	2
H4_Es13max_B2	H1_Es13max	Fenix TV	195	59,25	NO	2
H4_Es13max_fc1	H4_Es13max	Kallpa TV	195	59,02	NO	16
H4_Es13min_B1	H1_Es13min	Kallpa TG2	130	59,35	NO	4
H4_Es13min_fc1	H4_Es13min_IPE20	Kallpa TG2	130	59,13	NO	20
H4_Es13min_fc2	H4_Es13min_IPE15	Kallpa TG2	130	59,15	NO	15

Tabla 22 - Casos de simulación para verificar la regulación primaria de frecuencia.

Los escenarios H4_Av14max y H4_Av14min_IPE20 han sido confeccionados a partir de los respectivos H3_Av14max y H3_Av14min, respetando el despacho de generación convencional e incorporando los modelos dinámicos de los aerogeneradores equivalentes.

El escenario H4_Av14min_IPE15 se confecciona partiendo del H4_Av14min_IPE20, mientras que los escenarios H4_Es13min_IPE20 y H4_Es13min_IPE15 se generan tomando como base el H3_Es13min. En estos casos, se modifican los niveles de generación convencional y eólica adicional de modo de lograr los índices totales de penetración eólica especificados en Tabla 22. El detalle del despacho de generación en cada caso se presenta en el documento EE-ES-2011-101_Anexo-A_Escenarios_de_Estudio adjunto a este informe.

Se presentan en la Figura 3.5 las evoluciones temporales de la frecuencia del Sistema medida en una barra testigo (Trujillo Norte 500kV). Obsérvese que en aquellos casos en los que se incorpora la generación eólica adicional, si bien la mínima frecuencia alcanzada es menor respecto a la obtenida en los casos base, los generadores del Sistema que permanecen en servicio logran controlar la frecuencia por encima del primer umbral de corte automático de carga.

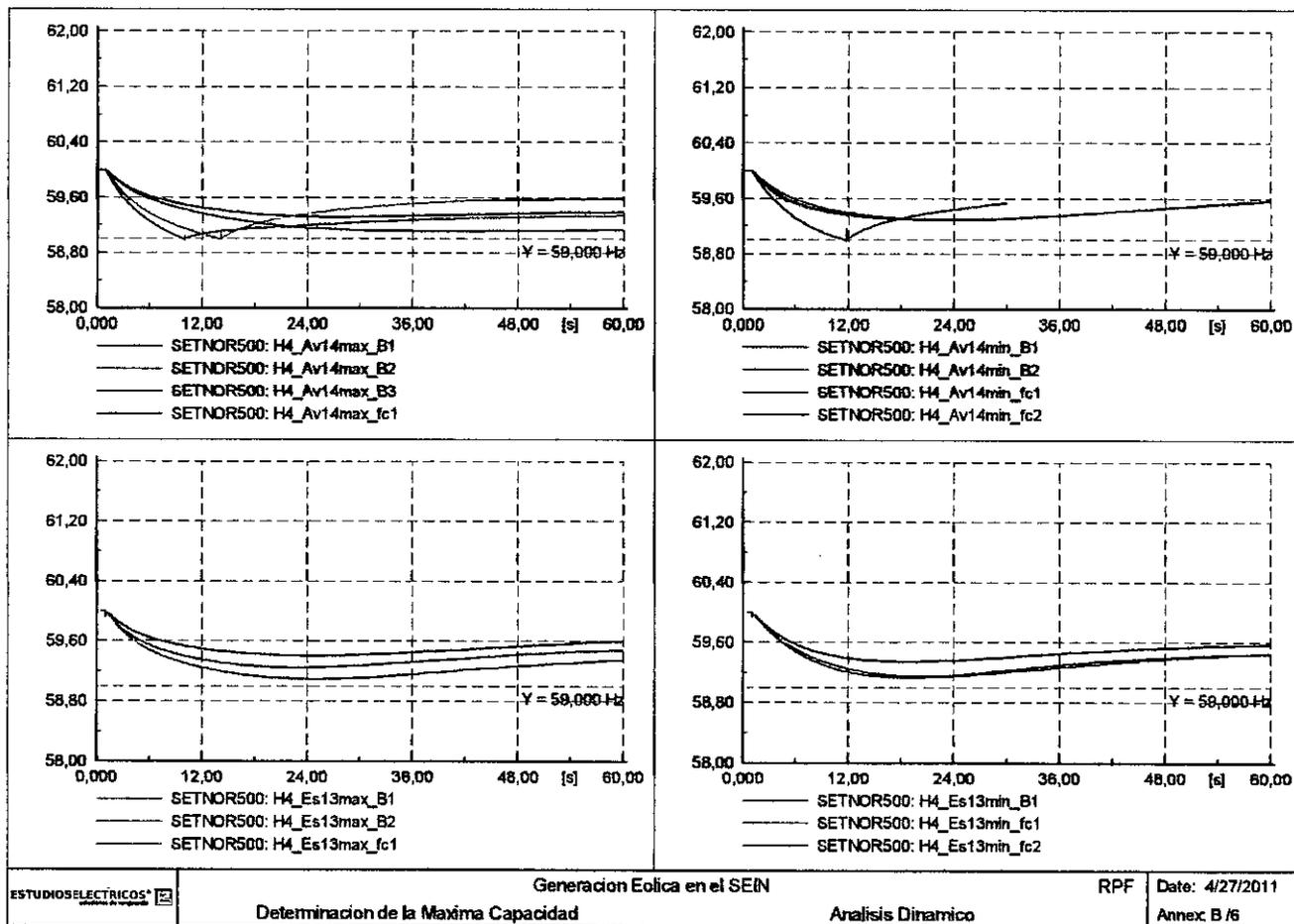


Figura 3.5 - Regulación de frecuencia ante desconexiones de generación.

Para verificar la eficacia del esquema de reducción automática de carga de la base de datos del COES-SINAC, se ejecutan simulaciones en el dominio del tiempo en las que se desconectan ciclos combinados completos, lo que deriva en un descenso de la frecuencia del Sistema por debajo del primer escalón de corte de carga (59Hz). Los casos de simulación se describen en Tabla 23, considerándose en todos ellos la incorporación de generación eólica adicional.

Se presentan en la Figura 3.6 las evoluciones temporales de la frecuencia del Sistema medida en una barra testigo (Trujillo Norte 500kV). Obsérvese que en todos los casos, el esquema de reducción automática de carga por mínima frecuencia modelado en la Base de Datos del COES junto con la regulación primaria de frecuencia de las unidades generadoras convencionales logra restituir la frecuencia post-perturbación dentro de los valores admisibles.

Ir al Índice

Caso	Escenario	Disparo		f_{min} [Hz]	Carga [MW]		Corte Total [MW]
		Máquina	P [MW]		Pre-falla	Post-falla	
H4a_Av14max_fc1_CC	H4_Av14max	Kallpa TG1 Kallpa TG2 Kallpa TG3 Kallpa TV	527	58,86	6178	5737	441
H4a_Av1min_fc1_CC	H4_Av14min	Enersur G1 Enersur G2	328,49	58,88	4333	4078	255
H4a_Av1min_fc2_CC	H4_Av14min	Enersur G1 Enersur G2	328,49	58,89	4333	4075	258
H4a_Es13max_fc1_CC	H4_Es13max	Kallpa TG1 Kallpa TG2 Kallpa TG3 Kallpa TV	550	58,86	5550	5127	423
H4a_Es13min_fc1_CC	H4_Es13min	Kallpa TG1 Kallpa TG2 Kallpa TG3	395	58,86	3895	3591	304

Tabla 23 - Casos de simulación para verificar la eficacia del ERACMF.

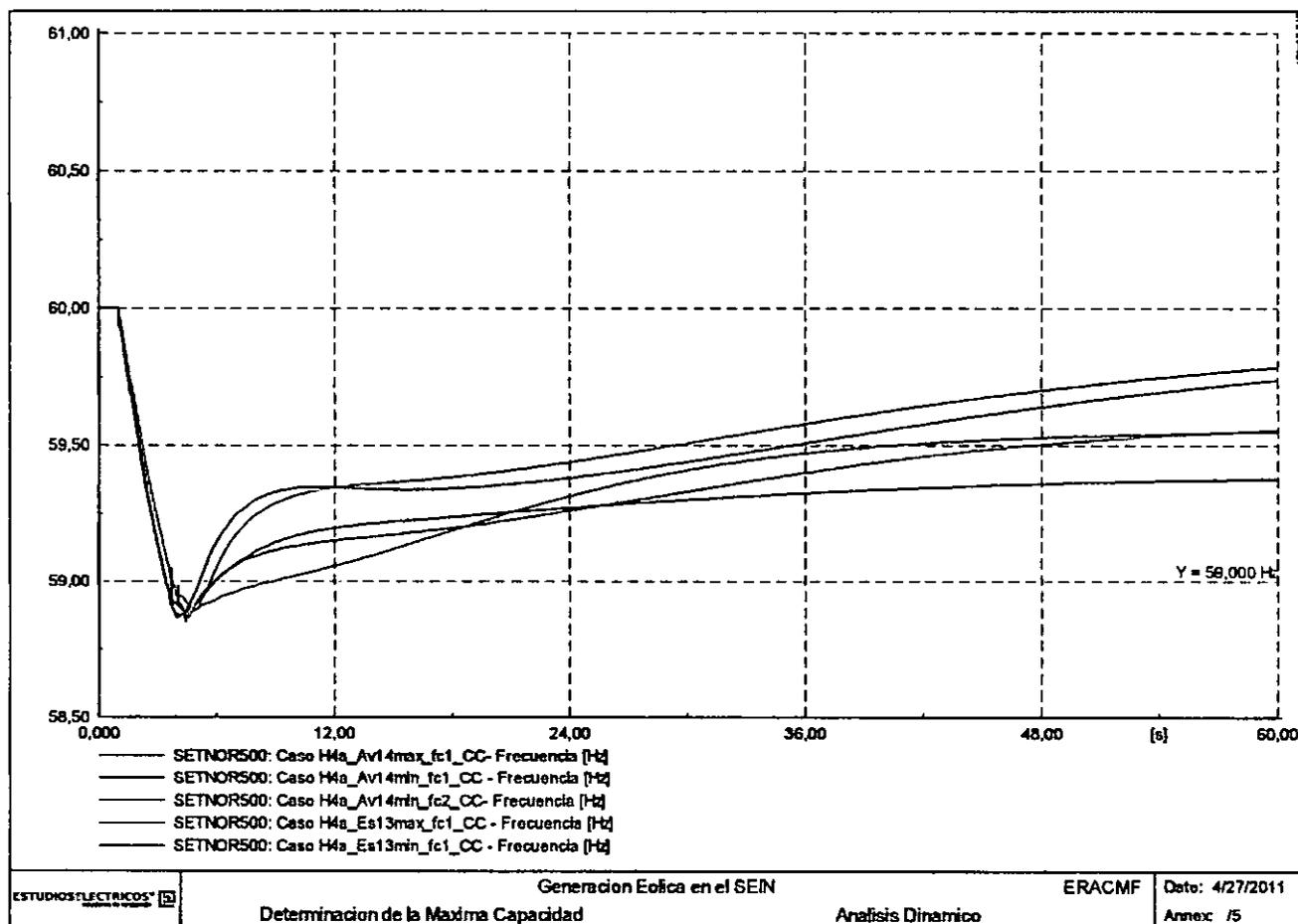


Figura 3.6 - Operación del ERACMF ante desconexiones de generación.



3.4.6 Hito 4b: Estabilidad transitoria

A través de simulaciones en el dominio del tiempo se verifica en este apartado la estabilidad transitoria del SEIN con la incorporación de generación eólica adicional ante la ocurrencia de fallas testigo. Se simulan fallas en las siguientes líneas del Sistema de Transmisión:

- Contingencia 1: Carabayllo - Chimbote 500kV
- Contingencia 2: Montalvo - Ocoña 500kV
- Contingencia 3: Zapallal - Ventanilla 220kV
- Contingencia 4: Campo Armíño - Socabaya 220kV

Las contingencias seleccionadas afectan directamente la evacuación de la generación eólica adicional, en tanto interconectan los nodos candidatos con el centro de cargas.

3.4.6.1 Contingencias

Se describen en este apartado las fallas testigo simuladas. Los principales resultados se reflejan en tablas de acuerdo al siguiente detalle:

- *Tipo de generador eólico:* DFIG → tipo generador de inducción doblemente alimentado; FC → tipo generador síncrono con convertidor completo.
- *Ángulo máximo:* se reporta el máximo apartamiento angular de las máquinas de gran porte del Sistema (potencia nominal superior a 60MW).
- *Tensión mínima:* se reporta la mínima tensión en barras del Sistema de Transmisión luego del despeje de la falla.

Contingencia 1: Carabayllo - Chimbote 500kV

Se simula una falla trifásica ($R_f = 0\Omega$) en el 50% de la línea Carabayllo - Chimbote 500kV; despeje de la falla y apertura de la línea en ambos extremos en 100ms. Los casos de simulación se describen en Tabla 24, en la que se presentan los principales resultados.

En los casos de simulación correspondientes a demanda máxima de estiaje de 2013, se observan tensiones en Chimbote 500kV y en Trujillo Norte 500kV, independiente de la tecnología de aerogenerador considerada. La incorporación de controles de tensión en los parques eólicos equivalentes de seguro elevaría el perfil de tensiones dentro de los niveles post-falla admisibles. Así las cosas, al simular la falla en el caso base (sin generación eólica adicional) también se observa una tensión por debajo de 0.9pu en Trujillo Norte 500kV.

No se observan subtensiones transitorias inmediatamente luego del despeje de la falla debido al backswing de los ángulos rotóricos.

En todos los casos, las tensiones en las barras candidatas se encuentran dentro del rango permitido.

Ir al índice

Caso	Escenario	Tipo de generador eólico	Ángulo máximo		Tensión Mínima			
			Máquina	[°]	Barra 500kV	[pu]	Barra Candidata	[pu]
H4b_Av14max_df1_C1	H4_Av14max	DFIG	ILO 2 TV	37	CHIMBOTE	0,90	CHIM220	0,94
H4b_Av14max_fc1_C1	H4_Av14max	FC	ILO 2 TV	42	CHIMBOTE	0,90	CHIM220	0,94
H4b_Av14max_B1_C1	H1_Av14max	-	FENIX G1	41	CHIMBOTE	0,89	CHIM220	0,92
H4b_Es13max_df1_C1	H4_Es13max	DFIG	MACHU G4	50	CHIMBOTE	0,83	CHIM220	0,87
H4b_Es13max_fc1_C1	H4_Es13max	FC	MACHU G4	51	CHIMBOTE	0,83	CHIM220	0,87

Tabla 24 - Casos de simulación.

Contingencia 2: Montalvo - Ocoña 500kV

Se simula una falla trifásica ($R_f = 0\Omega$) en el 50% de la línea Montalvo - Ocoña 500kV; despeje de la falla y apertura de la línea en ambos extremos en 100ms. Se puentean los capacitores serie de SET Ocoña mientras la falla permanece implantada.

Los casos de simulación se describen en Tabla 25, en la que se presentan los principales resultados.

Caso	Escenario	Tipo de generador eólico	Ángulo máximo		Tensión Mínima			
			Máquina	[°]	Barra 500kV	[pu]	Barra Candidata	[pu]
H4b_Av14max_df1_C2	H4_Av14max	DFIG	ILO 2 TV	56	MONT	0,98	MARC220	0,90
H4b_Av14max_fc1_C2	H4_Av14max	FC	ILO 2 TV	54	MONT	0,87	MARC220	0,87
H4b_Av14max_B1_C2	H1_Av14max	-	ILO 2 TV	68	MONT	0,80	MARC220	0,86
H4b_Es13max_df1_C2	H4_Es13max	DFIG	MACHU G4	61	MONT	0,81	MARC220	0,87
H4b_Es13max_fc1_C2	H4_Es13max	FC	MACHU G4	72	MONT	0,78	MARC220	0,84

Tabla 25 - Casos de simulación.

La simulación de la falla en los escenarios de máxima demanda de estiaje de 2013 muestra que el Sistema permanece transitoriamente estable, mas se observan bajas tensiones en Montalvo 500kV (0.85pu). Esto se observa al ejecutar la simulación con y sin generación eólica adicional, por lo que se concluye que las bajas tensiones no son consecuencia del ingreso de la segunda. Se espera que la incorporación de control de tensión en los parques eólicos mejore el perfil de tensiones post-falla.

Ir al índice

Contingencia 3: Zapallal – Ventanilla 220kV

Se simula una falla trifásica ($R_f = 0\Omega$) en el 50% de la línea Zapallal - Ventanilla 220kV L2242; despeje de la falla y apertura de la línea en ambos extremos en 100ms. Los casos de simulación se describen en Tabla 26, en la que se presentan los principales resultados; en la última columna de la misma se reporta la carga post-falla de la línea Ventanilla - Zapallal 220kV que permanece en servicio.

Caso	Escenario	Tipo de gen. eólico	Ángulo máximo		Tensión Mínima			Carga post-falla Ven-Zap 220kV [%]	
			Máquina	[°]	Nodo 500kV	Barra Candidata	[pu]		
H4b_Av14max_df1_C3	H4_Av14max	DFIG	ILO 2TV	39	MARC	0,95	MARC220	0,94	125,8
H4b_Av14max_fc1_C3	H4_Av14max	FC	ILO 2TV	44	MARC	0,95	MARC220	0,93	125,8
H4b_Es13max_df1_C3	H4_Es13max	DFIG	MACHU G4	55	MONT	0,95	MONT220	0,96	120,5
H4b_Es13max_fc1_C3	H4_Es13max	FC	MACHU G4	57	MONT	0,94	MONT220	0,95	120,6

Tabla 26 - Casos de simulación.

Se observa en los flujos post-falla que la carga del circuito Ventanilla - Zapallal 220kV que permanece en servicio se encuentra cercana al 125%. Se considera que este valor puede ser tolerado por los conductores de la línea hasta tanto sean adoptadas medidas operativas que lo reduzcan a un nivel admisible en régimen permanente.

Contingencia 4: Campo Armiño - Socabaya 220kV

Se simula una falla trifásica ($R_f = 0\Omega$) en el 50% de la línea Campo Armiño - Socabaya 220kV; despeje de la falla y apertura de la línea en ambos extremos en 100ms.

Los casos de simulación se describen en Tabla 27, en la que se presentan los principales resultados.

Caso	Escenario	Tipo de generador eólico	Ángulo máximo		Tensión Mínima			
			Máquina	[°]	Barra 500kV	[pu]	Barra Candidata	[pu]
H4b_Av14max_df1_C4	H4_Av14max	DFIG	ILO 2 TV	38	MARCONA	0,99	MARC220	0,95
H4b_Av14max_fc1_C4	H4_Av14max	FC	ILO 2 TV	41	MARCONA	0,96	MARC220	0,95
H4b_Es13max_df1_C4	H4_Es13max	DFIG	MACHU G4	53	MARCONA	0,95	MONT220	0,95
H4b_Es13max_fc1_C4	H4_Es13max	FC	MACHU G4	53	MARCONA	0,96	MONT220	0,95

Tabla 27 - Casos de simulación.



3.4.7. Resultados del análisis dinámico

Si bien el desempeño de la regulación primaria de frecuencia se ve desmejorado, tras la incorporación de la generación eólica adicional se observa que los generadores convencionales del Sistema conservan una aceptable capacidad de control de la frecuencia ante desbalances relativamente importantes de despacho de generación y demanda. En aquellas simulaciones en las que se desconectan niveles de generación que derivan en frecuencias por debajo del primer umbral absoluto de corte de carga del ERACMF, se observa que este último logra restablecer la frecuencia post-contingencia del Sistema a niveles seguros.

Si bien los resultados de las simulaciones en los escenarios propuestos son satisfactorios, se encuentra conveniente distribuir el despacho de generación térmica entre las centrales de menor costo variable. De esta forma, se reduce el impacto del mayor evento de desconexión intempestiva de generación sobre las excursiones de frecuencia.

La simulación en el dominio del tiempo de fallas testigo en el Sistema de Transmisión muestra que la estabilidad transitoria del Sistema luego de incorporar generación eólica adicional no es marginal. Las respuestas de las variables clave del Sistema es aceptable.

Para mejorar el control de las tensiones transitorias y post-falla del Sistema se recomienda que los parques eólicos que finalmente habrán de interconectarse sean capaces de controlar la tensión en la barra del Sistema de Transmisión a la que se conectan (POI). Una práctica habitual es la implementación de un control conjunto de tensión que opere sobre las consignas de potencia reactiva de los aerogeneradores de modo de controlar una tensión objetivo en el POI.

Se verifica en todos los casos que una vez despejada la falla, las tensiones en barras adyacentes a la zona fallada, no permanecen por debajo de 0.80 p.u. por más de 500 ms. Asimismo, las oscilaciones de los ángulos de los rotores, flujos de potencia y tensiones del sistema resultan amortiguadas.

3.5 Hito 5: Determinación definitiva de las máximas potencias

En base a los resultados obtenidos en los anteriores hitos se determinan las máximas potencias que las granjas eólicas equivalentes podrán generar en las barras candidatas del SEIN.

Se presentan en Tabla 28 los montos definitivos por escenario de estudio y por barra candidata. Las distribuciones de potencias máximas de generación eólica resultan de la aplicación de la metodología propuesta en cada uno de los escenarios de estudio. Los mismos han sido obtenidos con el objeto de maximizar la inyección adicional de generación eólica total en el SEIN, y no en algún nodo en particular.

Nótese que los casos de Tabla 28 coinciden con aquellos reportados en el Hito 3, excepto en el escenario de demanda mínima de estiaje de 2013. Para este último se consideran los montos del caso de estudio H4a_Es13min_fc1 en el que el índice de penetración eólica total se reduce del 30% exhibido en el escenario H3_Es13min al 20%. Se adopta este criterio ya que un índice de penetración eólica del 30% se encuentra excesivo, pudiendo el mismo comprometer la regulación de frecuencia del Sistema ante grandes desbalances de demanda y generación despachada.

Generador Equivalente	Caso de estudio					
	H4a_Es13min_fc1 P [MW]	H3_EsMe13 P [MW]	H3_EsMa13 P [MW]	H3_AvMi14 P [MW]	H3_AvMe14 P [MW]	H3_AvMa14 P [MW]
GE_PARAMONGA	74	20	70	119	126	127
GE_HUACHO	53	14	50	84	89	90
GE_MARCONA	55	94	93	88	92	95
GE_ICA	51	85	85	81	84	85
GE_LA_NINA	25	7	25	8	23	21
GE_CHICLAYO	40	11	39	18	49	43
GE_GUADALUPE	44	12	42	15	40	35
GE_TRUJILLO	68	19	64	21	57	49
GE_CHIMBOTE	81	22	77	135	143	145
GE_TUMBES	4	1	5	1	4	4
GE_PIURA	29	9	30	8	25	25
GE_TALARA	23	8	26	6	20	21
GE_REPARTICION	27	45	45	45	45	45
GE_MOLLENDON	11	18	18	18	18	18
GE_TACNA	9	15	15	15	15	16
GE_MOQUEGUA	79	133	133	127	132	167
Generación eólica adicional [MW]	674	514	817	790	961	984
Generación eólica existente [MW]	144	144	144	144	144	144
Generación total [MW]	4089	5414	5839	4570	6038	6491
Penetración eólica adicional [%]	16	10	14	17	16	15
Penetración eólica total [%]	20	12	16	20	18	17

Tabla 28- Montos de máxima generación eólica a inyectar por barra escenario.

Se observa en Tabla 28 que el índice de penetración eólica total que puede alcanzarse con la incorporación de generación eólica adicional se encuentra entre el 12% y el 20% dependiendo del escenario considerado. Estos valores consideran los proyectos de generación eólica ya incorporados en los escenarios de la Base de Datos del COES, en adición a los montos de generación eólica que pueden inyectarse en las barras candidatas.

Ir al Índice

Se presentan en Tabla 29 los montos máximos de generación eólica en los escenarios más restrictivos. La distribución de las potencias máximas producto de la aplicación de la metodología propuesta se especifican en los campos "P_{método}"¹, mientras que las máximas potencias admisibles por barra individual se especifican en los campos "P_{adm}"².

Se agrupan en Tabla 29 las barras candidatas en cuatro áreas diferenciadas. 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. De igual forma, los montos máximos de generación eólica adicional por barra candidata (especificados en los campos "P_{adm}") producto de la aplicación de la metodología propuesta pueden redistribuirse entre los nodos candidatos de una misma área.

A partir de los resultados de Tabla 28, se sintetizan en Tabla 29 los montos en los que las máximas inyecciones de generación eólica pueden incrementarse en los escenarios de máxima demanda, respecto a los niveles presentados en el escenario más restrictivo. El mencionado ejercicio se realiza separadamente para las épocas estiaje de 2013 y avenida de 2014.

Área	Barra candidata		Potencias en [MW]									
			Estiaje de 2013					Avenida de 2014				
			Total escenario más restrictivo (H3_EsMe13)		Incrementos en demanda máxima		Total escenario más restrictivo (H3_AvMi14)		Incrementos en demanda máxima			
Nombre	Un [kV]	P _{método}	P _{adm}	Total Área	dP	dP Total	P _{método}	P _{adm}	Total Área	dP	dP Total	
Al norte de SE Trujillo	LA NIÑA	220	7	41	67	18	165	8	45	78	12	119
	CHICLAYO	220	11	67		28		18	97		25	
	GUADALUPE	220	12	73		30		15	83		20	
	TRUJILLO	220	19	115		46		21	114		28	
	TUMBES	220	1	8		4		1	6		2	
	PIURA	220	9	47		21		8	45		16	
	TALARA	220	8	39		19		6	32		15	
Entre las SSEE Huacho y Chimbote	PARAMONGA	220	20	125	57	50	140	119	119	339	8	23
	HUACHO	220	14	89		35		84	84		5	
	CHIMBOTE	220	22	137		55		135	135		9	
Sur	REPARTICION	138	45	45	211	0	0	45	45	204	1	41
	MOLLENDO	138	18	18		0		18	18		0	
	TACNA	66	15	15		0		15	15		1	
	MOQUEGUA	220	133	133		0		127	127		40	
Sur medio	MARCONA	220	94	94	179	0	0	88	88	168	7	12
	ICA	220	85	85		0		81	81		4	
Total generación eólica adicional [MW]			514			305		790			195	

Tabla 29 - Montos definitivos de la máxima generación eólica a inyectar por área.

1 Extraídas de Tabla 28.

2 Extraídas de Tablas 16 y 17.



Ir al índice

Se reportan en Tabla 30 los montos máximos de generación eólica que podrá inyectarse por área del SEIN al comienzo del horizonte de estudio (estiaje 2013). Los mismos se obtienen como los mínimos de los presentados en Tabla 29. Se especifican en los campos "P_{adm}" también 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 admisibles por área pueden distribuirse entre los parques eólicos de las barras candidatas que cada área comprende, siempre que no se superen los niveles "P_{adm}".

Se destacan en color amarillo en Tabla 30 aquellos nodos candidatos en los que la máxima generación eólica pasible de ser inyectada se encuentra por debajo de los módulos mínimos económicamente viables (cercanos a los 20MW). Se considera que las potencias inyectadas por los parques equivalentes en las barras Mollendo y Tacna podría redistribuirse en el resto de los nodos candidatos de las áreas Sur y Sur Medio, siempre que los parques eólicos sean capaces de controlar la tensión en su punto de interconexión con la red.

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	
Sur	REPARTICION	138	45	204
	MOLLENDO	138	18	
	TACNA	66	15	
	MOQUEGUA	220	127	
Sur medio	MARCONA	220	88	168
	ICA	220	81	
Total generación eólica adicional [MW]				497

Tabla 30- Montos definitivos de la máxima generación eólica a inyectar.

4 CONCLUSIONES

Han sido ejecutados estudios de flujo de cargas, cortocircuitos y transitorios electromecánicos sobre el modelo completo del SEIN proporcionado por el COES en formato DIGSILENT PowerFactory versión 14. Como resultado se determina la máxima capacidad de generación eólica pasible de ser inyectada en el SEIN tomando como horizonte escenarios de demandas máxima, media y mínima de estiaje del año 2013 y de avenida del año 2014.

Se presentan en Tabla 31 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 114MW.

Se agrupan en Tabla 31 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}".

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	
Sur	REPARTICION	138	45	204
	MOLLENDO	138	18	
	TACNA	66	15	
	MOQUEGUA	220	127	
Sur medio	MARCONA	220	88	168
	ICA	220	81	
Total generación eólica adicional [MW]				497

Tabla 31- Montos definitivos de la máxima generación eólica a inyectar.

[Ir al índice](#)

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 31 aquellos nodos candidatos en los que la máxima generación eólica pasible de ser inyectada se encuentra por debajo de los módulos mínimos económicamente viables (cerca de los 20MW). Las potencias inyectadas por los parques equivalentes en las barras Mollendo y Tacna podría redistribuirse en el resto de los nodos candidatos de las áreas Sur y Sur Medio, siempre que los parques eólicos sean capaces de controlar la tensión en su punto de interconexión con la red.

Los resultados del análisis por separado de cada escenario de estudio muestran que pueden expandirse los límites máximos de inyección de potencia de origen eólica en escenarios de máximas demandas.

Se muestra en el Hito 2 que la incorporación de los máximos niveles de generación eólica que resultan de respetar un índice máximo de fluctuación de tensión del 5% en los casos base encuentra limitaciones fundamentalmente en el área al norte de la SE Huacho. El corredor Ventanilla - Zapallal 220kV constituye un cuello de botella en escenarios de demandas media y máxima de estiaje 2013 y avenida 2014. Lo propio representa la línea Trujillo - Cajamarca 220kV.

La sobrecarga del corredor Ventanilla - Zapallal 220kV depende fuertemente del despacho de generación en la Central Térmica Ventanilla, la que a su vez representa un pilar fundamental para mantener el perfil de tensión de la red de 220kV sobre la que directamente influye en niveles aceptables. Ya en los escenarios base de demandas media y máxima (sin generación eólica adicional) se encuentra que la Central Térmica Ventanilla debe estar en servicio con, por lo menos, algunas de sus máquinas despachadas cerca de sus mínimos técnicos para asegurar un desempeño aceptable de las áreas Centro y Norte del SEIN.

De los resultados emanados del Hito 3 del análisis del SEIN ante contingencias simples, se concluye que el refuerzo de los corredores Ventanilla - Zapallal 220kV y Trujillo - Cajamarca 220kV permitiría aumentar los montos máximos de generación eólica en el área al norte de Huacho, y minimizar el despacho forzado de generación en CT Ventanilla en los valores indicados en Tabla 32.



Ir al índice

El refuerzo de la red de 220kV muestra ventajas esencialmente en escenarios de demandas media y máxima, en los que el despacho de generación forzada en CT Ventanilla se reduce en más de 200MW. Adicionalmente, en el total de los escenarios de avenida de 2014, dichas obras permitirían expandir en 100MW la máxima generación eólica que puede inyectarse en el Área Norte.

Caso de estudio	Variaciones de generación en MW	
	Eólica Adicional	Central Ventanilla
H2b_EsMi13	49	-394
H2b_EsMe13	50	-270
H2b_EsMa13	150	-240
H2b_AvMi14	200	0
H2b_AvMe14	100	-231
H2b_AvMa14	224	-226

Tabla 32 - Comparación casos con y sin el refuerzo del Sistema de Transmisión en 220kV.

De acuerdo a las consideraciones expuestas en el Hito 2b, podría asumirse una carga admisible en condiciones de red completa del 110% en la línea Trujillo Norte - Cajamarca 220kV. Esto podría llevarse a cabo si se controlara la generación eólica adicional en el área al norte de Trujillo en función de la real capacidad de transmisión de la línea, la que depende de las condiciones ambientales. Así las cosas, dependiendo de los regímenes de viento en el Área Norte, sólo se alcanzará la máxima generación eólica simultáneamente en todos los parques del área al norte de Trujillo durante lapsos acotados.

Los resultados de la simulación de transitorios electromecánicos presentados en el Hito 4 muestran que, si bien el desempeño de la regulación primaria de frecuencia se ve desmejorado, tras la incorporación de la generación eólica adicional se observa que los generadores convencionales del Sistema, junto con el esquema automático de reducción de carga por mínima frecuencia (ERACMF) cargado en la Base de Datos del COES, conservan una aceptable capacidad de control de la frecuencia ante desbalances relativamente importantes de despacho de generación y demanda.

[Ir al índice](#)

Si bien los resultados de las simulaciones son satisfactorios, se encuentra conveniente distribuir el despacho de generación térmica entre las centrales de menor costo variable. De esta forma, se reduce el impacto sobre el Sistema del mayor evento de desconexión intempestiva de generación.

La simulación de fallas testigo en el Sistema de Transporte muestra que la respuesta dinámica del SEIN es aceptable, permaneciendo el mismo transitoriamente estable en los casos simulados.

Para mejorar el control de las tensiones transitorias y post-falla del Sistema se recomienda que los parques eólicos que finalmente habrán de interconectarse sean capaces de controlar la tensión en la barra del Sistema de Transmisión a la que se conectan (POI). Una práctica habitual es la implementación de un control conjunto de tensión que opere sobre las consignas de potencia reactiva de los aerogeneradores de modo de controlar una tensión objetivo en el POI.



5 ANEXOS

5.1 ANEXO 1 - Plan de obras período 2011 – 2014 [8]

FECHA	PROYECTO	MW
Mar-2011	Ampliación Presa Huangsh Bajo (4.5 MMC) - SN-POWER PERÚ	-
Mar-2011	C.H. Pumacana - ELÉCTRICA SANTA ROSA.	1,8
Abr-2011	C.H. Pias I - AGUAS Y ENERGIA PERÚ	12,6
Jul-2011	Central Biomasa Huaycoloro - PETRAMAS.	4,4
Ago-2011	C.T. Tablazo (Turbina a gas) - SDE Piura	30,0
Ago-2011	Erbalse Corani (14 MMC) - SAN GABÁN. (1° etapa)	-
Ago-2011	C.T. de Generación de Emergencia en Mollendo.	60,0
Ago-2011	C.T. de Generación de Emergencia en Trujillo.	60,0
Set-2011	C.H. Nueva Imperial - HIDROCAÑETE.	4,0
Ene-2012	Erbalse Pumamayo (25 MMC) - SAN GABÁN.	-
Abr-2012	C.H. Huasahuasi II - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ.	8,0
Jul-2012	Central Eólica Talara - ENERGÍA EÓLICA.	30,0
Jul-2012	Central Eólica Cupisnique - ENERGÍA EÓLICA.	80,0
Set-2012	C.T. Kallpa - TV - Ciclo Combinado - KALLPA.	292,8
Oct-2012	C.H. Huasahuasi I - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ.	7,8
Oct-2012	C.H. Shirra - Consorcio "Energoret Ingenieros Consultores / Manufacturas Industriales Mendoza".	5,0
Dic-2012	Central Eólica Marcona - CONSORCIO COBRA PERÚ/PERÚ ENERGÍA RENOVABLE.	32,0
Dic-2012	C. H. Yanapampa - ELÉCTRICA YANAPAMPA.	4,1
Ene-2013	Erbalse Corani (10.5 MMC) - SAN GABÁN. (2° etapa)	-
Ene-2013	C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA	101,8
Ene-2013	Central Solar Panamericana - CONSORCIO PANAMERICANA SOLAR 20TS	20,0
Ene-2013	Central Solar Majes - GRUPO T SOLAR GLOBAL	20,0
Ene-2013	Central Solar Repartición - GRUPO T SOLAR GLOBAL	20,0
Ene-2013	Central Solar Tacna - CONSORCIO TACNA SOLAR 20TS	20,0
Ene-2013	C. H. Chancay - SINERSA	19,2
Ene-2013	C. H. Angel I - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20,0
Ene-2013	C. H. Angel II - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20,0
Ene-2013	C. H. Angel III - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	20,0
Ene-2013	C. H. Las Pizarras - EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE	18,0
Feb-2013	C.T. Quillabamba - (4 TGs - 50 MW) - Gas Natural	200,0
Mar-2013	C.H. Huanza - EMPRESA DE GENERACION HUANZA	90,6
Abr-2013	C.T. Santo Domingo de los Oleros - TGI- TERMOCHILCA.	197,6
Abr-2013	C.T. Fenix - TGI+TG2 + TV (Ciclo combinado) - FENIX	534,3
Ago-2013	C.T. Chilca 1 - TV - Ciclo Combinado - ENERSUR	262,0
Set-2013	TURBO GAS DUAL D2/GasNatural - NORTE (Talara) - EEPSA	200,0
Set-2013	TURBO GAS DUAL D2/GasNatural - SUR (Ilo) - ENERSUR	400,0
Oct-2013	C.T. Nueva Esperanza - (3 TGs - 45 MW) Gas Natural - EMPRESA ELÉCTRICA NUEVA ESPERANZA	135,0
Feb-2014	TURBO GAS DUAL D2/GasNatural - NORTE (Chiclayo)	200,0
Abr-2014	C.T. Santo Domingo de los Oleros - TV - Ciclo Combinado - TERMOCHILCA	99,3
Jul-2014	C.T. El Faro - TG - Gas Natural - SHOUGESA.	169,0
Set-2014	C.H. Santa Teresa - LUZ DEL SUR	90,7
Oct-2014	C.H. Quitaraca - ENERSUR	112,0
Dic-2014	C.H. Cheves - SN POWER.	168,0

Tabla 33 - Programa de obras de generación 2011 - 2014.



FECHA	PROYECTO
Abr-2011	L.T. 220 kV Independencia - Ica (segundo circuito).
Abr-2011	Instalación provisional de un transformador en S.E. Guadalupe
May-2011	L.T. 220 kV Chilca - La Planicie - Zapallal (doble circuito - preparada para migrar a 500 kV)
May-2011	L.T. 500 kV Chilca - Zapallal (simple circuito) y SS.EE. Asociadas.
May-2011	L.T. 220 kV Conococha - Huallanca (doble circuito).
May-2011	L.T. 220 kV Huallanca - Cajamarca Norte (doble circuito).
May-2011	S.E. Huallanca: Transformador 220/138 kV - 100 MVA (ONAN).
May-2011	S.E. Huallanca Reactor 2 x 50 MVAR.
Jul-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Mantaro - Cotaruse - Socabaya a 505 MVA.
Ago-2011	L.T. 220 kV Chiclayo Oeste - Piura Oeste (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.
Ago-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Chiclayo Oeste - La Niña (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA.
Ago-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV La Niña - Piura Oeste (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA.
Set-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Independencia - Ica de 141 MVA a 180 MVA.
Set-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Ica - Marcona de 141 MVA a 180 MVA.
Dic-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Dic-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Oroya Nueva - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Ene-2012	Adecuación de SS.EE. Chavarría, San Juan, Ventaniña, Santa Rosa, Zapallal.
Mar-2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 152 MVA a 180 MVA.
Mar-2012	L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 180 MVA (segundo circuito).
Jul-2012	S.E. Los Industriales (Nueva) 220/60 kV - 180 MVA - LUZ del SUR.
Jul-2012	L.T. 220 kV Alimentación a la S.E. Los Industriales (XLPE 1200 mm ² , 0,5 Km) - LUZ del SUR.
Ago-2012	L.T. 500 kV Zapallal - Chimbote - Trujillo y SS.EE. Asociadas.
Ago-2012	L.T. 500 kV Mantaro - Caraveli - Montalvo y SS.EE. Asociadas.
Ago-2012	L.T. 220 kV Machupicchu - Cotaruse (doble circuito) y SS.EE. Asociadas.
Ago-2012	S.E. Chiclayo Oeste: Ampliación de la Capacidad de Transformación.
Ago-2012	S.E. Huacho: Ampliación de la Capacidad de Transformación.
Set-2012	S.E. Guadalupe: Ampliación de la Capacidad de Transformación.
Set-2012	L.T. 220 kV Piura Oeste - Talara (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.
Set-2012	L.T. 220 kV Pomacocha - Carhuamayo y SS.EE. Asociadas.
Oct-2012	L.T. 220 kV La Planicie - Los Industriales (doble circuito)
Ene-2013	L.T. 220 kV Machupicchu - Abancay - Cotaruse (doble circuito) y SS.EE. Asociadas.
Abr-2013	L.T. 220 kV Tintaya-Socabaya (doble circuito) y SS.EE. Asociadas.
Jul-2013	L.T. 500 kV Chilca - Marcona - Montalvo y SS.EE. Asociadas.
Dic-2013	L.T. 500 kV Trujillo - La Niña e instalaciones complementarias.
Ene-2014	L.T. 220 kV Cajamarca Norte - Caclic y SS.EE. Asociadas.
Ene-2014	L.T. 220 kV Caclic - Moyobamba y SS.EE. Asociadas.
Ene-2014	L.T. 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora (simple tema) y S.E. Quencoro 220/138 kV - 50 MVA.
Ene-2014	L.T. 220 kV Onocora - Tintaya.

Tabla 34 - Programa de obras de transmisión 2011 - 2014.



Ir al índice

Proyecto	2011		2012		2013		2014	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
Proyecto Tia María	-	-	10	60	75	660	75	660
El Brocal (Colquijirca)	-	-	12	75	12	75	12	75
Ampliación Shougang Hierro Perú	40	269	86	601	86	601	86	601
Ampliación Antamina	40	333	45	333	45	333	80	535
Expansión de la concentradora Cuacone	-	-	-	-	22	180	22	180
Ampliación de la concentradora Toquepala	-	-	50	430	50	430	50	430
Bayovar	13	102	15	117	19	146	19	146
Ampliación Cemento Andino	-	-	11	70	11	70	11	70
Toromocho	10	35	10	44	25	131	156	1.230
Minas Conga	-	-	-	-	25	210	130	900
Antapacay	-	-	15	42	90	428	90	788
Ampliación de la Fundición de Ilo y refinería de cobre	-	-	-	-	-	-	18	147
Marcobre (Mina Justa)	5	39	5	39	40	312	40	312
Las Bambas (Apuñmac)	-	-	-	-	40	185	150	882
Constancia	-	-	-	-	90	670	90	670
Los Chancas (Apuñmac)	-	-	-	-	-	-	-	-
Quechua	-	-	-	-	-	-	-	-
Galeno	3	24	10	79	20	157	120	471
Quellaveco	-	-	-	-	-	-	-	-
Mina Chapi	-	-	-	-	26	221	26	221
Hilarion	-	-	-	-	24	206	24	206
Pukaqaqa (Milpo)	-	-	-	-	40	348	40	348

Tabla 35 - Principales proyectos de demanda 2011 - 2014.



5.2 ANEXO 2 - Tensiones de operación en las barras principales del SEIN [6]

Área	Subestación	Tensión de Operación (kV)
Norte	Zorritos	220
		61
	Talara	220
	Piura Oeste	220
		61
	Chiclayo Oeste	220
		61.5
	Guadalupe	220
		61
	Trujillo Norte	220
	139	
Chimbote 1	220	
	140	
Carhuaquero	225	
Sur		220
	Socabaya	138
		34
	Cotaruse	225
	Moquegua	222
		140
	Ilo 1	140
		225
	Puno	138
		61
	Los Héroes	220
		66
	Juliaca	138
		61
	Azángaro	138
		61
	San Rafael	141
	San Gabán	142
	Ayaviri	138
	Tintaya	138
	Callalli	138
	Santuario	138
	Cerro Verde	138
	Repartición	138
	Mollendo	138
	Combapata	138
		62
	Quencoro	138
	Dolorespata	138
	Cachimayo	138
Machupicchu	138	

Área	Subestación	Tensión de Operación (kV)
Centro		220
	Paramonga Nueva	137
		67
	Campo Armiño	230
	Huancavelica	230
		61
	Pomacocha	225
	Pachachaca	225
	Huayucachi	230
		61
	Callahuanca	220
	Cajamarquilla	215
	Huacho	220
		66
	Zapallal	215
	Ventanilla	215
	Chavarria	212
	Barsi	212
	Santa Rosa	212
	San Juan	212
	Balnearios	212
	Chilca REP	220
	Cantera	220
	Desierto	220
	Independencia	220
		62
	Ica	210
		62
	Marcona	205
		62
	San Nicolás	60
	Oroya Nueva	225
		50.8
	Carhuamayo Nueva	225
	Carhuamayo	125
	Yaupi	133
	Paragsha 2	220
		127
	Vizcarra	225
	Tingo María	220
	132	
Huánuco	130	
Aguaytia	220	
	141	
Pucallpa	135	
	60	



5.4.4 Avenida 2014 - Demanda mínima

Nodos con tensiones fuera de rangos admisibles		(artículo 5.1.2 NTCSE)		
Barra	Red	Unom(kv)	u(kv)	u(pu)
ARCA60	Area Sur Este	66,0	62,7	0,950
ANDY60	Area Sur Este	60,0	64,5	1,076
SELENE60	Area Sur Este	60,0	55,5	0,926
CHUQ60	Area Sur Este	60,0	64,5	1,075
ABAN60	Area Sur Este	60,0	64,7	1,079
DCHUQ60	Area Sur Este	60,0	64,4	1,073
ORCOTUNA220	Area Centro 1	220,0	235,0	1,068
HUAYU220	Area Centro 1	220,0	236,7	1,076
RON220C	Area Centro 1	220,0	238,1	1,082
CARMIZ20	Area Centro 1	220,0	238,0	1,082
RON220A	Area Centro 1	220,0	238,1	1,082
RON220B	Area Centro 1	220,0	238,1	1,082
HVELI220	Area Centro 1	220,0	233,8	1,063
ORCOT60	Area Centro 1	60,0	63,0	1,050
CALLA60A	Area Centro 1	60,0	64,3	1,071
CHOSI60	Area Centro 1	60,0	64,1	1,068
MALA60	Area Centro 1	60,0	63,3	1,055
Chilca60	Area Centro 1	60,0	64,1	1,068
IND60	Area Centro 1	60,0	63,1	1,052
CALLA60B	Area Centro 1	60,0	64,3	1,071
MOYOP60	Area Centro 1	60,0	64,1	1,068
SURCO60	Area Centro 1	60,0	64,0	1,067
SMATE60	Area Centro 1	60,0	64,0	1,067
SCRUZ66B	Area Norte	66,0	69,3	1,050
POECH60	Area Norte	60,0	63,2	1,054
ZARU60	Area Norte	60,0	56,5	0,941
MON138_8	Area Sur Oeste	138,0	145,8	1,057
MON138	Area Sur Oeste	138,0	145,8	1,057
SER13	Enlace Centro-sur	220,0	203,9	0,927
SER14	Enlace Centro-sur	220,0	203,9	0,927
CMAYO138	Area Centro 2	138,0	128,7	0,932
CARIPA	Area Centro 2	138,0	125,9	0,912
COND138	Area Centro 2	138,0	124,9	0,905
UCHU138	Area Centro 2	138,0	126,5	0,917
PARAGII	Area Centro 2	138,0	128,6	0,932
PARAGI38	Area Centro 2	138,0	128,4	0,930
CARHUA138	Area Centro 2	138,0	128,5	0,931
ONU138	Area Centro 2	138,0	126,5	0,917
COND72.5	Area Centro 2	72,5	68,3	0,942

Líneas con cargas por encima de la nominal

Línea	Red	Unom(kv)	Loading(%)

Lne Chilca-ChilcaREP-L1	Area Centro 1	220,0	166,1
Lne Chilca-ChilcaREP-L2	Area Centro 1	220,0	166,1
Lne Kíman Ayllu-Huallanca	Area Norte	138,0	115,4
Lne TrujilloNorte-Cajamarca_L2260	Area Norte	220,0	103,2

Transformadores de dos devanados con cargas por encima de la nominal

Transformador	Red	Unom HV(kv)	Unom LV(kv)	Loading(%)

tr2 tin_173	Area Sur Este	132,0	10,0	109,0

Transformadores de tres devanados con cargas por encima de la nominal

Transformador	Red	Unom HV(kv)	Unom MV(kv)	Unom LV(kv)	Loading(%)

tr3 oro_2571	Area Centro 2	220,0	50,0	13,8	100,8



5.4.5 Avenida 2014 - Demanda media

Nodos con tensiones fuera de rangos admisibles		(artículo 5.1.2 NTCSE)			
Barra	Red	Unom(kv)	U(kv)	u(pu)	

SGAB138	Area Sur Este	138,0	144,9	1,050	
PTO_MDO138	Area Sur Este	138,0	146,8	1,064	
ANDY60	Area Sur Este	60,0	63,4	1,056	
SELENE60	Area Sur Este	60,0	55,0	0,916	
CHUQ60	Area Sur Este	60,0	63,5	1,058	
ABAN60	Area Sur Este	60,0	63,7	1,062	
DCHUQ60	Area Sur Este	60,0	63,4	1,057	
ORCOTUNA220	Area Centro 1	220,0	233,0	1,059	
HUAYU220	Area Centro 1	220,0	234,9	1,068	
RON220C	Area Centro 1	220,0	238,1	1,082	
CARMIZ220	Area Centro 1	220,0	238,0	1,082	
RON220A	Area Centro 1	220,0	238,1	1,082	
RON220B	Area Centro 1	220,0	238,1	1,082	
HVELI220	Area Centro 1	220,0	232,0	1,055	
CALLA60A	Area Centro 1	60,0	63,9	1,065	
CHOSI60	Area Centro 1	60,0	63,4	1,056	
PEDRE60	Area Centro 1	60,0	56,4	0,940	
TMORA60	Area Centro 1	60,0	56,1	0,935	
CALLA60B	Area Centro 1	60,0	63,9	1,065	
MOYOP60	Area Centro 1	60,0	63,4	1,057	
PLAN60	Area Centro 1	60,0	57,0	0,949	
SURCO60	Area Centro 1	60,0	63,3	1,054	
SMATE60	Area Centro 1	60,0	63,3	1,055	
ZORRITOS_220	Area Norte	220,0	232,6	1,057	
NESPERANZA	Area Norte	220,0	232,6	1,057	
TEXTIL60	Area Norte	60,0	63,1	1,051	
POECH60	Area Norte	60,0	63,2	1,053	
CTTUM60	Area Norte	60,0	63,7	1,062	
LA_VINA60	Area Norte	60,0	55,5	0,925	
MOTUP60	Area Norte	60,0	54,1	0,902	
OLMOS60	Area Norte	60,0	54,0	0,900	
OCCI60	Area Norte	60,0	54,1	0,902	
ZORRI60	Area Norte	60,0	63,7	1,062	
Piura_60A	Area Norte	60,0	63,3	1,055	
Piura_60B	Area Norte	60,0	63,3	1,055	
ARICI66	Area Sur Oeste	66,0	70,4	1,066	
SARI66	Area Sur Oeste	66,0	70,4	1,066	
ARICI66	Area Sur Oeste	66,0	70,4	1,067	
SER13	Enlace Centro-sur	220,0	203,7	0,926	
SER14	Enlace Centro-sur	220,0	203,7	0,926	
CMAYO138	Area Centro 2	138,0	127,9	0,927	
CARIPA	Area Centro 2	138,0	125,4	0,909	
COND138	Area Centro 2	138,0	124,4	0,901	
AGUA138	Area Centro 2	138,0	145,9	1,057	
UCHU138	Area Centro 2	138,0	125,6	0,910	
PARAGII	Area Centro 2	138,0	127,8	0,926	
PARAG138	Area Centro 2	138,0	127,6	0,924	
CARHUA138	Area Centro 2	138,0	127,7	0,926	
ONU138	Area Centro 2	138,0	126,1	0,914	

Líneas con cargas por encima de la nominal

Línea	Red	Unom(kv)	Loading(%)

Lne Chilca-ChilcaREP-L1	Area Centro 1	220,0	172,2
Lne Chilca-ChilcaREP-L2	Area Centro 1	220,0	172,2
Lne SanJuan-chilcaREP_L2093	Area Centro 1	220,0	107,0
Lne Zapallal-ventanilla_L2242	Area Centro 1	220,0	100,6
Lne Kiman Ayllu-Huallanca	Area Norte	138,0	127,4
Lne TrujilloNorte-Cajamarca_L2260	Area Norte	220,0	106,7

Transformadores de dos devanados con cargas por encima de la nominal

Transformador	Red	Unom HV(kv)	Unom LV(kv)	Loading(%)

tr2 tin_173	Area Sur Este	132,0	10,0	111,1

Transformadores de tres devanados con cargas por encima de la nominal

Transformador	Red	Unom HV(kv)	Unom MV(kv)	Unom LV(kv)	Loading(%)

Tr3 Industriales	Area Centro 1	200,0	62,5	10,0	116,4



5.4.6 Avenida 2014 - Demanda máxima

Nodos con tensiones fuera de rangos admisibles		(artículo 5.1.2 NTCSE)		
Barra	Red	Unom(kV)	U(kV)	u(pu)
PUN220	Area Sur Este	220,0	208,4	0,947
ARCA60	Area Sur Este	66,0	62,1	0,941
POMAT60	Area Sur Este	60,0	56,4	0,939
CHUQ60	Area Sur Este	60,0	63,5	1,058
ABAN60	Area Sur Este	60,0	64,1	1,068
DCHUQ60	Area Sur Este	60,0	63,9	1,066
ORCOTUNA220	Area Centro 1	220,0	231,2	1,051
HUAYU220	Area Centro 1	220,0	233,0	1,059
RON220C	Area Centro 1	220,0	238,1	1,082
CARMIZ220	Area Centro 1	220,0	238,0	1,082
RON220A	Area Centro 1	220,0	238,1	1,082
RON220B	Area Centro 1	220,0	238,1	1,082
HVELIZ220	Area Centro 1	220,0	232,2	1,056
PANU66	Area Centro 1	66,0	69,3	1,051
Huanza60(1)	Area Centro 1	60,0	63,6	1,060
CALLA60A	Area Centro 1	60,0	64,0	1,067
CHOSI60	Area Centro 1	60,0	63,3	1,055
PEDRE60	Area Centro 1	60,0	56,5	0,942
TMORA60	Area Centro 1	60,0	56,2	0,937
IND60	Area Centro 1	60,0	63,6	1,059
PUQUI60	Area Centro 1	60,0	54,8	0,914
CALLA60B	Area Centro 1	60,0	64,0	1,067
MOYOP60	Area Centro 1	60,0	63,3	1,056
SURCO60	Area Centro 1	60,0	63,1	1,052
NAZCA60	Area Centro 1	60,0	56,2	0,937
VILLAC60	Area Centro 1	60,0	63,4	1,057
SMATE60	Area Centro 1	60,0	63,1	1,052
PALP60	Area Centro 1	60,0	56,1	0,936
CARHQ138	Area Norte	138,0	146,8	1,064
PIZARR138	Area Norte	138,0	145,9	1,057
PALL66	Area Norte	66,0	62,6	0,949
CHULU60	Area Norte	60,0	55,3	0,921
CAJAB60	Area Norte	60,0	54,4	0,906
SMARCO60	Area Norte	60,0	56,0	0,933
POECH60	Area Norte	60,0	63,2	1,053
ZARU60	Area Norte	60,0	55,5	0,926
MOTUP60	Area Norte	60,0	57,0	0,949
OLMOS60	Area Norte	60,0	56,9	0,949
ZAPAT66	Area Sur Oeste	66,0	62,4	0,946
SER13	Enlace Centro-sur	220,0	202,2	0,919
SER14	Enlace Centro-sur	220,0	202,2	0,919
CMAYO138	Area Centro 2	138,0	127,3	0,922
CARIPA	Area Centro 2	138,0	125,1	0,907
COND138	Area Centro 2	138,0	124,2	0,900
UCHU138	Area Centro 2	138,0	126,9	0,919
PARAGII	Area Centro 2	138,0	128,6	0,932
PARAG138	Area Centro 2	138,0	128,3	0,930
CARHUA138	Area Centro 2	138,0	127,2	0,922
ONU138	Area Centro 2	138,0	125,8	0,912
COND72.5	Area Centro 2	72,5	68,0	0,939

Líneas con cargas por encima de la nominal

Línea	Red	Unom(kV)	Loading(%)
Lne chilca-ChilcaREP-L1	Area Centro 1	220,0	179,2
Lne chilca-ChilcaREP-L2	Area Centro 1	220,0	179,2
Lne SanJuan-ChilcaREP_L2093	Area Centro 1	220,0	107,2
Lne Kiman Ayllu-Huallanca	Area Norte	138,0	127,2

Transformadores de dos devanados con cargas por encima de la nominal

Transformador	Red	Unom HV(kV)	Unom LV(kV)	Loading(%)
tr2 tin_173	Area Sur Este	132,0	10,0	121,0
tr2 dol_173	Area Sur Este	138,0	11,5	115,3
tr2 dol_172	Area Sur Este	138,0	11,5	115,3
tr2 dol_171	Area Sur Este	138,0	11,5	115,3

Transformadores de tres devanados con cargas por encima de la nominal

Transformador	Red	Unom HV(kV)	Unom MV(kV)	Unom LV(kV)	Loading(%)
tr3 Moyobamba	Tocache-Bellavista	132,0	60,0	10,0	100,1
tr3 pun_2172	Area Sur Este	132,0	60,0	22,9	137,8
Tr3 Industriales	Area Centro 1	200,0	62,5	10,0	114,5
tr3 hcho_8001	Area Centro 1	220,0	66,0	10,0	107,7
tr3 gua_2672	Area Norte	220,0	60,0	10,0	111,0
tr3 gua_2671	Area Norte	220,0	60,0	10,0	103,2

**6 REFERENCIAS**

- [1] Decreto Supremo Nº 020-97-EM, "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos".
- [2] "PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC: INGRESO DE UNIDADES DE GENERACION, LINEAS Y SUBESTACIONES DE TRANSMISION EN EL COES-SINAC", COES-SINAC, 15 de enero de 2010.
- [3] H. J. Haubrich, C. Zimmer, K. von Sengbusch, Feng Li, W. Fritz, S. Kopp, "Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion", report commissioned by the European Commission Directorate-General Energy and Transport, December 2001.
- [4] T. Ackerman, "Wind power in power systems", John Wiley & Sons Ltd., 2005.
- [5] P. Kundur, "Power system stability and control", McGraw-Hill, 1994.
- [6] Resolución de la Dirección Ejecutiva del COES Nº 009-2010-D/COES, "Tensiones de operación en la barras principales del SEIN", Lima, 17 de noviembre de 2010.
- [7] "PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC: RESERVA ROTANTE EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL", COES-SINAC, 3 de junio de 2004.
- [8] "Proyección de demanda y programa de obras de generación y transmisión (planilla 005_ProgramaObras-Demanda.xls)", 04/03/2011. Descargado de la sección "Información para nuevos proyectos" del sitio web del COES-SINAC.
- [9] "ESTUDIOS DE PRE OPERATIVIDAD PARA LA CONEXIÓN AL SEIN DE CENTRALES DE GENERACIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES (EÓLICOS, BIOMASA, HIDROELÉCTRICAS, SOLAR FOTOVOLTAICAS). ALCANCES". Descargado el 5 de abril de 2011 de la sección "Información para nuevos proyectos" del sitio web del COES-SINAC.
- [10] "INFORME DE DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL SEIN PERIODO 2013-2022", COES SINAC, Febrero de 2011.
- [11] Øyvind Breidablik, Finn Giæver, Ivar Glende, "Innovative Measures to Increase the Utilization of Norwegian Transmission", 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23th-26th, Bologna, Italy.
- [12] "GUÍA DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN 2010 - 2017", TRANSENER, Argentina.
- [13] D. Andersson, A. Petersson, E. Agnelholm, D. Karlsson, "Kriegers Flak 640MW Off-Shore Wind Power Grid Connection - A Real Project Case Study", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 22, No. 1, March 2007.



Ir al índice

[14] DIgSILENT GmbH, "*WTG with Fully-Rated Converter, DIgSILENT Model Manual, DRAFT Version*", Germany, November 5, 2010.

[15] FERNANDO J. SADA, "*Aggregate Model of Large Wind Parks for Power System Studies*", Master's Thesis at EPS, Kungliga Tekniska Högskolan (KTH) Stockholm, Sweden March 2011.



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco