UNR Universidad Nacional de Rosario

FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, INGENIERÍA Y AGRIMENSURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO FINAL DE INGENIERÍA

ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE CON TRANSMISIÓN HVDC VOLTAGE SOURCE CONVERTER

Autor

Nicolás Javier de San Juan

Director

Dr. Ing. José Cano

Codirector Técnico

Ing. Marcelo Cassin

Cátedra

Ing. Sergio Vacca

OCTUBRE 2017

ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE CON TRANSMISIÓN HVDC - VSC

TOMO 1

ESTADO DEL ARTE TEORÍA

Autor

Nicolás Javier de San Juan

Director

Dr. Ing. José Cano

Codirector Técnico

Ing. Marcelo Cassin

Cátedra

Ing. Sergio Vacca

OBJETIVOS Y MOTIVACIÓN

Impulsado por la incesante búsqueda por parte de algunos sectores de alternativas a la generación de energía convencional basada en recursos hidrocarburíferos, el desarrollo producido en la tecnología de los parques eólicos ha sido enorme en las últimas décadas.

Cuestiones como la finitud del petróleo y el gas y el cuidado del medio ambiente han sido algunas de las principales razones de los avances en este tipo de generación de energía eléctrica. Sin embargo, a pesar de este desarrollo, este tipo de tecnología representa actualmente un reducido porcentaje en la matriz energética a nivel mundial.

Ahora bien, existe un tipo de parque eólico cuya implementación representa una fracción de la industria de los parques convencionales, estos son los parques eólicos offshore, es decir, parques eólicos cuyos emplazamientos se realizan en medios marinos. En este momento, en el Continente Americano sólo existe un parque eólico de estas características, lo que indica el reducido campo de aplicación actual de esta tecnología.

En este proyecto analizaremos esta tecnología comenzando con desarrollos teóricos para luego analizar un caso de estudio, donde se estudiará un parque eólico de estas características y su interacción con la red eléctrica.

Lo primero será una descripción de los parques eólicos en general, para luego en el segundo capítulo enfocarnos en los parques eólicos offshore y en todas las cuestiones que de estos interesan. Se podrá concluir que hay una importante cantidad de cuestiones que deben ser tomadas en cuenta para el diseño y operación de un parque eólico marino que no son consideradas en un parque eólico onshore.

Además se buscará innovar también en la forma de transmisión de la energía generada por el parque hacia la costa. Se propone como forma de transmisión de energía una tecnología con escasa difusión en los sistemas de potencia actuales, la tecnología HVDC - VSC, cuya principal característica y diferencia con la tecnología HVDC convencional, es la gran capacidad de control sobre las variables de la red que posee. Le dedicaremos un capítulo a estudiar esta tecnología y sus capacidades.

En la segunda parte del proyecto, y luego de exponer los fundamentos para el diseño de un parque de estas características, se diseña el ***Parque Eólico Offshore Punta Alta***, parque en el que se practicarán todos los estudios eléctricos.

Luego de esto se desarrolla lo que representa el centro de este Proyecto, los recién mencionados estudios eléctricos realizados sobre el Parque Eólico Offshore diseñado insertado en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Utilizando la herramienta informática para la simulación de los sistemas de potencia PSS/E, se realizan gran cantidad de estudios eléctricos. En una primera parte se analiza la factibilidad de inserción del parque en la red, donde se estudia qué sucede con las variables del sistema en diferentes escenarios de demanda, mediante análisis en condición N y N-1, soluciones ante la aparición de contingencias, estudios de corrientes de cortocircuito, análisis de estabilidad mediante curvas PV y QV, entre otros.

En la segunda parte de los estudios, se realiza un completo análisis sobre las ventajas y posibilidades que la tecnología HVDC - VSC posee en referencia a los sistemas de potencia. Se realizan estudios estáticos graficando diferentes curvas para diferentes escenarios y modificando diferentes

variables en el sistema, y se lleva a esta tecnología al máximo de su capacidad, con el objetivo de comprender su funcionamiento y mostrar las limitaciones que posee.

Finalmente para concluir el proyecto, se realiza una evaluación económica del parque estudiado. A través de numerosas referencias se buscan los costos de inversión y operación y mantenimiento de los equipos involucrados en el parque, y por medio de un estudio económico se analizará la rentabilidad de este proyecto.

Es importante antes de comenzar dejar expresado el principal objetivo y motivación de este proyecto, buscar soluciones alternativas poco conocidas y con poca experiencia en el mundo para investigar y aprender sobre ellas, con el propósito de lograr una difusión en el ambiente académico del cual somos parte, mostrando sus ventajas y los aportes que su aplicación puede realizar en los sistemas eléctricos de potencia alrededor del mundo, y en especial en nuestro país.

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS **5**

OBJETIVOS Y MOTIVACIÓN **7**

1 PARQUES EÓLICOS **16**

1.1 Introducción **17**

1.2 El Viento **18**

1.2.1 ¿Cómo se Origina el Viento? 18
1.2.2 Medición del Viento 20
1.2.3 Estimación de la Productividad Energética 21
1.2.4 Variación del Viento con la Altura 22

1.3 Componentes de los Aerogeneradores **24**

1.3.1 Subsistema de Captación 25
1.3.2 Subsistema Eléctrico 38
1.3.3 Subsistema de Regulación y Control 43
1.3.4 Subsistema de Transmisión Mecánica 48
1.3.5 Subsistema de Orientación 49
1.3.6 Subsistema de Soporte 49
1.3.7 Subsistemas de Control y de Protección / Seccionamiento 49
1.3.8 Sistemas Auxiliares 50

1.4 La Energía Eólica en las Redes **50**

1.4.1 Efectos de los Aerogeneradores Sobre La Red 51
1.4.2 Calidad de Potencia 53
1.4.3 Efectos a Corto y Largo Plazo 58
1.4.4 Requisitos Dinámicos de los Aerogeneradores 60

2 PARQUES EÓLICOS OFFSHORE **63**

2.1 Introducción. ¿Por Qué un Parque Offshore? **64**

2.2 El Recurso Eólico Offshore **65**

2.2.1 La Estructura de los Vientos en Alta Mar 65
2.2.2 Evaluación de la Velocidad del Viento en el Lugar de Emplazamiento del Parque 65

2.3 Factores que Intervienen en el Diseño **66**

2.3.1 Territorio 66
2.3.2 Terreno 67
2.3.3 Condiciones del Viento 67

2.3.4 Actividad Humana 68

2.4 Aerogeneradores 70

2.5 Estructuras de Soporte 70

2.5.1 Monopilotes 71
2.5.2 Bases de Gravedad 74
2.5.3 Estructuras Tipo Jacket 77
2.5.4 Estructura Tipo Trípode 81
2.5.5 Estructura con Tres Pilotes 82
2.5.6 Estructuras Flotantes 83

2.6 Evaluación Ambiental de Parques Eólicos Offshore 84

2.6.1 Impacto Visual 85
2.6.2 Ruido 86
2.6.3 Impacto Sobre las Aves 87
2.6.4 Radares y Señales de Radio 88
2.6.5 Campos Electromagnéticos y Organismos Marinos 89

2.7 Colección y Transmisión de la Energía 89

2.7.1 Introducción 89
2.7.2 Aspectos Eléctricos Generales 90
2.7.3 Subestaciones Offshore 90
2.7.4 Redundancia 92
2.7.5 Sistema de Transmisión a Tierra 93

3 INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS HVDC - VSC EN ESTADO ESTACIONARIO 104

3.1 Introducción ¿Por Qué HVDC - VSC? 105

3.2 Una Primera Aproximación a los Sistemas HVDC - VSC 107

3.3 Componentes de un Sistema HVDC - VSC 110

3.3.1 Transformador 111
3.3.2 Reactor de Fase 111
3.3.3 Filtro 112
3.3.4 Válvulas 112
3.3.5 Capacitores del Lado DC 114
3.3.6 Líneas de Corriente Continua 114
3.3.7 Interruptores 117
3.3.8 Puesta a Tierra en las Conversoras 117
3.3.9 Sistema de Comunicación y Control 118

3.4 Control de un Sistema HVDC - VSC 118

3.4.1 Tensión de Salida de la Conversora 119

3.4.2 Control de Potencia Activa y Reactiva 120
3.4.3 Control de Tensión Continua 122

3.5 Curva de Capabilidad de una Conversora HVDC - VSC 123

3.6 Estrategia de Control de un Sistema HVDC - VSC 126

4 DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE 131

4.1 Introducción 132

4.2 Topología del Sistema Colector de un Parque Eólico 132

4.2.1 Sistema Colector Radial 133
4.2.2 Sistema Colector Tipo Anillo 133
4.2.3 Sistema Colector Tipo Estrella 134

4.3 Efecto Estela 135

4.3.1 Modelo Matemático 137
4.3.2 Puntos de Efecto Estela Nulo 143
4.3.3 Variación en la Dirección del Viento 144

4.4 Potencia Total Generada Teniendo en Cuenta el Efecto Estela 145

4.5 Optimización del Layout de un Parque Eólico 146

4.5.1 Introducción 146
4.5.2 El Problema de la Optimización. Algoritmos 146

4.6 Dimensionamiento de los Cables del Sistema Colector 149

4.6.1 Introducción 149
4.6.2 Metodología de Diseño 149
4.6.3 Verificación de la Elección de los Cables 150
4.6.4 Ejemplo de Cálculo. Diferentes Potencias de Turbinas 151

5 PARQUE EÓLICO OFFSHORE PUNTA ALTA 161

5.1 Introducción 162

5.2 Emplazamiento del Parque 162

5.2.1 Capacidad del Recurso Eólico en la Zona 164
5.2.2 Cercanía a Centros de Consumo 166
5.2.3 Conexión con el SADI 166

5.3 Elección del Aerogenerador 167

5.3.1 Aerogenerador Elegido 175

5.4 Estructura de Soporte del Aerogenerador 176

5.5 Layout del Parque Eólico Offshore Punta Alta 177

5.5.1 Diseño. Disposición de los Aerogeneradores 177

5.6 Sistema Colector de Energía 179

5.6.1 Verificación por Caída de Tensión 181

5.6.2 Verificación por Corriente de Cortocircuito 182

5.7 Conversoras VSC 183

5.8 Estructura de Soporte de la ET Offshore 185

5.9 Cables de Transmisión en Corriente Continua 185

5.10 Transformadores de Potencia 186

5.11 Etapas de Construcción y Puesta en Servicio 186

5.12 Modelado del Parque 187

5.12.1 Modelo del Parque Etapa 1 187

5.12.2 Modelo del Parque Etapa 2 200

6 ESTUDIOS ELÉCTRICOS SOBRE EL PARQUE EÓLICO OFFSHORE PUNTA ALTA 202

6.1 Introducción 203

6.1.1 Objetivo y Motivación de los Estudios 203

6.1.2 Escenarios para los Estudios 204

6.1.3 Cuestiones a Tener en Cuenta Antes de Comenzar con los Estudios 205

6.2 Estudio en Condición N 206

6.3 Nuevo Equipamiento en la Red 211

6.3.1 Actualización de Transformadores de Corriente 211

6.3.2 Nueva Línea de Alta Tensión 213

6.3.3 Modelado del Nuevo Equipamiento en PSS/E 214

6.4 Análisis en Condición N con Nuevo Equipamiento 217

6.5 Definición del Tipo de Parque 221

6.5.1 Introducción 221

6.5.2 Verificación del Tipo de Parque 223

6.6 Estudio en Condición N-1 226

6.7 Soluciones a Contingencias 251

6.8 Estabilidad en Tensión. Análisis con Curvas PV y QV 262

6.8.1 Introducción 262

6.8.2 Análisis Mediante Curvas PV 266

6.8.3 Análisis Mediante Curvas QV....270
6.8.4 Efecto de no Considerar Límites en las Conversoras....275
6.8.5 Curvas PV y QV. Análisis de Contingencias....278

6.9 Estudio de Corrientes de Cortocircuito....280

6.9.1 Cálculo de las Potencias y Corrientes de Cortocircuito....280
6.9.2 Resultados de las Simulaciones....283

6.10 Máxima Potencia Inyectable en ET PAlta....284

6.11 Estudios Sobre el Sistema HVDC - VSC....286

6.11.1 Análisis de Pérdidas en la Transmisión....286
6.11.2 Control de Tensión. Curvas VQ....291
6.11.3 Sistema HVDC - VSC. Curvas de Capabilidad....300

6.12 Control de Tensión en la Red con Conversora VSC. Barra Remota....308

7 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICO PARQUE EÓLICO OFFSHORE PUNTA ALTA 315

7.1 Introducción ¿Por Qué un Análisis Económico?....316

7.2 Costo de la Inversión en Equipamiento para un Sistema HVDC - VSC....317

7.2.1 Conversoras HVDC - VSC....317
7.2.2 Cables de Corriente Continua Submarinos....318
7.2.3 Cables de Corriente Continua Subterráneos....320
7.2.4 Transformadores de Potencia Offshore....320
7.2.5 Plataforma Offshore....321
7.2.6 Algunas Consideraciones....321

7.3 Costo de la Inversión en Equipamiento del Parque Eólico Offshore Punta Alta....322

7.3.1 Aerogeneradores....322
7.3.2 Estructuras de Soporte....323
7.3.3 Sistema Colector de Energía Interno del Parque....324

7.4 Costos de Operación y Mantenimiento....325

7.4.1 Sistema de Transmisión de Energía a la Costa....325
7.4.2 Parque Eólico....326

7.5 Sumatoria Total de Costos de Inversión....328

7.6 Evaluación Económica....330

7.6.1 Indicadores de Rentabilidad....330
7.6.2 Flujo de Caja y Cálculo de Indicadores de Rentabilidad....332
7.6.3 Conclusiones e Interpretación de los Resultados....334
7.6.4 Análisis de Sensibilidad....335

7.7 Conclusiones del Estudio de Factibilidad Económico.....335

REFERENCIAS Y PUBLICACIONES CONSULTADAS 337

ANEXO A..... 344

ANEXO B..... 348

ANEXO C..... 351

1 PARQUES EÓLICOS

1.1 INTRODUCCIÓN

La energía eólica es la energía cinética del viento. A lo largo de la historia, diferentes sistemas tecnológicos se han desarrollado para su utilización. La energía eólica ha sido utilizada tradicionalmente como fuerza motriz de los buques de vela y para impulsar los molinos de viento. La utilización de este tipo de energía fue cayendo en desuso con la difusión de la electricidad y con la amplia disponibilidad y el bajo costo de los motores alimentados con combustibles fósiles. Sin embargo, en los años noventa, el interés por la utilización de la energía del viento comenzó a resurgir.

Para entender lo que estaba sucediendo, es necesario considerar cinco factores principales. Primero de todo, ***había una necesidad***. Una conciencia emergente de la finitud de las reservas de combustible fósil de la tierra, así como de los graves efectos adversos en el medio ambiente producidos por quemar esos combustibles para obtener energía, había hecho que mucha gente buscara alternativas. En segundo lugar, ***había el potencial***. El viento existe por todas partes en la tierra, y en algunos lugares con una densidad de energía considerable. El viento había sido ampliamente utilizado en el pasado, tanto para la energía mecánica como para el transporte. Ciertamente, era concebible usarlo otra vez. En tercer lugar, ***había la capacidad tecnológica***. En particular, se han producido desarrollos en otros campos, que, cuando se aplican a las turbinas eólicas, podrían revolucionar la forma en que podrían ser utilizadas. Estos tres primeros factores fueron necesarios para fomentar el resurgimiento de la energía eólica, pero no suficiente. Había que tener dos factores más, primero ***la visión de una nueva forma de usar el viento***, y la segunda, ***la voluntad política para hacerla realidad***. La visión comenzó mucho antes de la década de 1960 con individuos como Poul la Cour[1], Albert Betz[2], Palmer Putnam[3] y Percy Thomas[4]. Al comienzo del resurgimiento del viento, el costo de la energía de las turbinas eólicas fue mucho mayor que el de los combustibles fósiles. Se requería apoyo gubernamental para realizar investigaciones, desarrollo y pruebas; Proporcionar una reforma reglamentaria para permitir que las turbinas eólicas se interconecten con redes eléctricas; Y ofrecer incentivos para ayudar a acelerar el despliegue de la nueva tecnología. La voluntad política necesaria para este apoyo apareció en diferentes momentos y en diversos grados, en varios países: primero en los Estados Unidos, Dinamarca y Alemania, y ahora en gran parte del resto del mundo [J.F. Manwell-2002].

El objetivo de este capítulo es conocer los aspectos técnicos principales de todo lo referido a los parques eólicos, para luego, en el capítulo siguiente, aplicarlo a los parques eólicos offshore, que son el objeto de estudio de este proyecto.

En el presente capítulo se encontraran respuestas a preguntas como, *¿de dónde surgen los vientos?, ¿cómo es captada su energía por los aerogeneradores?, ¿cómo están compuestos los mismos?, ¿cómo afecta a la red la conexión de un parque eólico?*, entre otras.

---

[1] Poul la Cour (1846-1908). Científico danés. Reconocido por sus primeros trabajos sobre la energía eólica, el trabajo experimental sobre la aerodinámica y la aplicación práctica de las centrales eólicas.

[2] Albert Betz (1885-1968), físico alemán que participó en la elaboración de las bases teóricas de los modernos aerogeneradores.

[3] Palmer Putnam (1900-1984). Ingeniero consultor estadounidense y pionero de la energía eólica.

[4] Percy Edward Thomas (1883-1969). Arquitecto británico.

1.2 EL VIENTO

1.2.1 ¿CÓMO SE ORIGINA EL VIENTO?

El viento es una consecuencia de la radiación solar. Debido, fundamentalmente, a la redondez de la Tierra se originan diferencias de insolación entre distintos puntos del planeta. En los polos, los rayos solares inciden oblicuamente, por lo que calientan menos la superficie de la Tierra. En el ecuador, los rayos solares inciden perpendicularmente y calientan más la superficie de la Tierra, ya que se reparten sobre una superficie más pequeña que en los polos.

Es por esto que se crean diferentes zonas térmicas que provocan diferencias de densidad en las masas de aire. En el ecuador, el aire al calentarse se hace más ligero (menos denso) y asciende a las capas altas de la atmósfera dejando tras de sí una zona de baja presión. En los polos, el aire es más pesado (más denso) y desciende aumentando la presión. El aire que envuelve a la Tierra, como cualquier gas, se mueve desde las zonas de mayor presión atmosférica a las de menor presión, es decir, si la Tierra no girase y su superficie fuese homogénea, el aire se movería desde los polos al ecuador por las capas bajas de la atmósfera y del ecuador a los polos por las capas altas siguiendo un ciclo de movimiento de aire en cada hemisferio (figura 1.1). Este aire en movimiento horizontal es el viento [José A. C. González-2009].

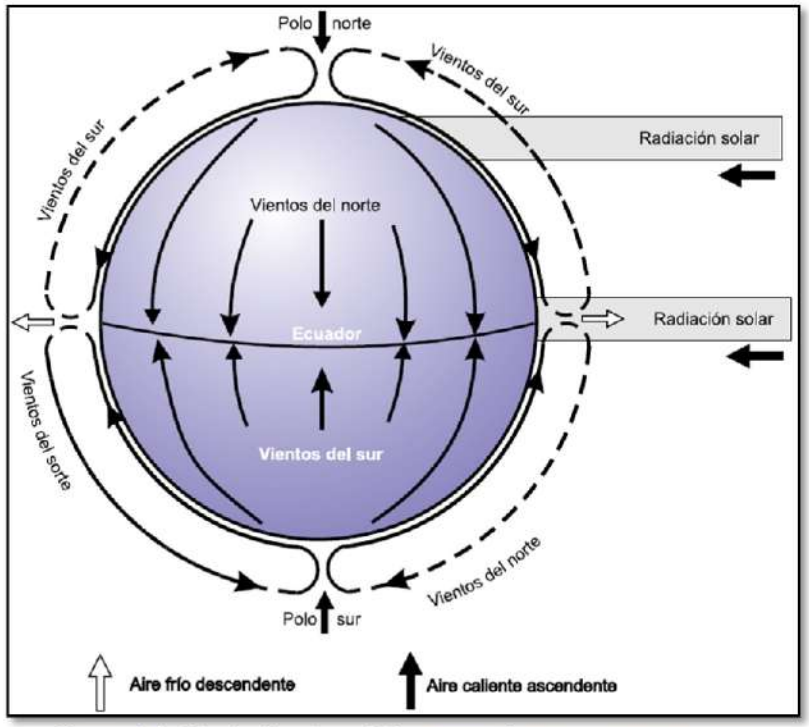


Figura 1.1 Circulación atmosférica general [José A. C. González-2009]

Luego de entender esto ***se debe tener en cuenta el movimiento rotacional de la Tierra***, por lo que el modelo de circulación global del aire se complica. Dicho movimiento de la Tierra da lugar a la aparición de las fuerzas de Coriolis[5], las cuales actúan sobre la masa de aire en movimiento desviándola hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur.

En la figura 1.2 se aprecia el efecto de la fuerza de Coriolis sobre la circulación atmosférica. Se puede ver cómo se divide la circulación en diferentes zonas. Además, la circulación global se ve perturbada por la formación de torbellinos que se generan con la interrelación entre las diferentes zonas.

Se hace necesario aclarar que la circulación global del aire sobre el planeta también se ve afectada por otros factores como la composición de la Tierra en océanos y continentes (con diferentes calores específicos - indicador de la cantidad de calor que puede almacenar la materia por unidad de masa, kcal/kg [José A. C. González-2009]),la topografía de dichos continentes, que constituyen obstáculos que

[5] *Es una fuerza ficticia que aparece cuando un cuerpo está en movimiento con respecto a un sistema en rotación y se describe su movimiento en ese referencial. El efecto hace que un objeto que se mueve sobre el radio de un disco en rotación tienda a acelerarse con respecto a ese disco según si el movimiento es hacia el eje de giro o alejándose de éste.*

modifican el comportamiento del viento y el movimiento de traslación de la Tierra en torno al Sol, que genera variaciones en la radiación solar recibida en cada estación del año.

Los vientos generales que circundan el globo terrestre se llaman macro climáticos. La orografía del terreno y las diferencias de presión varían sus características, lo que origina los vientos llamados micro climáticos o locales. Estos últimos pueden ser clasificados en:

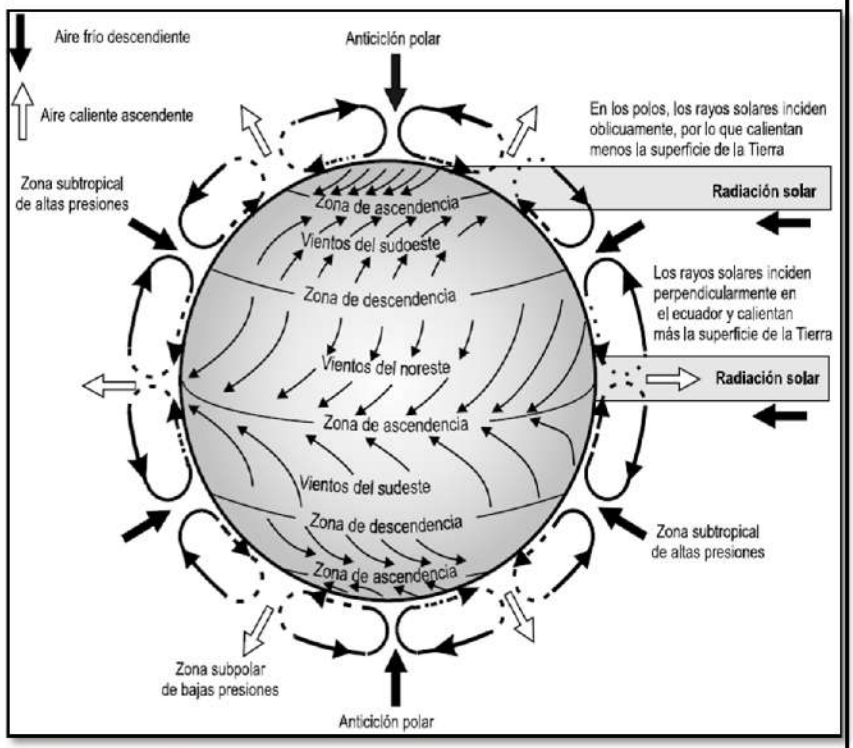


Figura 1.2 Efecto de la fuerza de Coriolis en la circulación atmosférica general [José A. C. González-2009]

Vientos inducidos térmicamente: pueden señalarse las brisas marinas y las corrientes valle-montaña. Las brisas marinas se originan como consecuencia de los distintos calores específicos, y por la diferente velocidad de calentamiento y enfriamiento del mar y la tierra. Durante el día (figura 1.3), la tierra se calienta más rápidamente que el mar, haciendo que el viento sople del mar a la tierra (mediodía y tarde).

Por la noche y al amanecer el viento sopla hacia el mar, ya que la tierra se enfría más rápidamente que el mar (figura 1.4). Los vientos valle-montaña se producen por un proceso parecido. Unas laderas reciben más insolación que otras, en función de su pendiente y orientación. Estos vientos soplan durante toda la noche desde la montaña al valle y desde el valle a la montaña durante el día. [José A. C. González-2009].

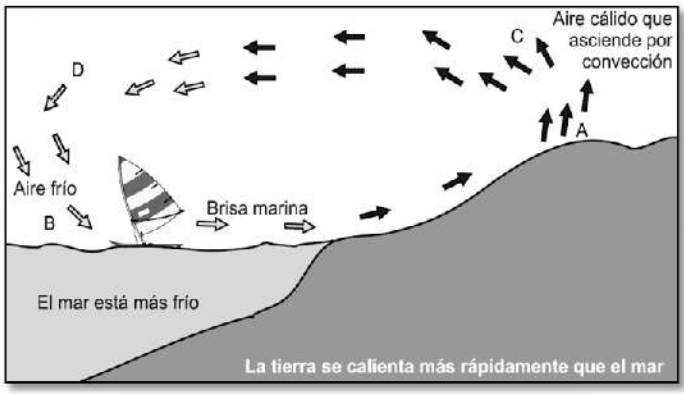


Figura 1.3 Brisa marina (mediodía y tarde) [José A. C. González-2009]

Figura 1.4 Brisa marina (noche y amanecer) [José A. C. González-2009]

Vientos inducidos por la orografía: dependen del obstáculo y su orientación. El aire que se desplaza en la proximidad de la superficie terrestre debe sortear los innumerables obstáculos que encuentra a su paso, cambiando en mayor o menor medida sus características [José A. C. González-2009]. Por ejemplo si tenemos dos zonas montañosas próximas (figura 1.5), el flujo de aire debe atravesar un área menor, por lo que su velocidad aumenta (*Teorema de Bernoulli*).

Sobre las montañas, la velocidad del viento también se ve aumentada por el efecto de Bernoulli (figura 1.6). Caso contrario se da en un valle, donde el viento disminuye.

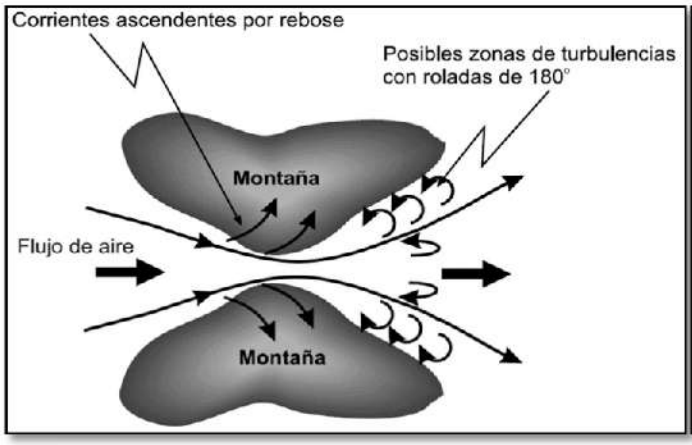


Figura 1.5 Flujo de aire entre dos zonas montañosas [José A. C. González-2009]

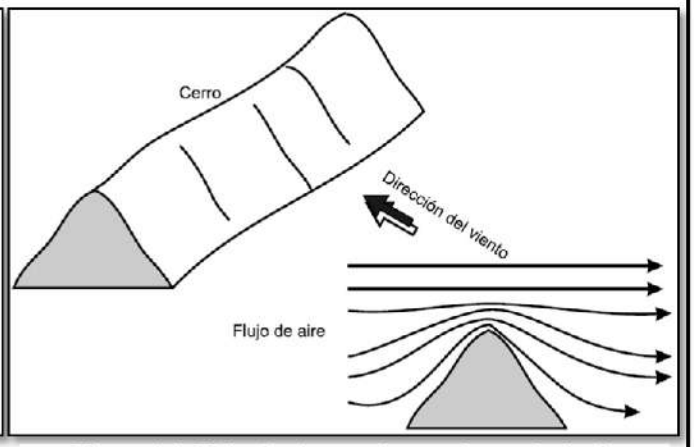


Figura 1.6 Flujo de aire en el caso de un obstáculo montañoso [José A. C. González-2009]

En resumen, los factores que influyen en el régimen de vientos en una zona determinada son:

- Situación geográfica.
- Características climáticas locales.
- Topografía de la zona.
- Irregularidades del terreno.

1.2.2 MEDICIÓN DEL VIENTO

La velocidad del viento es un vector, por lo tanto, viene definida por el módulo, la dirección y el sentido. Los instrumentos cuyos sensores miden el flujo del aire se llaman anemómetros. Los más utilizados son los de rotación con cazoletas, los cuales normalmente consisten en tres cazoletas de forma troncocónica o semiesférica montadas simétricamente alrededor de un eje vertical (figura 1.7).

La gran ventaja de los anemómetros de cazoletas, es que miden las dos componentes horizontales del viento, sin embargo, ya que su constante de tiempo varía inversamente proporcional a la velocidad del viento, se aceleran más rápidamente que lo que se desaceleran y, por lo tanto, sobrestiman la velocidad del viento. Otra causa de error, del orden del 6% al 8%, del anemómetro de cazoletas es originada por la componente vertical de la velocidad del viento [José A. C. González-2009].

Los anemómetros de rotación se complementan con un dispositivo denominado veleta para captar la dirección de la velocidad del viento. Este consiste en un dispositivo montado sobre un eje vertical y de giro libre, de tal modo que puede moverse cuando el viento cambia de dirección.

Como consecuencia del rozamiento con la superficie terrestre, la velocidad del viento varía con la altura. La Organización Meteorológica Mundial (OMM)[6] precisa que el emplazamiento de los sensores de medida del viento deben situarse a una altura de 10 metros sobre el nivel del suelo en terreno descubierto, con el objeto de que se puedan establecer comparaciones homogéneas [José A. C. González-2009].

Figura 1.7 Anemómetro de cazoletas

[6] *Organización internacional creada en 1950 en el seno de la ONU cuyo objetivo es asegurar y facilitar la cooperación entre los servicios meteorológicos internacionales y promover y unificar los instrumentos de medida y los métodos de observación.*

Además de conocer la velocidad media del viento en un lugar, es importante disponer de los datos que muestren el histograma de la duración porcentual de las diversas velocidades del viento, tomados durante un período determinado (p. ej. un año) y que generalmente corresponden a valores medios en un intervalo de 10 min, medidos mediante torres anemométricas. Concretamente, en el histograma de la figura 1.8a se indica el porcentaje de tiempo para el cual la velocidad efectiva es superior a la dada [ABB-2012].

La distribución temporal de velocidades del viento de un lugar suele describirse utilizando la ***función de distribución estadística de Weibull***, ya que es la que más se aproxima a la frecuencia de distribución de velocidades medias del viento del histograma de la figura 1.8b.

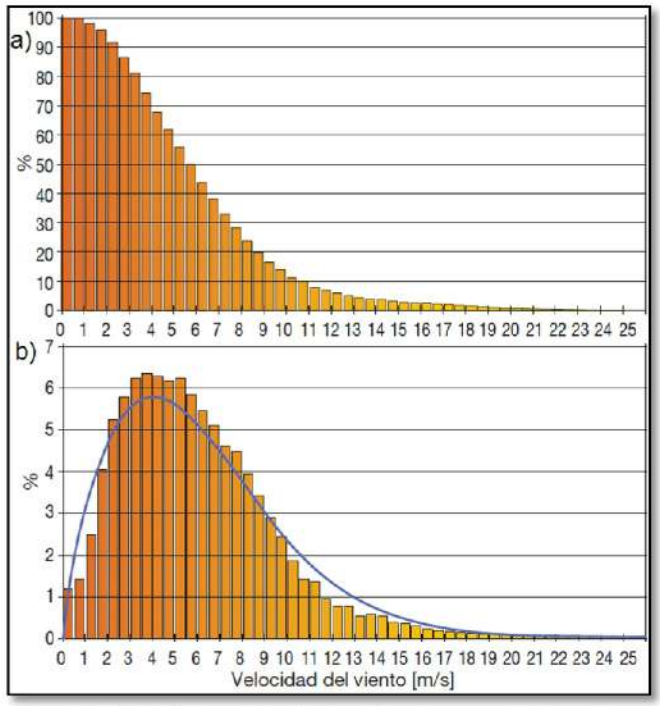


Figura 1.8 a) Histograma de duraciones porcentuales de velocidad del viento, b) Histograma de frecuencias de velocidad del viento [ABB-2012]

La distribución de Weibull queda totalmente determinada conociendo únicamente dos parámetros:

- El factor de escala A.
- El factor de forma k.

El factor de escala A, expresado en m/s, se relaciona de forma directa con la velocidad media. El factor de forma k, adimensional, modifica la simetría de la distribución: valores cercanos a 1 corresponden a distribuciones muy asimétricas, mientras que valores elevados (k > 2-3) corresponden a distribuciones simétricas, similares a las de Gauss (figura 1.9) [ABB-2012].

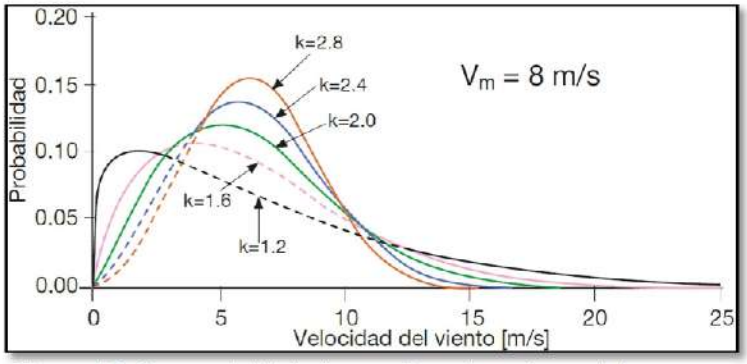


Figura 1.9 Curvas de Weibull para diferentes valores de k [ABB-2012]

El factor de forma k representa físicamente la "dispersión" de los valores de velocidad en torno a la velocidad media; concretamente, cuanto mayor es el valor de k, menor será la dispersión en torno al valor medio.

1.2.3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD ENERGÉTICA

Se puede realizar una estimación teórica de la energía producida por un parque eólico utilizando la distribución de Weibull para las velocidades del viento en el lugar de instalación, y la curva de potencia eléctrica producida por el aerogenerador en función de la velocidad instantánea del viento. La productividad anual puede calcularse con la siguiente expresión [ABB-2012]:

$$E = 8760 \cdot \int_0^{\infty} P(v) \cdot f(v) \cdot dv$$

Donde:

- 8760 es el número de horas en un año.
- $P(v)$ es la potencia [kW] producida por el aerogenerador a la velocidad del viento $v[m/s]$, obtenida de la curva de potencia proporcionada por el fabricante[7].
- $f(v)$ es la función de distribución estadística de Weibull de frecuencia de velocidades del viento en el lugar de instalación $[m/s]$.

La productividad energética total del parque eólico se obtendrá sumando la de cada aerogenerador instalado y multiplicando el resultado por unos coeficientes correctores que tengan en cuenta las posibles interferencias aerodinámicas entre turbinas (***Efecto Estela*** - capítulo 4) y las pérdidas de conexión entre las diferentes unidades y entre la instalación y la red eléctrica.

1.2.4 VARIACIÓN DEL VIENTO CON LA ALTURA

Un fenómeno que se da en la explotación de la energía eólica es el incremento de la velocidad media del viento con la altura (figura 1.10).

Existe una fricción, producida por la superficie de la tierra, que influye sobre la masa de aire que fluye sobre la misma, reduciendo su velocidad en un grado que depende de la altura.

Los cambios en la velocidad del viento a la altura de gradiente solo dependen del campo de presiones y de la latitud. La capa límite planetaria consiste en un número de capas, cada una gobernada por un diferente conjunto de parámetros de flujo. Sin embargo, de éstas es la ***capa límite superficial*** y las ***capas de Ekman*** las que son de interés para los diseñadores estructurales.

La capa límite superficial, que se extiende desde el suelo hasta una altura aproximada de 100 m, es la región donde la variación de la tensión cortante puede despreciarse y en su interior van a quedar instaladas las turbinas eólicas (figura 1.10). [José A. C. González-2009].

Realizando mediciones a la altura del eje del rotor de la turbina, se obtiene suficiente precisión para hacer un buen cálculo del valor del recurso eólico. Más allá de esto, es posible realizar mediciones del viento a diferentes alturas y extrapolarlas hasta la altura del eje del rotor de la turbina.

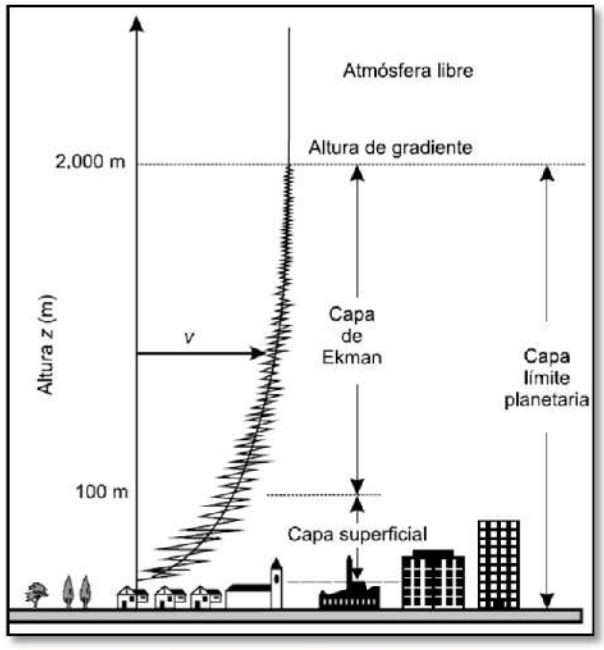


Figura 1.10 Variación del viento con la altura [José A. C. González-2009]

Existen dos modelos matemáticos utilizados comúnmente para cuantificar la velocidad del viento en regiones de terreno plano homogéneo. Estas son ***la ley logarítmica y la ley potencial***. La primera puede ser obtenida teóricamente de los principios básicos de la mecánica de fluidos. Es válida sobre un gran rango de altitudes e incorpora el fenómeno de estabilidad atmosférica. En el caso particular de atmósfera neutra, la ley logarítmica viene dada por la ecuación (1.1).

[7] *Esta curva debe corregirse para tener en cuenta la variación de densidad del aire debida a la altura y a la temperatura del lugar de instalación.*

$$V = V_0 \cdot \frac{\ln\left(\frac{H_0}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)} \qquad (1.1)$$

Donde V y V_0 son las velocidades del viento a las alturas H y H_0 y z_0 es la rugosidad del terreno.

Por otro lado, la ley potencial, es empírica y su validez está generalmente limitada a las zonas más bajas de la atmósfera. Debido a su simplicidad, sin embargo, es el modelo más utilizado para describir las variaciones de la velocidad del viento en elevaciones sobre el suelo (ecuación 1.2).

$$V = V_0 \cdot \left(\frac{H_0}{H_0}\right)^{\beta} \qquad (1.2)$$

β es un exponente que representa una forma de medida del rozamiento superficial encontrado por el viento. En la tabla 1.1 se indican valores de β y z_0 en función de diversas rugosidades [José A. C. González-2009].

Tipo de Terreno	β	$z_0(m)$
Liso (mar, arena, nieve)	0,10 - 0,13	0,0001 - 0,02
Moderadamente rugoso (hierba, campos cereales, regiones rurales)	0,13 - 0,20	0,02 - 03
Rugoso (bosques, barrios)	0,20 - 0,27	0,3 - 0,2
Muy rugoso (ciudades, altos edificios)	0,27 - 0,40	2 - 10

Tabla 1.1 Valores de β y z_0 para distintos terrenos [José A. C. González-2009]

Es importante mencionar también que el perfil de variación de los vientos con la altura puede cambiar sustancialmente su forma dependiendo del tipo de terreno.

Como puede observarse en la figura 1.11, la velocidad del viento puede incrementarse o pueden generarse turbulencias que den lugar al cambio de sentido de la velocidad del viento. Estás turbulencias pueden causar la fatiga de las palas de las turbinas eólicas.

Los relieves más beneficiosos corresponden a perfiles redondeados con pendientes suaves. Dichos perfiles tiene un efecto acelerador sobre la velocidad del viento.

Los perfiles más desfavorables corresponden a relieves bruscos con pendientes mayores de 30°. Las fuertes pendientes son zonas que propician la generación de turbulencias que dañan a los aerogeneradores y reducen la energía captada por los mismos [José A. C. González-2009].

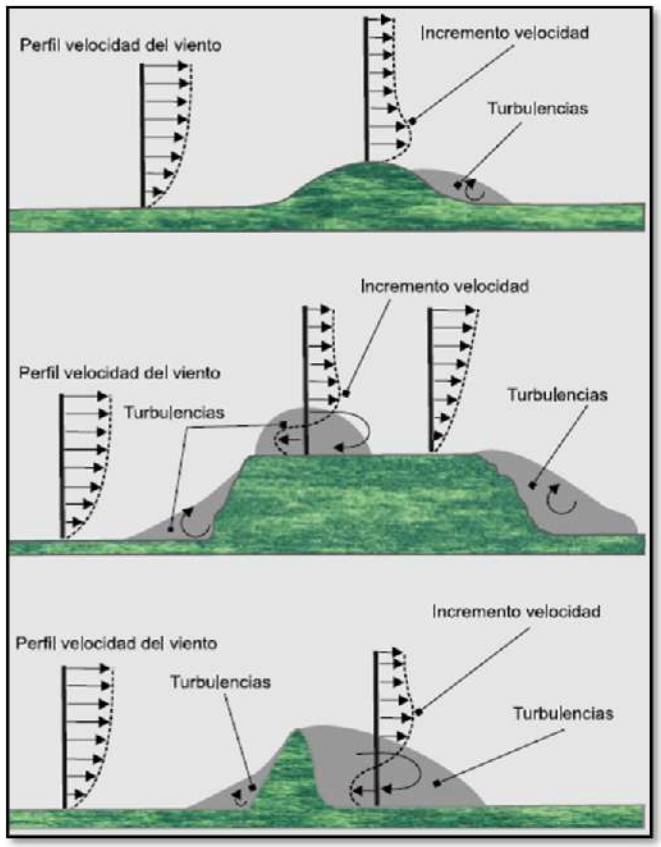


Figura 1.11 Influencia del relieve sobre el perfil de la velocidad del viento [José A. C. González-2009]

1.3 COMPONENTES DE LOS AEROGENERADORES

Los aerogeneradores están integrados por un conjunto de subsistemas cuyo objetivo es captar la energía cinética del viento y transformarla en energía eléctrica de la forma más óptima posible.

En resumen, los principales componentes que constituyen un aerogenerador de eje horizontal son (figura 1.12) [ABB-2012]:

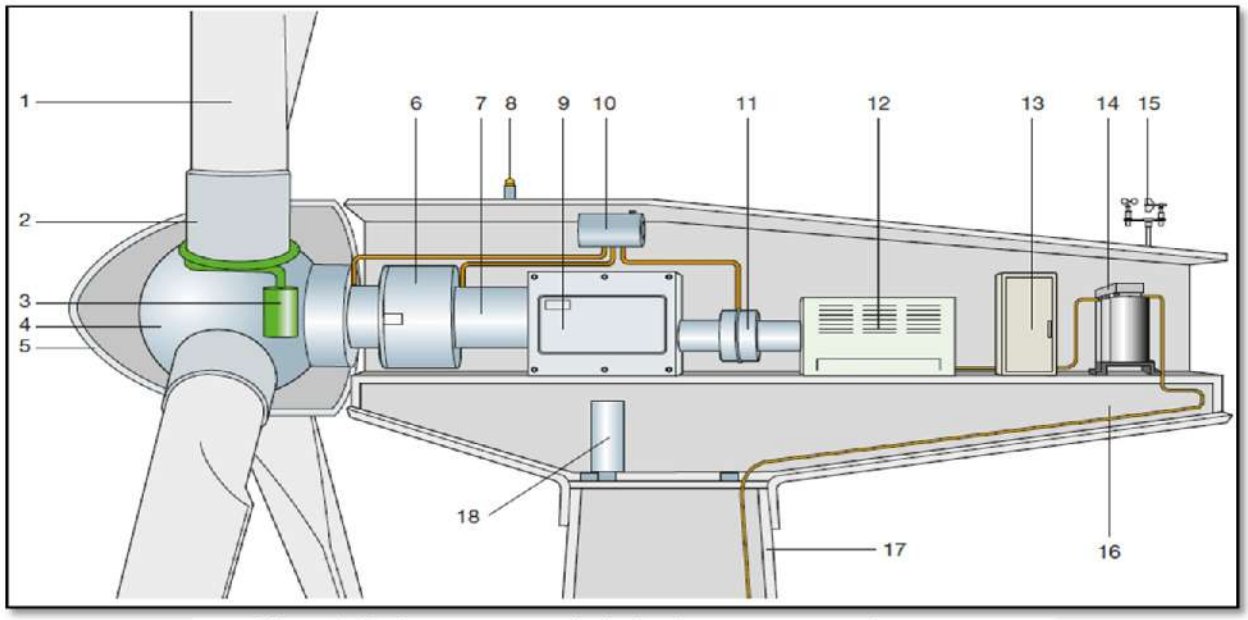


Figura 1.12 Componentes principales de un aerogenerador [ABB-2012]

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.

La conversora y el transformador pueden ubicarse en la góndola, tal como se muestra en la figura 1.12, o colocarse en la parte baja de la torre. La instalación del transformador en la góndola hace posible compensar el peso del rotor, mientras que su ubicación en la base permite reducir el tamaño y el peso de la góndola [ABB-2012].

De forma general pueden señalarse los siguientes subsistemas:

- Subsistema de captación.
- Subsistema de generación eléctrica.
- Subsistema de regulación y control.
- Subsistema de transmisión mecánica.
- Subsistema de orientación.
- Subsistema soporte.
- Subsistemas de control y de protección/seccionamiento.
- Sistemas auxiliares.

1.3.1 SUBSISTEMA DE CAPTACIÓN

Es el encargado de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. Está integrado por el rotor, el cual se compone de las palas y del buje [José A. C. González-2009].

En función de la posición del eje de giro del rotor, se clasifican en máquinas de eje horizontal y de eje vertical (figura 1.13). Estas últimas, debido a su bajo rendimiento, prácticamente han desaparecido del mercado actual. Los aerogeneradores de eje horizontal son, con diferencia, los tipos de sistemas de captación eólica más desarrollados y utilizados en la producción energética. Es por esto que serán los estudiados en este proyecto.

Figura 1.13 Aerogenerador de eje horizontal y de eje vertical (Darrieus)

El rotor es considerado como el subsistema más importante, tanto desde el punto de vista del funcionamiento como del de costos [José A. C. González-2009]. Sus componentes más importantes son las palas, dispositivos que convierten la fuerza del viento en el par necesario para generar potencia útil. Se diseñan con un perfil que maximice su eficiencia aerodinámica. En la figura 1.14 se muestra la forma característica de una pala, así como sus secciones transversales: la pala presenta una curvatura de perfil de unos 25° entre la base y su extremo [ABB-2012].

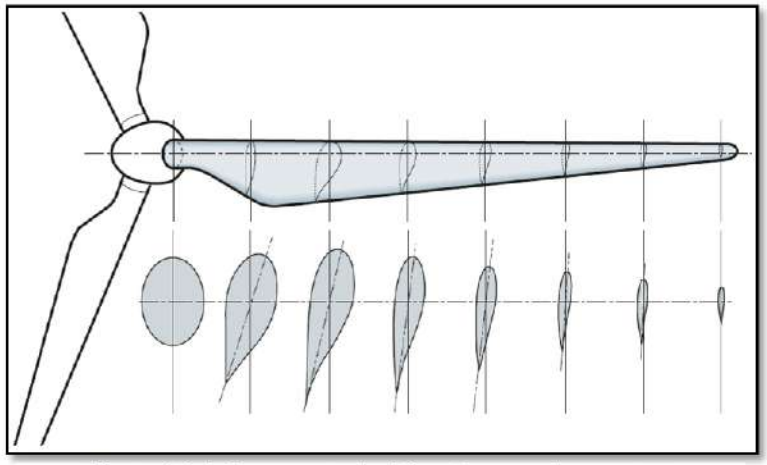


Figura 1.14 Forma característica de una pala [ABB-2012]

La sección transversal de la pala es bastante grande con el fin de obtener la rigidez necesaria para resistir las cargas mecánicas variables que se dan en el funcionamiento normal y que contribuyen a su deterioro [ABB-2012]. Esto es importante ya que el viento ejerce una fuerza variable por las turbulencias y por la variación de la velocidad con la altura, entre otros fenómenos. También está presente la fuerza centrífuga producida por la misma rotación de las palas, que ejerce una tracción, y un momento de flexión causado por su propio peso.

Desde los inicios se han utilizado gran variedad de materiales para la fabricación de las palas, como por ejemplo maderas, telas o aluminio. En la actualidad los más utilizados son las resinas de poliéster reforzadas con fibras de vidrio o fibra de carbono (con menor frecuencia), los cuales proporcionan ligereza, resistencia mecánica y una cierta resistencia a la agresión del medio ambiente.

Dependiendo del número de palas, los rotores se clasifican en multipala (o rotores lentos), con un número de palas comprendido entre 6 y 24, y en rotores tipo hélice (o rotores rápidos) [José A. C. González-2009].

Los rotores multipala giran a baja velocidad y se han destinado tradicionalmente al bombeo de agua.

Los rotores rápidos pueden ser tripala (el más utilizado, 68%), bipala (26%) o monopala (6%) (figura 1.15). Los rotores bipala y monopala son más económicos y ligeros que los tripala, debido al ahorro y menor peso que supone el menor número de palas, sin embargo, son más ruidosos debido a que necesitan girar a mayor velocidad que los tripala para producir la misma energía. Hay que señalar que los rotores monopala requieren de un contrapeso que equilibre la pala, por lo tanto, teniendo en cuenta el peso, no presentan ventajas frente a los rotores bipala.

Figura 1.15 Rotores monopala y bipala

En función de la disposición del rotor frente a la velocidad del viento estos pueden clasificarse en rotores de barlovento (los más frecuentes) o de sotavento o autoorientables (figura 1.16). Estos últimos tienen el defecto conocido como efecto sombra, producido por la torre de sustentación, el cual origina oscilaciones en las palas, además de ciertos fenómenos acústicos de baja frecuencia [José A. C. González-2009].

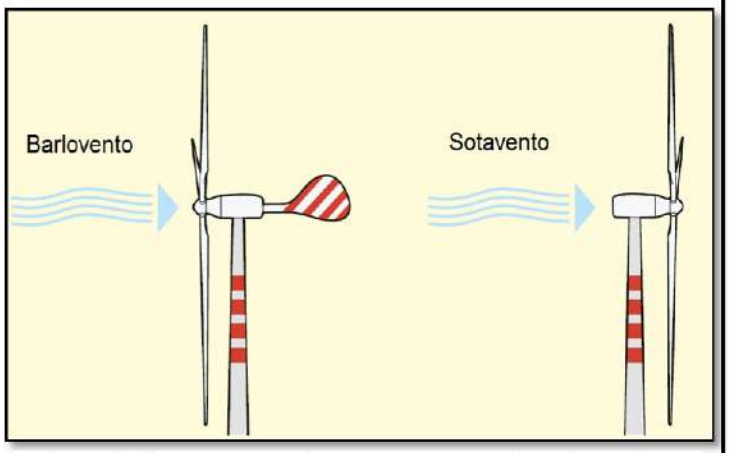


Figura 1.16 Aerogeneradores con rotor a sotavento y rotor a barlovento [ABB-2012]

En relación a las palas, si estas pueden girar respecto a su eje longitudinal, el rotor se denomina rotor de paso variable (figura 1.17), caso contrario, se denomina rotor de paso fijo. Dado el mayor grado de control, en los primeros, se logra una mejor adaptación aerodinámica de la pala al viento incidente, y en consecuencia, una mayor producción de energía. Para permitir el movimiento relativo de la pala respecto del buje, ésta posee en su raíz cojinetes, y el buje debe de disponer de un mecanismo de actuación (motores eléctricos, mecanismos de biela-manivela, etc.).

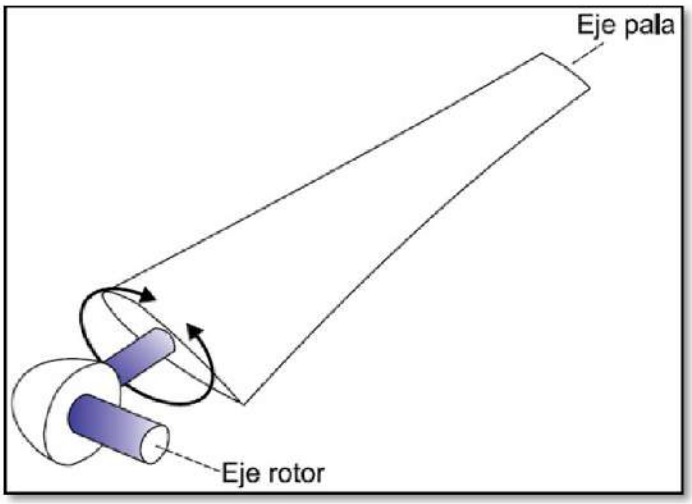


Figura 1.17 Pala de paso variable [José A. C. González-2009]

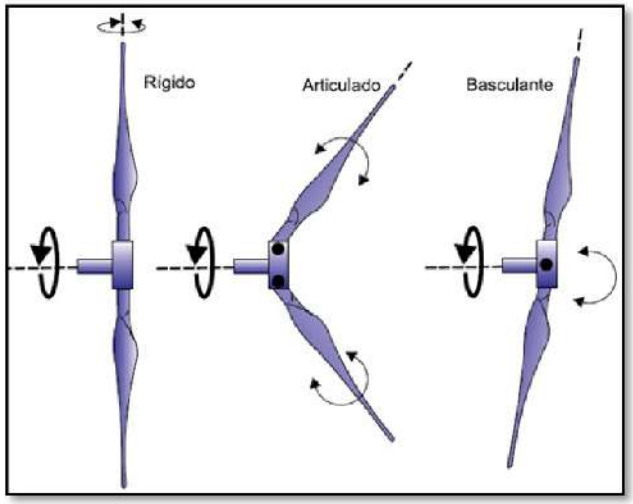


Figura 1.18 Tipos de bujes [José A. C. González-2009]

El buje de la turbina eólica es el componente que conecta las palas al árbol principal de transmisión y finalmente al resto del tren de potencia. Hay tres tipos básicos de bujes que se aplican en las turbinas modernas de eje horizontal: el buje rígido, tiene todas las partes unidas rígidamente al árbol principal

de transmisión. Son los diseños más comunes, y son casi universales para las máquinas con tres (o más) palas; los bujes basculantes, que permiten un movimiento relativo entre las palas y el eje del rotor. Son usados comúnmente en turbinas con dos y una pala; y los cubos con palas articuladas, que permiten movimientos independientes de aleteo de cada pala con respecto al plano de rotación. Estos bujes son usados solo en pocos diseños de turbinas (figura 1.18) [José A. C. González-2009].

1.3.1.1 Teoría de Aerogeneradores

Ya sabemos qué tipos de aerogeneradores existen, la cantidad de palas que pueden tener, sus componentes, etc. Pero, *¿cómo es el proceso físico que se desarrolla en las palas para transformar la energía cinética del viento en energía mecánica en el eje del aerogenerador?*. Estudiamos esto a continuación.

Comencemos analizando el concepto de la potencia de la vena fluida:

La producción de potencia eléctrica mediante aerogeneradores depende, en una primer instancia, de la interacción entre las palas del rotor y el viento. La energía cinética E_C de una masa de aire m que se mueve a una velocidad v_1 constante viene dada por (1.3) [ABB-2012].

$$E_C = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v_1^2 \qquad (1.3)$$

De esto surge que la potencia específica disponible P_{disp} de una masa de aire de caudal $q = \frac{dm}{dt}$ es:

$$P_{disp} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \cdot q \cdot v_1^2 \qquad (1.4)$$

Expresando el caudal como:

$$q = \frac{dm}{dt} = \dot{m} = \rho \cdot A \cdot v_1 \qquad (1.5)$$

Donde ρ es la densidad del aire y A en la sección del tubo considerado. Luego la potencia especifica disponible es:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \qquad (1.6)$$

Se observa que la potencia disponible varía con el cubo de la velocidad del viento.

Por ejemplo, tomando una densidad estándar del aire al nivel del mar ρ = 1.225 kg/m^3, se tiene:

$$v_1 = 6\frac{m}{s} \Rightarrow P_{disp} = 132\ \mathrm{W}/m^2$$

$$v_1 = 7\frac{m}{s} \Rightarrow P_{disp} = 210\ \mathrm{W}/m^2$$

Se observa que con un aumento de la velocidad del viento de un solo m/s, la potencia específica disponible aumenta entre un 60 y un 70%.

Tomando ahora como referencia la potencia específica disponible ($P_{disp} = 210 W/m^2$) de la vena fluida a una velocidad $v_1 = 7\ m/s$, es posible calcular el área y el diámetro de dicha vena fluida para diferentes valores de potencia disponible (figura 1.19).

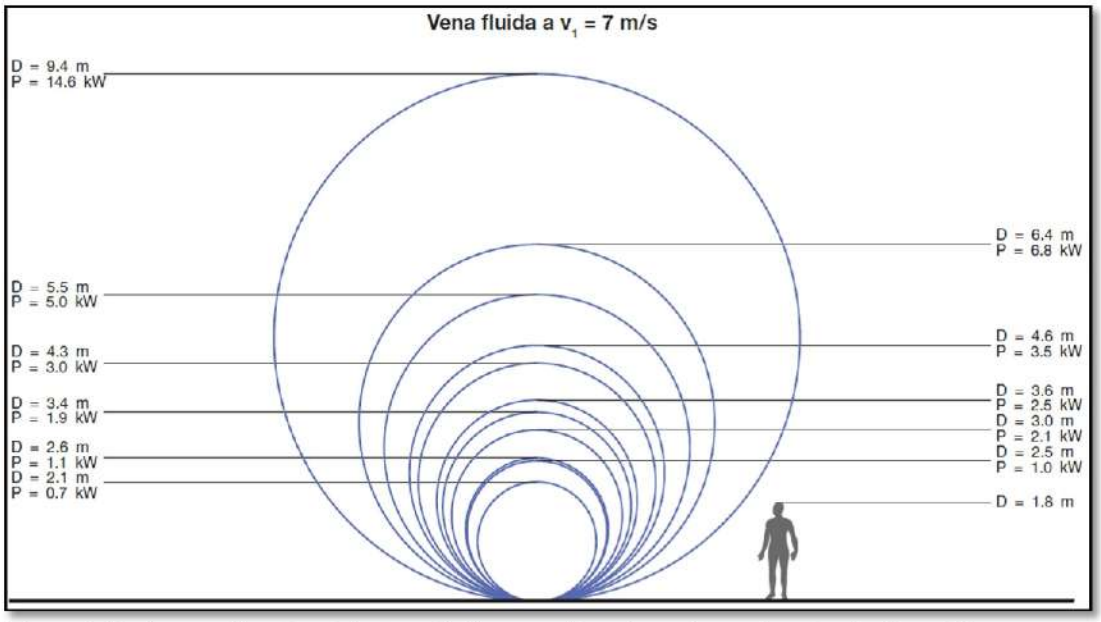


Figura 1.19 Área y diámetro de la vena fluida para diferentes valores de potencia disponible [ABB-2012]

Hablemos ahora sí, de un importante concepto para comprender este proceso físico, la ***Ley de Betz***:

Para determinar la potencia extraída por un aerogenerador ideal de un viento incidente, cuya potencia viene dada por la ecuación de potencia específica disponible (1.6), se usa generalmente un modelo simplificado atribuido a Albert Betz[8]. ***Cuanto mayor sea la energía cinética que la turbina consiga extraer del viento, menor será la velocidad de este a la salida***. Como consecuencia el viento se desacelera, de manera que la velocidad aguas abajo del aerogenerador estará comprendida entre cero y el valor que tiene aguas arriba (en ambos casos límite, la potencia extraída es nula) [ABB-2012].

Hipótesis de la Ley de Betz:

- el conjunto de las palas del aerogenerador equivale a un "disco poroso" de espesor nulo: disco actuador con un número infinito de palas (figura 1.20).
- la masa de aire que fluye a través del disco permanece separada de la masa que lo rodea: concepto de tubo de flujo (figura 1.20).
- la masa de aire fluye solo en dirección longitudinal.
- la deceleración del aire en el disco actuador se distribuye uniformemente en toda la sección del disco.
- en las secciones suficientemente lejanas aguas arriba y aguas abajo, la presión es igual a la atmosférica.
- aparte del aerogenerador, el flujo eólico no encuentra obstáculos ni antes ni después.
- el viento es estacionario y su intensidad permanece constante con la altura.
- no se producen efectos rotativos sobre la masa de aire.
- se desprecia la compresibilidad del aire, es decir, la densidad se considera constante.

Ya que el caudal de aire y la densidad se consideran constantes, de la ecuación (1.5) se deriva que la reducción de la velocidad de la vena fluida entre la entrada y la salida del tubo de flujo tiene como resultado el aumento de la sección de este (figura 1.20).

[8] *Ley publicada en 1919 por Albert Betz.*

Luego, si consideramos presión atmosférica en la entrada del tubo de flujo, se genera una disminución gradual de la velocidad a lo largo de este, y en consecuencia, se produce un aumento de la presión, la cual cae bruscamente en el disco para luego volver a crecer hasta llegar de nuevo a la presión atmosférica en la salida (figura 1.20).

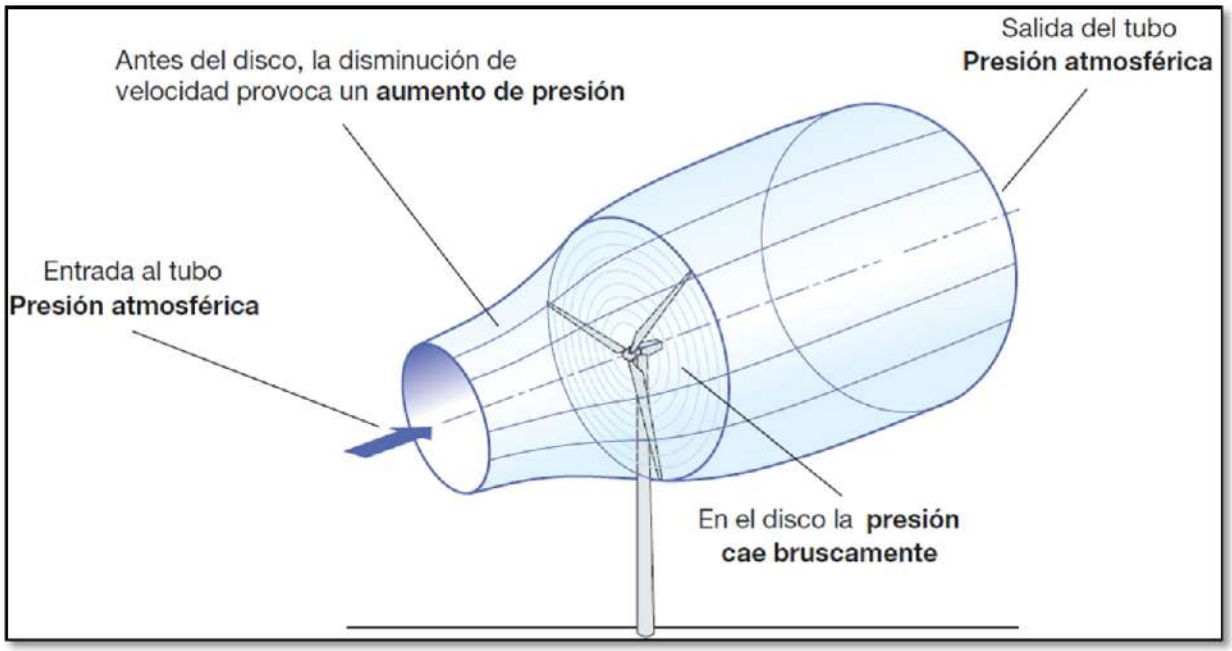


Figura 1.20 Masa de aire que fluye a través de las palas del aerogenerador [ABB-2012]

Analicemos la figura 1.21, donde se denomina:

- p_1 y v_1 a la presión y a la velocidad del viento en la sección A_1 a la entrada del tubo de flujo, suficientemente alejada del aerogenerador.
- p_2 y v_2 a la presión y a la velocidad del viento en la sección A_2 a la salida del tubo de flujo, suficientemente alejada del aerogenerador.
- p_3 y p_4 a las presiones inmediatamente antes y después de la sección A.
- v a la velocidad del viento en el plano del rotor.

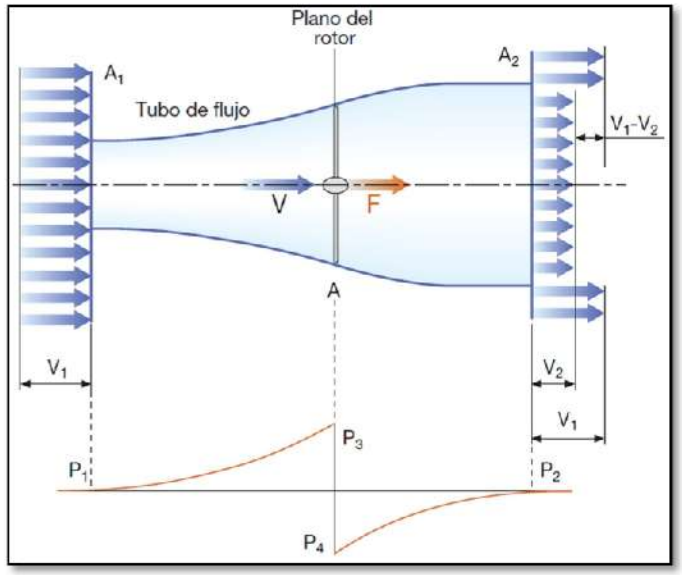


Figura 1.21 Variaciones de presión en el tubo de flujo [ABB-2012]

Con la hipótesis de que no haya variación de energía potencial ni intercambio de calor o extracción de trabajo entre A_1 y A, la ecuación de Bernoulli queda formulada como en (1.7).

$$p_1 + \rho \cdot \frac{v_1^2}{2} = p_3 + \rho \cdot \frac{v^2}{2} \qquad (1.7)$$

De la misma manera, entre A y A_2:

$$p_4 + \rho \cdot \frac{v^2}{2} = p_2 + \rho \cdot \frac{v_2^2}{2} \qquad (1.8)$$

La variación de presión en el disco, teniendo en cuenta (1.7) y (1.8), puede expresarse de la siguiente forma:

$$\Delta p = p_3 - p_4 = \rho \cdot \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \tag{1.9}$$

Nota: La velocidad del viento disminuye de forma continua desde la sección 1 a la entrada del tubo de flujo, hasta la sección 2 a la salida. Por lo tanto, en el disco no hay un gradiente de velocidad como sucede con la presión. p_1 y p_2 son iguales a la presión atmosférica.

La fuerza axial F en la dirección del viento sobre el disco actuador de sección A perpendicular al flujo, está dada por (1.10).

$$F = \Delta p \cdot A = \rho \cdot \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \cdot A \tag{1.10}$$

Según el teorema de la cantidad de movimiento, esta fuerza será igual a la variación de la cantidad de movimiento de la corriente de aire, es decir:

$$F = F_3 - F_4 = \dot{m} \cdot (v_1 - v_2) \tag{1.11}$$

Sustituyendo (1.5) en (1.11):

$$F = \rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \tag{1.12}$$

Igualando (1.10) con (1.12) se obtiene la velocidad en la sección del disco actuador:

$$v = \frac{1}{2} \cdot (v_1 - v_2) \tag{1.13}$$

Se observa que la deceleración del viento se reparte a medias entre el tramo aguas arriba y el tramo aguas abajo del disco actuador. Se define como *"factor de inducción axial a"* a la relación entre:

$$a = \frac{v_1 - v}{v_1} = 1 - \frac{v}{v_1} \tag{1.14}$$

Este factor representa la disminución de la velocidad frente al disco. A partir de (1.14), y teniendo en cuenta (1.13), se puede expresar la velocidad v en el plano del disco y la velocidad v_2 en la salida del tubo de flujo en función del factor de inducción axial a y de la velocidad en la entrada v_1:

$$v = v_1 - a \cdot v_1 = (1 - a) \cdot v_1 \tag{1.15}$$

$$v_2 = 2 \cdot v - v_1 = 2 \cdot (1 - a) \cdot v_1 - v_1 = (1 - 2a) \cdot v_1 \tag{1.16}$$

La potencia captada por las palas puede expresarse como el producto de la fuerza ejercida por el viento F por su velocidad incidente v:

$$P = F \cdot v = \left(\rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \right) \cdot v \tag{1.17}$$

Teniendo en cuenta (1.13), la expresión anterior puede expresarse formularse como:

$$P = \left(\rho \cdot A \cdot \frac{v_1 + v_2}{2} \right) \cdot \left(\frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \right) \tag{1.18}$$

Como puede apreciarse, la potencia que se extrae del viento es proporcional al flujo de masa que atraviesa al rotor y a la diferencia de energía cinética entre la sección de entrada y la de salida. Teniendo en cuenta las expresiones (1.15) y (1.16), la potencia captada también puede formularse como:

$$P = 2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot a \cdot (1 - a)^2 \tag{1.19}$$

De donde se observarse que la potencia varía:

- de forma proporcional a la densidad ρ de la masa de aire incidente, razón por la cual hay una disminución de la potencia extraída en los climas cálidos o de montaña.
- de forma proporcional al área A de rotor, donde esta área aumenta al incrementar la longitud de las palas.
- con el cubo de la velocidad del viento a la entrada, lo que explica el interés por la instalación de aerogeneradores en lugares con buen recurso eólico.
- con la velocidad del viento a la salida v_2 a través del factor de inducción axial a.

Es interesante analizar el hecho de que se puede encontrar un valor óptimo de la velocidad de salida v_2, al cual corresponde la máxima extracción de potencia. Dicho valor se obtiene derivando P con respecto a "a" e igualando a cero. Se tiene:

$$\frac{\partial P}{\partial a} = 2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot (3a^2 - 4a + 1) \qquad (1.20)$$

$$\frac{\partial P}{\partial a} = 0 \Rightarrow 3a^2 - 4a + 1 = 0 \qquad (1.21)$$

Resolviendo esta ecuación de 2º grado se obtienen dos posibles valores de a:

- 1, que no tiene sentido, ya que de (1.16) implicaría una velocidad de salida negativa.
- 1/3, que corresponde a una velocidad de salida de un tercio de la de entrada.

Por lo tanto, para a = 1/3, la potencia máxima extraída del viento será (de 1.19):

$$P = \frac{8}{27} 1 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \qquad (1.22)$$

Un concepto utilizado en la industria de los parques eólicos es el **Coeficiente de Potencia C_p**. Este se define como la relación entre la potencia extraída y la potencia disponible del viento:

$$C_p(a) = \frac{P}{P_{disp}} = \frac{2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot a \cdot (1-a)^2}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3} = 4 \cdot a \cdot (1-a)^2 \qquad (1.23)$$

Considerando ahora a = 1/3, se obtiene el máximo teórico, $C_{p\,más} = 16/27 = 0.59$ que se conoce normalmente como "Límite de Betz" y que expresa el siguiente concepto fundamental:

"La máxima potencia teórica extraíble de una corriente de aire con un aerogenerador ideal no puede superar el 59% de la potencia disponible del viento incidente".

Como se puede ver en el gráfico de la figura 1.22, el coeficiente de potencia C_p crece primero con el factor de inducción axial a, hasta alcanzar el máximo en a=1/3 y luego disminuye hasta a = 1/2, donde la velocidad de salida se iguala a cero. La parte correspondiente a a>1/2 no tiene sentido físico, pues implicaría una velocidad negativa en la sección de salida.

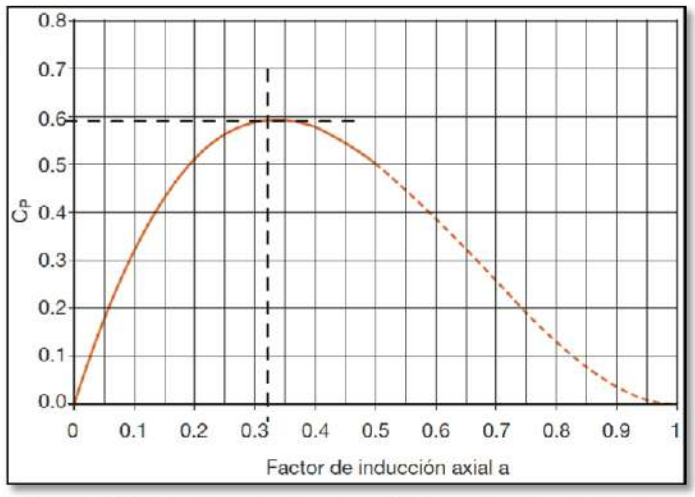


Figura 1.22 Coeficiente de potencia C_p en función del factor de inducción axial a [ABB-2012]

Ahora bien, en la práctica, no se cumple totalmente lo recién estudiado en la teoría. Existen tres efectos que disminuyen el coeficiente máximo

de potencia alcanzable: ***la rotación de la estela detrás del rotor, el número finito de palas y la resistencia aerodinámica no nula***. En cualquier caso, con ***los aerogeneradores actuales se consiguen valores de $C_p \cong 0.5$, no lejos del límite teórico de Betz*** [ABB-2012].

Se puede ahora expresar la potencia extraída, en función del coeficiente C_p y la potencia disponible del viento:

$$P = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \qquad (1.24)$$

La potencia eléctrica generada se calcula como:

$$P_e = \eta_e \cdot \eta_m \cdot C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \qquad (1.25)$$

Donde: η_e es el rendimiento mecánico global de toda la transmisión, desde el rotor hasta el generador eléctrico pasando por el multiplicador, y η_m es el rendimiento del generador eléctrico.

Un ejercicio interesante es calcular el diámetro del rotor de un aerogenerador de eje horizontal para obtener una potencia eléctrica P_e a partir de una determinada potencia disponible del viento y de un coeficiente de potencia C_p. Para esto se debe recordar que:

$$A = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \qquad (1.26)$$

Sustituyendo (1.26) en (1.25) y despejando el diámetro D, se obtiene:

$$D = \sqrt{\frac{8 \cdot P_e}{\pi \cdot \eta_e \cdot \eta_m \cdot C_p \cdot \rho \cdot v_1^3}} \qquad (1.27)$$

En la figura 1.23 se pueden ver diferentes diámetros para diferentes potencias.

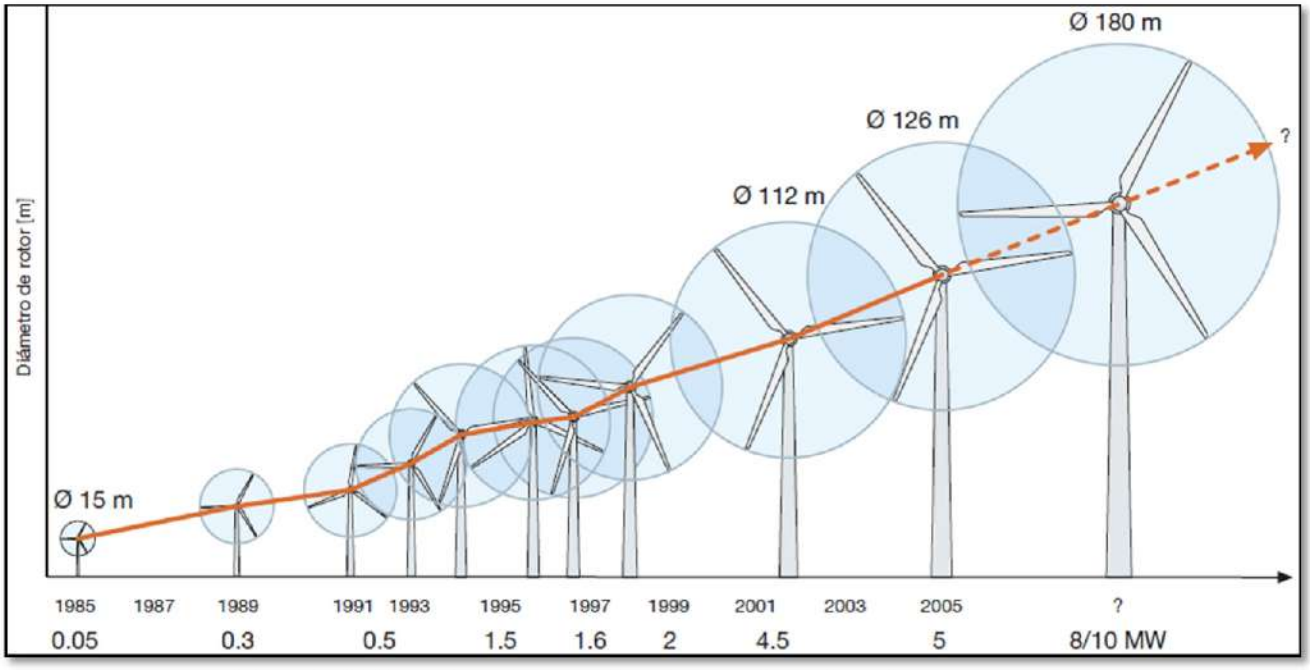


Figura 1.23 Diferentes diámetros del rotor para diferentes potencias [ABB-2012]

Al igual que con todas las maquinas eléctricas, es de gran importancia analizar cómo afectan los diferentes rendimientos del sistema en la potencia útil finalmente generada. Esto se ve en la figura 1.24.

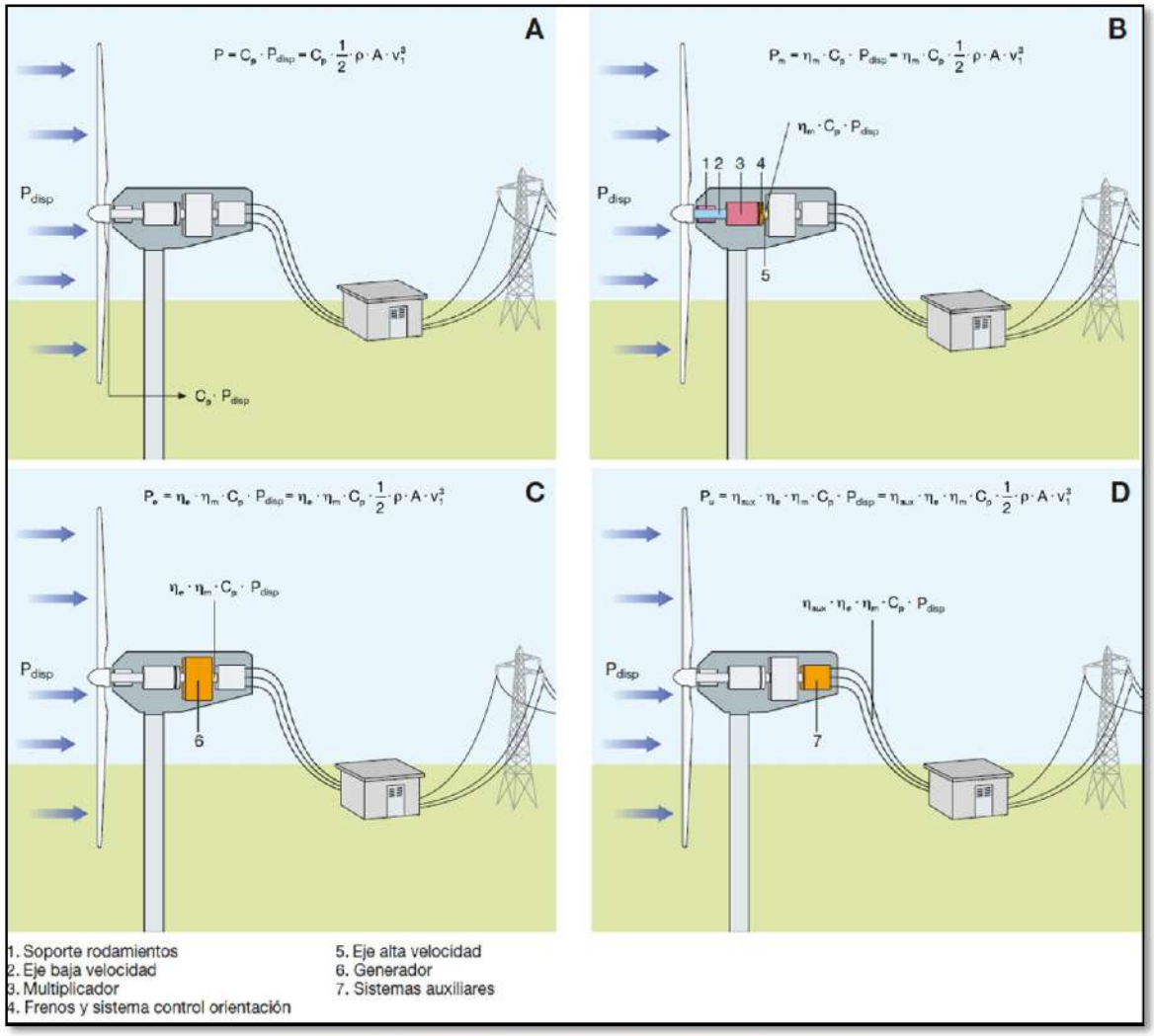


Figura 1.24 Rendimientos de un aerogenerador [ABB-2012]

La potencia proporcionada por un aerogenerador según (1.24), puede en la práctica, sufrir reducciones debidas a efectos ajenos a la propia turbina [ABB-2012]. Concretamente, puede haber pérdidas por:

- "altitud" debida a la variación de presión; se toma como densidad de referencia estándar la que hay al nivel del mar a 15 °C: la densidad disminuye con la altura a razón de casi el 1% cada 100 m de altura.
- "altitud" debidas a la temperatura; al aumentar la temperatura del emplazamiento de la instalación, la densidad disminuye alrededor del 3% con cada incremento de 10 °C.
- "efecto estela", que se produce en los parques eólicos debido a la interferencia aerodinámica entre los distintos aerogeneradores (estudiado en detalle en el capítulo 4).
- hielo o suciedad en las palas; se reduce su eficiencia aerodinámica.

Para terminar de comprender la física de un aerogenerador, estudiemos finalmente la aerodinámica de la pala.

Análisis Aerodinámico de la Pala

Una pala es esencialmente un ala sobre la cual actúan dos flujos de aire, los cuales dependen de (figura 1.25) [ABB-2012]:

1. El viento que circula por el tubo de flujo con velocidad $\bar{v}_1$ paralela al eje del aerogenerador.
2. La rotación de la propia pala que crea una componente de velocidad de arrastre $\bar{v}_t$ perpendicular a la velocidad anterior.

Asumiendo que la componente 1 es igual en toda la sección del tubo de flujo, a una distancia r del buje la componente 2 viene dada por:

$$\bar{v}_t = -\bar{\Omega} \cdot r \qquad (1.28)$$

Donde $\bar{\Omega}$ es la velocidad angular de rotación del rotor [rad/s]. Por lo tanto, la velocidad total del flujo de aire que afecta a la pala (en el sistema de referencia integrado en la propia pala) viene dada por la suma vectorial de dos componentes, es decir:

$$\bar{v} = \bar{v}_1 + \bar{v}_t \qquad (1.29)$$

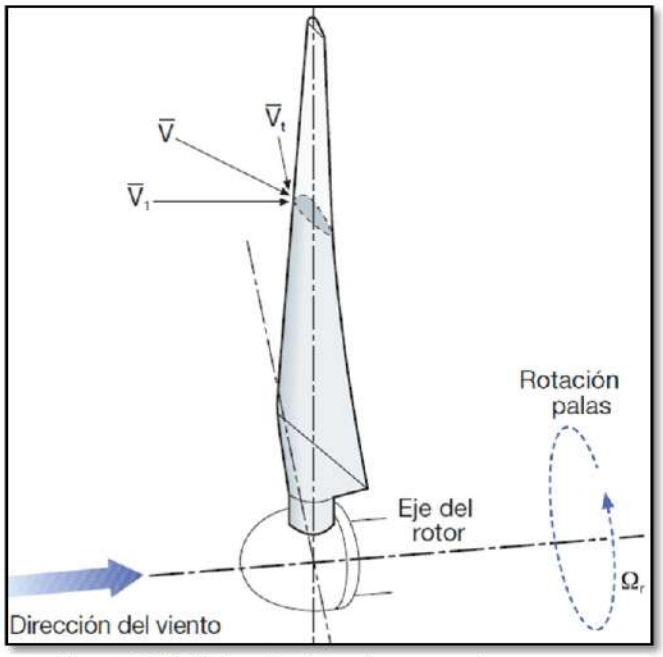


Figura 1.25 Flujos de aire sobre una pala [ABB-2012]

Calculando el módulo:

$$v = \sqrt{v_1^2 + v_t^2} = \sqrt{v_1^2 + (\Omega \cdot r)^2} \qquad (1.30)$$

Se aprecia que la velocidad del flujo de aire incidente sobre la pala aumenta con la velocidad de rotación de la misma.

Este flujo de aire resultante sobre el perfil de la pala, crea dos fuerzas aerodinámicas que se definen como (figura 1.26):

- ***Fuerza de Sustentación*** F_s, perpendicular a la dirección del flujo de aire resultante.
- ***Fuerza de Resistencia*** F_r, paralela a la dirección del flujo de aire resultante.

α es el ángulo de ataque o de incidencia, que es la diferencia angular entre la dirección del flujo de aire resultante y la cuerda máxima de la sección de la pala, β es el ángulo de paso, que es la diferencia angular entre el plano de rotación del eje de la pala y la cuerda máxima de la sección de esta, y $\delta = \alpha + \beta$, es el ángulo constructivo.

La sustentación y la resistencia se expresan, mediante las siguientes fórmulas:

$$F_s = \frac{1}{2} \cdot C_a \cdot A \cdot \rho \cdot v^2 \qquad (1.31)$$

$$F_r = \frac{1}{2} \cdot C_b \cdot A \cdot \rho \cdot v^2 \qquad (1.32)$$

Donde:

- v es la velocidad aparente del viento incidente sobre el perfil de la pala;
- ρ es la densidad del aire;
- A es la superficie de la pala;

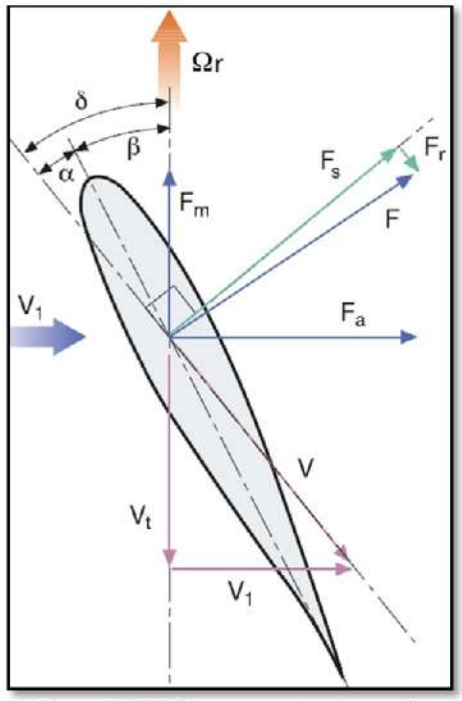


Figura 1.26 Fuerzas sobre una pala [ABB-2012]

- C_a es el coeficiente de sustentación;
- C_b es el coeficiente de resistencia.

En una pala eólica, como en todo perfil de ala, cuanto menor sea la fuerza de resistencia con respecto a la fuerza de sustentación, mayor será su eficiencia E, que se define como:

$$E = \frac{C_a}{C_b} \qquad (1.33)$$

Analicemos en la figura 1.27 las curvas de los coeficientes C_a y C_b en función del ángulo de ataque.

Se observa que dichos coeficientes crecen casi linealmente a medida que aumenta el ángulo α. Para un determinado valor de α se produce una brusca disminución de la sustentación y un rápido incremento de la resistencia. Esto se debe al desprendimiento de las líneas de corriente de aire de la superficie del perfil y a la formación de turbulencias en la parte posterior de la pala. A este fenómeno se le denomina entrar en pérdida. Esto puede ser utilizado para el control de la turbina, es decir, puede diseñarse la pala para que cuando se alcance una determinada velocidad del viento, el ángulo de ataque α sea tal que la pala entre en pérdida y se limite la captación de potencia. [José A. C. González-2009].

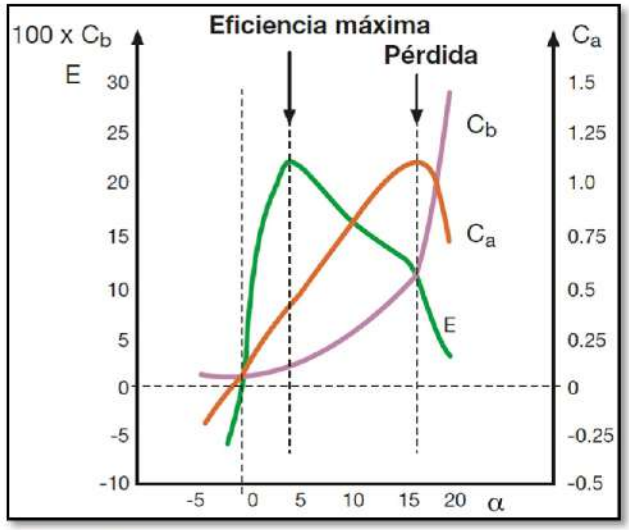


Figura 1.27 Coeficientes C_a y C_b en función del ángulo de ataque [ABB-2012]

También se puede observar en la figura 1.27 que existe un valor de α donde la eficiencia E presenta un valor máximo. Es decir, que existe un valor de α donde se puede conseguir la máxima sustentación con mínima fuerza de resistencia. [José A. C. González-2009].

Descomponiendo las fuerzas de sustentación y de resistencia en las direcciones paralela y perpendicular al eje del aerogenerador se obtienen [ABB-2012] (figura 1.26):

- La componente de la fuerza motriz F_m útil para la generación del torque en el eje principal:

$$F_m = F_s \cdot sen(\delta) - F_r \cdot cos(\delta) \qquad (1.34)$$

- La componente de fuerza axial F_a, que no genera par útil, pero sí tensión sobre el rotor:

$$F_a = F_s \cdot cos(\delta) + F_r \cdot sen(\delta) \qquad (1.35)$$

El torque motor del elemento de pala, con un radio r, vendrá dado por:

$$P_m = r \cdot F_m = r \cdot [F_s \cdot sen(\delta) - F_r \cdot cos(\delta)] \qquad (1.36)$$

Para que el torque P_m sea máximo, el primer término del corchete de esta ecuación debe ser máximo y el segundo término mínimo [José A. C. González-2009].

Velocidad Específica (TSR)

La velocidad específica (TSR - Tip Speed Ratio), identificada por λ, se define como la relación entre la velocidad tangencial en el extremo de la pala y la velocidad del viento a la entrada del tubo de flujo. La relación TSR-C_p, se utiliza a menudo para definir las características aerodinámicas de una pala [ABB-2012]:

$$\lambda = \frac{v_t}{v_1} = \frac{\Omega \cdot R}{v_1} \qquad (1.37)$$

Donde R es el radio del rotor.

Para una pala dada, la relación $\lambda - C_p$ depende del ángulo de paso. Manteniendo constante este ángulo, se pueden hacer las siguientes consideraciones [ABB-2012]:

1. Hay un único valor de TSR para el cual la eficiencia de conversión es máxima ($C_{p\,máx}$) y que depende del tipo de pala.
2. Al cambiar la velocidad del viento v_1, si se quiere mantener la TSR constante e igual al valor para el cual se tiene $C_{p\,máx}$, hay que cambiar también la velocidad de rotación de las palas.
3. Para valores bajos de TSR se tiene una reducción de la sustentación y un aumento de la resistencia hasta llegar a la condición de pérdida.
4. Para valores elevados de TSR se tiene una reducción tanto de la sustentación como de la resistencia, en lo que se conoce como condición "de fuga". En otras palabras, para valores elevados de TSR, las palas giran tan rápido que se convierten en una pared frente al viento incidente de manera que este, en lugar de cruzarlas, las esquiva, con la consiguiente anulación de la potencia extraída.
5. La TSR óptima depende del número n de palas y cuanto menor es este, más rápidamente deben girar para extraer la máxima potencia del viento (TSR aumenta).
6. La forma de la curva de la relación TSR-C_p depende del tipo de aerogenerador (figura 1.28).

Puede observarse de la figura 1.28 que los aerogeneradores de eje horizontal de pocas palas proporcionan un mayor coeficiente de potencia que los aerogeneradores multipalas (de tipo americano) y que los rotores de eje vertical (Darrieus y Savonius) [José A. C. González-2009]. Asimismo, se desprende que los aerogeneradores de eje horizontal giran a velocidades mayores cuanto menor es el número de palas y que en los aerogeneradores equipados con pocas palas, el coeficiente de potencia máximo es menor.

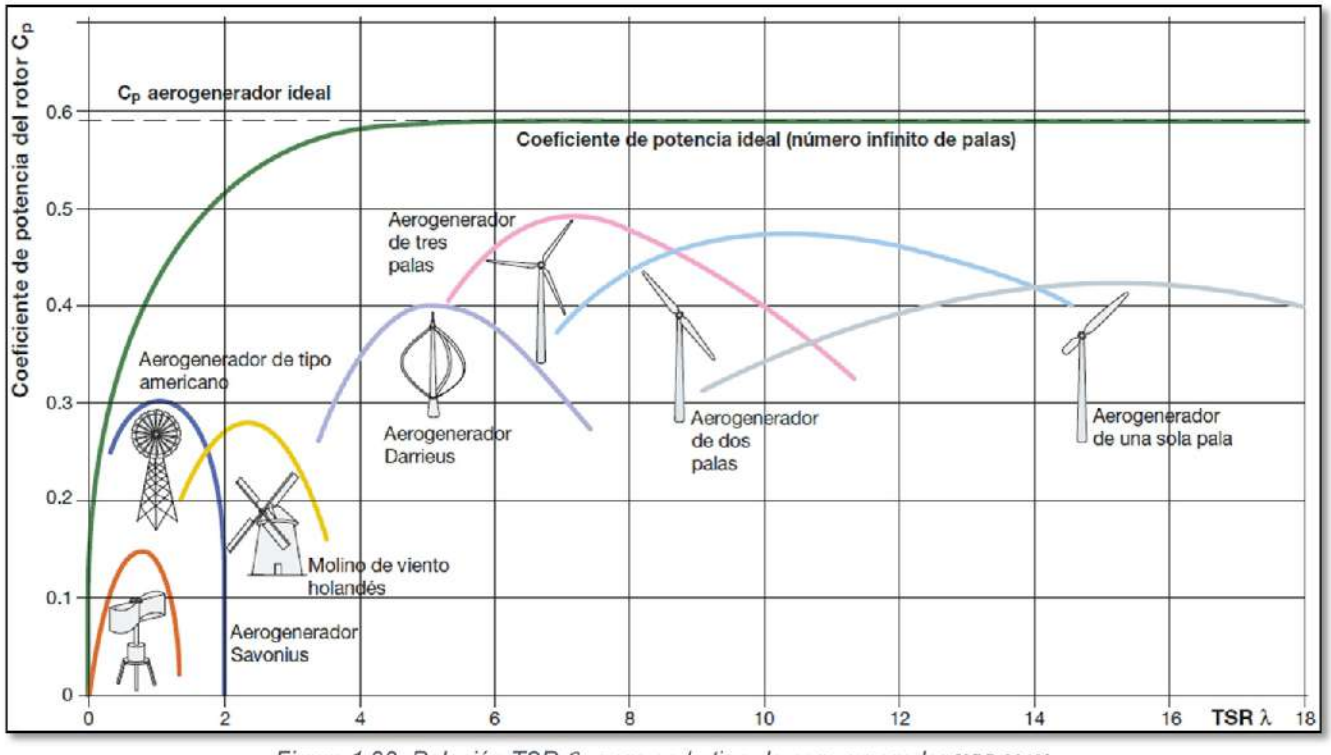


Figura 1.28 Relación TSR-C_p para cada tipo de aerogenerador [ABB-2012]

Se definen como "aerogeneradores rápidos" aquellos que poseen una TSR óptima elevada, mientras que los "aerogeneradores lentos" son los de TSR óptima baja. [ABB-2012].

Siempre se busca maximizar la energía producida por el aerogenerador anualmente. ***Para esto el coeficiente de potencia C_p debería mantenerse en su valor máximo tanto tiempo como fuera posible, aunque variase la velocidad del viento.***

Para lograr esto se modifica la velocidad de rotación del rotor para mantener la TSR en el valor que maximiza el C_p. En la figura 1.29 se muestran las curvas de potencia producida en función de la velocidad del rotor, tomando como parámetro la velocidad del viento, se desprende que: *para maximizar la producción energética, un aerogenerador debería girar a la velocidad a la cual corresponde al valor máximo de potencia producida para cualquier velocidad del viento en el lugar de instalación.*

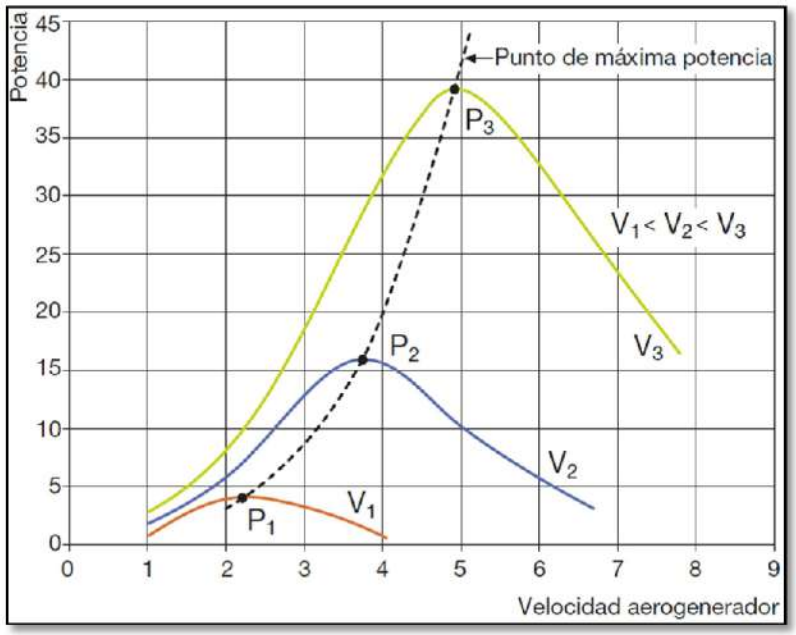


Figura 1.29 Curvas de potencia producida en función de la velocidad del rotor [ABB-2012]

Puede observarse en la figura 1.29 que para cada velocidad del viento existe una velocidad de giro que proporciona la potencia máxima. Uniendo los puntos óptimos de cada velocidad del viento se obtiene la curva óptima de operación de la turbina eólica [José A. C. González-2009].

En la figura 1.30 se comparan, en función de la velocidad del viento, la curva de potencia disponible de la vena fluida, la curva ideal del límite teórico de Betz de la potencia máxima extraíble, y las curvas reales de potencia generada en una turbina de control pasivo de pérdida y en una de regulación del ángulo de paso [ABB-2012] (estos dos conceptos se estudian en las siguientes secciones). Se tiene como importante conclusión que, ***mediante el control del ángulo de paso, se puede mantener una potencia generada igual a la nominal, para un amplio rango de velocidades del viento, hasta llegar a la velocidad de desconexión. Es en este punto donde queda comprobado lo dicho anteriormente sobre la mayor capacidad de generar energía de los rotores con ángulo variable.***

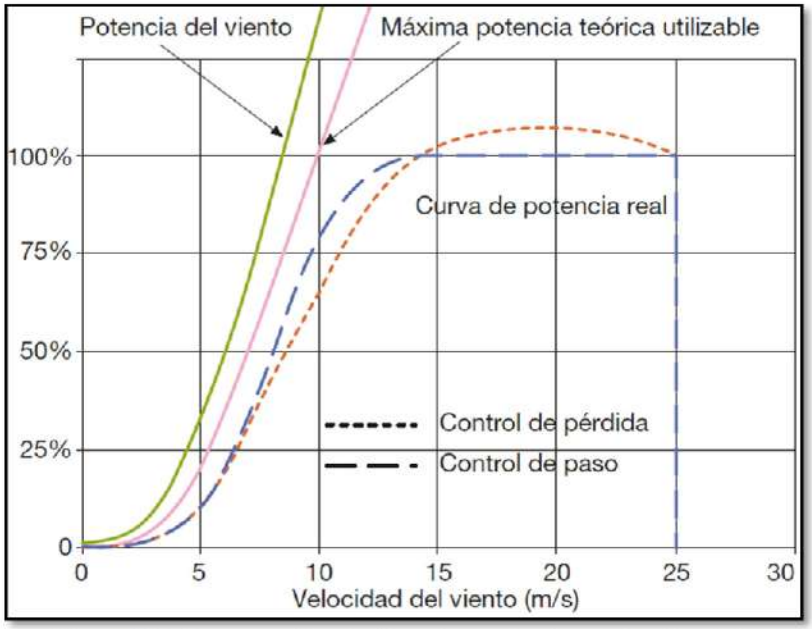


Figura 1.30 Comparación de diferentes potencias en función de la velocidad del viento [ABB-2012]

Además se puede observar aquí de donde se obtienen las curvas de potencia de los aerogeneradores que los fabricantes proporcionan.

1.3.2 SUBSISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico de un aerogenerador incluye todos los dispositivos que intervienen en el proceso de conversión de la energía mecánica en energía eléctrica, si bien el generador constituye el foco de dicho sistema [José A. C. González-2009].

Se utilizan varias configuraciones de generadores para la conversión de la energía mecánica presente en la palas del aerogenerador en energía eléctrica. Estas se resumen en las figuras 1.31-1.33. En todos los diagramas 1:n indica la relación de transmisión. La mayoría de los sistemas de accionamiento para grandes turbinas eólicas utilizan una caja multiplicadora para aumentar la velocidad desde 15 a 30 rpm en la propia turbina, a típicamente 1200-1500 rpm en el generador para un sistema de 50 Hz. De los sistemas generadores mostrados, el generador sincrónico de la figura 1.31a funciona a velocidad constante y el sistema generador de inducción de la figura 1.31b opera a una velocidad que es casi constante, puede variar entre 2-4% desde ausencia de carga hasta carga completa. Debido a que el cambio de velocidad del generador de inducción es pequeño, a menudo se lo denomina generador de velocidad fija [Jan Machowski-2008].

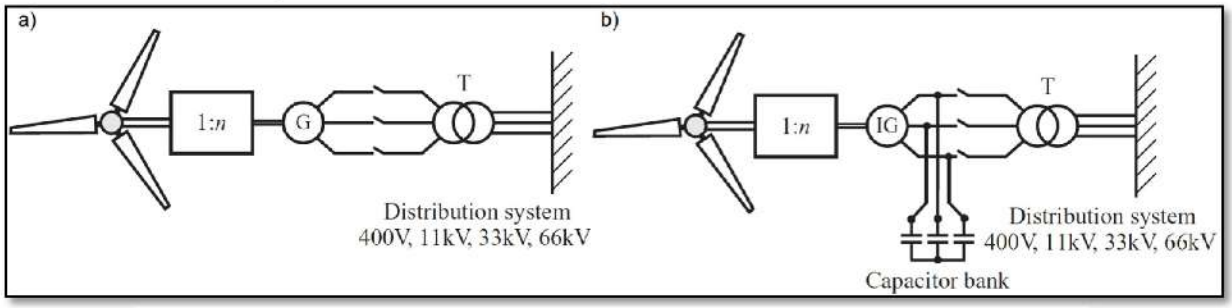


Figura 1.31 a) Generador sincrónico, b) Generador de inducción [Jan Machowski-2008]

El uso de un generador sincrónico (figura 1.31a) no es habitual para turbinas eólicas conectadas a la red. La principal razón de esto es que, como el generador funciona a una velocidad constante, el acoplamiento entre el generador y la red para este sistema es muy rígido, con el resultado de que todos los torques transitorios producidos en el árbol de transmisión de la turbina, debidos a la turbulencia del viento producen un esfuerzo mecánico significativo en los engranajes reduciendo la fiabilidad del sistema. Por lo tanto, se favorecen los sistemas generadores con mayor capacidad de variabilidad en su velocidad. Todos los otros sistemas mostrados tienen este grado de variabilidad, ya que la velocidad del sistema de accionamiento puede cambiar cuando está sujeta a pares transitorios. Sin embargo, es importante hacer notar que los generadores sincrónicos pueden usarse con ventaja en algunos sistemas de turbinas independientes donde la frecuencia del sistema puede cambiar [Jan Machowski-2008].

Tradicionalmente, el generador de inducción de velocidad fija de la figura 1.31b se ha utilizado con una velocidad de hasta 1.500 rpm. Su potencia generada, naturalmente va cambiando a medida que cambia la velocidad del viento [Jan Machowski-2008]. Mediante un motor se lleva al generador hasta la velocidad sincrónica, y una vez alcanzada, la potencia eólica extraída hace que el rotor funcione en modo hipersincrónico, con deslizamiento negativo, entregando potencia activa a la red [ABB-2012]. Cuando la turbina es sometida a una ráfaga de viento, su velocidad puede cambiar ligeramente y los torques transitorios se reducen en comparación con el sistema sincrónico rígido. Este tipo de aerogeneradores se diseñan para alcanzar la máxima eficiencia a una determinada velocidad del viento. Dado que funcionan a una velocidad nominal fija, la captura de energía no puede maximizarse, pero se pueden hacer mejoras usando un generador de inducción con un arrollamiento de estator de cuatro y seis polos. Esto permite que el generador sea operado a dos velocidades, 1000 y 1500 rpm para un sistema de 50 Hz, con un correspondiente aumento de la energía capturada.

La figura 1.32 muestra una modificación de la máquina de inducción de velocidad fija en la que el rotor de jaula de ardilla ha sido sustituido por un rotor bobinado. Mediante el control de la resistencia del rotor bobinado, el margen de velocidades sobre el cual funciona la turbina se puede aumentar ligeramente, proporcionando aún más control en el sistema [Jan Machowski-2008]. Todas las máquinas de inducción deben suministrarse con potencia reactiva para producir el flujo de magnetización en la máquina. Esta potencia reactiva debe suministrarse desde el sistema. Para tratar de reducir esta demanda, a menudo se instalan bancos de capacitores en los terminales del generador [ABB-2012].

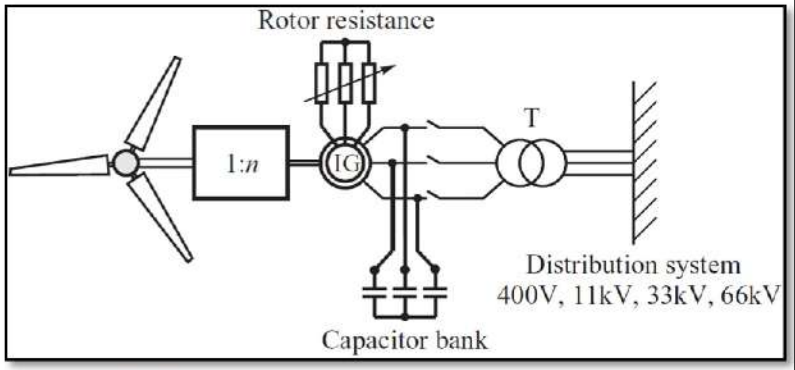


Figura 1.32 Generador de inducción con rotor bobinado [Jan Machowski-2008]

Resumiendo, estos aerogeneradores tienen la ventaja de ser de construcción sencilla, robustos, fiables y con un coste del equipo eléctrico moderado. Por otro lado, consumen potencia reactiva, soportan grandes esfuerzos mecánicos y su control sobre la calidad de la potencia que inyectan en la red es limitado.

Dotemos ahora a los sistemas de generación con un conversor de potencia como se ve en la figura 1.33. Estos son los denominados aerogeneradores de velocidad variable.

Dichos aerogeneradores están diseñados para alcanzar la máxima eficiencia aerodinámica con un amplio margen de velocidades del viento. De hecho, con el funcionamiento a velocidad variable es posible adaptar de forma continua (acelerando o decelerando) la velocidad de rotación de las palas a la velocidad del viento, manteniendo así la TSR en un valor constante y óptimo [ABB-2012].

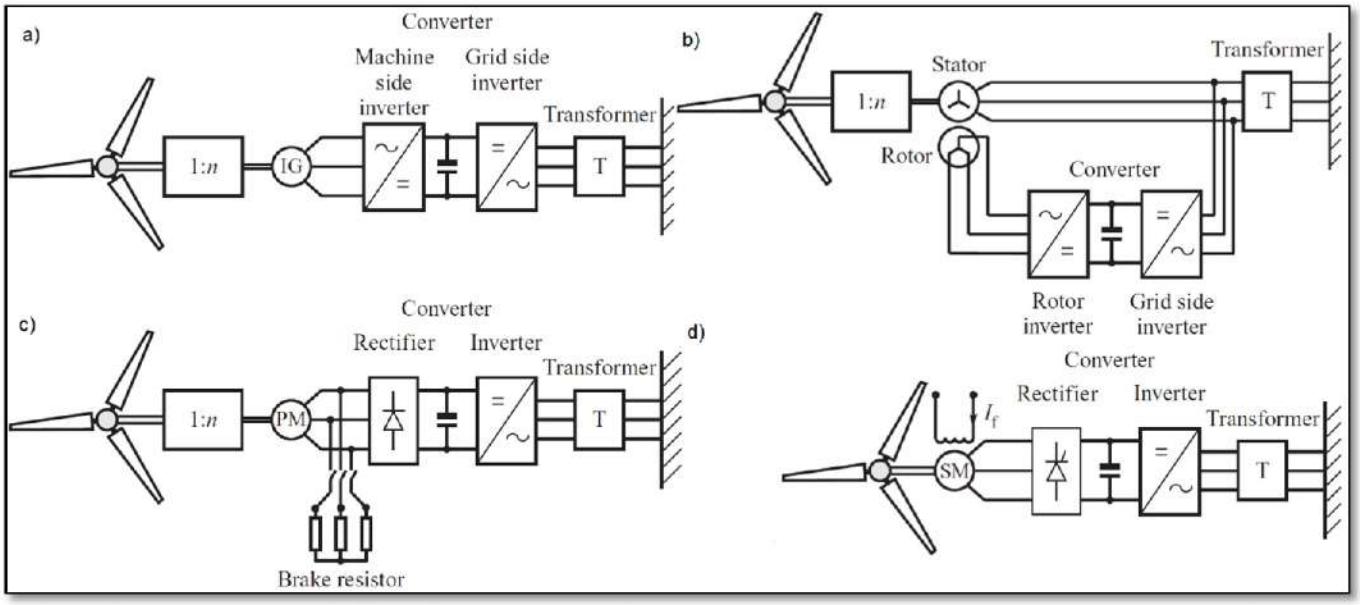


Figura 1.33 a) Generador de inducción con conversor de potencia, b) Generador de inducción doblemente alimentado, c) Generador sincrónico de imán permanente con conversor de potencia, d) Generador sincrónico con arrollamiento de excitación y conversor de potencia [Jan Machowski-2008]

Al contrario que los sistemas de velocidad fija, los sistemas de velocidad variable mantienen constante el par electromagnético y la variación de la velocidad del rotor absorbe las fluctuaciones de velocidad del viento. El sistema eléctrico es más complejo que el de los sistemas de velocidad fija y

habitualmente incorporan generadores sincrónicos o asincrónicos conectados a la red mediante un convertidor de potencia que controla la velocidad del rotor [ABB-2012].

Los sistemas de velocidad variable presentan algunas ventajas [ABB-2012]:

- Incremento de la potencia extraída del viento como resultado de una mayor eficiencia.
- La poca velocidad del rotor a bajas velocidades del viento supone una reducción del ruido aerodinámico. Con vientos flojos esto es importante ya que el ruido ambiental no puede enmascarar el ruido del aerogenerador.
- Mejora de la calidad de la potencia inyectada a la red gracias a la amortiguación de las fluctuaciones del par motor.
- Reducción de las tensiones mecánicas sobre la turbina.

A pesar de esto, las pérdidas de los sistemas con generadores de velocidad variable son mayores respecto a los de velocidad fija. Esto se debe a las pérdidas de potencia presentes en las conversoras. Otra desventaja son los costes superiores en el equipo eléctrico, incluido el propio convertidor.

Dado que la velocidad puede cambiar ahora de manera bastante significativa a medida que cambia la potencia de la turbina, el sistema tiene un importante grado de control, y los torques transitorios se reducen aún más. Además, la utilización de las conversoras permite variar el factor de potencia en los terminales del generador, según lo requiera el operador de red. El generador de inducción con un convertidor total (Fully Rated Converter), figura 1.33a, permite un gran grado de control, pero las conversoras deben tener la potencia nominal del generador [Jan Machowski-2008]. Como se sabe, mientras mayor sea la potencia nominal de un equipo, mayor será su precio, por lo que estas conversoras implican altos costos.

Una manera de reducir el coste, y de tener un amplio rango de control, es usar el denominado generador de inducción doblemente alimentado (DFIG - Doubly Fed Induction Generator). Esta disposición del generador se muestra en la figura 1.33b y es actualmente el sistema más utilizado por muchos fabricantes para sistemas de turbinas de varios megavatios. El DFIG es una máquina de inducción con un rotor bobinado y con el estator conectado directamente al sistema a la frecuencia de la red. El rotor se alimenta desde un convertidor de potencia que consta de dos circuitos con IGBTs completamente controlados: uno es el inversor del lado de la máquina, conectado a los anillos deslizantes del rotor; y el otro es el inversor del lado de la red, conectado a dicha red [Jan Machowski-2008]. De esta forma se puede alimentar el rotor con tensiones de amplitud y frecuencia adecuadas proporcionadas por el convertidor, a fin de compensar la diferencia de frecuencia entre la velocidad angular del campo magnético rotativo del estator y la velocidad angular efectiva del rotor [ABB-2012]. El inversor del lado de la máquina inyecta una tensión en los anillos deslizantes a una frecuencia de deslizamiento que se controla tanto en magnitud como en fase y permite que tanto el torque como el factor de potencia de la máquina sean controlados, en un amplio rango de velocidades. El inversor del lado de la red es controlado para mantener una tensión de enlace DC constante. Dado que el conversor no maneja la potencia del estator, su potencia nominal está en un 25-30% de la capacidad del generador [Jan Machowski-2008]. Una desventaja de este sistema es la necesidad de anillos deslizantes para la conexión de los bobinados del rotor al convertidor, elementos que introducen pérdidas.

Estos dos sistemas, que usan generadores de inducción con convertidores de tensión, al tratarse justamente de un generador de inducción, seguirán necesitando absorber potencia reactiva para funcionar, la cual puede ser aportada por el propio convertidor.

Los últimos dos sistemas son los de las figuras 1.33c y 1.33d. Tienen en común que ambos utilizan convertidores totales y máquinas sincrónicas. Como estos generadores están desacoplados de la red

por el convertidor, no sufren los problemas del generador sincrónico conectado directamente de la figura 1.31a. Ambos sistemas se pueden utilizar con o sin una caja multiplicadora y además pueden funcionar a velocidad variable. Debido al convertidor de potencia, ambos tienen control total de la potencia activa y reactiva que generan [Jan Machowski-2008]. Dado que la frecuencia a la salida del alternador depende de la velocidad de rotación del rotor y del número de pares de polos, para poder usar un generador sincrónico en un aerogenerador de velocidad variable manteniendo siempre constante la frecuencia en el lado de red, hay que interponer un convertidor de potencia de dos etapas que pueda gestionar toda la potencia eléctrica generada [ABB-2012]:

- En la primera etapa, un rectificador de puente de diodos o controlado con tiristores convierte las magnitudes eléctricas alternas de frecuencia variable a la salida del alternador en magnitudes continuas.
- En la segunda etapa, mediante un enlace de continua, se alimenta un inversor que reconvierte las magnitudes continuas de tensión y corriente en magnitudes alternas a la frecuencia de red.

La figura 1.33c muestra un esquema usando un generador de imán permanente donde el campo magnético dentro del generador es producido por imanes permanentes en el rotor. Debido a que no hay arrollamiento de campo, no hay pérdida joule asociada de modo que este tipo de generador tiene una eficiencia muy alta, por encima del 90% [Jan Machowski-2008]. Además, para la alimentación del circuito de excitación, no son necesarios ni los anillos giratorios ni las correspondientes escobillas [ABB-2012]. Una característica especial de esta disposición es que los imanes permanentes aseguran siempre la existencia del campo magnético del rotor, de manera que si el generador está girando, inducirá siempre una fem en los devanados del inducido. Esta característica se puede aprovechar porque, si los devanados del generador están cortocircuitados (quizás a través de una pequeña resistencia para limitar la corriente), se producirá un gran torque electromagnético que impedirá que la turbina gire, es decir, se puede utilizar como sistema de frenado [Jan Machowski-2008].

En la figura 1.33d se observa la otra alternativa, una máquina sincrónica con arrollamiento de excitación. Mediante el arrollamiento de excitación, la fuerza del campo magnético dentro del generador se puede controlar ajustando la corriente de excitación en el arrollamiento de campo. Esto permite que la magnitud de la fem inducida sea controlada a medida que cambia la velocidad del generador [Jan Machowski-2008]. Con esto, las posibilidades del control de la potencia reactiva adsorbida o generada aumentan en gran medida. El convertidor total permite el control total de la potencia activa y reactiva en los terminales del inversor. Si la tensión inducida supera la tensión de la red, el alternador entrega potencia reactiva, mientras que si la tensión inducida es inferior a la de la red, el alternador absorbe potencia reactiva[9] [ABB-2012].

Los generadores sincrónicos no son intrínsecamente de arranque automático. Normalmente, el alternador es llevado a la velocidad de sincronismo con un motor primario y luego se sincroniza con la red. En aplicaciones en las que es necesario el arranque automático, el rotor se equipa con barras amortiguadoras de cobre encargadas de arrancar el alternador como una máquina de inducción [ABB-2012]. Además, estas barras amortiguan las oscilaciones dinámicas durante el funcionamiento. En la práctica, con aerogeneradores, lo más comúnmente utilizado con turbinas con generador sincrónico es realizar un arranque aprovechando al propio viento. Una vez alcanzada la velocidad adecuada, mediante un sistema de control de velocidad, se procede a su sincronización con la red.

Como se mencionó antes, en la configuración convertidor total, la conversión electromecánica puede ser con y sin caja multiplicadora, es decir, de alta, de media o de baja velocidad.

[9] *Según la convención del generador.*

La conversión de alta velocidad es en términos mecánicos, similar a la que se usa en la configuración DFIG y comúnmente utiliza un multiplicador de tres etapas (hasta 2000 rpm), (figura 1.34a). Esta configuración presenta la ventaja de utilizar un generador de dimensiones y peso reducidos [ABB-2012].

En la conversión de media velocidad se utiliza un multiplicador de una o dos etapas con un alternador compacto de imanes permanentes (hasta 500 rpm) (figura 1.34b). Esta configuración, con un multiplicador menor y velocidades de rotación inferiores a la anterior, permite reducir los esfuerzos mecánicos mejorando la fiabilidad. No obstante, en relación con el caso anterior, el diámetro del alternador aumenta [ABB-2012].

Por último, la conversión de baja velocidad suprime el multiplicador y usa un alternador lento (hasta 30 rpm), generalmente de imanes permanentes o con arrollamiento de excitación, y por consiguiente con un número de polos más elevado que en los casos precedentes (figura 1.34c). Esta configuración ofrece por encima de todo las ventajas derivadas de la ausencia del multiplicador, es decir, una reducción de las pérdidas mecánicas, la no contribución al ruido total y un incremento adicional de la fiabilidad del aerogenerador [ABB-2012].

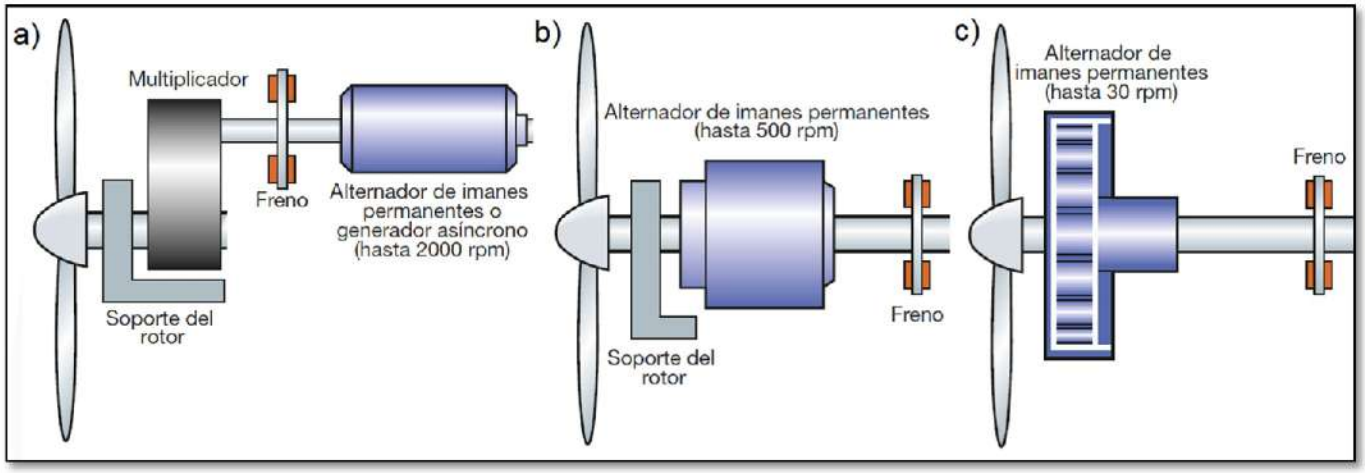


Figura 1.38 a) Aerogenerador con multiplicador de tres etapas, b) Aerogenerador con multiplicador de una o dos etapas, c) Aerogenerador sin multiplicador [ABB-2012]

Para finalizar el tema de los tipos de generadores, se muestra en la tabla 1.2 un resumen de las principales ventajas de los sistemas de velocidad fija y variable.

Sistemas de Velocidad Fija	Sistemas de Velocidad Variable
Sencillo y sistema eléctrico menos caro	Mayor eficiencia
Menor probabilidad de resonancia mecánica	Par motor más regular
Ausencia de armónicos en la potencia inyectada en la red	Mejor calidad de la potencia entregada
Menor coste de inversión	Sin problemas de sincronismo

Tabla 1.2 Principales ventajas de los sistemas de velocidad fija y variable [ABB-2012]

Los generadores representan la pieza central del sistema eléctrico, pero el sistema completo comprende numerosas piezas de equipos eléctricos y electrónicos (contactores, instrumentos de medición, transformadores, etc.). Algunos elementos del sistema eléctrico se encuentran ubicados en un pequeño armario situado en la góndola, sin embargo, los elementos del sistema eléctrico tales como elementos de compensación de potencia reactiva (banco de capacitores o equipos electrónicos),

elementos de control, elementos de potencia (contactores, interruptor general, circuitos tiristores, etc.) y elementos de protección, se encuentran en el interior de un armario situado en la base de la torre [José A. C. González-2009].

Por ultimo en el subsistema eléctrico, se destaca el transformador. Este convierte la potencia eléctrica a la salida del generador, que generalmente es en baja tensión, a media tensión, para reducir las pérdidas de transmisión en el sistema colector del parque y en la misma red. El transformador se instala en la góndola o en la base de la torre. Los cables eléctricos de conexión entre la góndola y la base de la torre forman un anillo por debajo de la propia góndola con el fin de permitir el movimiento de orientación. Tal movimiento es monitorizado y, si la rotación es excesiva, la góndola se orienta en sentido opuesto para evitar que los cables se enreden. Estos cables deben tener una longitud que permita al aerogenerador efectuar hasta tres giros completos para la alineación [ABB-2012].

1.3.3 SUBSISTEMA DE REGULACIÓN Y CONTROL

El subsistema de control y regulación tiene la misión de incrementar la captación de energía cinética del viento, mejorar la calidad de la potencia eléctrica generada y garantizar un funcionamiento seguro de la máquina [José A. C. González-2009]. Por medio del control de la potencia captada, de las secuencias de arranque y parada y del sistema de orientación, el sistema cumple con su misión.

Es importante para el funcionamiento del sistema la obtención de datos y mediciones. Para eso está provisto de diferentes equipos de medición (sensores y acondicionadores de las señales) que recogen datos el viento (velocidad, dirección, etc.), y del funcionamiento de la máquina (temperatura, vibraciones, velocidad de rotación, giro de la góndola, etc.). Toda esta información es procesada por medio de microprocesadores que gestionan la información, y envían órdenes de actuación a los diferentes dispositivos. Asimismo, el sistema de control suele contar con elementos de comunicación con el que recibir y enviar información al operador de la central.

Esquematicemos un aerogenerador mediante un modelo mecánico formado por una masa rotativa con un elevado momento de inercia -representada por el rotor- y otra masa rotativa -representada por el generador-, ambas conectadas mediante el eje de rotación (figura 1.35).

A este modelo mecánico se le aplica el par aerodinámico que actúa sobre el rotor, el par electromagnético que actúa sobre el generador y el posible par aplicado al eje por los frenos mecánicos [ABB-2012].

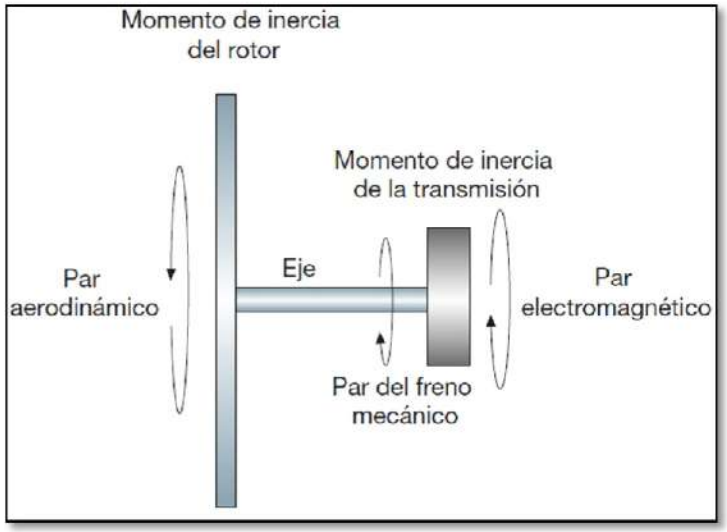


Figura 1.35 Modelo mecánico de un aerogenerador [ABB-2012]

En los aerogeneradores de velocidad fija, el par del generador varía en función del par aerodinámico y la única forma de controlar el par del generador (y, por tanto, la potencia de salida) es actuar regulando el propio par aerodinámico. En los aerogeneradores de velocidad variable, gracias al convertidor electrónico de potencia, que regula la fase y la frecuencia de las corrientes que circulan por los bobinados del generador, el par del generador puede variarse independientemente del par aerodinámico, por lo que la velocidad de rotación del rotor podrá controlarse actuando ya sea sobre el

par aerodinámico, o sobre el par del generador, con la consiguiente aceleración o deceleración del rotor [ABB-2012].

1.3.3.1 Control del Par Aerodinámico

El par aerodinámico puede regularse actuando sobre la geometría del rotor, lo que modificará los valores de sustentación y de resistencia y, por consiguiente dicho par [ABB-2012]. Ahora bien, *¿Cómo podemos variar la geometría del rotor?*. La respuesta es mediante la modificación del ángulo de paso. Como se explicó anteriormente en este proyecto, el ángulo de paso puede regularse tanto para disminuir como para incrementar el ángulo de ataque, modificando así la energía captada.

El control del ángulo de paso puede hacerse de forma individual, regulando el ángulo de paso de cada pala aislada, o de forma colectiva, haciendo que todas las palas se muevan con un ángulo idéntico. El primer método tiene la ventaja de permitir el control de la velocidad mediante más formas de frenado aerodinámico independientes, pero tiene el inconveniente de exigir un control muy preciso del ajuste de cada pala, con el fin de evitar diferencias inaceptables de ángulo durante el funcionamiento normal.

Para cambiar la geometría de un segmento de pala pueden usarse flaps a lo largo de la propia pala que disminuyan la sustentación y aumenten la resistencia a lo largo de su superficie [ABB-2012]. Otra forma de control es la utilización de flaps en los extremos de las palas. Estos provocan un torque en sentido contrario al giro de las mismas, logrando así un nuevo grado de control.

1.3.3.2 Estrategias de Control

Generalmente, los objetivos de las estrategias de control de un aerogenerador son [ABB-2012]:

- Maximizar la producción energética manteniendo el funcionamiento de los diversos componentes del aerogenerador dentro de unos límites de velocidad y de carga.
- Evitar cargas extremas, incluidas cargas transitorias excesivas y cargas que pueden causar resonancia, minimizando los esfuerzos de fatiga.
- Inyectar en la red una potencia de calidad aceptable.
- Garantizar un funcionamiento seguro del aerogenerador.

Estos objetivos están condicionados por el régimen de funcionamiento del aerogenerador: para velocidades del viento inferiores a la nominal, el objetivo principal es maximizar la energía producida trabajando en el punto de máxima eficiencia de la pala, mientras que para velocidades superiores, el objetivo es limitar la potencia producida manteniéndola próxima al valor nominal.

En la figura 1.36 se muestra una estrategia de control en función de la velocidad del viento para aerogeneradores de velocidad de rotación fija o variable y de regulación pasiva de pérdida o activa del ángulo de paso.

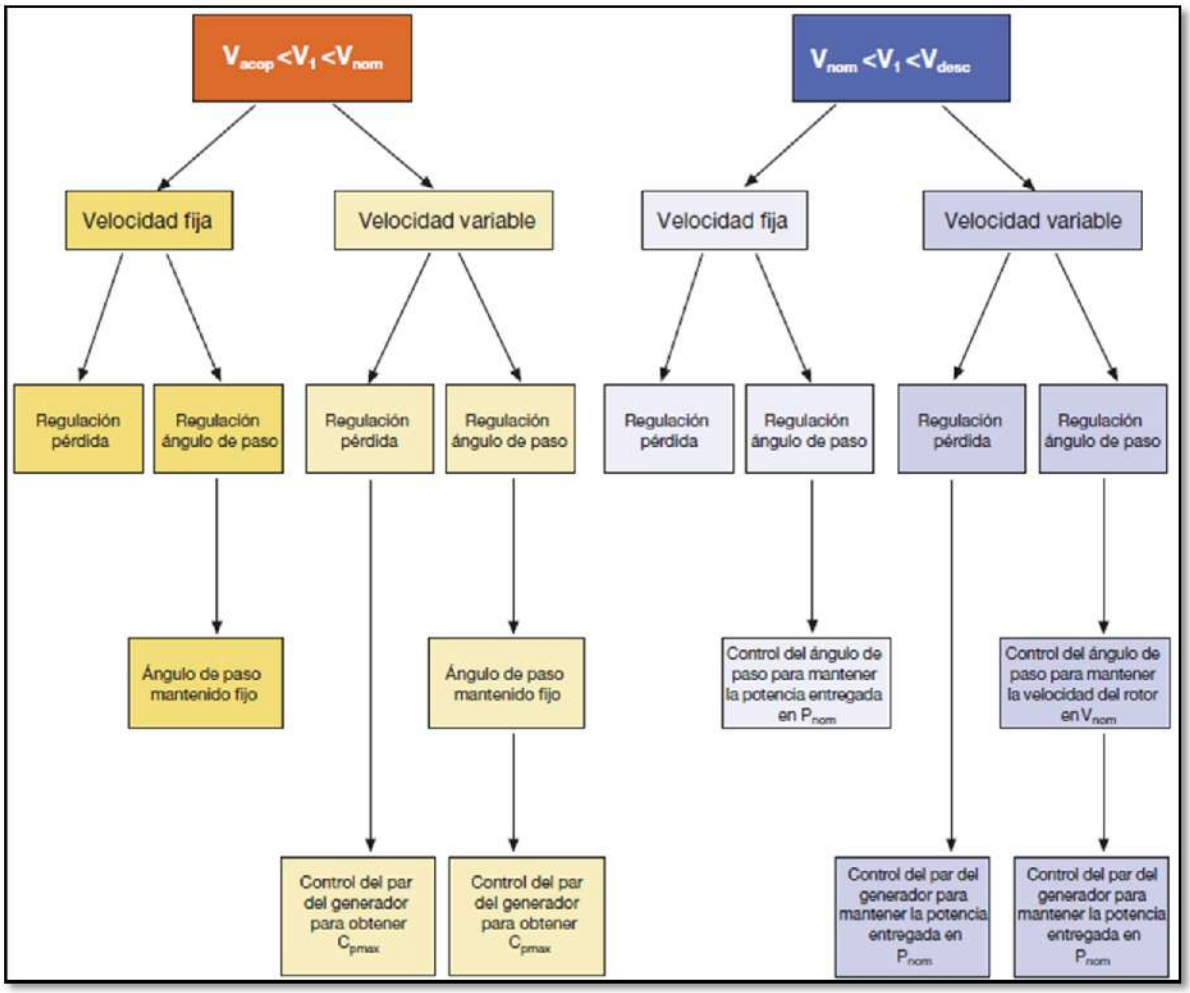


Figura 1.36 Estrategias de control de aerogeneradores [ABB-2012]

1.3.3.3 Aerogeneradores de Velocidad de Rotación Fija

Regulación Pasiva de la Pérdida Aerodinámica

Considerando un aerogenerador de velocidad constante, al aumentar la velocidad del viento incidente aumenta también el ángulo de ataque de las palas. Más allá de cierta velocidad, el flujo de aire empieza a separarse de la superficie externa de las palas, creando la llamada condición de pérdida. Este fenómeno se da primero en las proximidades del buje y, a medida que aumenta la velocidad del viento, progresa hacia el extremo de la pala, actuando como un mecanismo automático pasivo de regulación de la potencia [ABB-2012].

Este tipo de regulación era ampliamente utilizado en los primeros aerogeneradores comerciales, generalmente de tres palas, ángulo de paso fijo y buje rígido, equipados con generadores asincrónicos y diseñados para alcanzar la TSR óptima a velocidad de viento baja.

En estos aerogeneradores, cuando se liberan los frenos mecánicos, el rotor se pone en marcha a la velocidad de funcionamiento y, a continuación, el generador asincrónico se conecta a la red, o bien el rotor se arranca con el propio generador (funcionando como un motor asincrónico) hasta llegar a la velocidad de funcionamiento [ABB-2012]. A pesar de esto, este método posee inconvenientes como la aparición de vibraciones o posible inestabilidad. Además, salvo utilizando los frenos mecánicos, que brindan un cierto grado de control, no se puede realizar un control activo.

Regulación del Ángulo de Paso

Los aerogeneradores de velocidad fija y regulación del ángulo de paso utilizan la variación activa de este ángulo para la puesta en marcha y para el control de la potencia producida con vientos por encima de la velocidad nominal [ABB-2012].

Cuando la velocidad del viento es excesiva el rotor se detiene, aumentando el ángulo de paso hasta la posición de "bandera" (la carga aerodinámica sobre las palas se reduce al mínimo).

A altas velocidades del viento, el valor medio de la potencia extraída se mantiene próximo a la potencia nominal del generador. Sin embargo, por debajo de la potencia nominal, el ángulo de paso se mantiene por lo general fijo para limitar el desgaste del mecanismo de regulación: esto reduce la eficiencia del aerogenerador pero mejora la fiabilidad total del sistema.

1.3.3.4 Aerogeneradores de Velocidad de Rotación Variable

Regulación Pasiva de la Pérdida Aerodinámica

Los aerogeneradores de velocidad variable con regulación pasiva de pérdida han sido objeto de investigación en Europa y en los Estados Unidos, pero no han tenido desarrollo comercial ni difusión. Son aerogeneradores controlados mediante electrónica de potencia, que regula el par electromagnético del generador [ABB-2012].

El funcionamiento es el siguiente: controla el par del generador para regular la velocidad del rotor con el objetivo de funcionar en el punto de TSR óptima dentro de los límites constructivos de funcionamiento del generador y del rotor.

Cuando se alcanza la máxima velocidad para la que está dimensionado el rotor, el aerogenerador trabaja a velocidad constante mediante la regulación pasiva de pérdida. Si la velocidad del viento sigue aumentando y la potencia extraída supera la nominal del generador, la turbina trabaja a potencia constante regulando la velocidad del rotor para limitar la potencia extraída mediante el aumento de la condición de pérdida, con la consecuente reducción de eficiencia [ABB-2012].

Regulación del Angulo de Paso

Estos tipos de sistemas poseen las ventajas de los anteriores: *la posibilidad de controlar el par del generador y el ángulo de paso*. Con esto es posible tener un amplio control sobre funcionamiento del aerogenerador.

Con velocidades de viento moderadas, estas turbinas funcionan generalmente a paso constante, y controlando el par, se varía la velocidad de rotor, para mantener la TSR óptima. Al aumentar la velocidad del viento, generalmente el rotor alcanza su velocidad nominal antes de que se alcance la potencia nominal; la velocidad de rotación debe entonces mantenerse constante, lo que supone una fluctuación de la potencia de salida [ABB-2012].

Cuando aumenta la velocidad del viento, y se alcanza la potencia nominal, se usa la acción combinada sobre el par del generador y sobre el ángulo de paso para controlar tanto la potencia de salida, manteniéndola en el valor nominal P_n, como la velocidad del rotor, manteniéndola dentro de unos límites aceptables alrededor de la velocidad nominal (figura 1.37) [ABB-2012].

Además, durante las ráfagas de viento, la potencia generada se mantiene constante y la velocidad del rotor aumenta. El aumento transitorio de la energía del viento se acumula como energía cinética en el rotor [ABB-2012]. Por otro lado, si ocurre una brusca reducción del viento, se produce una desaceleración del rotor causada por la disminución del par aerodinámico. Más allá de eso, la potencia generada se mantiene aproximadamente constante gracias a la energía cinética acumulada en el rotor.

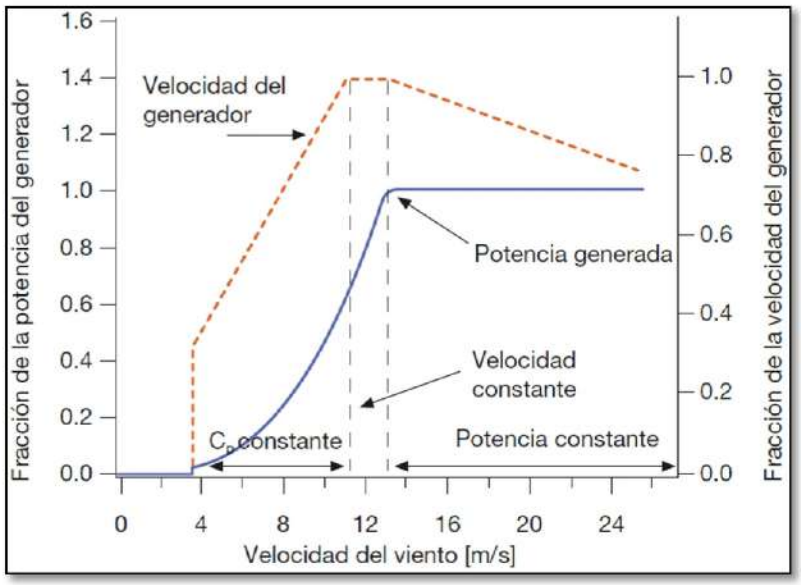


Figura 1.37 Potencia generada en función de la velocidad del viento considerando regulación del ángulo de paso [ABB-2012]

Si la velocidad del viento se mantiene elevada, el ángulo de paso se modifica para reducir la eficiencia aerodinámica (y con ella el par aerodinámico) con el resultado de una disminución en la velocidad del rotor. De este modo se puede controlar con más precisión la potencia de salida, y el mecanismo de control del ángulo de paso puede ser de respuesta más lenta y amortiguada que en el caso de los sistemas de velocidad fija [ABB-2012].

Un esquema de la lógica de control se aprecia en la figura 1.38. La velocidad instantánea se compara con la nominal para generar una señal de error. Esta señal es enviada al control del ángulo de paso, controlador que gobierna el mecanismo del ángulo de paso. Si la velocidad instantánea es mayor que la nominal, este sistema actúa para reducirla y mantenerla lo más cerca posible de la nominal. La velocidad instantánea también se compara con la curva de velocidad - potencia del generador para $C_{p\,máx}$. De esta comparación se obtiene la potencia deseada que, limitada por encima por la potencia nominal del generador, se compara con la potencia real entregada. A partir de ello se actúa sobre el convertidor para controlar el par del generador a fin de alcanzar la potencia deseada o de limitarla a la potencia nominal.

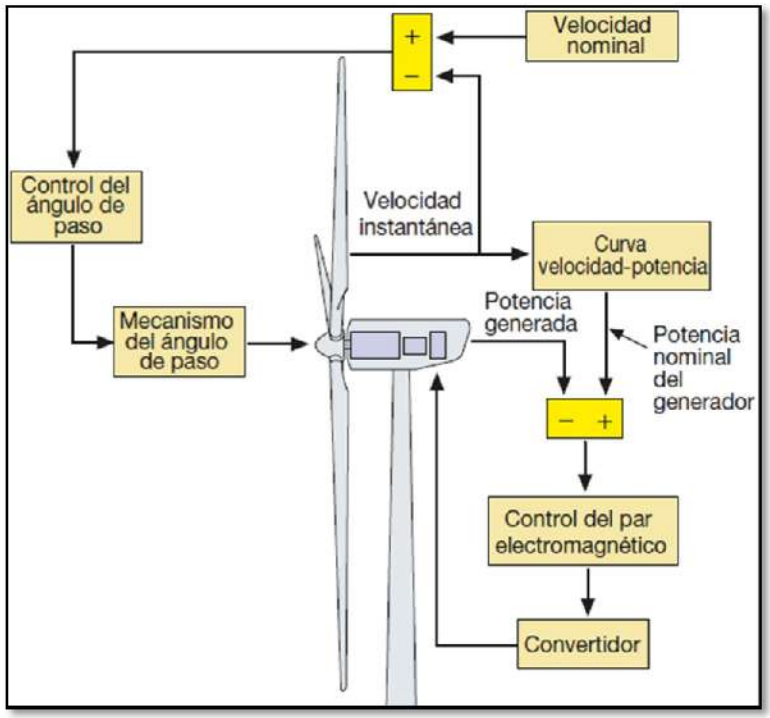


Figura 1.38 Esquema lógico de control de aerogeneradores con regulación de ángulo de paso [ABB-2012]

En la tabla 1.3 se comparan las principales características de los sistemas de control del ángulo de paso y de pérdida aerodinámica.

Características	Ángulo de paso	Pérdida aerodinámica
Trabajo producido	Mayor	Menor
Control de velocidad constante	Difícil con velocidad del viento elevada	Generalmente satisfactoria
Control de velocidad variable	Mejor calidad de la potencia y menos esfuerzos	En estudio
Seguridad	Dispositivo seguro	Requiere frenos automáticos
Esfuerzos	Reducidos	Elevados
Coste de los actuadores	Elevado	Nulo
Coste de las palas	Reducido (palas menos robustas)	Elevado (palas más robustas)
Coste de los frenos auxiliares	Nulo	Elevado

Tabla 1.3 Comparación de las principales características de los sistemas de control de ángulo de paso y de pérdida aerodinámica [ABB-2012]

1.3.4 SUBSISTEMA DE TRANSMISIÓN MECÁNICA

El tren de potencia de un aerogenerador está compuesto por todas las partes en rotación de la turbina. Éstas incluyen un árbol de baja velocidad (en el lado del rotor), acoplamientos, freno, caja multiplicadora de engranajes, y un árbol de alta velocidad (en el lado del generador) [José A. C. González-2009].

Los acoplamientos tienen como función conectar los árboles. Hay dos lugares en particular de las turbinas eólicas donde es probable que se instalen grandes acoplamientos: entre el árbol principal y la caja de engranajes, y entre el árbol de salida de la caja de engranajes y el generador.

Dada la baja velocidad de rotación del eje del rotor, se utiliza el multiplicador para adaptarla a las mayores velocidades de operación del generador eléctrico. Si el rotor girase a revoluciones altas se generarían grandes fuerzas centrífugas en las palas del mismo [José A. C. González-2009]. Las cajas de engranajes planetarios y las de árboles paralelos son los sistemas más usados en aerogeneradores.

Los últimos elementos de este subsistema son los frenos mecánicos, que casi todos los generadores poseen en alguna parte del tren de potencia, además de los frenos aerodinámicos. Los frenos mecánicos se utilizan para detener la turbina, o también, para cuanto la turbina no está en funcionamiento, evitar que gire [José A. C. González-2009]. Los frenos mecánicos que se usan comúnmente son de dos tipos:

- **Frenos de disco:** un disco metálico está fijado al eje que debe frenarse. Durante la fase de frenado, unas pinzas accionadas hidráulicamente aprietan unas zapatas contra el disco, creando un par de frenado que se opone al par motor [ABB-2012].
- **Frenos de fricción:** consisten en, como mínimo, una placa de presión y otra de fricción. El accionamiento de este tipo de frenos normalmente se lleva a cabo por medio de resortes, que ejercen una presión adecuada y se descomprimen mediante aire a presión o fluido hidráulico [ABB-2012].

Los frenos de disco son los más utilizados. Es posible colocarlos en el lado de baja de la caja de velocidades, donde el torque será más alto, o en el lado de alta, donde el torque será menor, pero al intervenir los engranajes de la caja de velocidades, estos pueden dañarse.

1.3.5 SUBSISTEMA DE ORIENTACIÓN

Dado los constates cambios en la dirección del viento, se hace necesario un sistema que modifique la posición de las palas, tal que capten la mayor cantidad de energía posible en cada momento. Para esto se utilizan los sistemas de orientación. Existen dos tipos:

Orientación activa: normalmente se utilizan en aerogeneradores con rotor a barlovento. Para realizar la orientación se utiliza la información obtenida a partir de los datos de dirección de viento y posición de la máquina. Esta información es transmitida a un sistema de actuación, que generalmente es de tipo hidráulico o eléctrico [José A. C. González-2009].

Orientación pasiva: cuentan con elementos mecánicos que aprovechan las propias fuerzas aerodinámicas para realizar las maniobras de orientación. Las turbinas pequeñas normalmente emplean veletas. Si la velocidad del viento actúa sobre la misma se genera un empuje sobre la cola aerodinámica que obliga a la turbina a girar y colocar el rotor perpendicular a la dirección del viento. [José A. C. González-2009]. Los aerogeneradores con rotor a sotavento poseen una conicidad formada por sus palas que genera fuerzas dinámicas que orientan la turbina en la dirección del viento, por lo que no necesitan un sistema de orientación dedicado.

1.3.6 SUBSISTEMA DE SOPORTE

Este subsistema está constituido por la góndola y la torre. La góndola está formada por el bastidor o estructura portante de acero en el que se montan la mayoría de los distintos subsistemas de la máquina eólica, y la carcasa que, diseñada de forma aerodinámica, los protege de los agentes atmosféricos (figura 1.12).

El bastidor, se acopla mediante un rodamiento a la parte superior de la torre. La carcasa o estructura de cierre y protección se fabrica generalmente de fibra de vidrio y poliéster, contando con refuerzos de acero. Se diseña para facilitar el acceso y los trabajos de mantenimiento, así como para permitir el correcto funcionamiento de los subsistemas que contiene [José A. C. González-2009].

La torre es el elemento encargado de soportar el rotor de la maquina a una determinada altura. La altura mínima de la torre está condicionada por el diámetro del rotor del subsistema de captación, y la altura máxima por el coste y la dificultad de instalación. Las más utilizadas son las torres tubulares cilíndricas o troncocónicas de acero (fundamentalmente) u hormigón. Los criterios de diseño suelen estar condicionados por su frecuencia natural de vibración, modos de instalación y estética [José A. C. González-2009].

Para acceder a la góndola, en las máquinas eólicas pequeñas suele haber una escalera en la parte exterior a la torre. En aerogeneradores de mayor tamaño, la escalera suele estar en el interior de la torre. En algunos casos hasta hay ascensores.

1.3.7 SUBSISTEMAS DE CONTROL Y DE PROTECCIÓN / SECCIONAMIENTO

Estos sistemas constituyen el "cerebro" del aerogenerador y proporcionan la lógica de control para regular los procedimientos de arranque y parada de la turbina y para garantizar su funcionamiento dentro de determinados parámetros preestablecidos, protegiendo de esta forma al rotor contra velocidades excesivas y a las distintas partes del circuito eléctrico contra sobrecorrientes y sobretensiones.

La lógica de control generalmente se programa en un PLC. Concretamente, los sistemas de protección / seccionamiento desconectan el aerogenerador de la red en caso de funcionamiento anómalo, permitiendo de esta forma que los demás aerogeneradores del parque sigan funcionando correctamente [ABB-2012].

1.3.8 SISTEMAS AUXILIARES

Los principales sistemas auxiliares que se instalan en el interior de la góndola incluyen un dispositivo hidráulico para la lubricación del multiplicador o de los demás componentes mecánicos, e intercambiadores de calor para la refrigeración del aceite y del generador, que incluyen bombas y ventiladores.

En la parte superior de la góndola se instalan anemómetros y veletas para el control del aerogenerador, luces de señalización para los aviones y una posible plataforma para el aterrizaje de helicópteros (para el acceso a las turbinas offshore). Para mejorar la fiabilidad de los aerogeneradores, se utilizan diferentes sensores que monitorizan el estado de distintos componentes y avisan de posibles fallos que exijan operaciones de mantenimiento. Esto es especialmente conveniente en las instalaciones eólicas marinas, a las que no es fácil acceder [ABB-2012].

1.4 LA ENERGÍA EÓLICA EN LAS REDES

Los aerogeneradores pueden funcionar como instalaciones de generación conectadas a las redes eléctricas, a sistemas eléctricos aislados o incluso alimentando una carga específica. En el caso de la integración de las plantas eólicas en sistemas de potencia, primero se realiza una adecuada selección del emplazamiento y, una vez efectuada la construcción y la conexión a la red, la gestión de la potencia inyectada teniendo en cuenta la demanda de las cargas de la red y la aleatoriedad y variabilidad del recurso eólico [ABB-2012].

La conexión de los aerogeneradores a las redes eléctricas puede tener así efectos locales en términos de calidad de la potencia y, si la fracción de la energía eólica inyectada en el sistema eléctrico no es despreciable, los efectos pueden manifestarse en toda la red.

Para la elección del emplazamiento del parque eólico se busca principalmente maximizar el retorno de la inversión, tratando de minimizar efectos tales como la contaminación acústica y el impacto visual y medioambiental.

Durante el diseño del parque eólico generalmente se realizan simulaciones por computadora para analizar y determinar la ubicación del mismo parque y la disposición de los aerogeneradores en su interior, con el objetivo de aprovechar al máximo la extracción de la energía del viento, teniendo siempre en cuenta las limitaciones anteriores y la configuración morfológica del lugar.

Uno de problemas técnicos más importantes a la hora de instalar los aerogeneradores en las centrales eólicas es cuánto espacio dejar entre ellos para mantener la mutua interferencia aerodinámica dentro de unos límites aceptables. De hecho, una mala disposición de los aerogeneradores puede causar un importante aumento de la turbulencia. Esto tiene como consecuencia, no solo la reducción de la energía total generada por la central eólica, sino también una fluctuación considerable de la potencia eléctrica inyectada en la red [ABB-2012].

Una elevada turbulencia, además de reducir la energía eólica capturada, incrementa la velocidad de las ráfagas de viento de manera que los sistemas de control deben intervenir con más frecuencia para

detener la turbina, reduciendo aún más la producción energética. Además, la turbulencia aumenta la solicitación mecánica en los materiales de los aerogeneradores situados a sotavento, acortando su vida útil [ABB-2012].

Es interesante analizar cómo es afectada la curva de potencia de un parque eólico, por la disposición de los aerogeneradores. En la (figura 1.39) se compara esta curva con la de un aerogenerador individual.

Al llegar el viento a la velocidad de acoplamiento, la primer línea de aerogeneradores comienza a generar energía. Esto causa que la velocidad del viento, luego de dicha línea, se reduzca, por lo que las siguientes líneas de aerogeneradores no producirán.

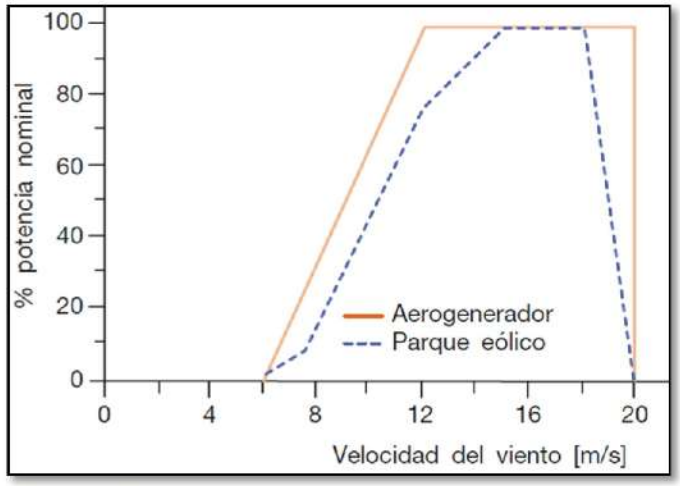


Figura 1.39 Comparación entre la curva de potencia de una central eólica con la curva de una única turbina [ABB-2012]

Luego de esto, si el viento continúa aumentando su velocidad, cada vez más líneas de aerogeneradores entrarán en funcionamiento. Se llega a un punto donde todos los aerogeneradores están generando energía, pero siempre la primer línea en la que más produce.

Cuando el viento a la entrada alcanza la velocidad a la cual la primera línea produce la potencia nominal, las otras líneas siguen produciendo una potencia inferior. Esto significa que para que todas las turbinas produzcan la potencia nominal, el viento a la entrada debe alcanzar una velocidad tanto mayor que la nominal cuanto mayor sea el número de filas.

Es por todo esto que no solo la energía total producida por una central eólica es inferior a la suma de las producciones energéticas de las turbinas instaladas individualmente, sino que también la curva de potencia total de una central eólica en función de la velocidad del viento tiene un comportamiento distinto respecto a la de un aerogenerador en solitario[10]. Esto explica la diferencia entre ambas curvas de la (figura 1.39).

1.4.1 EFECTOS DE LOS AEROGENERADORES SOBRE LA RED

Si se tiene una barra de potencia infinita, la red no se ve afectada por fluctuaciones producidas por el parque eólico. En la práctica, cada desviación entre potencia generada y absorbida produce una variación de la frecuencia de la tensión de red que, a través de la impedancia de las distintas líneas, causa una variación de la tensión con respecto al valor nominal. Como consecuencia, la red se ve tanto más afectada por la conexión de aerogeneradores cuanto mayor sea la relación entre la potencia nominal de la central eólica y la potencia de cortocircuito del sistema en el punto de conexión [ABB-2012].

Las instalaciones de generación eólica generalmente se conectan a la red eléctrica en media tensión o, en el caso de pequeñas instalaciones, en baja tensión. En cambio, los parques eólicos onshore y

[10] *En el ejemplo de la figura se asume que todos los aerogeneradores funcionan correctamente; cuando alguno está fuera de servicio por avería o mantenimiento regular, la curva efectiva de potencia de la central eólica se desplaza hacia abajo.*

offshore de grandes dimensiones se conectan habitualmente a la red de alta o muy alta tensión. La figura 1.40 muestra un esquema típico de conexión de un parque eólico terrestre a la red de alta tensión.

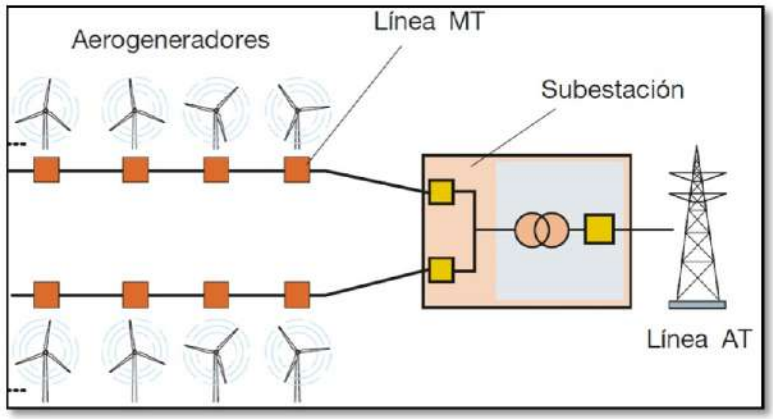


Figura 1.40 Esquema típico de conexión de un parque eólico terrestre [ABB-2012]

1.4.1.1 Variación de la Tensión

En el caso de las plantas eólicas, ya que la línea de conexión de una central a la red MT presenta una impedancia óhmico-inductiva al flujo de corriente[11], se producirá una variación de la tensión entre los terminales del generador eólico y la tensión en el punto de conexión a la red, expresada por la expresión [ABB-2012]:

$$\Delta V = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{V_r} \qquad (1.38)$$

Donde:

- P es la potencia activa total generada por la central eólica.
- Q es la potencia reactiva total generada por la central eólica[12].
- r es la resistencia de la línea de conexión.
- x es la reactancia inductiva de la línea de conexión.
- V_r es la tensión de red en el punto de conexión.

Se comprueba con esta relación que se produce una variaron de tensión entre el punto de generación y el punto de conexión con la red, con la inyección de potencia, tanto activa como reactiva. Mientras mayores sean estas potencias, mayor será la variación de tensión. Teóricamente, si V_r permanece constante en su valor nominal (red con potencia de cortocircuito infinita), aumentando la inyección de potencia se tendría una sobretensión en los terminales del generador de la central eólica, tanta mayor cuanto más elevada sea la impedancia de la línea de conexión.

En la práctica, cuanto menor la potencia de cortocircuito, mayores serán las variaciones que podrá experimentar la tensión V_r (en función de la potencia que fluye por el nodo de conexión), afectando a las cargas conectadas al mismo nodo.

La norma EN 50160 define los niveles máximos de variación cuasi estacionaria de la tensión en la red medida en 10 min [ABB-2012]:

- ±10% de la tensión nominal U_n durante el 95% de la semana.
- Para las redes de baja tensión, entre -15% y +10% de U_n.

[11] *Se desprecia la rama paralela del circuito equivalente.*

[12] *En el caso de aerogeneradores de velocidad fija con generador asincrónico, la potencia reactiva será absorbida y, por lo tanto, será de valor negativo.*

En el caso de los aerogeneradores, la variación de tensión puede limitarse variando el factor de potencia. En efecto, una pequeña reducción de este último de 1 a 0,98 inductivo hace que la máxima variación de tensión decrezca en un 1,5%.

1.4.2 CALIDAD DE POTENCIA

Al inyectar potencia eléctrica en la red desde cualquier tipo de generación, se puede influir en la calidad de la tensión de esta. Dado que la calidad de la tensión debe situarse dentro de ciertos límites para garantizar el suministro de energía eléctrica a los usuarios, la norma IEC 61400-21 establece los procedimientos para determinar las características de calidad de la potencia generada por los aerogeneradores (figura 1.41) [ABB-2012].

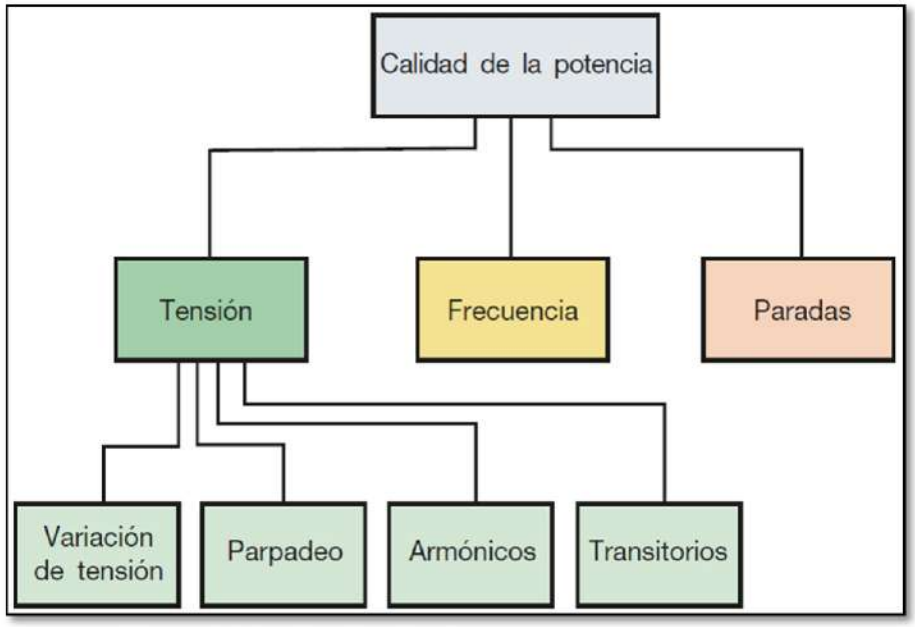


Figura 1.41 Calidad de potencia en aerogeneradores [ABB-2012]

De acuerdo a esta norma, los siguientes parámetros son determinantes para caracterizar la calidad de la potencia de los aerogeneradores:

- Especificaciones nominales (P_n, Q_n, U_n e I_n).
- Potencia máxima permitida P_{mp}, (valor medio en 10 min).
- Potencia máxima medida P_{600}, (valor medio en 600 s), P_{60} (valor medio en 60 s) y $P_{0.2}$ (valor medio en 0,2 s).
- Potencia reactiva Q (valor medio en 10 min).
- Coeficiente de parpadeo $c(\psi_k, v_a)$ en servicio continuo como función del ángulo de la impedancia de línea ψ_k y de la velocidad media anual del viento v_a.
- Número máximo de maniobras en los aerogeneradores en un período de 10 min (N10) y de dos horas (N120).
- Factor de parpadeo ("flicker") por pasos $k_f(\psi_k)$ y factor de variación de la tensión $k_u(\psi_k)$ funciones del ángulo ψ_k para operaciones específicas de maniobra del aerogenerador.
- Valor máximo de los armónicos de corriente I_k hasta el armónico 50 en un período de 10 min, de los interarmónicos hasta 2 kHz y de las componentes de alta frecuencia entre 2 y 9 kHz.

En la tabla 1.4 se resumen las principales influencias que ejercen sobre la red un aerogenerador o una central eólica, con sus respectivas causas.

Parámetro	Causa
Valor de tensión	Potencia producida
Fluctuaciones de tensión y parpadeo	Maniobras Efecto sombra de la torre Error de ángulo de paso de las palas Error de orientación Variación repentina del viento
Armónicos	Inversor
	Rectificadores
Consumo de potencia reactiva	Componentes inductivos o generadores asincrónicos
Picos o caídas de tensión	Maniobras

Tabla 1.4 Resumen de los principales efectos sobre la red de un aerogenerador o una central eólica [ABB-2012]

1.4.2.1 Potencia Máxima Permitida

Es el valor medio de la potencia máxima que un generador, independientemente de su tecnología, puede suministrar durante el tiempo especificado de 10 min. Para las turbinas con un control activo de la potencia de salida (ángulo de paso, velocidad variable) generalmente $P_{mc} = P_n$, mientras que para las turbinas con un control pasivo (de pérdida, velocidad fija) lo normal es obtener una P_{mc} por encima del 20% de la potencia nominal P_n [ABB-2012].

1.4.2.2 Potencia Máxima Medida

Las potencias máximas medidas han de tenerse en cuenta en la elección de los ajustes de los relés de protección y son relevantes para los aerogeneradores que funcionan en redes aisladas. Los aerogeneradores de velocidad variable generalmente proporcionan $P_{0.2} = P_{60} = P_{600} = P_n$, mientras que en los de velocidad fija $P_{0.2}$ es habitualmente mayor que la potencia nominal P_n [ABB-2012]:

1.4.2.3 Potencia Reactiva

La potencia reactiva de un aerogenerador debe especificarse como el valor medio en un intervalo de 10 min en función de la potencia activa media generada en esos 10 min, para 0,10% ... 90%, 100% de la potencia nominal P_n y en función de P_{mp}, P_{60} y $P_{0.2}$ [ABB-2012].

Los aerogeneradores con motor asincrónico conectado directamente a la red absorben potencia reactiva en función de la potencia generada. La compensación suele realizarse incorporando gradualmente bancos de condensadores.

Por su parte, los aerogeneradores que usan convertidores de frecuencia suelen ser capaces de controlar la potencia reactiva anulándola, absorbiéndola o entregándola según las necesidades de la red, siempre dentro de los límites que impone el tamaño del convertidor.

1.4.2.4 Coeficiente de Parpadeo

La fluctuación de la potencia generada por los aerogeneradores causa a su vez una fluctuación de la tensión de la red en el punto de inyección. La amplitud de estas fluctuaciones, no depende únicamente de la amplitud de las fluctuaciones de potencia, sino también de la impedancia (y, por tanto, de la potencia de cortocircuito) de la red.

Las fluctuaciones de tensión pueden causar una molesta variación del flujo luminoso de las lámparas, creando el fenómeno conocido como parpadeo o "flicker". Como puede observarse en la figura 1.42, incluso una pequeña variación porcentual de la tensión puede provocar este parpadeo[13] [ABB-2012].

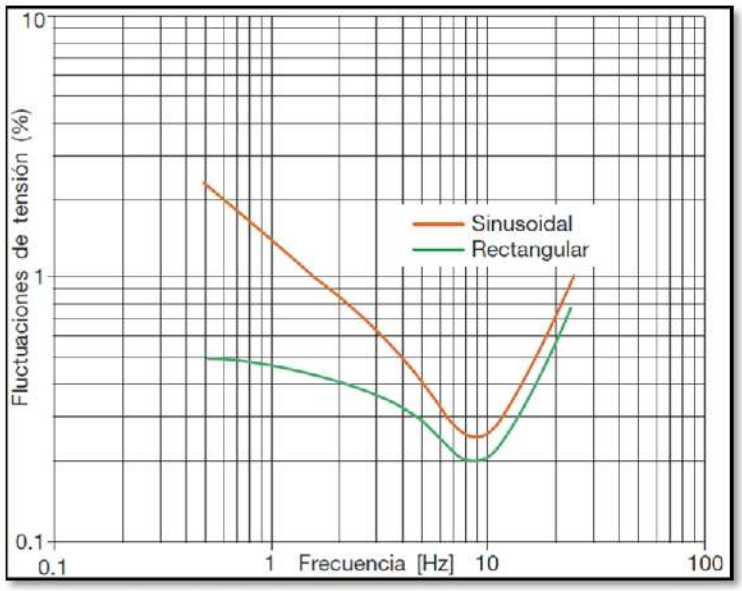


Figura 1.42 Fluctuaciones de tensión en un aerogenerador [ABB-2012]

Para cuantificar el parpadeo causado por un aerogenerador en funcionamiento continuo, se utiliza el coeficiente de parpadeo de una turbina eólica en un ángulo de fase de impedancia de red ψ_k y la velocidad media anual del viento v_a [Thomas Ackermann-2012]:

$$c(\psi_k, v_a) = P_{st} \cdot \frac{S_k}{S_n} \qquad (1.39)$$

Donde, P_{st} es el parpadeo causado por el aerogenerador, S_n es la potencia nominal aparente del aerogenerador y S_k es la potencia aparente de cortocircuito de la red.

El coeficiente de parpadeo se debe proporcionar para valores específicos del ángulo de impedancia de red (30°, 50°, 70°, 85°) y de la velocidad media anual del viento (6 m/s, 7,5 m/s, 8,5 m/s, 10 m/s) [Thomas Ackermann-2012].

Los aerogeneradores de velocidad variable normalmente poseen un coeficiente de parpadeo bajo, los de velocidad fija con control de pérdida presentan un valor medio, mientras que los de velocidad fija y control del ángulo de paso tienen un valor más elevado.

En los aerogeneradores de velocidad fija, el parpadeo viene causado principalmente por la estela de la torre. Cada vez que una pala del rotor pasa frente a la torre, la potencia de salida del aerogenerador se reduce. Este efecto provoca una variación periódica de la potencia con una frecuencia del orden de 1 Hz y la consiguiente fluctuación de la tensión. En cambio, las fluctuaciones de potencia debidas a la variación de la velocidad del viento tienen una frecuencia inferior y son, por tanto, menos relevantes en los efectos del parpadeo [ABB-2012].

Las turbinas de velocidad variable poseen un coeficiente de parpadeo más bajo porque las fluctuaciones periódicas de potencia debidas a la estela de la torre son mitigadas por el propio aerogenerador.

En las centrales eólicas, las fluctuaciones periódicas de la potencia total generada se suavizan al no haber correlación entre las fluctuaciones de potencia de los distintos aerogeneradores. Como

[13] *El ojo humano es más sensible a las variaciones de tensión de frecuencias comprendidas entre 8 y 10 Hz.*

consecuencia, el parpadeo causado por una central eólica constituida por n aerogeneradores del mismo tipo es $\sqrt{n}$ veces el parpadeo causado por una única turbina.

1.4.2.5 Factor de Parpadeo por Pasos

Es un índice del parpadeo causado por una única maniobra del aerogenerador y se expresa como [Thomas Ackermann-2012]:

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \cdot \frac{S_k}{S_n} \cdot P_{st} \cdot T_p^{0.31} \qquad (1.40)$$

Donde: T_p es la duración de la variación de tensión causada por la maniobra y P_{st} es el parpadeo causado por el aerogenerador.

El factor de parpadeo por pasos se debe proporcionar para valores específicos del ángulo de impedancia de red (30°, 50°, 70°, 85°) y para tipos de maniobra determinados.

Los aerogeneradores de velocidad variable normalmente poseen un factor de parpadeo por pasos bajo, los de velocidad fija con control del ángulo de paso presentan un valor medio, mientras que los de velocidad fija con control de pérdida poseen un valor más elevado [ABB-2012].

1.4.2.6 Factor de Variación de la Tensión

Es un índice de la variación de la tensión causada por una única maniobra del aerogenerador y se expresa como [Thomas Ackermann-2012]:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \cdot \frac{S_k}{S_n} \cdot \frac{V_{máx} - V_{mín}}{U_n} \qquad (1.41)$$

Donde $V_{máx}$ y $V_{mín}$ son la tensión de fase máxima y mínima respectivamente durante la maniobra y U_n es la tensión nominal de línea del sistema.

El factor de variación de la tensión se debe proporcionar para valores específicos del ángulo de impedancia de red (30°, 50°, 70°, 85°) y para tipos de maniobra determinados.

Los aerogeneradores de velocidad variable normalmente poseen un valor bajo de este factor; los de velocidad fija con control del ángulo de paso presentan un valor medio, mientras que los de velocidad fija con control de pérdida poseen un valor más elevado.

1.4.2.7 Maniobras

A efectos de su influencia sobre la variación de la tensión, se consideran relevantes los siguientes tipos de maniobra [Thomas Ackermann-2012]:

- Arranque del aerogenerador a la velocidad de acoplamiento del viento.
- Arranque del aerogenerador a la velocidad nominal del viento.
- Peor caso de maniobra entre generadores (en las configuraciones con más de un generador).

La influencia sobre la calidad de la potencia no depende únicamente del número de maniobras sino también de la frecuencia de las mismas. Por ejemplo, las variaciones de tensión durante las maniobras son debidas a las corrientes de inserción y a las respectivas variaciones de potencia activa y reactiva.

Durante el arranque, el generador requiere potencia reactiva para la magnetización del estator. Para los aerogeneradores de velocidad fija, el arrancador suave limita la corriente de inserción de los generadores asincrónicos. Pocos segundos después de que el generador se conecte, el acoplamiento de los bancos de condensadores limita la absorción de potencia reactiva durante el funcionamiento normal. Además, los cambios rápidos de potencia durante las maniobras causan parpadeo [ABB-2012].

En los aerogeneradores de velocidad variable, el efecto de las maniobras es limitado, ya que por su naturaleza constructiva amortiguan su impacto sobre la calidad de la potencia suministrada.

En las centrales eólicas, el número de aerogeneradores que se ponen en marcha o se detienen al mismo tiempo suele ser reducido, por lo que, para el cálculo de la variación de tensión de maniobra, basta considerar una turbina o un número limitado de ellas.

1.4.2.8 Armónicos

Las cargas no lineales, es decir, las cargas que extraen una corriente que no es una función lineal de la tensión, distorsionan la forma de onda de la tensión y pueden en casos severos causar sobrecalentamiento de conductores neutros y transformadores de distribución eléctrica, mal funcionamiento de equipos electrónicos y distorsión de sistemas de comunicación [Thomas Ackermann-2012]. La forma de onda distorsionada puede expresarse como una suma de senoidales de varias frecuencias y amplitudes mediante la aplicación de la transformada de fourier. Las senoidales con frecuencias iguales a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental se denominan armónicos, mientras que los otros se denominan interarmónicos.

Una herramienta para cuantificar el contenido armónico de una onda es la distorsión armónica total (THD). Este índice representa el valor energético de calentamiento relativo a la componente fundamental de los componentes armónicos:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{máx}} M_h^2}}{M_1} \quad (1.44) \qquad \text{Donde:} \qquad \sqrt{\sum_{h=2}^{h_{máx}} M_h^2} = V_{ef} = M_1 \cdot \sqrt{1 + THD^2}$$

M_h es el valor eficaz de la componente armónica de orden h de la magnitud M.

Generalmente no se espera que una turbina eólica con un generador de inducción conectado directamente a la red sin un convertidor electrónico de potencia intermedio, distorsione la forma de onda de tensión [Thomas Ackermann-2012]. Ahora bien, al utilizar un arranque suave, se puede producir una elevada inyección de armónicos de corriente de corta duración, causado por la electrónica de potencia del propio arrancador suave. Sin embargo, debido a su escasa duración y magnitud, pueden ser aceptados sin más evaluación.

Los aerogeneradores de velocidad variable incorporan inversores con control PWM, los cuales utilizan transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) o tiristores integrados conmutados por puerta (IGCT)[14]. Concretamente se usan dos clases de inversor con PWM (Pulse Width Modulation - modulación ancho de pulso) [ABB-2012]:

- A frecuencia de reloj fija.
- A frecuencia de reloj variable.

[14] *Pertenece a la familia de los semiconductores controlados por puerta (GTO).*

La primera clase produce interarmónicos simples en el rango de la frecuencia del reloj y armónicos múltiples de esta frecuencia. La segunda clase presenta en cambio una amplia banda de interarmónicos y armónicos múltiples que alcanzan su máximo a la frecuencia de resonancia de la red.

1.4.2.9 Control de la Frecuencia

Aunque los aerogeneradores utilicen una fuente de energía variable y distinta a la de las centrales tradicionales, los parques eólicos tienen cierta capacidad (aunque limitada) para participar en la regulación primaria (mediante el control del 3 al 5% de su potencia de salida), y en la regulación secundaria [ABB-2012].

De este modo, cuando la frecuencia supera el valor nominal más allá de la tolerancia, puede contribuirse a la regulación secundaria parando algunos aerogeneradores de la central eólica o usando el control del ángulo de paso. Por otra parte, como el viento no puede ser controlado, cuando la frecuencia está en su valor nominal la potencia producida por el parque eólico puede mantenerse deliberadamente por debajo de la nominal para así poder contribuir a la regulación secundaria en caso de que la frecuencia caiga por debajo de la tolerancia mínima.

El recurso eólico no es programable, pero cada vez es más previsible, llegando a un margen de incertidumbre del 5% para un plazo de 72 horas. Esta incertidumbre va disminuyendo a medida que se reduce el plazo, lo que está permitiendo gestionar mejor la contribución energética de las plantas eólicas al sistema eléctrico.

1.4.3 EFECTOS A CORTO Y LARGO PLAZO

Los efectos causados por los aerogeneradores pueden dividirse en dos categorías:

- Efectos a corto plazo - equilibrio del sistema en la escala de tiempo de servicio (minutos u horas).
- Efectos a largo plazo - proporcionando potencia suficiente durante los picos de carga.

1.4.3.1 Efectos a Corto Plazo

La variabilidad intrínseca de la producción eólica conduce a una reprogramación de la potencia producida por las instalaciones convencionales de gran tamaño y a una modificación del flujo de potencia en la red de transmisión. Además, una parte de la fluctuación de la potencia eólica no es predecible o puede preverse de forma incorrecta, por lo que debe disponerse de una reserva adecuada [ABB-2012].

El sistema eléctrico necesita reservas de potencia tanto para hacer frente a las perturbaciones de la red como para ajustarse al diagrama de carga.

La reserva contra las perturbaciones generalmente se dimensiona de acuerdo a la mayor unidad de producción que puede caer fuera de servicio. Puesto que la potencia eólica está constituida por unidades de potencia limitada, normalmente no es necesario aumentar la reserva.

En cambio, la variación de la potencia eólica en el intervalo de una hora o en un tiempo inferior afecta a la reserva de potencia usada para el control de la frecuencia (seguimiento del diagrama de carga), siempre que el nivel de penetración de la potencia eólica en el sistema eléctrico sea suficiente como

para incrementar sensiblemente las variaciones totales del propio sistema. Por ejemplo, con un nivel de penetración del 10% se requiere una reserva adicional de potencia del 2 al 8% de la potencia eólica total instalada [ABB-2012].

En la escala de tiempo de segundos y minutos (control primario de frecuencia), las estimaciones para aumentar los requisitos de reserva han tenido un impacto muy pequeño. Esto se debe al efecto suavizante de variaciones muy cortas de la producción del viento; Como no se correlacionan, se cancelan mutuamente, cuando el área es lo suficientemente grande [Thomas Ackermann-2012].

Otro efecto a corto plazo de la potencia eólica es el aumento o disminución de las pérdidas de transmisión y distribución en función de dónde se encuentren los lugares de producción eólica con relación a los centros de carga [ABB-2012]. La energía eólica afecta el flujo de potencia en la red. Puede cambiar la dirección del flujo de potencia, reducir o aumentar las pérdidas de transmisión / distribución y las congestiones de la red eléctrica. Además, una gran cantidad de potencia eólica intermitente puede disminuir la eficiencia de la generación convencional al hacer que las centrales tradicionales funcionen fuera de sus puntos óptimos [Thomas Ackermann-2012].

Cuando la potencia eólica intermitente producida sobrepase la cantidad gestionable por la red manteniendo un control dinámico adecuado del sistema eléctrico, parte de esa potencia eólica deberá limitarse. Esto depende en buena medida del nivel de penetración, siendo por lo común necesaria una limitación cuando la potencia intermitente supera un nivel del 10%.

1.4.3.2 Efectos a Largo Plazo

Como ya sabemos, la energía eólica en una fuente intermitente. Al introducirla al sistema, puede provocar consecuencias en la fiabilidad del sistema eléctrico, que debe poder proporcionar la potencia demandada por las cargas conectadas a la red con una probabilidad de fallo baja: la fiabilidad estándar exigida a los sistemas es del orden de un blackout grande en un periodo de 10 a 50 años.

Para contribuir a mantener intacta la fiabilidad del sistema eléctrico, los sistemas eólicos deben ser capaces de asumir parte de la capacidad de producción convencional, especialmente durante los picos de carga [ABB-2012].

Pero, *¿Qué impacto tiene la energía eólica sobre la producción de energía en el sistema?, ¿puede la energía eólica reemplazar parte de la capacidad (convencional) del sistema?*. Para responder a estas preguntas, es fundamental que sepamos la producción de energía de los parques eólicos durante situaciones de carga máxima. Esto también significa que para evaluar la capacidad de la energía eólica para reemplazar la capacidad convencional, es importante contar con datos representativos durante varios años (un año no es suficiente) [Thomas Ackermann-2012].

Algunas fuentes variables producen energía eléctrica en los períodos de máxima demanda: por ejemplo, la producción fotovoltaica sigue la carga del "aire acondicionado". Si la producción eólica diurna coincidiera con la demanda de carga (incrementando, por ejemplo, la producción por la mañana y disminuyéndola por la tarde y por la noche), las consecuencias serían bastante positivas [ABB-2012]. Sin embargo, en la mayoría de los casos no hay correlación entre la carga y la disponibilidad de esta fuente variable. [Thomas Ackermann-2012].

Por otro lado, las fuentes variables pueden ahorrar capacidad térmica. Dado que ninguna planta generadora es completamente fiable, siempre hay un riesgo finito de no tener suficiente capacidad disponible. Las fuentes variables pueden estar disponibles en el momento crítico cuando la demanda

es alta y muchas otras unidades fallan. La diversidad de fuentes de combustible también puede reducir el riesgo.

Se ha demostrado en varios estudios que si la capacidad de una fuente variable es pequeña (baja penetración del sistema), el valor de la capacidad es igual al de una planta completamente confiable que genera la misma potencia media en momentos en que el sistema podría estar en riesgo. A medida que aumenta la penetración, las fuentes variables se vuelven progresivamente menos valiosas para ahorrar capacidad térmica [Thomas Ackermann-2012]. Por lo tanto, la dispersión de la producción eólica en el territorio y la deseable correlación positiva entre la producción eólica y la demanda de potencia pueden determinar un aumento en la importancia de esta energía en el sistema eléctrico [ABB-2012]. La integración de fuentes variables es mucho menos complicada si están conectadas a grandes sistemas de energía, que pueden aprovechar la diversidad natural de fuentes variables. Una amplia distribución geográfica de la energía eólica reducirá la variabilidad por lo que aumentará la previsibilidad

En la tabla 1.5 se muestra un resumen de los efectos a corto y a largo plazo de la generación eólica.

Efectos a Corto Plazo	Efectos a Largo Plazo
Control de la tensión mediante potencia reactiva. Escala temporal: minutos.	Fiabilidad del sistema eléctrico. Escala temporal: uno o varios años.
Control primario y secundario de la frecuencia mediante potencia activa. Escala temporal: de varios minutos a una hora.	
Eficiencia de la producción de las centrales convencionales térmicas e hidráulicas. Escala temporal: de 1 a 24 h.	
Eficiencia en la transmisión y distribución. Escala temporal: de 1 a 24 h.	
Exceso de energía producida inyectada en la red. Escala temporal: horas.	

Tabla 1.5 Resumen de los efectos a corto y a largo plazo de la generación eólica [ABB-2012]

1.4.4 REQUISITOS DINÁMICOS DE LOS AEROGENERADORES

Los aerogeneradores poseen diferentes comportamientos dinámicos luego de producida una falla en la red. Es por esto que se deben definir requisitos que ayuden a garantizar la estabilidad y seguridad del funcionamiento de la propia red.

En la red de transmisión de alta y muy alta tensión, la desconexión por tiempo indefinido de los aerogeneradores de estas centrales como consecuencia de un fallo en la red podría llevar a una situación crítica que comprometiera la estabilidad del sistema eléctrico, provocando paradas en serie.

Para hacer frente a esto, hoy es cada vez más necesario que las centrales eólicas sean capaces de resistir a posibles trastornos de la red de distribución, garantizando el servicio y el soporte continuado al sistema.

Por lo tanto, dada la creciente integración de la energía eólica en los sistemas eléctricos, los aerogeneradores deben satisfacer los siguientes requisitos [ABB-2012]:

- En el caso de cortocircuito trifásico en las proximidades de la central eólica, como regla general no deben producirse inestabilidades en los aerogeneradores ni desconexiones de la red para valores de tensión-tiempo por encima de la línea en negrita de la figura 1.43:
  - En especial en la zona 1, la capacidad de producción de la potencia activa debe recuperarse después de la identificación del fallo e incrementarse con un gradiente de, al menos, el 20% de la potencia nominal por segundo.
  - En la zona 2 sí se permite una breve desconexión de los aerogeneradores de la red, tras la cual debe darse una rápida reconexión una vez eliminada la falla así como el retorno a las condiciones normales de producción anteriores a la falla, de manera que el corte del servicio dure 10s como máximo.

    Para lograrlo, las turbinas deben empezar a inyectar potencia activa dentro de los 2s posteriores a la eliminación la falla con un gradiente de potencia activa inyectada de, al menos, el 10% de la potencia activa nominal por segundo.

- En caso de un cortocircuito lejano a la central eólica que sea eliminado por las protecciones de la red en un tiempo inferior a 5s, las unidades de generación eólica no deben desconectarse del sistema eléctrico.
- Los aerogeneradores deben mantener la tensión en caso de cortocircuito trifásico en la red. El paso de funcionamiento normal a "soporte de la tensión de red" tendrá lugar en el caso de una caída de la tensión de más del 10% y en los 20ms que siguen al reconocimiento del fallo; tal paso se concreta con la inyección de corriente reactiva con un valor igual al 2% de la corriente nominal por cada 1% de caída de tensión. Se puede volver al funcionamiento normal transcurridos 3s.

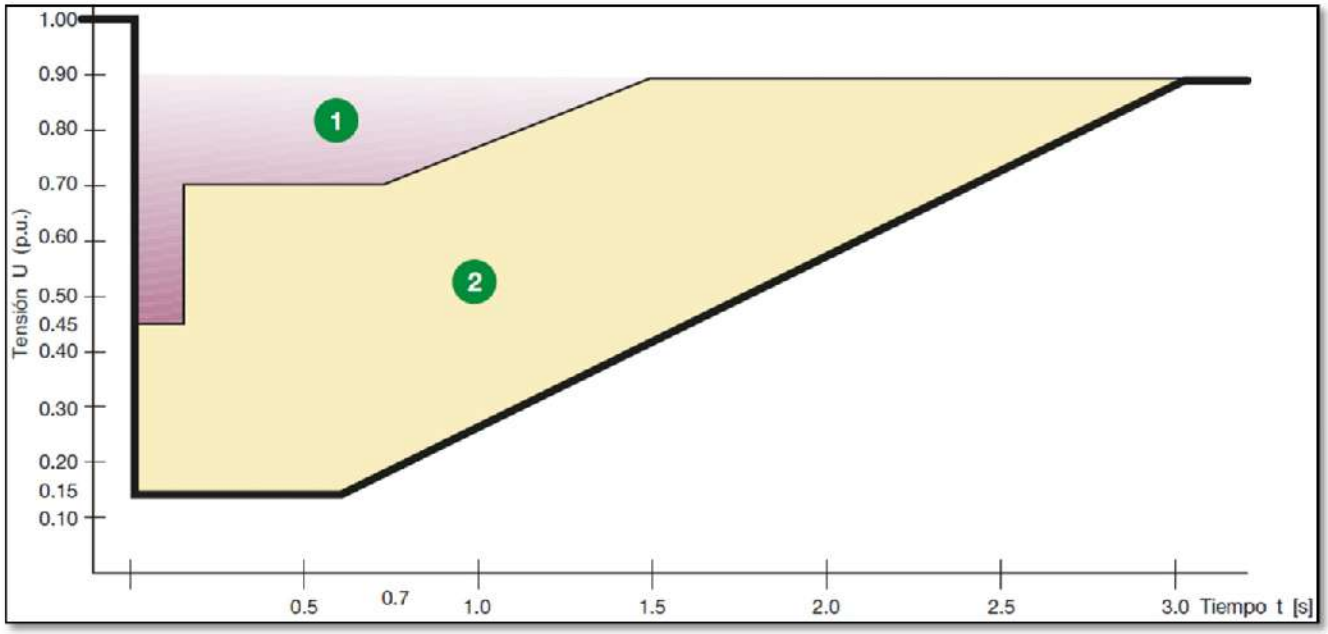


Figura 1.43 Requerimientos tensión-tiempo para aerogeneradores [ABB-2012]

2 PARQUES EÓLICOS OFFSHORE

2.1 INTRODUCCIÓN. ¿POR QUÉ UN PARQUE OFFSHORE?

Los parques eólicos marinos se están desarrollando rápidamente (figura 2.1), con una capacidad instalada total proyectada de aproximadamente 10.000 MW en 2016, alrededor del 1,5% de la capacidad de los parques eólicos a nivel mundial. En el ANEXO A se presenta una reseña sobre los parques eólicos offshore actuales en el mundo, y sus características.

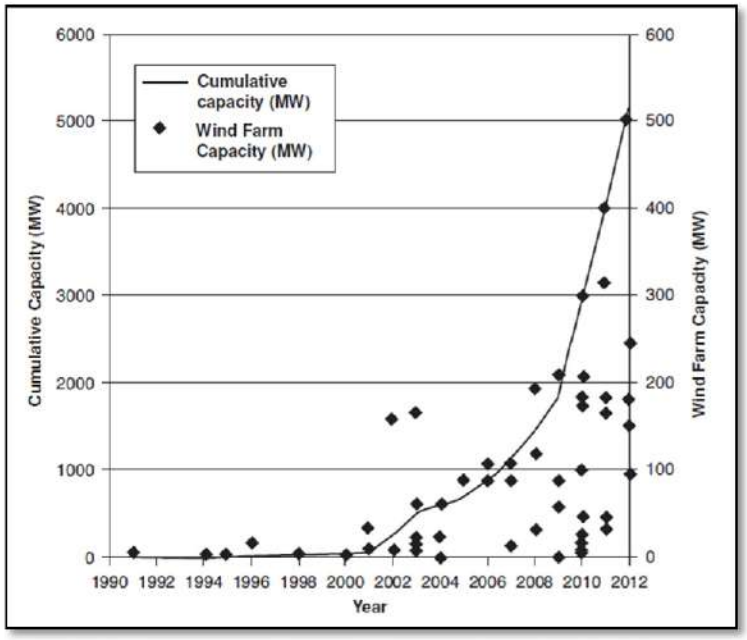


Figura 2.1 Capacidad de parques eólicos offshore en el mundo (1991-2012) [Tony Burton-2011]

En varios países del norte de Europa es cada vez más difícil obtener permiso para construir grandes parques eólicos en tierra, lo que ha estimulado el interés en desplazarse hacia el mar [Tony Burton-2011].

Las ventajas de localizar los parques eólicos offshore incluyen:

- ✓ Grandes áreas están disponibles para el desarrollo de parques eólicos con un impacto medioambiental limitado.
- ✓ Las velocidades medias del viento son altas y esto proporciona altos factores de capacidad.
- ✓ La turbulencia del viento es más baja que en tierra.
- ✓ Las fallas de los cables y puntos de conexión a la red eléctrica están cerca de las ciudades y centros de carga.

Las instalaciones offshore representan una pequeña fracción del mercado total de energía eólica y por lo tanto las turbinas son generalmente desarrollos basados en las máquinas utilizadas en tierra (con una potencia de hasta 3,6 MW), pero con algunas turbinas más grandes (hasta 5 MW) utilizadas en aguas profundas. Los aerogeneradores estas sobre diferentes tipos de estructuras como por ejemplo bases de gravedad o monopilotes, para profundidades de hasta 20 m, y estructuras en forma de trípode para aguas más profundas. Para los parques eólicos más pequeños cerca de la costa, los cables de recolección de energía tienen una tensión de 30-36 kV y se extienden hasta la costa. Los parques eólicos más grandes utilizan una estación transformadora offshore, mientras que la transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC), se utilizará para proyectos remotos muy grandes. El acceso para el mantenimiento es generalmente por barco aunque los helicópteros se han utilizado en algunos proyectos [Tony Burton-2011].

Hablando un poco de costos, en la tabla 1.1 se muestra un desglose indicativo de los costos de capital de un proyecto de un parque eólico offshore. Las turbinas representan una fracción más baja de los costes que para un proyecto onshore, y por lo contrario, las estructuras de soporte, cables y conexión eléctrica una mayor proporción. La instalación de equipos en alta mar representa, por supuesto, un costo significativo.

Elemento del Parque Eólico Offshore	% del costo total
Aerogenerador	51
Estructura de soporte	19
Cables y conexión con la red (incluida la instalación)	15
Instalación de aerogenerador y estructuras de soporte	9
Otros gastos	6

Tabla 2.1 Costos de capital de un proyecto de un parque eólico offshore [Tony Burton-2011]

La energía eólica marina está en pleno desarrollo, pero su rápido crecimiento se puede apreciar con la construcción de parques eólicos cada vez más lejos de la costa y en ambientes más exigentes.

Este capítulo tiene el objetivo de estudiar y comprender las cuestiones básicas de este tipo de parques para su posterior estudio en un caso real.

2.2 EL RECURSO EÓLICO OFFSHORE

2.2.1 LA ESTRUCTURA DE LOS VIENTOS EN ALTA MAR

Para los sitios lejos de la costa y para los que son cercanos a la misma, cuando el viento está soplando de mar abierto a la tierra, las velocidades medias del viento son generalmente más altas que en tierra debido a la ausencia de obstrucciones al flujo del mismo. De forma similar, los niveles de turbulencia suelen ser mucho más bajos que en tierra, con una baja cizalladura del viento[15] correspondiente a la pequeña rugosidad superficial. Sin embargo, la rugosidad de la superficie aumenta con la altura de la ola, por lo que la turbulencia y la cizalladura del viento pueden ser mucho mayores durante los períodos de grandes olas. Estos se correlacionan con períodos de fuertes vientos, ya que las olas son generalmente provocadas por estos, pero puede haber un desfasaje significativo, por lo que un parque eólico offshore puede experimentar vientos bajos en conjunción con las altas olas después de una tormenta en el mar [Tony Burton-2011].

2.2.2 EVALUACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO EN EL LUGAR DE EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE

La cuantificación del recurso eólico a largo plazo en un emplazamiento potencial de parques eólicos desempeña un papel central en la determinación de la viabilidad económica de un proyecto. Para los parques eólicos onshore, esto se logra típicamente a través de la recolección de datos del viento

[15] *La **cizalladura o cortante del viento** es la diferencia en la velocidad del viento o su dirección entre dos puntos en la atmósfera terrestre.*

mediante un mástil meteorológico in situ y/o el análisis de datos de producción de energía de proyectos operativos vecinos. Estos conjuntos de datos son típicamente analizados conjuntamente con registros históricos desde una estación meteorológica local, índices de vientos regionales, así como modelos de flujo de viento del sitio para predecir el clima del viento a largo plazo en el lugar [Tony Burton-2011].

Un enfoque similar puede ser adoptado para proyectos eólicos marinos, aunque hay costos significativamente más altos asociados con la construcción de mástiles meteorológicos en el mar. Alternativamente, las estimaciones de recursos eólicos pueden basarse en fuentes secundarias tales como datos medidos sobre los vientos obtenidos de sitios vecinos o estaciones de medición con fondos públicos en la región de interés. En tales circunstancias, el analista del viento debe evaluar la diferencia en el clima del viento entre el mástil de referencia y el sitio de destino, así como la incertidumbre asociada con esta evaluación.

Una suposición comúnmente sostenida ha sido que la variación espacial horizontal de la velocidad media del viento a largo plazo en el medio marino es relativamente limitada. Por lo tanto, la incertidumbre asociada con la extrapolación de las mediciones de una ubicación física a otra ha sido a menudo percibida como relativamente baja. Sin embargo, en ausencia de datos de dominio público de alta calidad de varios nodos de medición fiables, hay poca evidencia de esta suposición y por lo tanto la predicción climática del viento está sujeta a un grado significativo de incertidumbre en ausencia de una campaña de medición de alta calidad en el sitio de interés. Esto puede tener un impacto significativo en las perspectivas de financiación de algunos proyectos.

En resumen, una amplia variedad de aplicaciones de medición y de modelos basados en computadoras están disponibles para determinar el recurso eólico en cualquier emplazamiento de viento en alta mar [Tony Burton-2011]. Las incertidumbres asociadas con los datos de origen y la metodología analítica adoptada juegan un papel importante en la determinación del nivel de confianza que puede atribuirse a las proyecciones de la producción de energía a largo plazo, lo que a su vez influye sustancialmente en la viabilidad económica de cualquier proyecto de parque eólico offshore.

2.3 FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL DISEÑO

2.3.1 TERRITORIO

Se refiere al medio físico y socioeconómico en su totalidad, y supone una visión del entorno en su conjunto. Engloba múltiples aspectos, desde las características generales de la zona, su localización geográfica, su extensión, la distancia a la costa, su topografía y batimetría, etc., hasta los aspectos medioambientales [María D. Esteban Pérez-2009].

El factor territorio influye a la hora de diseñar una instalación eólica offshore:

- En la viabilidad del proyecto, ya que un primer análisis del entorno y de las características generales del emplazamiento aportará los primeros indicadores para decidir si estudiar más a fondo dicho emplazamiento, o por el contrario, descartarlo sin estudiarlo con mayor profundidad.

- En la elección del emplazamiento del parque eólico y de todos sus componentes, así como en su diseño, ya que la instalación debe encajar en el paisaje y guardar una cierta armonía con él.

2.3.2 TERRENO

Hay que determinar la estratigrafía[16] del terreno, siendo muy útil conocer cómo se han formado los distintos estratos[17] y la evolución que han ido sufriendo estos con el tiempo, el tipo de terreno y materiales de cada uno de dichos estratos, así como sus propiedades geotécnicas[18]. Así se podrá determinar si el terreno tiene la suficiente capacidad portante y/o de anclaje para que se puedan instalar los distintos componentes del parque eólico.

De acuerdo a las propiedades geotécnicas del sustrato, entre otros factores, se seleccionarán la tipología y las características de las cimentaciones, y se determinará si el tramo sumergido de la línea eléctrica ha de ir apoyado sobre el fondo del mar, cubierto o sin cubrir [María D. Esteban Pérez-2009].

Otros de los factores a considerar es el relieve. Este condiciona los accesos a la zona, la ubicación de las diversas estructuras teniendo en cuenta la profundidad, el tipo de cimentación, entre otros.

2.3.3 CONDICIONES DEL VIENTO

El aprovechamiento de la energía del viento ha de ser perfectamente caracterizado. Se debe tener en cuenta que existen diferencias entre los regímenes de viento en el mar y en la tierra (en el mar el recurso eólico es más estable y presenta menores turbulencias que en tierra, sin embargo, por la menor rugosidad de la superficie, necesitan mayores espacios para disolverse).

Para caracterizar el viento hay que conocer no sólo su régimen medio, sino también su régimen en condiciones extremas. El primero de ellos permite adoptar criterios relativos a la configuración de la instalación para lograr un máximo aprovechamiento de la energía eólica, calcular la producción de una instalación, comprobar si un determinado modelo de aerogenerador es apto para el emplazamiento, para lo que hay que tener en cuenta las turbulencias que se generen incluidas las debidas a la propia presencia del parque eólico, determinar las acciones de cálculo para el diseño de las diferentes estructuras y planificar los trabajos de montaje, mantenimiento y desmantelamiento de la instalación. Por otra parte, el régimen en condiciones extremas permite determinar las cargas asociadas a la acción del viento para el diseño estructural [María D. Esteban Pérez-2009].

La IEC 61400-3[19] requiere que la estructura de soporte esté diseñada para las condiciones de viento específicas del sitio. Los siguientes parámetros del viento se determinarán en el sitio, preferiblemente mediante monitoreo [Tony Burton-2011]:

- La velocidad media extrema del viento de diez minutos con un período de recurrencia de 50 años, U_{ref}.
- Velocidad del viento y distribuciones de dirección.
- Intensidad de turbulencia para las velocidades del viento en el rango de U_{ref}.
- Desviación estándar de la intensidad de la turbulencia a cada velocidad del viento.
- Cizalladura del viento.
- Densidad del aire.

---

[16] Parte de la geología que estudia la disposición y las características de las rocas sedimentarias y los estratos.

[17] Masa mineral en forma de capa que constituye los terrenos sedimentarios.

[18] Parte de la geología que estudia la composición y propiedades de la zona más superficial de la corteza terrestre, para el asiento de todo tipo de construcciones.

[19] Norma que especifica requisitos para la evaluación de las condiciones externas en un emplazamiento de una turbina eólica marina y especifica los requisitos esenciales de diseño para garantizar la integridad de las mismas.

En ausencia de monitoreo del sitio, los parámetros anteriores pueden estimarse a partir de los estándares locales, o, en el caso de la intensidad de la turbulencia, del parámetro de rugosidad superficial, z_0. La rugosidad del mar aumenta con la velocidad del viento, y z_0 puede estimarse a partir de la expresión de Charnock[20]:

$$z_0(\overline{U}) = \frac{A_c}{g}\left[\frac{k(\overline{U})}{\ln\left(\frac{z_{hub}}{z_0(\overline{U})}\right)}\right]^2 \qquad (2.1)$$

Donde A_c es la constante de Charnock, g es la aceleración debida a la gravedad y k es la constante de von Karman[21] (0.4). La norma recomienda valores de A_c que oscilan entre 0,011 para mar abierto y 0,034 para lugares cercanos a la costa. El valor de diseño de la intensidad de la turbulencia se toma como el cuantil[22] del 90% dado por la ecuación:

$$I_u = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_{hub}}{z_0(\overline{U})}\right)} + \frac{1.28(1.44\, I_{15})}{(\overline{U})} \qquad (2.2)$$

Las variaciones resultantes de la intensidad de la turbulencia con la velocidad del viento en los lugares de mar abierto y cerca de la costa se comparan con la de un sitio onshore con turbulencia media en la figura 2.2. Se observa que la intensidad de la turbulencia en una zona costera offshore es sólo ligeramente mayor que en el mar abierto, pero en ambos casos es significativamente menor que en la costa a lo largo de toda la gama de velocidades operativas.

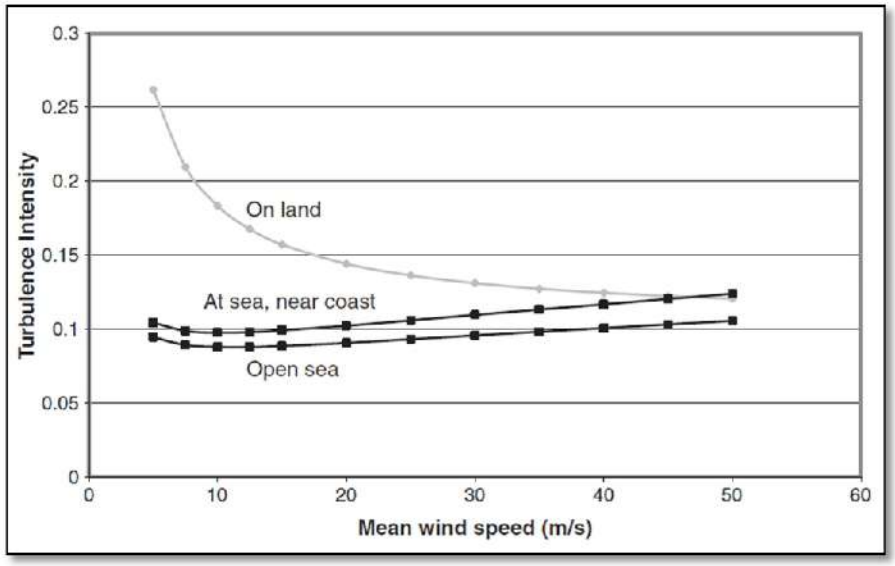


Figura 2.2 Variación de la intensidad de la turbulencia con la velocidad del viento - onshore y offshore [Tony Burton-2011]

2.3.4 ACTIVIDAD HUMANA

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

---

[20] Henry Charnock: meteorólogo británico. Conocido por su trabajo sobre la rugosidad de la superficie y el estrés del viento sobre las superficies de agua.

[21] Theodore von Kármán: ingeniero y físico húngaro-estadounidense que realizó importantes contribuciones en el campo de la aeronáutica y astronáutica.

[22] Puntos tomados a intervalos regulares de la función de distribución de una variable aleatoria.

Las rutas marítimas comprenden una determinada superficie que hay que respetar. En la figura 2.3 se puede observar, a grosso modo, la densidad de las rutas de navegación en el mundo, las cuales se tendrán en cuenta para la ubicación del parque.

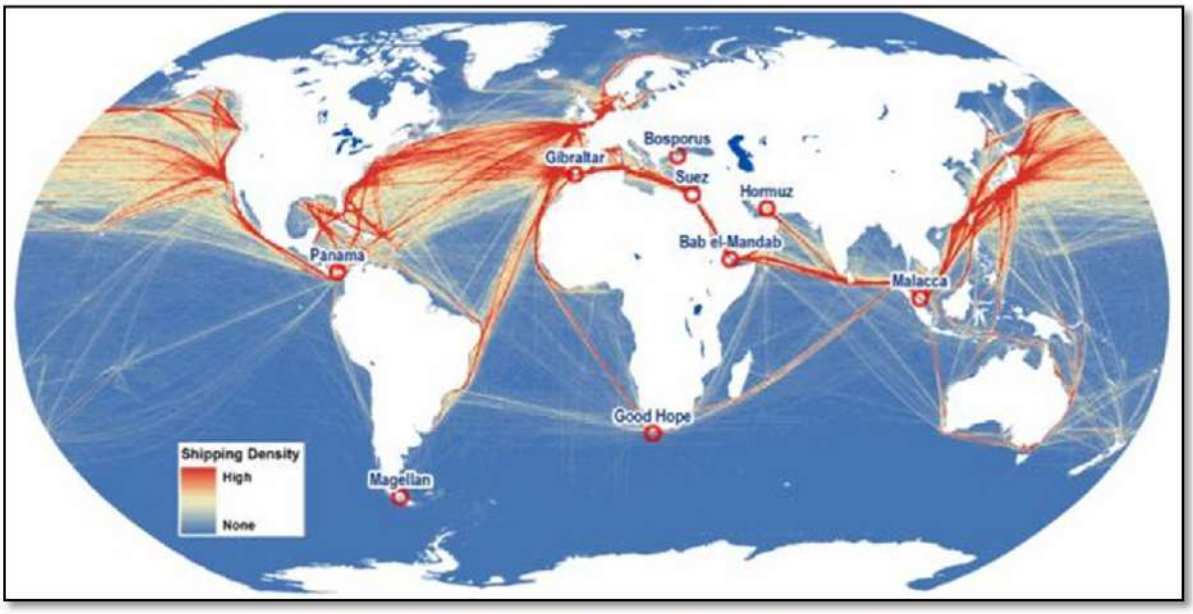


Figura 2.3 Densidad de las rutas de navegación en el mundo

Los puertos son, en general, los puntos de partida y de retorno de los viajes por mar, y de ellos interesa la superficie que ocupan físicamente, incluidos fondeos, y sus áreas de influencia. Es por esto que debe respetarse dichas superficies.

Los militares necesitan ciertas zonas de operaciones y ejercicios, tanto en tierra como en mar, que, en general, están expresamente declaradas. Además de las zonas de entrenamiento, hay que considerar los radares y las antenas de comunicaciones con fines militares, cuya localización y radio de acción hay que conocer, ya que existen estudios que demuestran que los aerogeneradores podrían distorsionar la señal de ciertas antenas y producir perturbaciones en los radares [María D. Esteban Pérez-2009].

Lo mismo sucede con la actividad pesquera, donde se deben respetar ciertas zonas donde existen criaderos naturales de algunas especies marinas, lugar donde transcurre gran parte de la actividad pesquera.

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 de gas, como en la zona de transporte, bien sea mediante barcos, a lo largo de determinadas rutas a puertos, o mediante conductos submarinos.

También es importante 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. Además, no se deben afectar las antenas que permiten la comunicación entre aeronaves y controladores en las maniobras de despegue y aterrizaje.

Existen otros factores, como por ejemplo, el impacto ambiental o el tipo de recolección y transmisión de energía, que serán explicados con más detalle en las siguientes secciones.

2.4 AEROGENERADORES

Gran parte de los fabricantes de aerogeneradores para parques eólicos offshore han partido de la experiencia desarrollada con los aerogeneradores que se instalan en tierra. Es por ello que se utilizan, generalmente, aerogeneradores tri-pala a barlovento. No obstante, se puede afirmar que podrían utilizarse otros tipos de aerogeneradores en el mar [María D. Esteban Pérez-2009].

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 las máquinas son de mayor potencia nominal 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, respecto al plano donde se instala la base, 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 de las palas.
- El ambiente marino es más agresivo, por lo que los aerogeneradores necesitan una mayor protección frente a la corrosión. Esto se puede conseguir mediante diversos sistemas, algunos de los cuales se pueden aplicar simultáneamente. Destacan entre ellos la protección catódica mediante ánodos de sacrificio, el recubrimiento de la superficie con pinturas o recubrimientos anticorrosión, un mayor cuidado con las uniones de los tramos de torre y la elección de un sistema de ventilación adecuado para evitar el acceso del aire procedente del exterior, y en su caso, la instalación de filtros para evitar que el aire del exterior genere efectos corrosivos.

2.5 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Las estructuras de soporte de las turbinas eólicas marinas son inevitablemente de mayor envergadura que las de las turbinas terrestres, debido a la mayor altura del buje respecto al plano donde se instala la base, a la carga adicional de las olas y a las cuestiones ambientales propias del medio marino. Como resultado, constituyen una proporción mucho mayor del costo de instalación de la turbina que en el caso de un parque onshore, lo que hace que el diseño económico sea mucho más importante.

La mayoría de los diseños de turbinas eólicas offshore han evolucionado a partir de diseños onshore, por lo que ha sido una práctica común utilizar el diseño de la torre onshore sobre el nivel de la cresta de la ola e interponer una estructura adicional, denominada subestructura, entre ella y el lecho marino. Aunque el término "estructura de soporte" se aplica a la estructura completa que soporta la góndola, esta sección se concentrará en la subestructura.

Hasta la fecha se han utilizado cinco tipos diferentes de estructuras: monopilotes, jackets, trípodes, tres pilotes y bases de gravedad, pero los monopilotes han demostrado ser los más utilizados y se considerarán en primer lugar y con más detalle.

2.5.1 MONOPILOTES

El monopilote es el más fácil de construir e implica el gasto material más bajo. Es un tubo cilíndrico de acero introducido en el fondo del mar, con o sin la ayuda de la excavación desde el interior. En la roca blanda, un orificio se puede perforar de antemano para recibir el pilote. Los diámetros están generalmente en el rango 4-8 m [Tony Burton-2011].

2.5.1.1 Características Generales

Se utilizan para aerogeneradores de pequeño y mediano tamaño, aunque pueden ser extensibles a algunas grandes turbinas. Se fabrican en serie y su instalación es sencilla, siendo lo más problemático encontrar las embarcaciones adecuadas para su transporte y montaje [María D. Esteban Pérez-2009].

Aunque los monopilotes empleados en parques eólicos offshore suelen ser estructuras metálicas tubulares de más de 50 milímetros de espesor, variable a lo largo de su longitud, y de un diámetro de unos 4 a 8 metros, puede darse el caso de que sean de hormigón. Las dimensiones de los monopilotes dependen de muchos condicionantes, por lo que existe una gran variedad.

Son adecuados para terrenos en los que se encuentra un cierto espesor de suelo blando hasta llegar a la capa de suelo competente. Al diseñar la estructura hay que considerar la posible socavación que puede producirse, aunque ésta tiende a ser de menor entidad que en las cimentaciones de gravedad.

2.5.1.2 Pieza de Transición

Dada la dificultad para mantener el monopilote vertical con precisión durante la operación del aerogenerador, es normal introducir un tubo cilíndrico adicional, denominado "pieza de transición", entre el monopilote y la base de la torre. A continuación, la torre se atornilla a una brida integral en la parte superior de la pieza de transición. La figura 2.4 muestra una disposición típica [Tony Burton-2011].

Es normal situar una plataforma externa que rodea la base de la torre en la parte superior de la pieza de transición, para facilitar el acceso a la turbina.

La altura de la plataforma y, por lo tanto, de la parte superior de la pieza de transición, se establece normalmente de manera que haya un espacio libre adecuado, entre la plataforma y la cresta de la ola más alta, con oleaje de tormenta. Este espacio puede ser de 1.5 m.

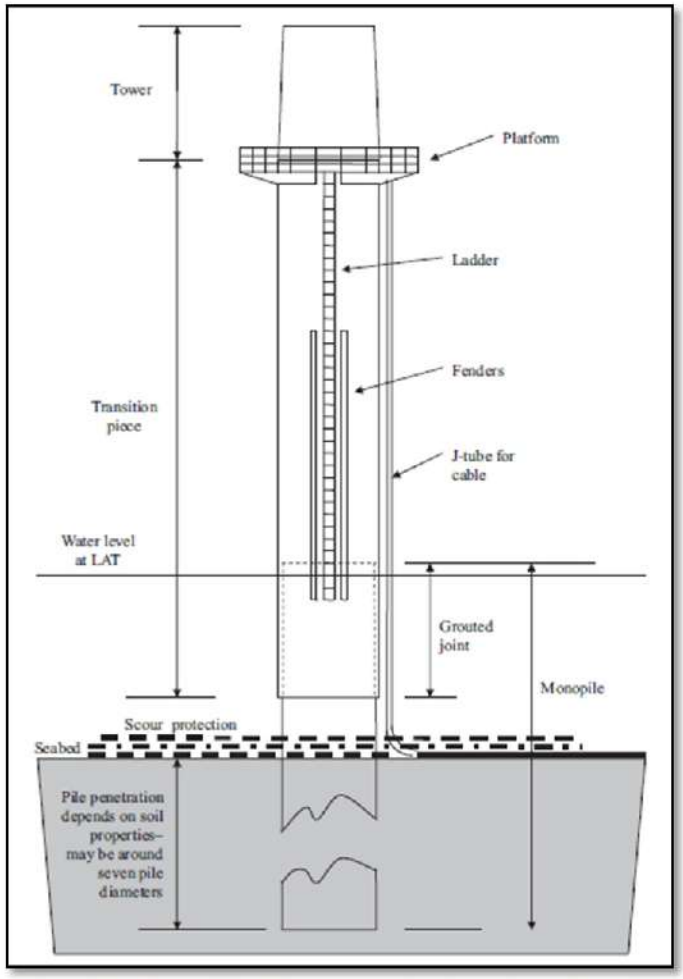


Figura 2.4 Disposición típica del pilote y la pieza de transición
[Tony Burton-2011]

2.5.1.3 Conductos de Cable

Los cables de energía de las turbinas eólicas son encaminados a través de tubos de acero conocidos como tubos J, que pueden ubicarse dentro o fuera de la pieza de transición / monopilote. Los tubos J se llaman así porque incorporan una curva de 90° a nivel del lecho marino para permitir que el cable salga horizontalmente [Tony Burton-2011].

2.5.1.4 Protección Contra la Erosión

Las corrientes y el movimiento del agua debido a las olas causarán una erosión significativa del lecho marino alrededor de un monopilote, si dicho lecho marino se forma de arena o de otro material granular [Tony Burton-2011].

Una erosión de esta magnitud tendría claramente implicaciones tanto para la estabilidad de la cimentación como para la frecuencia natural de la estructura de soporte, por lo que es una práctica normal proporcionar (y mantener) una protección contra la erosión en forma de una armadura de roca para prevenirla. Ésta puede colocarse sobre el lecho marino poco después de la instalación del monopilote (protección contra la erosión estática), o después de unas semanas, cuando se haya desarrollado un pozo para colocarla (protección contra la erosión dinámica).

Algunos de los problemas que pueden surgir con la protección contra la erosión son los siguientes: posible daño al revestimiento de piezas de transición, estructuras secundarias o cables submarinos; la necesidad de reabastecimiento ocasional y el posible aumento del impacto ambiental debido al aumento de los volúmenes de material importado al sitio.

2.5.1.5 Protección Contra la Corrosión

El enfoque de la protección contra la corrosión varía en función de la altura del monopilote y según el tipo de exposición. Se definen tres zonas: la zona atmosférica, la zona de salpicadura y la zona sumergida, que incluye la parte enterrada. DNV-OS-J101[23] requiere que el monopilote de acero esté protegido por un recubrimiento de alta calidad, multicapa en la zona atmosférica. En la zona de salpicadura, se requiere un grosor adicional de la placa para proporcionar una tolerancia a la corrosión, además de un revestimiento superficial. Se pueden asumir tasas de corrosión en el rango de 0.3-0.5 mm por año para estructuras en el Mar del Norte por ejemplo [Tony Burton-2011].

En la zona sumergida se proporcionará protección catódica, junto con una tolerancia de corrosión de 2 mm en la zona de erosión. Normalmente la protección catódica está en forma de ánodos de sacrificio, que pueden pesar alrededor de 5 toneladas para la protección externa de una pila de 5 m de diámetro en una profundidad de 20 m, usando ánodos a base de zinc.

No es necesaria una protección contra la corrosión de la superficie interna del monopilote, ya que el espacio interno está sellado en la parte superior de la pieza de transición por un diafragma (provisto de una escotilla hermética) que tiene que estar diseñado para absorber la presión diferencial. Pueden producirse complicaciones en caso de pérdida de sellado (por ejemplo alrededor del orificio de salida de un tubo J). También existe el riesgo de corrosión anaeróbica en ambientes ricos en azufre, que

[23] *Norma Offshore DNV-OS-J101, 'Diseño de Estructuras de Turbinas Eólicas Offshore'. Publicado por Det Norske Veritas en 2004. Es el primer estándar de diseño para estructuras de aerogeneradores. Abarca condiciones marinas, carga de onda y diseño estructural.*

tradicionalmente se ha tratado mediante la adición de biocidas[24], aunque ahora es menos aceptable desde el punto de vista medioambiental.

2.5.1.6 Empotramiento

Excepto en el caso de monopilotes insertados en orificios perforados en roca, el suelo en el que está incrustado el monopilote tiene que ser tratado como un medio flexible que permita el movimiento lateral y la flexión del pilote debajo del nivel del lecho marino. Esto reduce la profundidad de la fijación efectiva para la estructura de soporte y puede tener un impacto decisivo en la frecuencia natural [Tony Burton-2011].

La inserción del pilote en el lecho marino se realiza, en la mayoría de los casos, mediante la aplicación del método de succión (figura 2.5). Ver el apartado 2.5.3.1 para detalles sobre el mismo.

Figura 2.5 Pilote instalado

2.5.1.7 Monopilotes en Aguas más Profundas

Las cargas de viento dominan los momentos de flexión de los monopilotes en aguas poco profundas debido a que las cargas de las olas actúan con un brazo de palanca mucho más pequeño, por lo que se espera que el peso del pilote aumente simplemente en proporción a la longitud del mismo. Sin embargo, en aguas más profundas, la carga de las olas empieza a dominar por sobre la carga del viento. Esto provoca que el diámetro del monopilote tenga que aumentar, y por lo tanto el peso aumenta mucho más rápidamente [Tony Burton-2011]

Para tener noción del aumento del diámetro con la profundidad muestro el siguiente estudio realizado en el Mar del Norte:

De Vries y Krolis (2007)[25] prepararon una familia de diseños de estructuras de soporte para la turbina Vestas V90 de 3 MW en varias profundidades de agua entre 20 y 50 m, adoptando una altura de ola de diseño de 20,3 m apropiada para un sitio del Mar del Norte a 80 Km de la costa holandesa. Los diseños fueron configurados para alcanzar una frecuencia natural objetivo de 0,32 Hz y satisfacer los requisitos de resistencia al pandeo. La figura 2.6 muestra la variación resultante del peso de la estructura de soporte (que comprende monopilote, pieza de transición y torre) con la profundidad del agua. Se puede observar el rápido aumento del peso de la estructura a medida que crece la profundidad del agua [Tony Burton-2011].

---

[24] Los biocidas pueden ser sustancias químicas sintéticas o de origen natural o microorganismos que están destinados a destruir, contrarrestar, neutralizar, impedir la acción o ejercer un control de otro tipo sobre cualquier organismo considerado nocivo.

[25] de Vries,W.E. and Krolis, V.D. (2007) Effects of deep water on monopile support structures for offshore wind turbines. EWEC.

Los diámetros de los monopilotes seleccionados oscilaron entre 4 m a 20 m de profundidad de agua y de 6 m a 50 m de profundidad - bien dentro de la capacidad de 8 m de diámetro de algunas instalaciones de producción existentes.

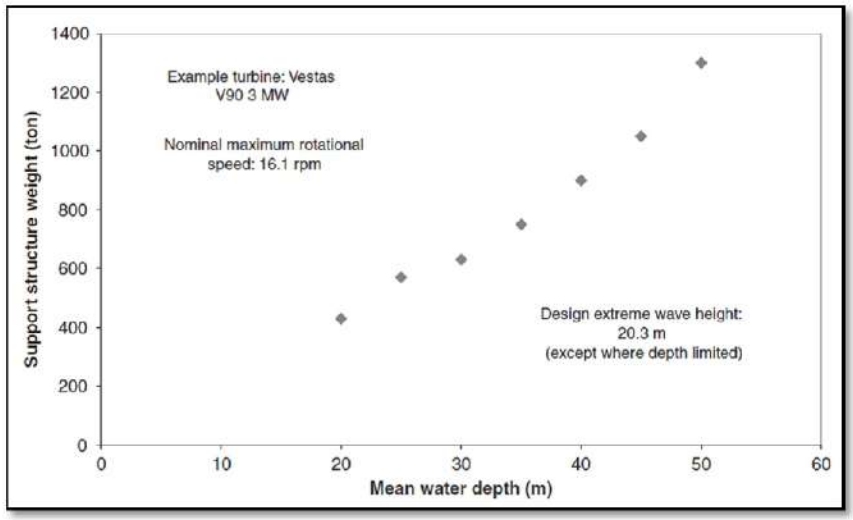


Figura 2.6 Variación del peso de la estructura de soporte con la profundidad del agua [Tony Burton-2011]

2.5.2 BASES DE GRAVEDAD

La acción estructural de una base de gravedad que soporta una turbina eólica offshore, se basa en el momento de restablecimiento proporcionado por la estructura de soporte y el propio peso de la turbina para resistir los momentos de vuelco que tienden a inclinarlo. Sin embargo, las bases de gravedad desplegadas en el mar, que también están invariablemente construidas en hormigón armado (aunque son estructuras de acero o acero / hormigón compuesto), son menos efectivas para resistir el vuelco que en tierra, porque las fuerzas de flotación reducen su peso efectivo. Por lo tanto, un lastre adicional tiene que ser agregado para compensar este fenómeno [Tony Burton-2011].

Debido a que la propia fundación no está hecha de acero, el precio del material es menor que en otros tipos de cimientos. La construcción hasta ahora sólo ha sido probada para profundidades de hasta 30 metros, pero se deben adaptar a aguas más profundas [BMWi-2015].

Son indicadas cuando no existen medios disponibles capaces de instalar otro tipo de cimentación. También en caso de un elevado coste de movilización de dichos medios al emplazamiento. [María D. Esteban Pérez-2009].

Aunque las utilizadas en instalaciones eólicas marinas suelen tener forma de cono, pueden tener otras formas:

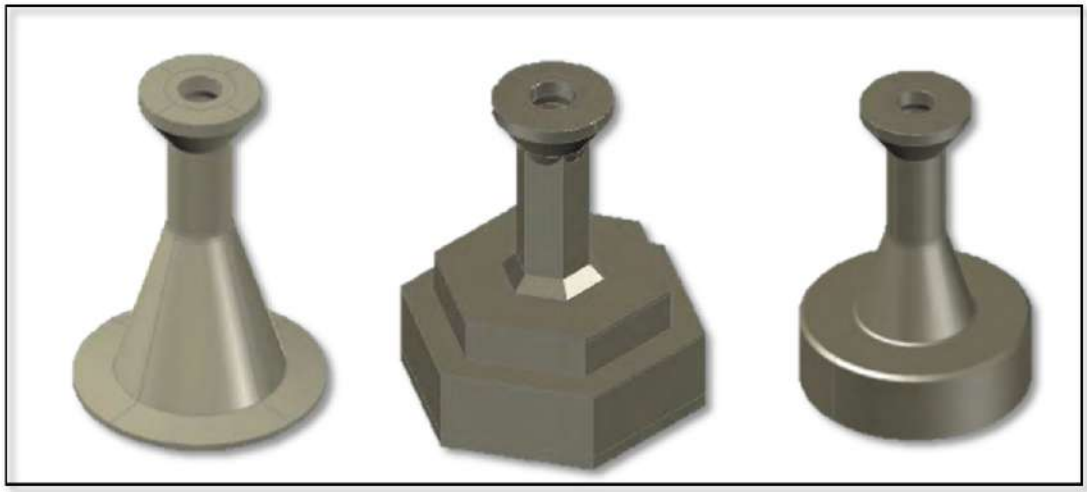


Figura 2.7 Tipos de bases de gravedad

Las diámetros inferiores típicos de las cimentaciones de gravedad con forma de cono son de 30 a 40 metros, aunque estas magnitudes dependen en gran medida de diversos condicionantes.

El terreno sobre el que se ha de apoyar la cimentación ha de tener suficiente capacidad portante, por lo que en la mayoría de los casos habrá que eliminar la capa superficial del fondo marino, apoyando la cimentación sobre una superficie previamente preparada. Asimismo, en el diseño de la estructura habrá que considerar la posible socavación en la base que puede producirse, teniéndose que contemplar algún elemento de protección [María D. Esteban Pérez-2009].

Las losas de la cimentación para las turbinas en tierra se pueden verter in situ, pero esta opción no está disponible en el mar. En cambio, la base de gravedad de una turbina offshore tiene que ser construida en un muelle, transportada por barcaza al sitio de la explotación eólica y bajada sobre el lecho marino, que tiene que estar preparada para recibirla [Tony Burton-2011]. La capacidad de elevación de la grúa pone un límite en el peso de la base de gravedad que se puede transportar, por lo que es usual diseñar la estructura hueca y llenar los vacíos con material de lastre una vez que está instalada.

A continuación se muestra una secuencia de figuras (figura 2.8 a 2.11) que muestra el proceso de hundimiento y llenado de una base de gravedad[26]:

Una vez fabricada la estructura en tierra es trasladada hasta el lugar de hundimiento por medio de remolcadores:

Figura 2.8 Instalación de una base de gravedad

Luego es mantenida en su posición por medio de la coordinación, mediante sistemas de localización, de tres barcos remolcadores:

[26] *Interesados en el video dirigirse al siguiente enlace: https://www.youtube.com/watch?v=QJrbFWw0UWE*

Figura 2.9 Instalación de una base de gravedad

Seguido a esto se comienzan a rellenar las cavidades interiores de la estructura con la misma agua del mar para lograr su hundimiento hasta el fondo marino:

Figura 2.10 Instalación de una base de gravedad

Finalmente, a través de un barco que inyecta el hormigón dentro de la estructura, el agua es desalojada y reemplazada por dicho hormigón, terminando la base de gravedad:

Figura 2.11 Instalación de una base de gravedad

Las bases de gravedad son significativamente más masivas que los conceptos alternativos, así que en algunas situaciones el impacto ambiental presenta una barrera para su uso.

2.5.3 ESTRUCTURAS TIPO JACKET

Las estructuras tipo Jackets ofrecen una alternativa más ligera que los monopilotes y que las bases de la gravedad en aguas más profundas. El concepto de diseño básico consiste en varios soportes tubulares casi verticales apoyados por tubos más pequeños en cada cara (ver figura 2.12). Se originó en la industria del petróleo y gas, pero está experimentando una transformación en respuesta a la economía más exigente de la industria eólica [Tony Burton-2011].

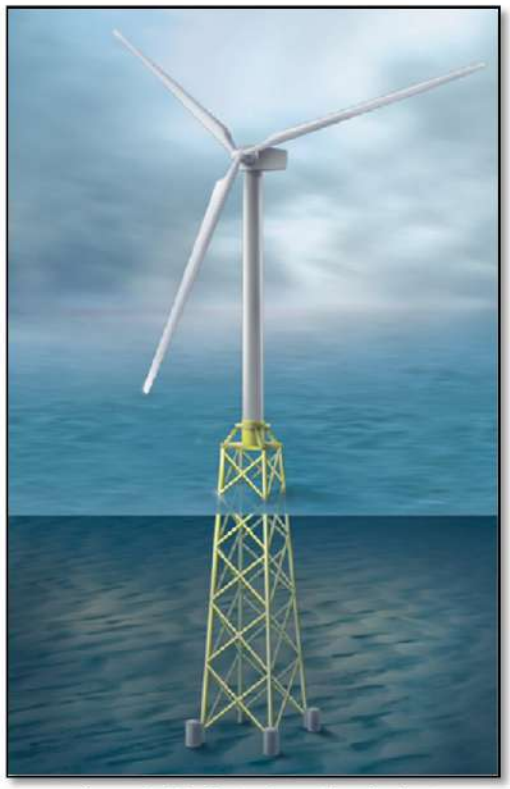


Figura 2.12 Estructura tipo Jacket

Estas estructuras pueden producir ahorros de peso considerables en comparación con los monopilotes porque la carga primaria (el momento de vuelco) es soportada por unos brazos de palanca mucho más altos, gracias a la gran separación de las patas. Además, la carga de inercia de la ola en la estructura, que es crítica para el daño por fatiga, es menor, debido a la superficie transversal reducida total.

Por el lado económico, la fabricación y soldadura de las muchas juntas geométricamente complejas entre los miembros

de refuerzo y las patas implican altos costos, incluso antes de considerar las necesidades de material extra que surgen de las concentraciones de tensiones más altas en algunas secciones y el rendimiento inferior de la soldadura ante la fatiga.

Debido a que sus componentes son relativamente pequeños, pueden ser producidos de forma totalmente automática. El transporte y la instalación son sencillos y rentables. Sin embargo, el hecho de que la fundación está hecha de juntas soldadas que requieren mantenimiento regular, aumenta los costos operativos [BMWi-2015].

2.5.3.1 Instalación

La estructura es construida en tierra para luego transportarla mediante un barco carguero, especialmente acondicionado para esta tarea, hacia el lugar de emplazamiento del aerogenerador[27]:

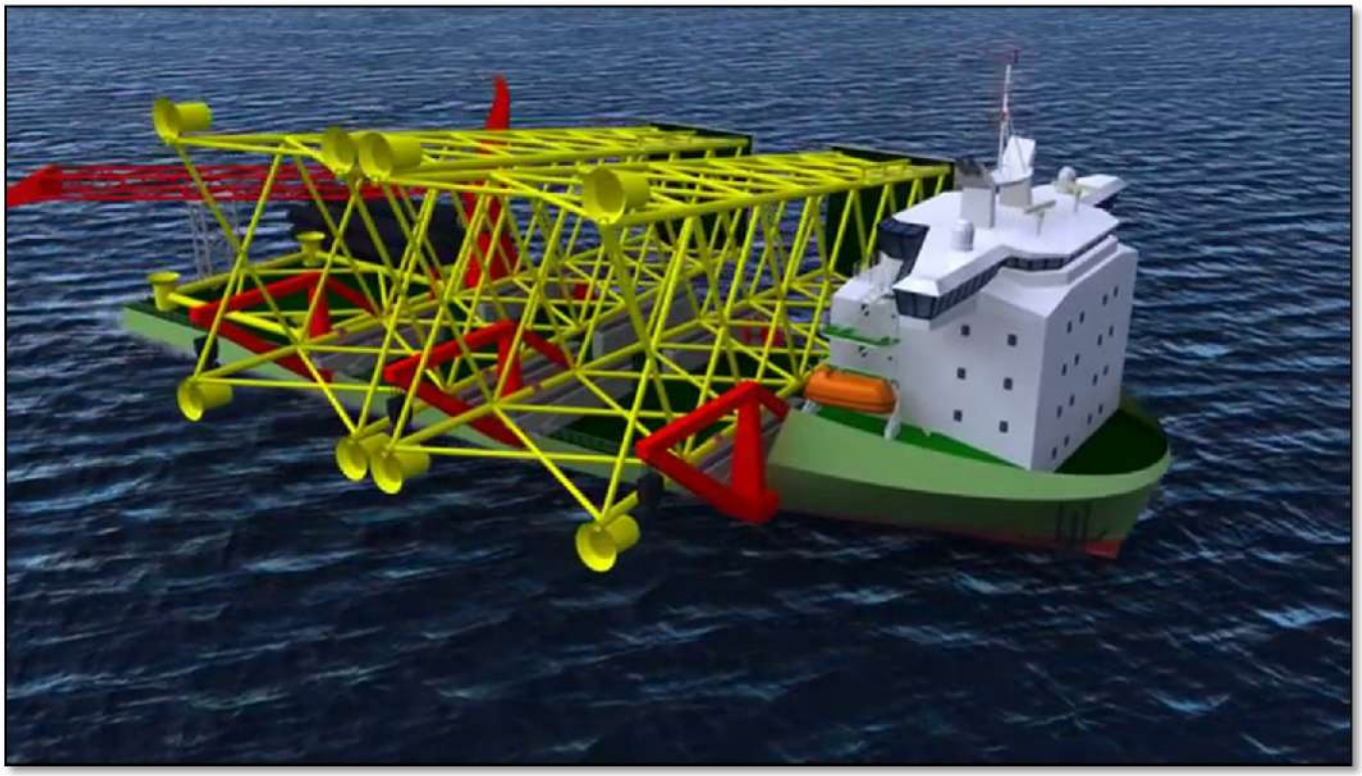


Figura 2.13 Instalación estructura tipo Jacket

Luego, a través de una grúa, es descendido hasta la superficie marina, una estructura que se utiliza como guía para la inserción de los pilotes en el suelo marino:

[27] *Interesados en el video dirigirse al siguiente enlace: https://www.youtube.com/watch?v=UQ8ZFt_zm0I*

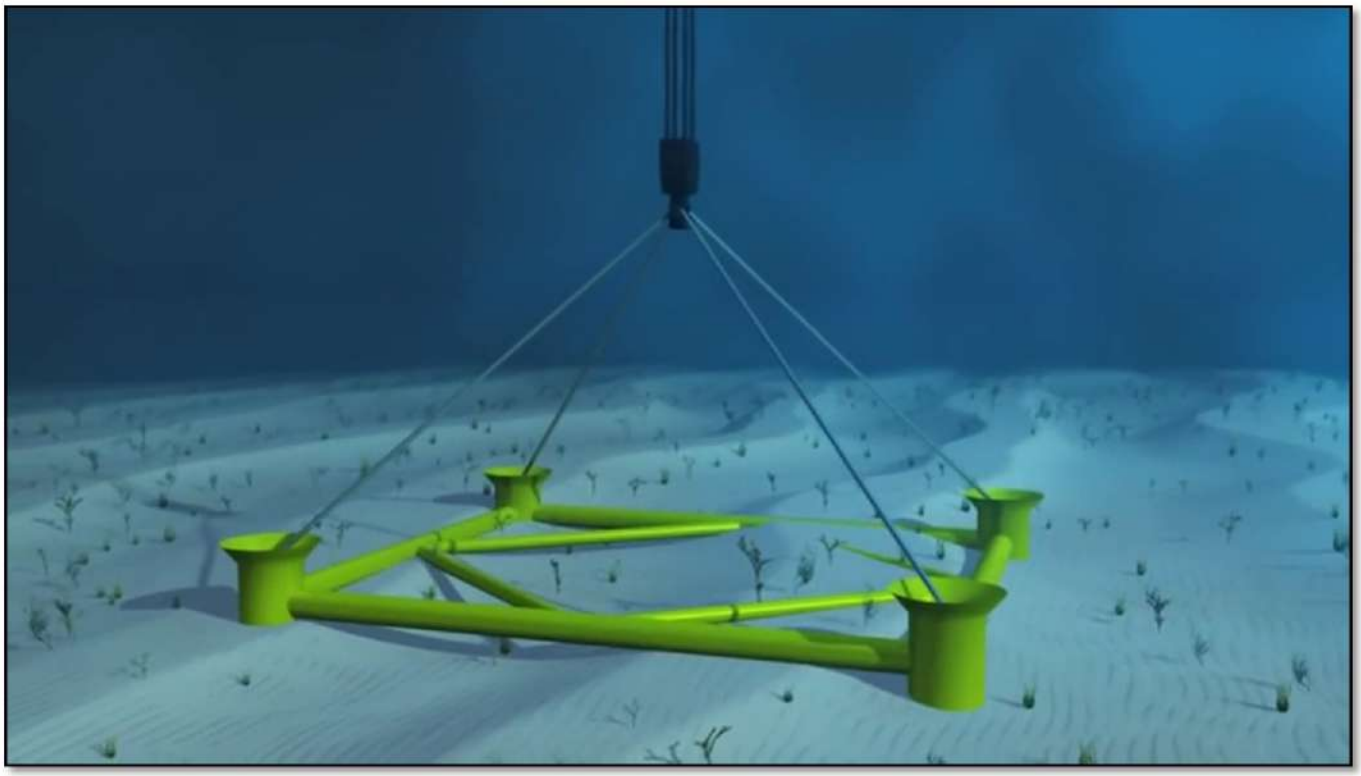


Figura 2.14 Instalación estructura tipo Jacket

Mediante la misma grúa los pilotes son colocados en posición, preparados para ser empotrados en la superficie marina:

Figura 2.15 Instalación estructura tipo Jacket

Para la inserción de los pilotes se utiliza una bomba que succiona el agua y el material dentro del mismo. Esto provoca que el pilote se introduzca en el lecho marino:

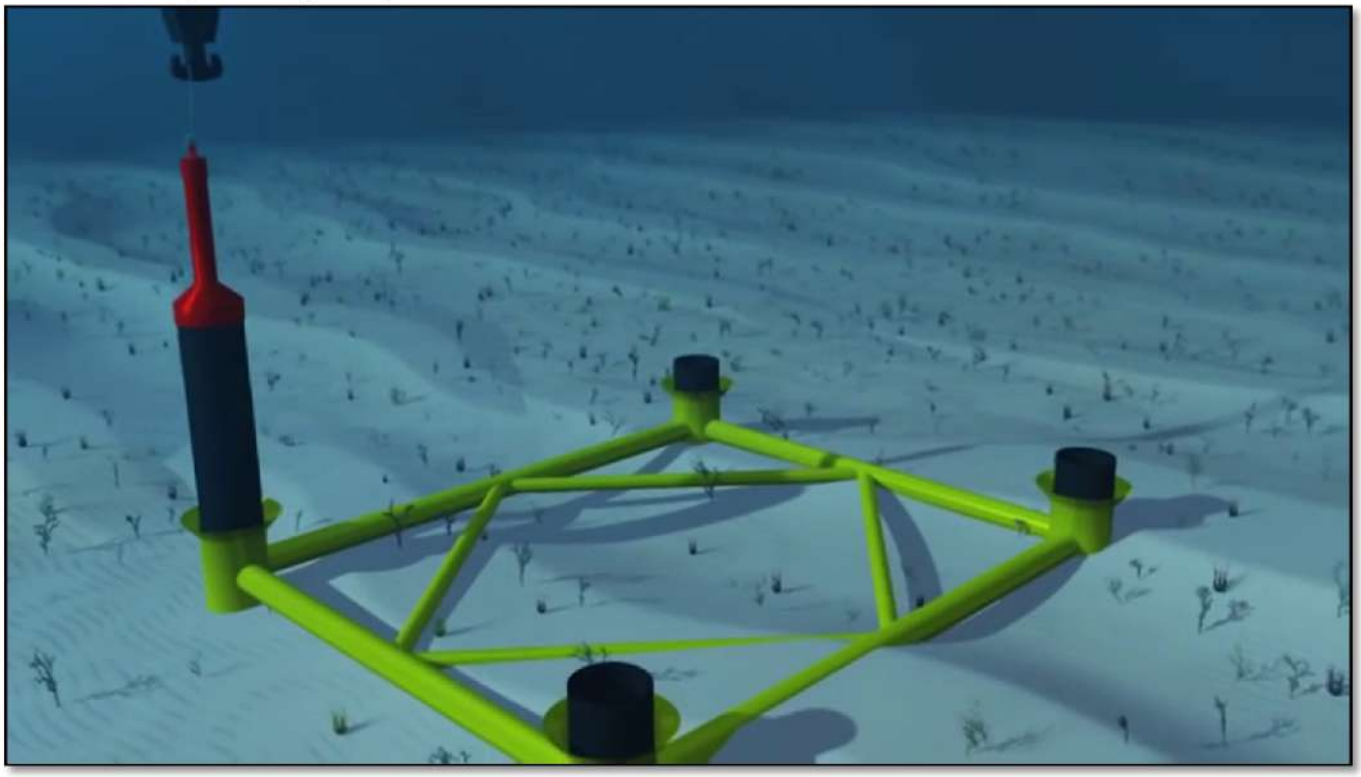


Figura 2.16 Instalación estructura tipo Jacket

En la siguiente imagen se muestra un tipo de instalación donde no se utiliza la estructura de guía, y que sirve para observar este método de succión, en ingles denominado Suction Bucket Jacket Installation Methodology[28]:

Figura 2.17 Instalación estructura tipo Jacket

[28] *Interesados en el video dirigirse al siguiente enlace: https://www.youtube.com/watch?v=6Fz5BvOHe84*

Continuando con lo anterior, se retira la estructura guía y se finaliza la operación descendiendo e instalando la estructura principal en los pilotes antes insertados:

Figura 2.18 Instalación estructura tipo Jacket

Existen otras metodologías para la instalación de una estructura tipo Jacket, pero en su mayoría se basan en el principio de "Succión".

2.5.4 ESTRUCTURA TIPO TRÍPODE

Los fabricantes desarrollaron la estructura tipo trípode específicamente para los aerogeneradores offshore. Una estructura de trípode de acero soporta los pilares principales bajo el agua. Los trípodes son adecuados para profundidades de hasta 50 metros y no se pueden usar en terreno pedregoso [BMWi-2015].

Las ventajas principales de este tipo de estructuras es que son estructuralmente más eficientes que los monopilotes en resistir momentos de vuelco, y que el espaciamiento amplio de los pies puede evitar la necesidad de insertar pilotes de soporte en el lecho marino como en el caso de las estructuras tipo jackets, si los pies están adecuadamente lastrados [Tony Burton-2011].

Son posibles diversas formas de estructura tipo trípode. El diseño del trípode plano consta de tres patas inclinadas que se encuentran en una columna corta en el ápice, con sus pies conectados por vigas de unión que

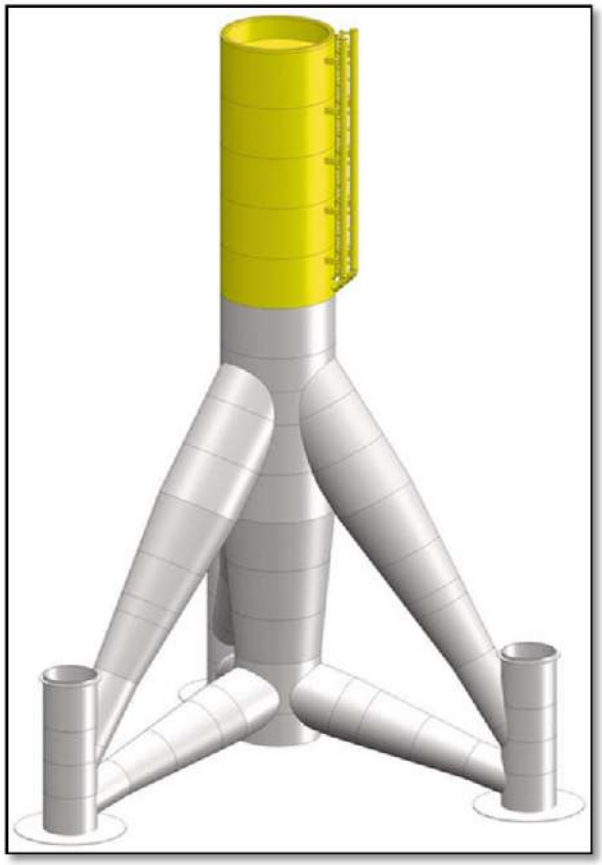


Figura 2.19 Estructura tipo Trípode

forman los lados de un triángulo equilátero. La torre se fija entonces a la parte superior de la columna corta.

En una variante de esto, denominada trípode de columna central (CCT - Centre Column Tripod), la columna corta es reemplazada por una columna larga que se extiende hasta el lecho marino, donde está conectada a los pies de las patas inclinadas por vigas de unión radial. Estas son las más utilizadas. Se muestran en la figura 2.19.

El número de miembros en el trípode se puede reducir adoptando la configuración de trípode de cara plana (FFT - Flat Faced Tripod), en la que la columna se mueve al vértice de 90° de un triángulo isósceles que forma la base del trípode. En este caso, sólo hay dos patas inclinadas y dos elementos de unión que unen cada pie a la base de la columna.

2.5.5 ESTRUCTURA CON TRES PILOTES

La industria desarrolló otro tipo de cimientos especialmente para aerogeneradores en el mar. Consiste en una estructura compuesta de tres pilares de acero que están anclados bajo el agua, y otra estructura de trípode montada en dichos pilares sobre la superficie del agua. Este tipo de estructura es adecuada para profundidades de agua de hasta 50 metros [BMWi-2015].

En la figura 2.20 se puede apreciar la forma de esta estructura.

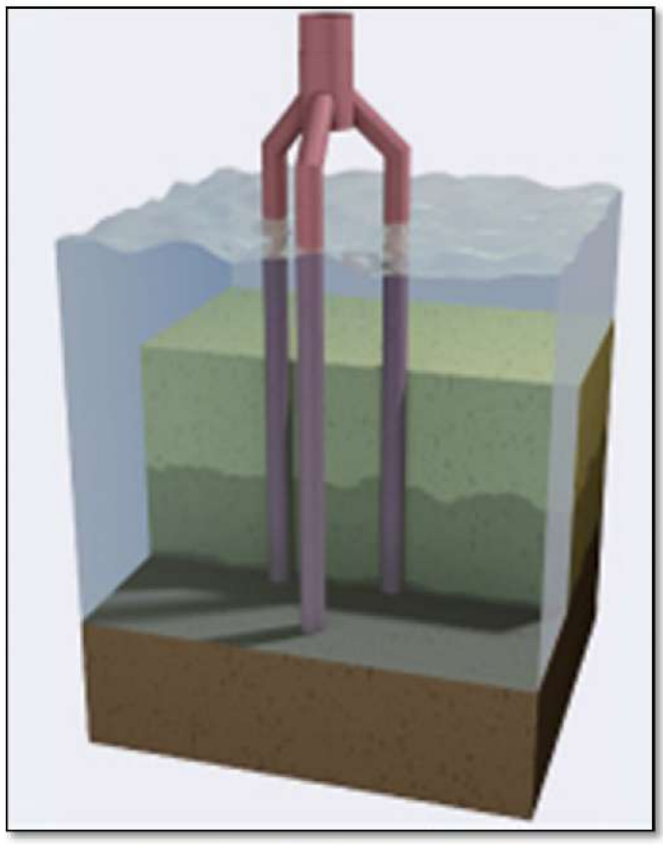


Figura 2.20 Estructura con tres pilotes

Este tipo de estructura surge de la modificación del monopilote. Con los tres pilotes se logra una mayor estabilidad ante momentos de vuelco y ante las fuerzas ejercidas por las olas y mareas.

La instalación de estas estructuras, y de la estructura tipo trípode es similar a la explicada anteriormente.

2.5.6 ESTRUCTURAS FLOTANTES

Con este tipo de estructuras, el aerogenerador flota en el agua y se conecta por un cable de acero a la fundación en el lecho marino. La ventaja principal de una base flotante es que es más fácil de instalar. Puede ser completamente prefabricado en tierra, y por lo tanto no requiere la complicada instalación vista en los otros tipos de estructuras. Sin embargo, existen grandes desafíos en cuanto a la conexión de cables y la gestión del daño de viento y olas a la fundación. Se deben diseñar controladores especiales para mantener la estabilidad de la estructura en todo momento, ya que se ve afectada en gran medida por las condiciones, tanto del agua como del viento [BMWi-2015].

El Instituto de Tecnología de Massachusetts (M.I.T.) clasifica las estructuras flotantes según el sistema que utilicen para lograr la estabilidad, en tres categorías generales: "Ballast Stabilized" (logran la estabilidad mediante el peso de una subestructura que crea un momento estabilizador), "Mooring Line Stabilized" (logran la estabilidad mediante unos cables en tensión) y "Bouyancy Stabilized" (logran la estabilidad apoyándose en la superficie plana del agua). Estas categorías pueden verse en la figura 2.21. Aunque las estructuras flotantes pueden utilizar uno sólo de estos sistemas para lograr el equilibrio, lo habitual es que utilicen una mezcla de ellos.

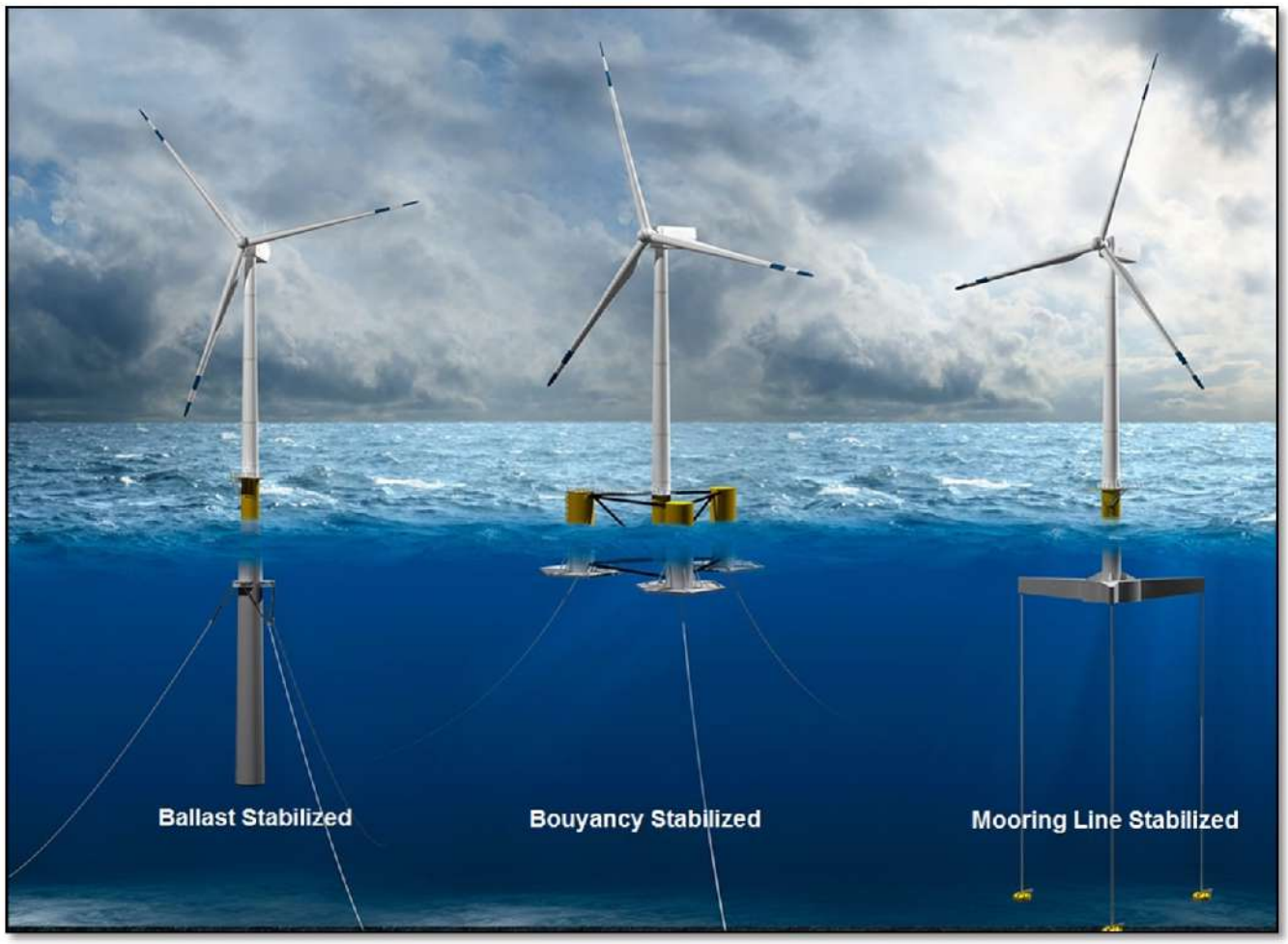


Figura 2.21 Categorías de estructuras flotantes

Este tipo de estructuras están en pleno desarrollo. Aun no se han comenzado a utilizar de forma masiva. Investigadores en varios países las están diseñando y estudiando, ya que representan una importante opción cuando se tienen aguas muy profundas para instalar las estructuras convencionales. Además, como se mencionó, presentan la posibilidad de ser fabricadas casi en su totalidad en tierra, lo que significa un importante ahorro económico.

2.6 EVALUACIÓN AMBIENTAL DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE

Los parques eólicos offshore se extienden sobre grandes áreas de aguas de diferentes profundidades y tienen el potencial de causar un impacto considerable en el medio ambiente marino. Al igual que con cualquier gran proyecto de parque eólico en tierra, es necesaria una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA - Environmental Impact Assessment) antes de presentar una solicitud de consentimiento para construir y operar un parque eólico marino.

La EIA evalúa los impactos ambientales del proyecto en todas las etapas de construcción, operación y desarmado. Considera las medidas que pueden adoptarse para evitar impactos indeseables o, si esto no es posible, mitigarlos. Los lectores principales de la Declaración Ambiental son las autoridades que deben dar permiso para que el proyecto prosiga, pero también las diversas partes que tienen interés en el medio marino. Las áreas costeras se utilizan para una variedad de propósitos, por ejemplo la pesca, la extracción de mineral o la recreación, y es probable que haya muchos grupos con un gran interés en cualquier proyecto de desarrollo de parques eólicos offshore.

En Europa el contenido de cualquier Declaración Ambiental se describe en la 97/11/CE[29], donde se incluye una descripción del proyecto y las medidas propuestas para evitar y mitigar efectos adversos significativos. Incluirá los datos necesarios para identificar y evaluar los principales efectos que el proyecto puede tener sobre el medio ambiente y un esbozo de las principales alternativas estudiadas por el promotor del proyecto. Las elecciones hechas en el desarrollo del proyecto deben justificarse teniendo en cuenta los efectos ambientales. Se requiere un documento técnico completo y un resumen no técnico más corto. Antes de llevar a cabo un trabajo detallado, incluyendo recopilación de datos y encuestas, es habitual acordar un informe de alcance con la autoridad de permisos que define el alcance de las investigaciones de la EIA [Tony Burton-2011].

Las EIA para parques eólicos marinos comienzan con una descripción del desarrollo completo propuesto, que incluirá las turbinas eólicas, su disposición y sus cimientos, el cableado del equipo, la subestación offshore, el cable submarino de transmisión a tierra, el cable terrestre y cualquier obra adicional para la subestación en tierra. También se lleva a cabo una encuesta de referencia para la evaluación visual del paisaje terrestre y marino. Es común que se requiera un periodo de post-construcción y puesta en marcha del monitoreo ambiental.

Los impactos ambientales particulares que deben ser considerados incluyen [Tony Burton-2011]:

- Procesos costeros y sedimentarios: transporte de sedimentos, lavado.
- Ambiente de olas y mareas.
- Calidad del agua.
- Bentos[30] - la flora y la fauna del lecho marino.
- Recursos pesqueros: patrones migratorios.
- Pesca comercial.
- Navegación marítima.
- Arqueología.
- Mamíferos marinos: distribución, perturbación, desplazamientos, impactos de ruido y vibración.
- Aves: distribución, alteración, desplazamiento, mortalidad.
- Áreas designadas (es decir, áreas definidas que se consideran de importancia ambiental cuando existen políticas de protección específicas).

---

[29] The Environmental Impact Assessment Directive: Asociación Europea cuyo objeto es proporcionar un alto nivel de protección del medio ambiente.

[30] Comunidad de organismos que habitan el fondo de los ecosistemas acuáticos. Ejemplo, plancton.

2.6.1 IMPACTO VISUAL

Al igual que con los parques eólicos terrestres, es probable que los cambios en el paisaje y el impacto visual sean motivo de preocupación y una posible causa de objeciones al desarrollo del parque eólico. La extensión de la visibilidad potencial se describe utilizando Zonas de influencia Visual Teórica (ZTV - Zones of Theoretical Visual influence). Esta técnica define las áreas a partir de las cuales una o más turbinas eólicas, o partes de una turbina eólica, son visibles teniendo en cuenta la topografía y la curvatura de la tierra, pero sin considerar ninguna condición atmosférica [Tony Burton-2011]. Por lo tanto, un ZTV indica la mayor medida posible de visibilidad. Con el fin de tener en cuenta las diferentes condiciones atmosféricas y de iluminación, el impacto visual se ilustra utilizando maquetas y fotomontajes desde diferentes puntos de vista que se han acordado durante la fase de estudio. Para grandes parques eólicos el modelado y video-montaje se utilizan cada vez más.

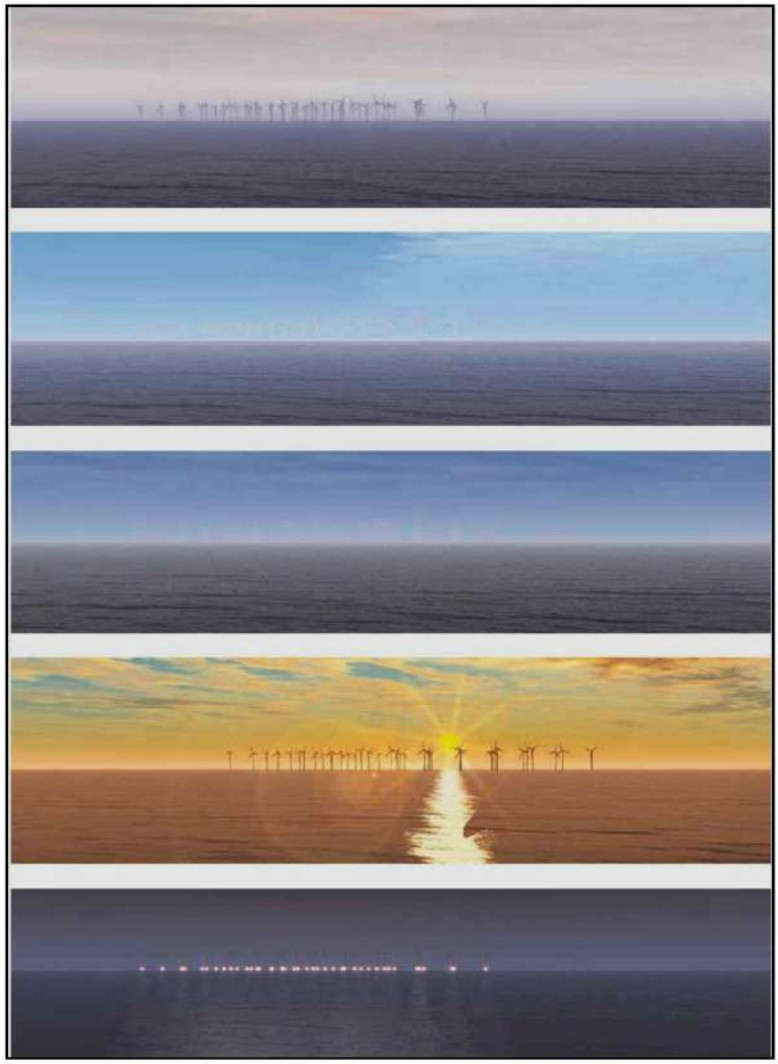


Figura 2.22 Diferentes condiciones de iluminación en un modelo de parque eólico offshore [DTI-2005]

Elementos que influyen en el carácter del impacto visual producido [Wratten A.-2005]:

- El sitio y el tamaño del área del parque eólico.
- Los aerogeneradores: tamaño, materiales y colores.
- La distribución y espaciamiento de los aerogeneradores y estructuras asociadas.
- Ubicación, dimensión y forma de las plataformas subterráneas auxiliares (subestación, pilotes, líneas aéreas, cables subterráneos) y estructuras offshore (mástiles de subestación y anemómetro).
- Visibilidad de navegación, marcas y luces.
- Los barcos de transporte y mantenimiento.
- El embarcadero, la calzada o el puerto para ser utilizado por los barcos.

Las condiciones de iluminación también son un aspecto muy relevante en la visibilidad de los parques eólicos offshore. En la figura 2.22 se puede apreciar un ejemplo de esto, donde mediante un modelo y diferentes simulaciones, se puede observar que con diferentes tipos de iluminación, la visibilidad del parque cambia en gran medida. Además en importante tener en cuenta los días lluviosos y nublados, que resultan en una menor visibilidad. La experiencia hasta la fecha demuestra que un parque eólico es mucho menos visible que la evaluación del fotomontaje "peor de los casos", debido a las condiciones meteorológicas y la distancia.

Finalmente se considera que para parques eólicos a más de 24 km de la costa, los impactos visuales son pequeños, entre 13 y 24 km de la costa, existe un impacto visual moderado, y para distancias menores a los 13 km el impacto puede ser importante [Wratten A.-2005].

2.6.2 RUIDO

El ruido, particularmente durante la construcción, ha sido un problema para algunos parques eólicos marinos que están cerca de la costa. Las instalaciones de fundaciones con pilotes pueden ser especialmente ruidosas y se pueden colocar restricciones en las horas de trabajo. El ruido transmitido bajo el agua durante las operaciones de inserción de los pilotes en el lecho marino puede ser muy fuerte (≈200 dB), y es una práctica común utilizar un arranque suave para comenzar las operaciones de modo que los peces y los mamíferos marinos abandonen el área [Tony Burton-2011].

Los parques eólicos offshore que están localizados lejos de la costa, no afectan a las poblaciones humanas asentadas en la misma. Sin embargo, los animales marinos podrían verse afectados por el ruido submarino generado durante la construcción y la operación de los aerogeneradores.

Durante la construcción

El ruido en construcción y desmantelamiento proviene de máquinas, buques, inserción de pilotes, explosiones e instalación de aerogeneradores. Estos altos niveles de sonido pueden causar daños permanentes o temporales a los sistemas acústicos de los animales en las inmediaciones del sitio de construcción.

El comportamiento de los organismos marinos puede ser modificado por el ruido, lo que resulta en un abandono de la zona, de dichos organismos, durante la construcción. Los posibles efectos sobre la vida marina dependerán de la sensibilidad de las especies presentes en la zona y se reducirán cuando el ruido disminuya al final de la fase de construcción.

Se están discutiendo actualmente algunas medidas para la reducción del daño a la vida marina durante la construcción [Thomsen-2006]:

- Arranque suave del procedimiento, aumentando lentamente la energía del sonido emitido.
- Utilizar una cortina de burbuja de aire alrededor del pilote, que podría resultar en una disminución de 10-20 dB.
- La extensión de la duración del impacto durante la inserción del pilote que podría disminuir el ruido de 10-15 dB.
- El uso de dispositivos acústicos que emiten determinados sonidos para mantener alejados a los mamíferos durante el procedimiento.

En operación

En la fase de operación, el sonido generado en la caja de velocidades y el generador es transmitido por la pared de la torre resultando en la propagación del sonido bajo el agua. Las mediciones del ruido emitido en el aire por las turbinas eólicas y los transformadores han mostrado una contribución insignificante al nivel de ruido bajo el agua. El ruido puede tener un impacto en la fauna béntica[31], peces y mamíferos marinos en las inmediaciones de las fundaciones de los aerogeneradores [Greenpeace-2005].

[31] *Región ecológica en el nivel más bajo de un cuerpo de agua, como un océano o un lago, incluyendo la superficie del sedimento y de algunas capas del subsuelo.*

Los informes sobre el impacto del ruido en los peces han mostrado una serie de efectos, desde el comportamiento de abandono de la zona hasta impactos fisiológicos. Los cambios en el comportamiento podrían hacer que los peces abandonen las zonas de alimentación y desove, y las rutas de migración. Los estudios sobre el impacto del ruido en invertebrados y organismos planctónicos tienen un consenso general de muy pocos efectos, a menos que los organismos estén muy cerca de la poderosa fuente de ruido [Greenpeace-2005].

Los buques que participan en la construcción, también lo hacen durante la fase de operación para mantenimiento de aerogeneradores y plataformas. El ruido de estos buques depende del tamaño y velocidad de la nave, y también pueden tener los efectos sobre el medio antes mencionados.

La contaminación sonora producida por estos parques en la costa, debida a su operación, es despreciable en la mayoría de los casos, debido a su lejanía con la misma.

En la figura 2.23 se puede ver el ruido producido por un aerogenerador en decibeles, y compararlo con otros elementos de la vida cotidiana.

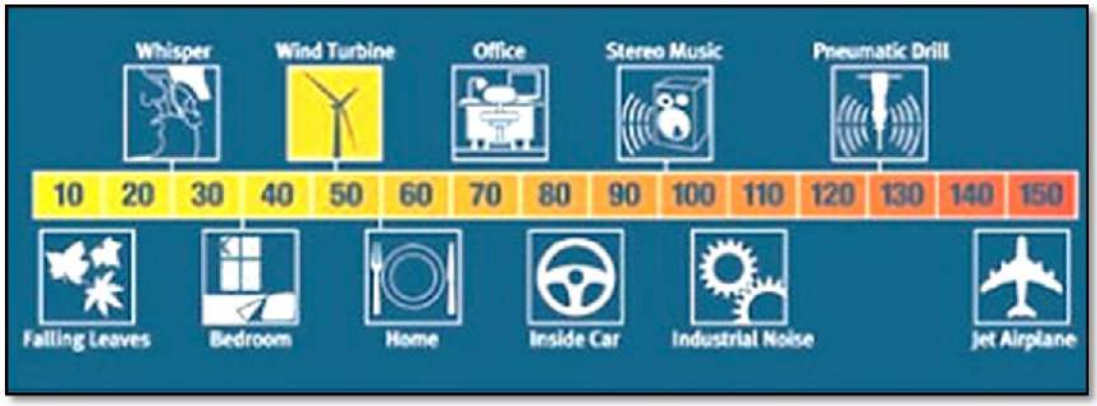


Figura 2.23 Comparación del ruido de aerogeneradores y elementos de la vida cotidiana

2.6.3 IMPACTO SOBRE LAS AVES

La influencia de los parques eólicos marinos en las aves se puede resumir de la siguiente manera [Exo-2003]:

- Riesgo de colisión.
- Pérdida de hábitat a corto plazo durante la fase de construcción.
- Pérdida de hábitat a largo plazo debida a la perturbación de los aerogeneradores instalados y del tráfico de buques durante el mantenimiento.
- Barreras al movimiento en las rutas migratorias.
- Desconexión de unidades ecológicas.

Las colisiones tienen el efecto más directo sobre las poblaciones de aves. En malas condiciones de visibilidad, un gran número de aves terrestres podrían colisionar con parques eólicos marinos atraídos por su iluminación. Sin embargo, esto ocurre solamente en algunas noches. Una de las medidas de mitigación más útiles para evitar este tipo de impacto es reemplazar la luz continua por una intermitente.

Los impactos de los parques eólicos marinos en las aves marinas (residentes, costeras y migrantes), son mayores que el impacto de los parques en tierra sobre las aves terrestres. Las razones de este mayor impacto en los desarrollos en alta mar están relacionadas con la mayor altura de las turbinas

eólicas marinas, el mayor tamaño de los parques eólicos y la mayor abundancia de grandes especies de aves, que son más sensibles a la perturbación.

Los hallazgos más importantes después de siete años de seguimiento en los parques eólicos de Horns Rev y Nysted[32] indican efectos insignificantes sobre las poblaciones de aves en general. La mayoría de las especies de aves evitan las inmediaciones de los parques. Aunque hubo un considerable movimiento de aves alrededor de los parques eólicos, entre el 71 y el 86 por ciento de las bandadas evitó volar entre las hileras de aerogeneradores. Los cambios en las direcciones de vuelo, para la mayoría de las especies, se verificaron a 0,5 km de los parques eólicos en la noche y a 1,5 km en el día. Este comportamiento de evitar la zona representa una pérdida efectiva del hábitat, pero la proporción de área de alimentación perdida debido a la presencia de estos dos parques eólicos, en relación con el área de alimentación total, es relativamente pequeña y se considera de poca importancia biológica [DEA-2006].

El comportamiento de evitar la zona reduce la colisión con las turbinas. El desplazamiento de las aves debido a las instalaciones de los parques eólicos hace que el riesgo de colisión sea bajo. Las tasas de colisión previstas de eiders[33] comunes en Nysted fueron del 0,02 por ciento, lo que significa que 45 aves sobre un total de 235.000 pasando cada otoño en la zona [DEA-2006].

2.6.4 RADARES Y SEÑALES DE RADIO

Los aerogeneradores pueden impactar en la actividad de la aviación civil y militar, debido a la interferencia con los radares que controlan las operaciones de las aeronaves. El radar es un sistema para detectar la presencia, la posición o el movimiento de objetos mediante la transmisión de ondas de radio, que se reflejan de nuevo a un receptor. La onda de radio transmitida por el radar puede ser interrumpida por un objeto (también llamado objetivo), entonces parte de la energía se refleja hacia atrás (llamada eco o retorno) a un receptor de radio situado cerca del transmisor [Página web 1].

Las turbinas eólicas son estructuras verticales que pueden interferir con ciertas transmisiones electromagnéticas. Las estructuras móviles tales como las palas giratorias pueden generar más interferencia en los radares que las estructuras estacionarias. Los efectos dependen del tipo de radar, las características específicas de los aerogeneradores y la distribución de los mismos. La gestión del tráfico aéreo es susceptible de verse afectada negativamente por las instalaciones de turbinas eólicas tanto onshore como offshore. Los sistemas gestionados por los radares son el control del tráfico aéreo, la defensa aérea militar y los radares meteorológicos.

Enmascaramiento

Los sistemas de radar funcionan a altas frecuencias de radio y, por lo tanto, dependen de una "línea de visión" clara para una detección exitosa. Cuando cualquier estructura o característica geográfica se encuentra entre el radar y el objetivo, causará un efecto de sombreado o enmascaramiento. La interferencia varía según las dimensiones de la turbina, el tipo de radar y el aspecto de la turbina en relación con el radar. El enmascaramiento de un avión puede ocurrir reflejando o desviando los retornos cuando el avión está volando en la "sombra" de los aerogeneradores y por lo tanto no se detecta. También el enmascaramiento puede ocurrir cuando los retornos de las torres y las palas de los aerogeneradores son tan grandes que los retornos de las aeronaves reales se pierden en el 'desorden' (retornos de radar de objetivos considerados irrelevantes para el propósito del radar) [Página web 1].

---

[32] Horns Rev y Nysted: Parques eólicos offshore en Dinamarca. Potencia nominal: 160 MW y 166 MW respectivamente.

[33] Somateria es un género de aves anseriformes de la familia Anatidae conocidos vulgarmente como eideres.

2.6.5 CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS Y ORGANISMOS MARINOS

La electricidad producida por las turbinas eólicas marinas se transmite por cables a largas distancias. La corriente eléctrica generada produce campos magnéticos. Se han llevado a cabo estudios sobre los posibles efectos de los campos magnéticos estáticos artificiales en varias especies bajo diversas condiciones experimentales. Los campos electromagnéticos artificiales podrían interactuar con organismos marinos para producir cambios detectables. Sin embargo, sólo se han registrado diferencias muy pequeñas con los grupos de control [Gill-2005].

El campo magnético puede afectar a moluscos, crustáceos, peces y mamíferos marinos que usan el campo magnético de la tierra para la orientación durante la navegación. Pero todavía se desconoce si los campos magnéticos asociados con las turbinas eólicas influyen en dichos organismos.

El análisis experimental de varios organismos bentónicos expuestos a campos magnéticos estáticos de 3,7 mT durante varias semanas, no ha mostrado diferencias en la supervivencia entre las poblaciones experimentales y las de control. Del mismo modo, los mejillones que viven bajo estas condiciones de campo magnético estático a lo largo de tres meses durante el período reproductivo, no presentan diferencias significativas con el grupo de control. Las conclusiones son que los campos magnéticos estáticos de las transmisiones por los cables de alimentación no parecen influir en la orientación, el movimiento o la fisiología de los organismos bentónicos examinados [Köller -2006].

Un estudio de Greenpeace[34] concluye que los campos electromagnéticos de los cables submarinos no tienen impactos significativos en el medio marino. Sin embargo se hace necesario realizar estudios con una perspectiva a largo plazo para confirmar el impacto insignificante de los campos electromagnéticos de la energía eólica en los ecosistemas marinos.

2.7 COLECCIÓN Y TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA

2.7.1 INTRODUCCIÓN

Los primeros parques eólicos offshore eran de poca potencia y utilizaban turbinas eólicas simples, típicamente de 500-600 kW de potencia nominal, frecuentemente reguladas con generadores de inducción de velocidad fija. La tensión de generación y transmisión era 10-11 kV, con los cables submarinos de transmisión, de algunos kilómetros de longitud, conectados directamente al sistema eléctrico en tierra. Esta tensión se aumentó a 30-36 kV con el uso de turbinas de velocidad variable de mayor potencia nominal (por ejemplo, 2 MW), pero la conexión a la orilla estaba todavía en el mismo nivel de tensión de generación. Luego se construyeron grandes parques eólicos que requerían el uso de subestaciones offshore para aumentar la tensión de transmisión a tierra (a 132-150 kV). Los proyectos eólicos offshore continúan aumentando en tamaño y distancia desde tierra utilizando convertidores de tensión de gran potencia (por ejemplo 400 MW ± 150 kV), y enlaces HVDC para llevar la energía de varios parques eólicos desde grandes distancias (por ejemplo 200 km) al punto de conexión a la red [Tony Burton-2011].

[34] *"Offshore Wind Energy - Implementing a New Powerhouse for Europe", Greenpeace, marzo del 2005.*

2.7.2 ASPECTOS ELÉCTRICOS GENERALES

El sistema eléctrico interno de una planta de energía eólica offshore y su conexión al sistema eléctrico plantean grandes desafíos. En tierra, la solución estándar es una red AC dentro de la planta, que recoge la producción de energía de cada aerogenerador. El nivel de tensión dentro de una planta de energía eólica suele ser el mismo que el nivel de media tensión del punto de la red de distribución. Como la mayoría de los generadores de turbinas eólicas funcionan a un nivel de tensión de 690 V, se instalan transformadores es cada aerogenerador para aumentar el nivel de tensión al nivel propio de la red interna del parque [Thomas Ackermann-2012]. El nivel más alto de tensión media utilizado dentro de una planta de energía eólica en tierra se encuentra generalmente en el rango de 33-36 kV, ya que el mercado ofrece equipos competitivos estandarizados para este rango de tensiones.

Sin embargo, las plantas de energía eólica offshore tienden a ser más grandes, y la distancia entre los aerogeneradores suele ser mayor que en las plantas de energía eólica terrestre. A menudo, la distancia a la costa o la siguiente estación offshore también es más larga que para los parques eólicos en tierra. Para grandes plantas eólicas marinas con una red colectora en AC, los niveles de tensión más altos serán ciertamente útiles para minimizar las pérdidas de energía, pero dichos niveles de tensión pueden dar como resultado transformadores más grandes y mayores costos. Los transformadores se colocarán en la góndola, en la torre o en un contenedor junto a la turbina eólica, por lo tanto, el tamaño del transformador podría convertirse en un problema. Hoy en día, una tensión de colección de hasta 36 kV se considera la solución estándar. En el futuro, podrían existir soluciones más rentables, una vez que los fabricantes de turbinas eólicas comiencen a ofrecer turbinas con niveles de tensión de generación superiores a 690 V (por ejemplo, 4000 V o más) [Thomas Ackermann-2012]. Sin embargo, los niveles más altos de tensión requerirán un personal de mantenimiento mejor entrenado y una mayor seguridad, lo que aumentará los costos.

Por ejemplo, para la central de energía eólica offshore de Middelgrunden en Dinamarca, de 40 MW, se eligió un nivel de tensión de 30 kV para la conexión entre las 20 turbinas y el cable de aproximadamente 3 km de largo a tierra. La central eólica danesa Rev I, que fue construida durante 2002, tiene una capacidad de 160 MW y utiliza una tensión de 36 kV para su sistema de colección de energía. Horns Rev fue la primer planta de energía eólica offshore en utilizar una plataforma de transformadores offshore. En la misma, el nivel de tensión se eleva a 150 kV para alimentar el cable de AC de 15 km de longitud a tierra.

Los límites de la conexión de red de corriente alterna de alta tensión (HVAC) podrían haber sido alcanzados con la conexión de la central eólica offshore Anholt en Dinamarca en el 2012, que posee una potencia nominal de 400 MW. En este parque se utiliza un cable submarino de 24 km de 245 kV (AC), el primero de su tipo en el mundo. Para proyectos más grandes y / o proyectos más alejados de la costa, se emplearán soluciones de corriente continua de alta tensión (HVDC).

2.7.3 SUBESTACIONES OFFSHORE

Contienen gran cantidad de equipamiento necesario para la operación del parque. Como se comentó en la sección anterior, su principal función es modificar los niveles de tensión de generación para adecuarlos al sistema de transmisión. El equipamiento más común que se puede encontrar en una subestación offshore es la siguiente:

- Interruptores.
- Seccionadores.

- Transformadores.
- Sistemas de control e instrumentación.
- Filtros de armónicos.
- Convertidores de tensión.
- Sistemas de comunicación.
- Equipos para el control de la potencia (VARs, STATCOMs, etc).
- Generadores diesel de emergencia.
- Equipos extintores de incendios.
- Personal y servicios.
- Grúas.
- Helipuerto.

Pueden estar soportadas por diferentes tipos de estructuras. Por ejemplo, la subestación offshore Horns Rev I está diseñada como una construcción tipo jacket (figura 2.24), en contraste con la subestación Nysted, que se basa en una construcción de tipo monopilote (figura 2.25).

Figura 2.24 Subestación offshore en Horns Rev I

Figura 2.25 Subestación offshore en Nysted

Las plantas de energía eólica muy grandes que se encuentran lejos de la costa pueden requerir una serie de subestaciones offshore. Una solución es conectar cada bloque de la planta a una subestación donde se aumenta la tensión (o se convierte en HVDC), para luego ser transmitida a tierra. Otra opción es conectar cada subestación a tierra (figura 2.26).

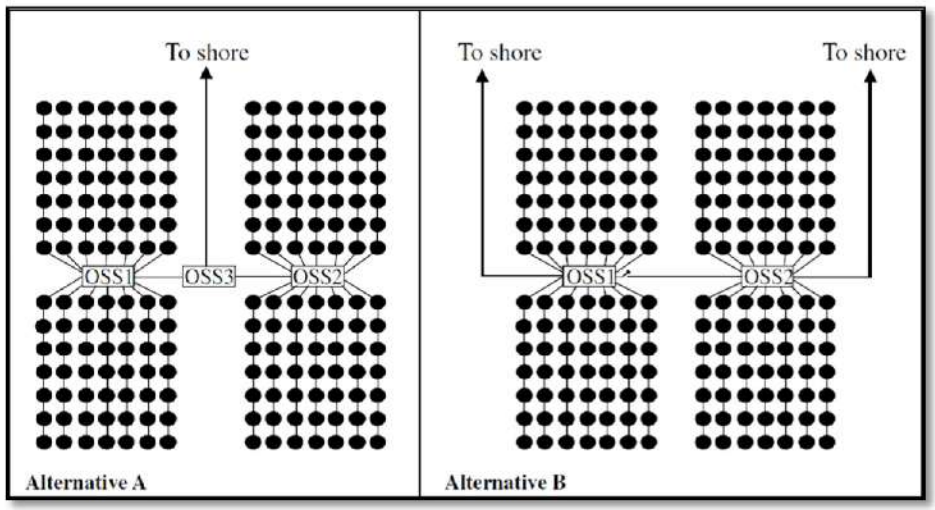


Figura 2.26 Posibles disposiciones para una planta de energía eólica offshore. (OSS: Subestación offshore)
[Thomas Ackermann-2012]

2.7.4 REDUNDANCIA

La mayoría de las redes eléctricas de plantas eólicas offshore que están actualmente en operación tienen poca o nula redundancia. Las turbinas pueden estar conectadas a una red radial dentro del

sistema colector. Un diseño de red radial significa que un número de turbinas están conectadas a un alimentador. El número máximo de turbinas en cada alimentador viene determinado por la potencia máxima del cable. Si el cable está dañado, entonces todo el alimentador saldrá de servicio hasta que se repare el fallo. La redundancia puede lograrse al habilitar conexiones entre alimentadores. La última turbina eólica en un alimentador podría conectarse a la última turbina en el siguiente alimentador, por ejemplo. Durante el funcionamiento normal, esta conexión estaría abierta. Si hay un fallo en uno de estos dos alimentadores, la conexión se cerrará [Thomas Ackermann-2012].

Para ello, se necesitaría equipo adicional para aislar la falla. El objetivo es que el mayor número posible de aerogeneradores permanezcan conectados a la red. También hay que tener en cuenta que el número de turbinas eólicas que se pueden conectar a un alimentador será menor, ya que la potencia máxima del cable deberá ser capaz de hacer frente al doble de turbinas en caso de que el fallo esté cerca de la primera turbina dentro de un alimentador. En la actualidad, se supone que la probabilidad de un fallo y los costes asociados son inferiores a los costes del equipo adicional, por lo tanto, la redundancia no se toma en consideración. Con el fin de reducir la probabilidad de daño, los cables suelen ser enterrados 1-2 m en el fondo marino para protegerlos de las anclas de los buques y de las fuertes corrientes marinas.

Por otro lado, el cable desde el parque offshore hasta la costa tampoco incluye redundancia. Sin embargo, una falla en este cable resultará en la pérdida de toda la generación de la planta (ver figura 2.26 alternativa A). Las consecuencias económicas de tal falla pueden ser enormes. La reparación puede tardar meses, dependiendo de la disponibilidad y la posición actual de los buques de reparación de cables. Sin embargo, es muy difícil proteger el cable contra daños, especialmente si el cable atraviesa las principales rutas marítimas, ya que las anclas de los buques grandes podrían excavar hasta 13 metros en el fondo marino. No es prácticamente viable enterrar un cable a tal profundidad.

La redundancia podría lograrse usando otro cable de respaldo que siga otra ruta hacia la costa (ver figura 2.26, Alternativa B). Sin embargo, los costes significativos de esta segunda conexión a tierra, y la complejidad que significa realizar este segundo tendido de cable, hacen que sea difícil llevarlo a cabo en la práctica. En muchos lugares, las restricciones ambientales harían difícil encontrar una segunda ruta de cableado. Además un segundo punto de conexión a la red onshore puede no estar siempre disponible [Thomas Ackermann-2012]. En la actualidad, ningún desarrollador de plantas de energía eólica offshore considera seriamente cualquier redundancia para la transmisión de la energía hacia la costa.

2.7.5 SISTEMA DE TRANSMISIÓN A TIERRA

Para el cableado a tierra, se pueden usar conexiones HVAC (High Voltage Alternating Current) o HVDC (High Voltage Direct Current). Para las conexiones HVDC, hay dos opciones técnicas: Convertidor de Conmutación de Línea (LCC - Line Commutated Converter), y Convertidor de Tensión (VSC – Voltage Source Converter) [Thomas Ackermann-2012].

La mayoría de las plantas de energía eólica offshore que actualmente operan han adoptado una transmisión en AC. Esto se debe al tamaño relativamente pequeño y/o a la corta distancia entre la costa y las plantas de energía eólica existentes. Con el aumento del tamaño de las futuras plantas y de la distancia a la costa, esto podría cambiar.

En lo que sigue se analizan con más detalle las tres opciones diferentes para la conexión de las centrales eólicas marinas a la costa. En la figura 2.27 se muestra el diseño general de una central eléctrica offshore, que puede estar diseñada con la transmisión HVAC o HVDC.

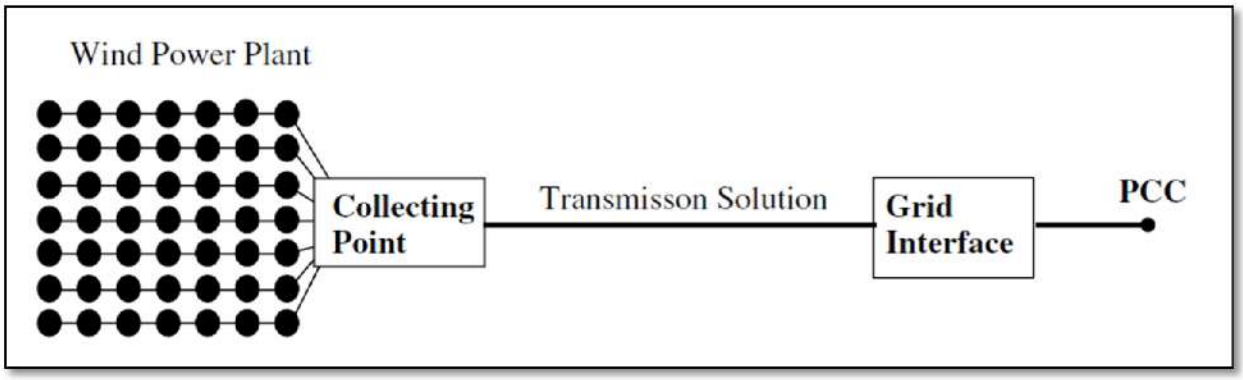


Figura 2.27 Disposición esquemática de una planta de energía eólica offshore (PCC: punto de acoplamiento) [Thomas Ackermann-2012]

2.7.5.1 Transmisión en HVAC

Un sistema de transmisión HVAC consta de los siguientes componentes principales: un sistema colector basado en AC dentro de la planta de energía eólica; posiblemente una subestación transformadora offshore incluyendo la compensación de energía reactiva; cable HVAC a tierra trifásico con aislamiento de polietileno (XLPE), y, en tierra, posiblemente un compensador VAR estático (SVC - Statir Var Compensator) [Thomas Ackermann-2012]. Ver figura 2.28.

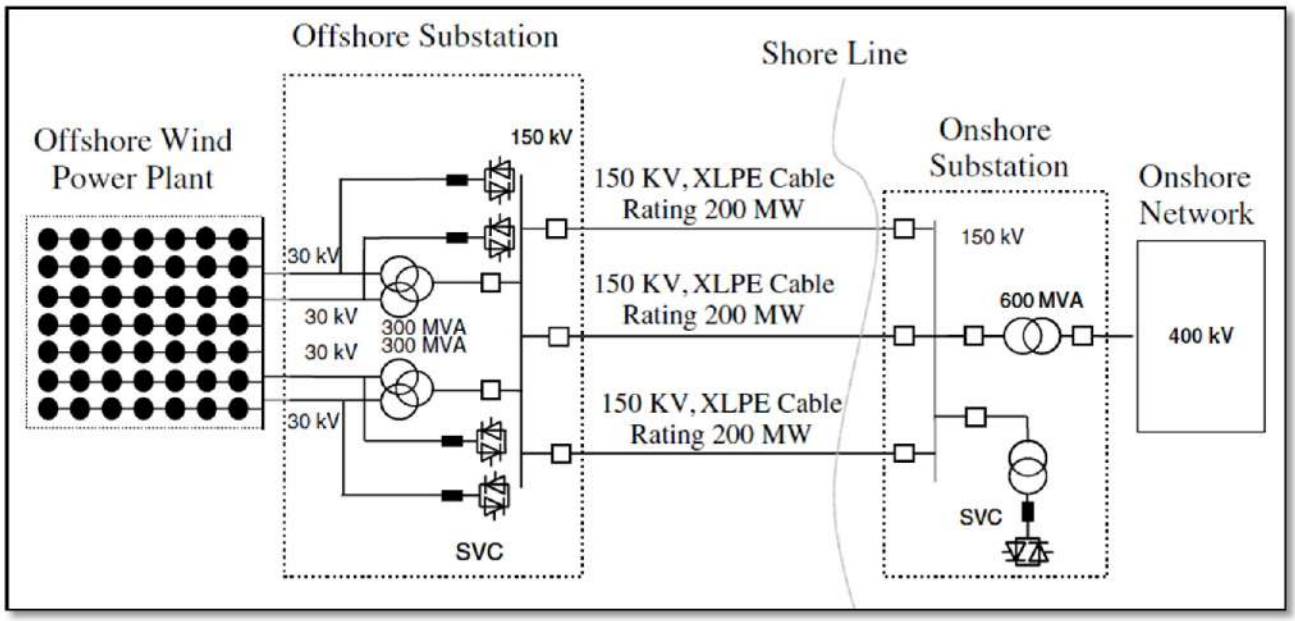


Figura 2.28 Configuración básica de una planta de energía eólica de 600 MW con una solución HVAC [Thomas Ackermann-2012]

Si las distancias hacia la costa son relativamente pequeñas, no se hará necesario la utilización de compensación de potencia reactiva en los extremos de los cables. Con una distancia creciente a la costa, se requerirá una compensación de potencia reactiva en ambos extremos del cable (es decir, en la subestación offshore y en la onshore). Una planta de energía eólica marina de 400 MW con dos sistemas de cables de 150 kV y 120 km, por ejemplo, requerirá una compensación de 150 MVAR tanto en el mar como en tierra. Además, la potencia máxima de los cables de AC submarinos está actualmente limitada a unos 200 MW por cable trifásico, basada en una tensión nominal de 150-170 kV, una compensación en ambos extremos del cable y una longitud máxima del mismo de 200 km [Thomas Ackermann-2012]. Esto significa que una planta de energía eólica de 1000 MW necesitaría cinco cables para la conexión a tierra, y ni siquiera teniendo en cuenta los posibles requisitos de redundancia.

Para distancias más cortas, se pueden obtener tensiones nominales más altas de hasta 245 kV, lo que aumenta la potencia máxima a 350-400 MW. Un cable conductor trifásico de 1000 mm^2 operado a una tensión de 230 kV con una variación máxima de tensión de hasta 10% entre operación sin carga y con carga completa puede, por ejemplo, transmitir 350 MW a lo largo de 100 km con pérdidas del 4,3% o 300 MW a lo largo de 200 km con pérdidas del 7,3%, si el cable se compensa por igual en ambos extremos [Thomas Ackermann-2012].

Se están desarrollando mayores niveles de tensión de hasta 400 kV, lo que puede permitir una transmisión máxima de 1200 MW sobre una distancia máxima de 100 km. Sin embargo, es incierto cuando estas soluciones se hagan disponibles comercialmente.

Una desventaja de las conexiones HVAC es que aumentan la potencia de cortocircuito, Pcc, en el punto de conexión con la red. Esto puede provocar la necesidad de modificar o actualizar equipamiento como interruptores o seccionadores, para poder operar con esta mayor potencia de corto, que en caso de falla, producirá mayores corrientes de cortocircuito.

Finalmente, la principal desventaja de las soluciones HVAC debe ser mencionada: con el aumento del tamaño de la planta y de la distancia a tierra, las pérdidas aumentarán significativamente. Además, un aumento en el nivel de la tensión de transmisión conducirá a equipos más grandes y más caros (por ejemplo, transformadores e interruptores), así como a cables submarinos más costosos. Por lo tanto, un aumento en el nivel de tensión a menudo sólo es justificable si se requiere un aumento en la capacidad.

2.7.5.2 Transmisión en HVDC basada en Convertidores con Conmutación de Línea (LCC)

El primer enlace comercial HVDC era del tipo LCC y se instaló en 1954 entre la isla de Gotland y Suecia continental en el mar Báltico. Este enlace era de 96 km de largo, 20 MW de potencia nominal, y utilizó un cable submarino de 100 kV (figura 2.29).

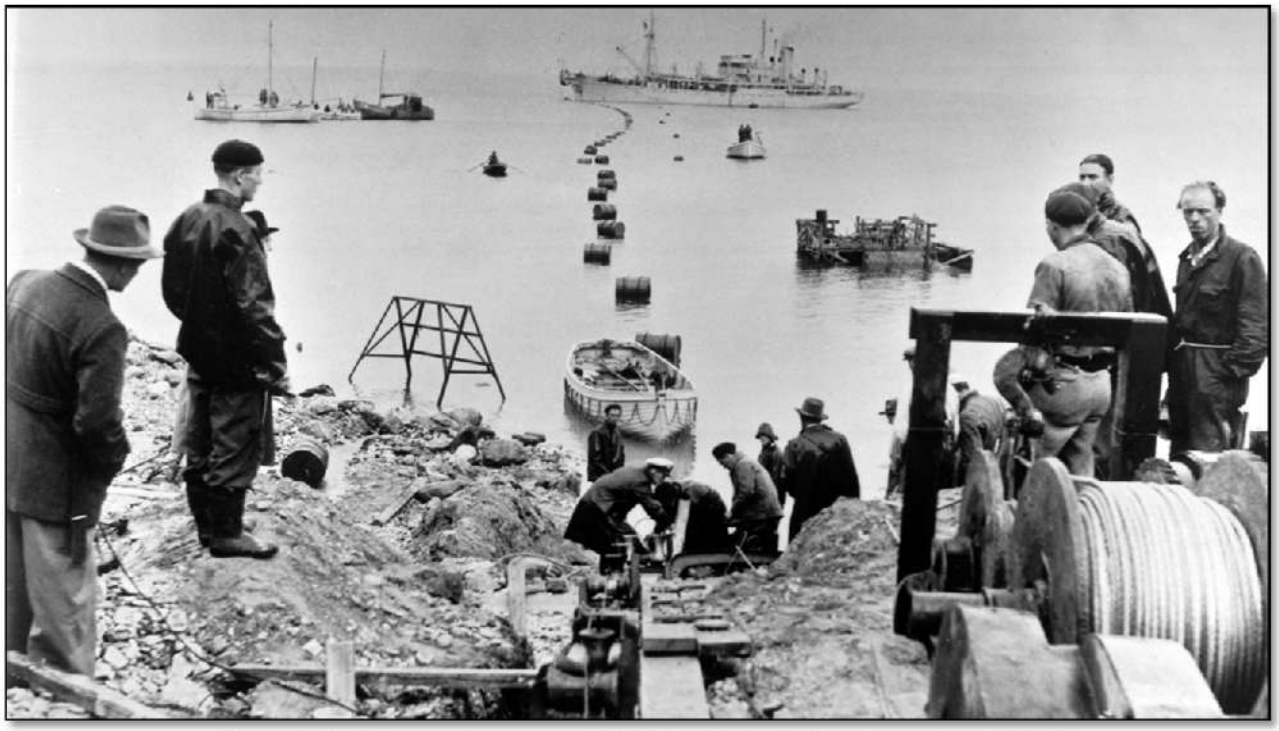


Figura 2.29 Primer enlace comercial HVDC, Gotland y Suecia continental, 1954

La tecnología HVDC de tipo LCC, o también llamada HVDC convencional, tiene como característica principal que sus convertidores de potencia se basan en semiconductores tales como los tiristores o SCR [Juan A. D. Martín-2013].

La desventaja de este tipo de semiconductores es que solo permiten controlar el encendido, no su corte, por lo cual es posible únicamente controlar la potencia activa y no la reactiva. Es por ello que se necesita disponer de bancos de capacitores o compensadores estáticos (SVC) para suministrar la potencia reactiva demandada por la estación.

La corriente eléctrica debe circular siempre en una misma dirección a través de los tiristores, lo que implica que para cambiar la dirección del flujo de potencia, la tensión de los convertidores debe cambiar de polaridad.

Entre sus ventajas se encuentra la capacidad de manejar muy altas potencias, del orden los 6-7 GW con altos niveles de tensión, 800 kV aproximadamente [Juan A. D. Martín-2013].

Un sistema de transmisión en HVDC de tipo LCC basado en tiristores consta de los siguientes componentes principales: un sistema colector basado en AC dentro de la planta de energía eólica; una subestación offshore con dos transformadores trifásicos de dos arrollamientos, así como filtros y un compensador sincrónico estático (STATCOM - Static synchronous compensator) o un generador diesel que suministra la potencia de cortocircuito necesaria; cables de DC; y una subestación transformadora en tierra con un transformador de tres arrollamientos, así como los filtros pertinentes [Thomas Ackermann-2012] (ver figura 2.30).

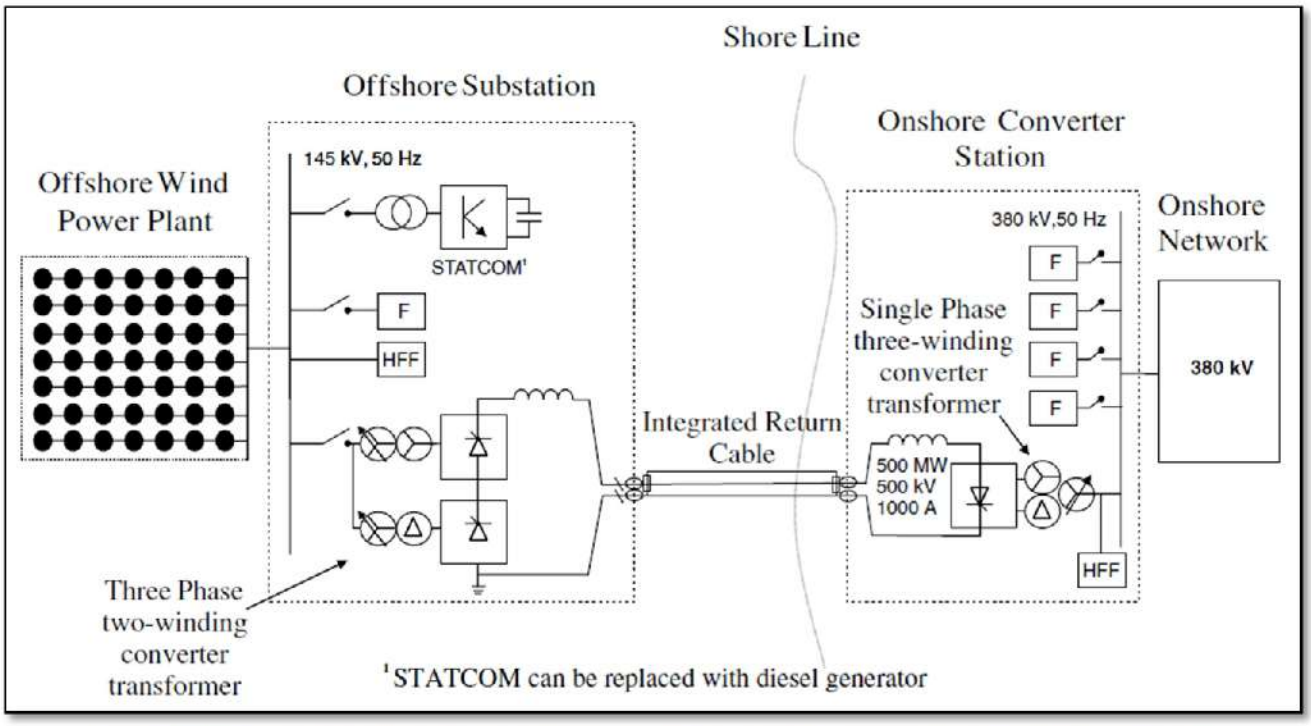


Figura 2.30 Configuración básica de una planta de energía eólica de 500 MW utilizando un sistema LCC HVDC con STATCOM (F: filtro, HFF: filtro de alta frecuencia, el STATCOM puede sustituirse por un generador diesel) [Thomas Ackermann-2012]

Esta tecnología requiere conversoras relativamente grandes, tanto en las subestaciones offshore como en las onshore, así como un servicio auxiliar en la estación de conversión offshore. El servicio auxiliar tiene que mantener un sistema AC bastante fuerte en la conversora offshore para permitir el funcionamiento de los convertidores LCC incluso durante períodos sin o con muy poco viento. Este servicio auxiliar offshore probablemente será suministrado por uno o más generadores diésel. Otra

solución, también denominada HVDC híbrida, consta de un convertidor HVDC basado en LCC y un STATCOM [Thomas Ackermann-2012]. El STATCOM proporciona la tensión de conmutación necesaria al convertidor HVDC y la compensación de la potencia reactiva a la red offshore durante condiciones de estado estacionario, dinámicas y transitorias.

La eficiencia de conversión total de AC a DC y de vuelta a AC, considerando los dos convertidores (offshore y onshore) está en el rango de 97-98% y depende de los detalles de diseño de las estaciones de conversión. Por lo tanto, la ventaja de una solución LCC HVDC, es la de tener pérdidas relativamente bajas (por ejemplo, 2-3% para una transmisión de 500 MW a más de 100 km, incluyendo las pérdidas en ambas conversoras, pero excluyendo los requisitos para el servicio auxiliar en la estación de conversión offshore) [Thomas Ackermann-2012]. Además, la mayor capacidad de transmisión de un solo cable en comparación con la transmisión HVAC o la transmisión basada en VSC puede ser una ventaja para las grandes plantas eólicas offshore.

Por otro lado, la exigencia de una alta potencia de cortocircuito en la red, tanto offshore como onshore, así como la necesidad de conversoras offshore relativamente grandes, reducen la probabilidad de que las soluciones HVDC basada en LCC se tengan en cuenta para instalaciones eólicas de tamaño pequeño o medio, (es decir, los que están clasificados en menos de aproximadamente 300 MW).

Además, los sistemas de potencia están sujetos a perturbaciones, dificultades de regulación de tensión y contaminación armónica que causan problemas de conmutación para tales convertidores. Como resultado, los convertidores de LCC tienen dificultades para alimentarse en sistemas de corriente alterna débiles y pueden tomar tiempos prohibitivamente largos para recuperarse de perturbaciones [Snigdha Sharma-2013].

2.7.5.3 Transmisión en HVDC basada en Convertidor de Tensión (VSC)

La tecnología HVDC basada en VSC cada vez es más utilizada. Esta tecnología relativamente nueva sólo ha sido posible como resultado de importantes avances en la electrónica de potencia; A saber, en el desarrollo de transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT - insulated gate bipolar transistors). De esta manera, la modulación de ancho de pulso (PWM) se puede usar para los VSCs en oposición a los LCCs basados en tiristores usados en la tecnología HVDC convencional [Thomas Ackermann-2012].

Dado que esta será la tecnología utilizada para la transmisión de la potencia hacia la costa en el Parque Eólico Offshore que se estudiará en los capítulos 5 y 6, se hace aquí una breve introducción con el objetivo de comparar las tres tecnologías, y se dedica el capítulo 3 a estudiar en profundidad esta tecnología.

Un sistema de transmisión HVDC basado en VSC consta de los siguientes componentes principales: un sistema colector basado en AC dentro de la planta de energía eólica; Una subestación offshore con una o más conversoras; Uno o más pares de cables de CC; Y una estación de conversión terrestre (ver figura 2.31).

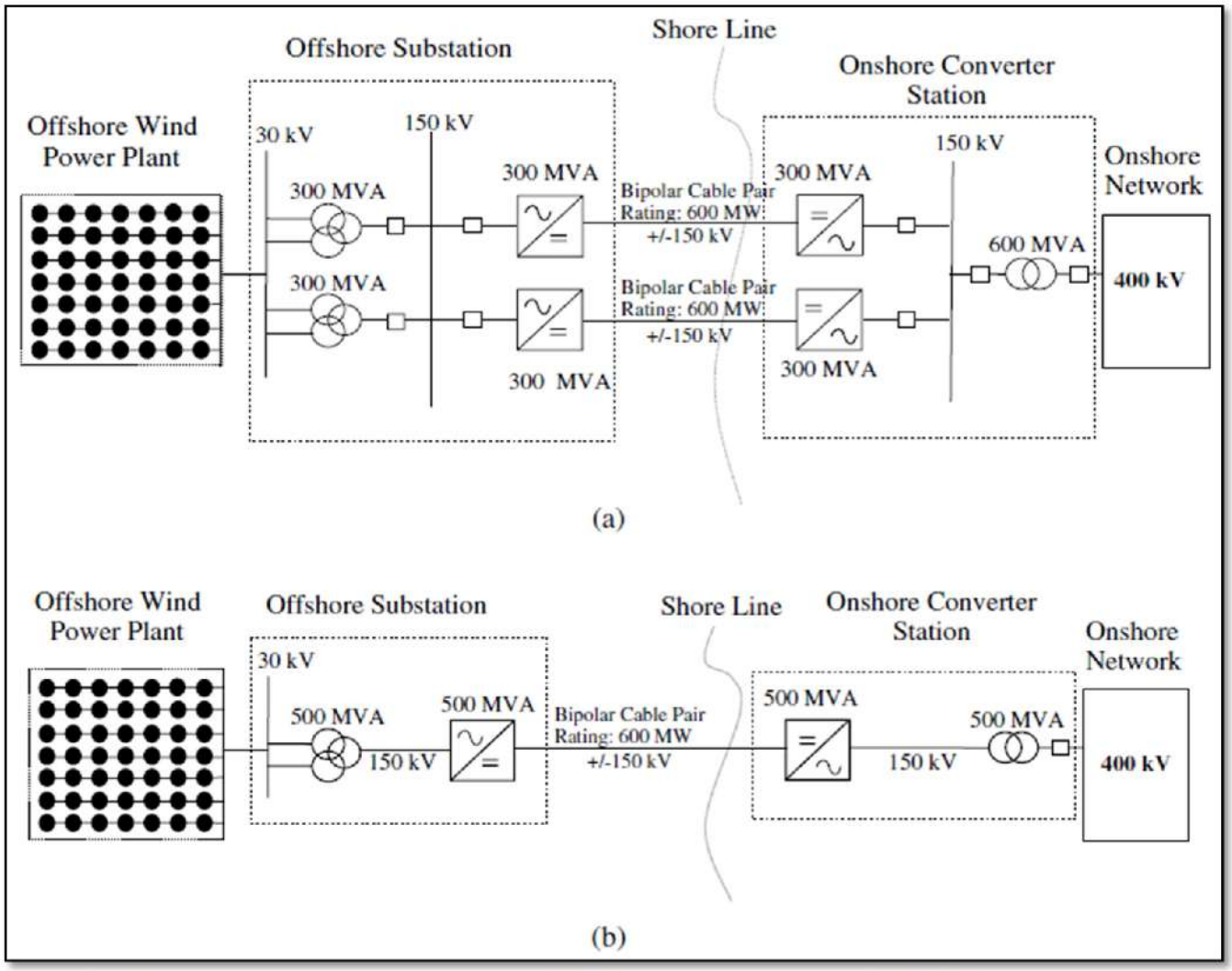


Figura 2.31 (a) Una planta de energía eólica de 600MW que utiliza dos sistemas HVDC VSC, cada conversora con una potencia nominal de 300 MW. (b) Una planta de energía eólica de 500 MW usando un sistema VCC HVDC con una conversora 500MW [Thomas Ackermann-2012]

Un enlace HVDC basado en VSC no requiere una red fuerte de AC ni offshore ni en tierra. Incluso puede arrancar en una red sin carga. Esto es posible porque en un VSC se puede hacer la corriente nula. Además, la potencia activa y reactiva se puede controlar independientemente. También es importante mencionar que la conexión HVDC basada en VSC normalmente no está conectada a tierra, por lo tanto, siempre necesita dos conductores [Thomas Ackermann-2012].

Las conversoras VSC utilizan elementos semiconductores IGBT con una frecuencia de conmutación de aproximadamente 2 kHz. Este diseño resulta en pérdidas relativamente altas en la conversora. Sin embargo, los cambios en el diseño de detalle han reducido significativamente las pérdidas del convertidor en los últimos años y están actualmente en aproximadamente 1% por conversora. A pesar de esto, la eficiencia total de las dos estaciones conversoras de un sistema HVDC basado en VSC es aún menor que la de un sistema HVDC de LCC, pero se espera que la tecnología basada en VSC verá desarrollos significativos en los próximos años. Además, la potencia nominal por conversora tuvo progresos significativos en los últimos años. En 2005, por ejemplo, la capacidad máxima por conversora estaba limitada a 300-350 MW, mientras que la potencia del cable se limitaba a 600 MW. Apenas en los últimos 5 años, los fabricantes han aumentado la potencia de las conversaras a aproximadamente 1100 MW [Thomas Ackermann-2012].

Otras ventajas importantes de una solución HVDC basada en VSC son la capacidad de controlar una serie de variables tales como potencia reactiva, potencia activa, armónicos, y parpadeo. También dado la utilización de los IGBTs no hay problemas de conmutación apreciables.

Además, la capacidad inherente de control de tensión y frecuencia son características fundamentales de esta tecnología.

2.7.5.4 Comparación de las tres Tecnologías

A continuación se realiza la comparación de las tres soluciones técnicas de transmisión, considerando cuestiones técnicas, ambientales y económicas.

Cuestiones técnicas:

Potencia nominal

HVAC en un nivel de tensión de 150-170 kV, con compensación en ambos extremos del cable y una longitud máxima de 200 km tiene una potencia máxima de unos 200 MW por cable trifásico. Para distancias más cortas, la tensión nominal puede llegar a 245 kV, lo que elevaría el máximo a 400 MW con una longitud máxima de 100 km, o a 300 MW con una longitud de 150-200 km. Los pares de cables bipolares para HVDC basados en VSC, en comparación, pueden tener una capacidad máxima de 600 MW para un nivel de tensión de 150 kV o de 900 MW con una tensión de 320 kV, independientemente de la longitud del cable [Thomas Ackermann-2012].

Para el HVDC basado en LCC, las potencias nominales de los cables y conversoras no son factores limitantes con respecto a la capacidad máxima (<1000 MW) de las centrales eólicas marinas que actualmente están en operación.

La Tabla 2.2 muestra el número de cables necesarios para las centrales eólicas con diferentes capacidades totales. Por ejemplo, se puede ver que una planta de energía eólica offshore de 900 MW requiere hasta cinco cables para un enlace HVAC, pero sólo dos para una solución LCC HVDC. La solución de VSC HVDC con una tensión de transmisión de 320 kV requeriría solamente un cable bipolar.

Capacidad de generación (MW)[a]	HVAC (150 kV)	LCC HVDC		VSC HVDC (±150 kV)	VSC HVDC (±320 kV)
		150 kV, bipolar	245 kV, monopolar	500 MW[b], bipolar	900 MW[b], bipolar
300	2	1 + 1	1	1 + 1	1 + 1
500	3	2 + 2	1	1 + 1	1 + 1
900	5	4 + 4	2	2 + 2	1 + 1

Tabla 2.2 Número de cables necesarios para diferentes plantas eólicas y diferentes soluciones técnicas. [a] considerando 100 km de distancia de transmisión, [b] potencia nominal de las conversoras [Thomas Ackermann-2012]

Pérdidas

Para la transmisión HVAC, la pérdida de potencia depende en gran medida de la longitud y de las características del cable, es decir, las pérdidas aumentan significativamente con la distancia. Con el sistema HVDC se tiene una correlación muy limitada con la longitud del cable, dependiendo las pérdidas, principalmente de la eficiencia de las conversoras. Como se mencionó anteriormente, la eficiencia de las conversoras LCC suele ser mayor que la de las VSC. Esto significa que para distancias cortas, las pérdidas de un enlace HVAC son inferiores a las de una conexión HVDC, debido a las pérdidas relativamente altas en las conversoras. Existe, sin embargo, una distancia X donde las pérdidas de HVAC relacionadas con la distancia alcanzan niveles similares a los de los enlaces HVDC (ver figura 2.32). Para distancias mayores que X, las pérdidas con HVDC son inferiores a las de los enlaces HVAC. La distancia X depende de la configuración del sistema (por ejemplo, del tipo de cable y de los niveles de tensión), pero es, sin embargo, normalmente más larga para VSC HVDC que para la tecnología LCC HVDC.

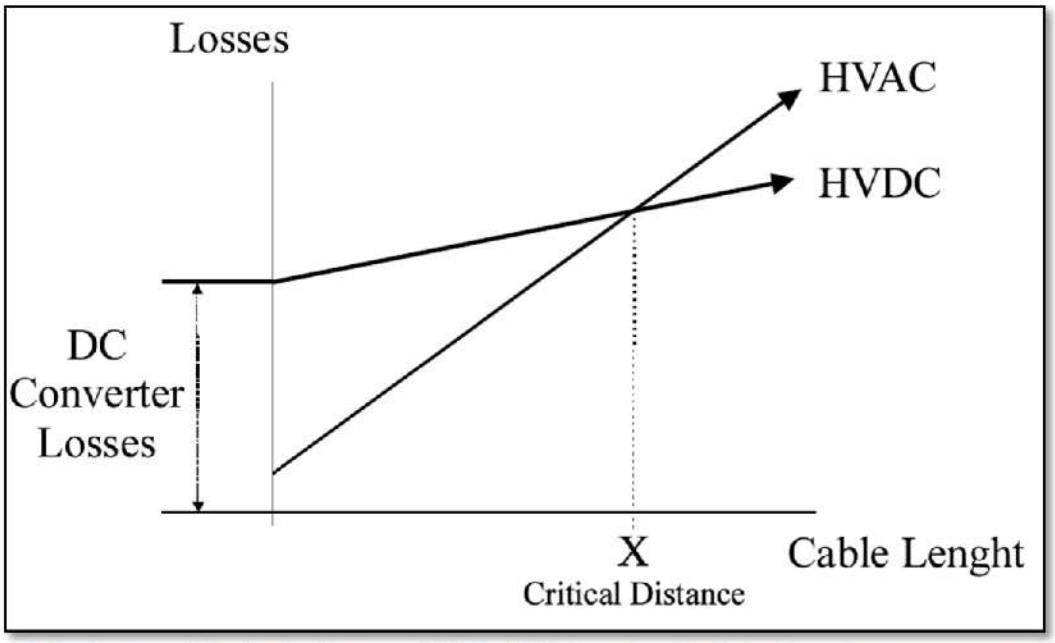


Figura 2.32 Comparación de pérdidas para HVAC y HVDC en función de la distancia [Thomas Ackermann-2012]

Impacto en la Red

Ambas tecnologías HVDC tienen una ventaja significativa sobre una solución HVAC: las tecnologías HVDC no aumentan la potencia de cortocircuito del sistema. Por lo tanto, las actualizaciones costosas de equipos existentes en tierra tales como transformadores e interruptores pueden ser innecesarias. Además, la tecnología HVDC basada en VSC tiene la capacidad de proporcionar servicios auxiliares a la red terrestre (por ejemplo, suministro de potencia activa y reactiva y control de tensión) [Thomas Ackermann-2012]. Sin embargo, HVAC o una solución HVDC basada en LCC en combinación con equipamiento adicional (por ejemplo, un SVC o un STATCOM) podría ser capaz de proporcionar beneficios similares.

En la tabla 2.3 se realiza un resumen comparando las tres tecnologías en cuestiones técnicas:

	HVAC	HVDC - LCC	HVDC - VSC
Máxima capacidad	200 MW a 150 kV 400 MW a 245 kV	1200 MW	600 MW a ±150 kV 900 MW a ±320 kV
Nivel de tensión	Hasta 245 kV	Hasta ±500 kV	Hasta ±320 kV
¿Capacidad de transmisión depende de la distancia?	SI	NO	NO
Pérdidas totales del sistema	Depende de la distancia	2-3 % (Más requisitos de servicios auxiliares offshore)	2-4 %
Capacidad de arranque en negro	SI	NO	SI
¿Contribuye a una falla?	SI	Poco con respecto a HVAC	Poco con respecto a HVAC
Capacidad técnica para modificar variables en la red	Limitado	Limitado	Amplio rango de posibilidades
Requerimiento de espacio de subestaciones offshore	Pequeño	Depende de la capacidad. Conversoras mayores que VSC	Depende de la capacidad. Menor que LCC pero mayor que HVAC

Tabla 2.3 Comparación de las tecnologías de transmisión [Thomas Ackermann-2012]

Cuestión Económica

Al comparar los enlaces HVAC y HVDC, debe considerarse el costo total del sistema para la transmisión de energía equivalente a una distancia similar. El coste total del sistema comprende los costes de inversión y de operación, incluidas las pérdidas de transmisión y las pérdidas en las conversoras. Los costos de inversión cambian fundamentalmente con la potencia nominal, los costos operativos (es decir, las pérdidas), y con la distancia.

Una línea de transmisión HVDC cuesta menos que una línea HVAC para la misma capacidad de transmisión. Sin embargo, también es cierto que las conversoras HVDC poseen un gran valor actualmente. Pero por otro lado, a lo largo de una cierta distancia, existe un punto llamado "punto de equilibrio" (aproximadamente 600 - 800 kilómetros), donde la alternativa HVDC siempre va a ofrecer el menor costo (ver figura 2.33) [Página web 2].

La distancia al punto de equilibrio es mucho menor para los cables submarinos, utilizados en los parques eólicos offshore, (normalmente unos 50 km) que para una transmisión de líneas aéreas. La distancia depende de varios factores (tanto para líneas como para cables) y se debe realizar un análisis para cada caso individual [Página web 2].

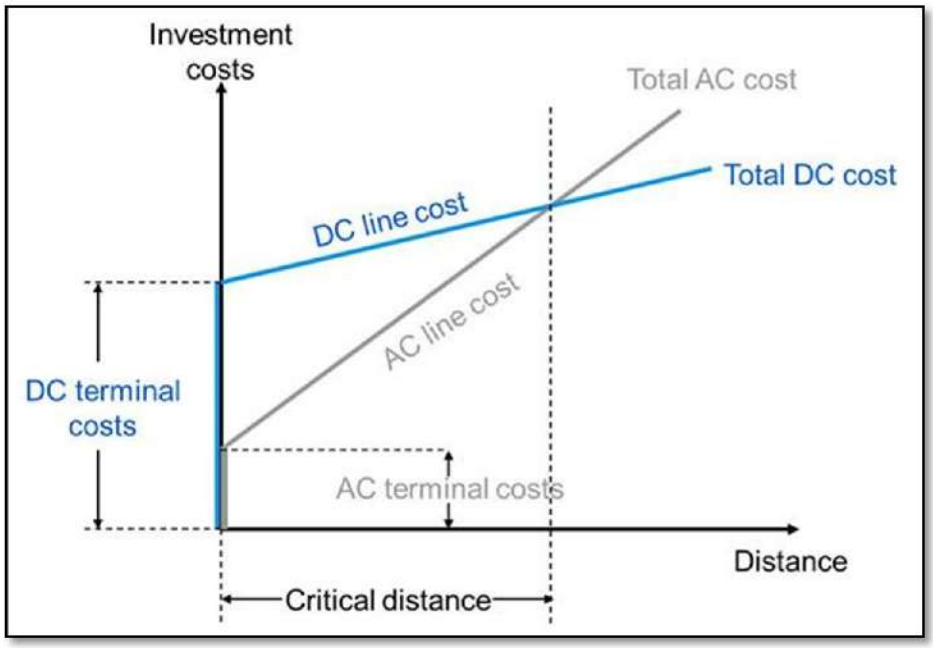


Figura 2.33 Comparación de costos entre HVAC y HVDC en función de la distancia [Página web 2]

Cuestiones ambientales

Desde el punto de vista ambiental, son de interés dos temas principales: el campo magnético de los cables submarinos y el número de cables submarinos enterrados en el fondo marino.

Los cables submarinos instalados y operados desde instalaciones offshore a menudo pasan a través de áreas muy sensibles ambientalmente. Por lo tanto, el impacto de los cables submarinos es una parte muy importante en el proceso de tramitar el permiso ambiental. Las autoridades de concesión de permisos, probablemente favorecerán la solución técnica con el impacto más bajo en estas áreas sensibles, que significa una solución con un número mínimo de cables así como campos magnéticos bajos para los cables submarinos. En general, los cables submarinos HVAC trifásicos tienen un campo magnético inferior que los cables submarinos HVDC; Sin embargo, las soluciones de AC pueden requerir más cables que las soluciones de DC [Thomas Ackermann-2012]. Por lo tanto, no es directamente evidente qué solución tendrá el menor impacto ambiental y, por lo tanto, es muy dependiente del caso.

3 INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS HVDC - VSC EN ESTADO ESTACIONARIO

3.1 INTRODUCCIÓN ¿POR QUÉ HVDC - VSC?

El surgimiento de la tecnología de ***convertidores de fuente de tensión autoconmutados,*** denominados ***VSC*** (*Voltage Source Converters*), se debe a los desarrollos recientes en dispositivos electrónicos de potencia, principalmente al ***transistor bipolar de puerta aislada*** (***IGBT***), un dispositivo que combina la capacidad de control del MOSFET[35] con la fiabilidad y la potencia del BJT[36]. Junto con el aumento de la potencia computacional de los procesadores de señales digitales, fue posible utilizar esta tecnología en la transmisión de potencia.

La primer estación conversora comercial del tipo VSC, fue construida 1997 en la isla de Gotland, misma isla donde se realizó el primer enlace HVDC comercial de la historia en 1954. El sistema de transmisión HVDC - VSC ha experimentado un gran desarrollo durante los últimos 20 años. Las potencias y tensiones nominales han aumentado 20 y 6 veces, respectivamente. La primera estación conversora HVDC - VSC fue instalada en 2005 en la plataforma petrolífera *Troll A*, mientras que ***la primera conexión a un parque eólico offshore fue puesta en servicio en 2010 con la instalación denominada BorWin Alpha***[37] (figura 3.1).

El total control y simetría de conmutación a través de la operación de encendido y apagado de los IGBTs, permite que esta tecnología sea capaz de regular el flujo de energía mucho más rápidamente que sus predecesores. Además, los sistemas HVDC - VSC tienen la capacidad de ***absorber o inyectar tanto potencia activa como potencia reactiva independientemente*** entre sí. Esto, como se analizará más adelante, le confiere a esta tecnología la extraordinaria ***capacidad de controlar el perfil de tensión en la barra de conexión, o el factor de potencia*** que presenta la conversora con respecto al resto del sistema. También elimina el requerimiento de los costosos compensadores de potencia reactiva usados extensamente en los proyectos HVDC - LCC.

Otras ventajas de esta tecnología son que no hay ningún requisito en relación al nivel de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión, ya que incluso ***la conmutación puede funcionar sin una fuente de tensión de la red AC***. Además, ***la generación de armónicos se reduce en gran medida***, minimizando el volumen de filtros necesarios para absorberlos. Y por último, en este resumen de ventajas, se destaca la capacidad de los sistemas HVDC - VSC de realizar un ***arranque en negro*** o un ***blackstart***. Es decir, restaurar la potencia sin la asistencia de una fuente de alimentación externa.

---

[35] *El transistor de efecto de campo metal-óxido-semiconductor o MOSFET (Metal-oxide-semiconductor Field-effect transistor) es el transistor más utilizado en la industria microelectrónica, ya sea en circuitos analógicos o digitales. Prácticamente la totalidad de los microprocesadores comerciales están basados en transistores MOSFET. Es un dispositivo de cuatro terminales llamados fuente (S, Source), drenador (D, Drain), puerta (G, Gate) y sustrato (B, Bulk).*

[36] *El transistor de unión bipolar o BJT (bipolar junction transistor,) es un dispositivo electrónico de estado sólido que consiste en dos uniones PN muy cercanas entre sí, que permiten aumentar la corriente y disminuir la tensión, además de controlar el paso de la corriente a través de sus terminales. La denominación de bipolar se debe a que la conducción tiene lugar gracias al desplazamiento de portadores de dos polaridades (huecos positivos y electrones negativos), y son de gran utilidad en gran número de aplicaciones.*

[37] *BorWin Alpha es la primera instalación HVDC en utilizar la tecnología VSC para transportar energía de un parque eólico offshore a la costa. Se utiliza para la conexión del parque eólico offshore BARD Offshore 1 con la red eléctrica europea. La instalación fue construida por ABB y puede transmitir una potencia de 400 MW con una configuración bipolar con tensiones de ± 150 kV.*

Esto es ventajoso, por ejemplo, cuando ocurre un *blackout*, ya que estas fuentes de energía se pueden poner en servicio en primer lugar para comenzar la reactivación progresiva de la red.

Figura 3.1 Subestación offshore puesta en servicio en 2010 en el Parque Eólico Offshore BorWin Alpha. Fotografía: ABB

El objetivo de este capítulo es el estudio de las características básicas de esta tecnología para su posterior aplicación en el Parque Eólico Offshore Punta Alta que será diseñado y modelado en el capítulo 5, para luego realizar una variada serie de estudios eléctricos en el capítulo 6, comprobando entre otras cosas lo analizado aquí sobre los sistemas HVDC - VSC, y utilizando las simulaciones para

aumentar el grado de comprensión sobre esta tecnología, la que cada vez está ganando más lugar en el mundo de los sistemas de potencia.

3.2 UNA PRIMERA APROXIMACIÓN A LOS SISTEMAS HVDC - VSC

La configuración típica de un enlace de transmisión HVDC - VSC de dos terminales se ilustra en la figura 3.2, donde dos estaciones VSC conectan dos sistemas AC a través de un sistema de transmisión de corriente continua. Los dos sistemas de corriente alterna pueden ser redes independientes, aisladas entre sí, o nodos del mismo sistema de corriente alterna donde se va a establecer un enlace de transmisión de potencia flexible (es decir, un enlace donde la potencia transmitida se puede controlar con alto grado de precisión). ***En el caso que interesa en este proyecto, uno de los sistemas AC se corresponde con un parque eólico offshore, y el otro con el Sistema Argentino de Interconexión.***

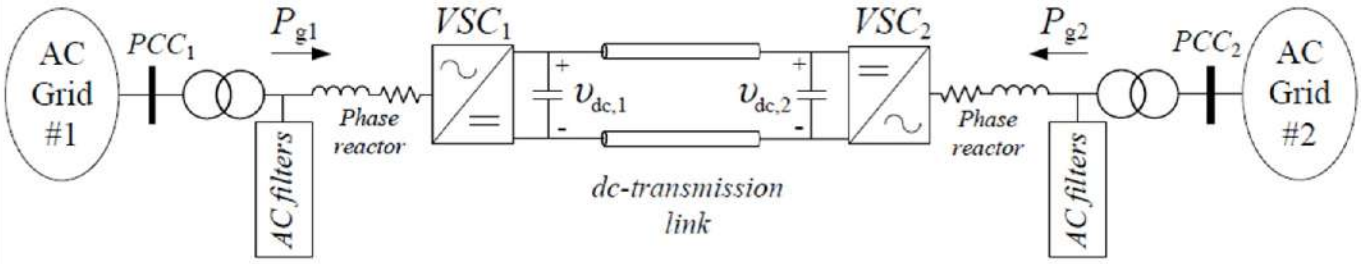


Figura 3.2 Enlace de transmisión HVDC - VSC de dos terminales. La potencia controlada es la potencia que entra en el reactor de fase con una dirección positiva hacia la conversora VSC [G. Stamatiou-2015]

El punto de interconexión entre una estación VSC y su sistema AC adyacente se denomina punto de acoplamiento común (PCC - Point of Common Coupling). El mecanismo de funcionamiento principal de una estación VSC se puede describir como una fuente de tensión controlable capaz de crear una tensión alterna de magnitud y fase seleccionadas, permitiendo el intercambio de una cantidad predeterminada de potencia activa y reactiva entre ella misma y la red AC [G. Stamatiou-2015]. Esto se consigue operando las conversoras como rectificadoras activas que pueden crear una forma de onda de tensión.

Con el fin de asegurar lo recién explicado, la tensión del lado de continua debe mantenerse lo más constante posible. Por esta razón y tal como se muestra más adelante en la sección 3.6, una de las conversoras VSC tiene el deber de controlar la tensión de transmisión DC a un valor designado, mientras que la otra conversora maneja el control del flujo de potencia activa que será intercambiado entre los dos nodos AC.

Al mismo tiempo, cada estación puede regular el intercambio de potencia reactiva con su sistema de alterna interconectado, independientemente del manejo de potencia activa. Esta es una característica importante que carece el sistema HVDC clásico (HVDC - LCC). Además, la presencia de diodos conectados en antiparalelo con los IGBTs proporciona capacidades de potencia bidireccionales al sistema HVDC - VSC, sin la necesidad de invertir la polaridad de la tensión de enlace DC, a diferencia del HVDC - LCC [G. Stamatiou-2015].

El enlace de transmisión DC puede consistir en conductores de tipo aéreo o de cables, en base a las características operativas del sistema de transmisión. Una disposición muy común del enlace DC, utilizado ampliamente en el HVDC clásico, es el monopolo asimétrico, con o sin retorno metálico (figura 3.3 y 3.4) [G. Stamatiou-2015]. Con esto se tiene que sólo un polo queda energizado mientras que el otro es un conductor conectado a tierra o conexiones de tierra aisladas en cada estación, respectivamente.

Los retornos pueden ser por tierra o por el agua del mar, donde con esta ultima el desempeño logrado es mayor, pero siempre considerando los problemas ambientales que esto puede traer en las zonas aledañas a los electrodos.

Para estas disposiciones, los transformadores tienen que estar diseñados para tensiones DC y no hay redundancia si se pierde el polo energizado.

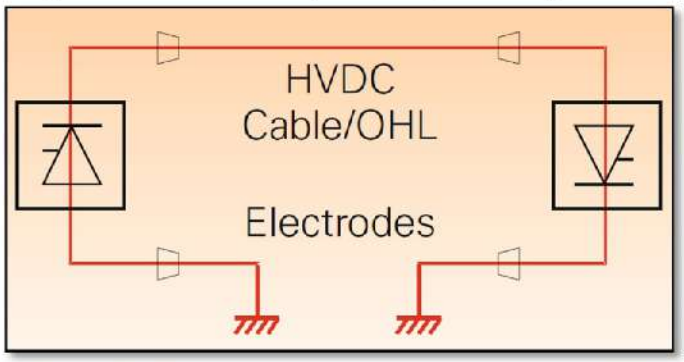


Figura 3.3 Monopolo con retorno por tierra [Siemens-2009]

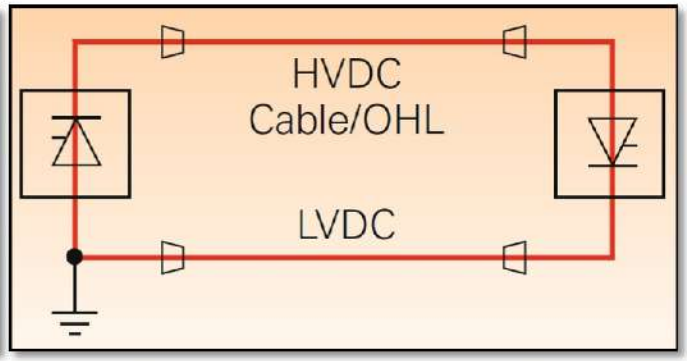


Figura 3.4 Monopolo con conductor de retorno [Siemens-2009]

La conexión bipolar resuelve el problema de la redundancia conectando dos sistemas tipo monopolos asimétricos idénticos en paralelo, de tal manera que las partes conectadas a tierra de las conversoras estén conectadas entre sí y hay un polo positivo y otro negativo completando el sistema (figura 3.5) [G. Stamatiou-2015]. Normalmente la corriente a través de los dos polos es la misma, por lo que no hay corriente a través del retorno [P. Kundur-1994] (en realidad hay alguna corriente debido a pequeños desbalances).

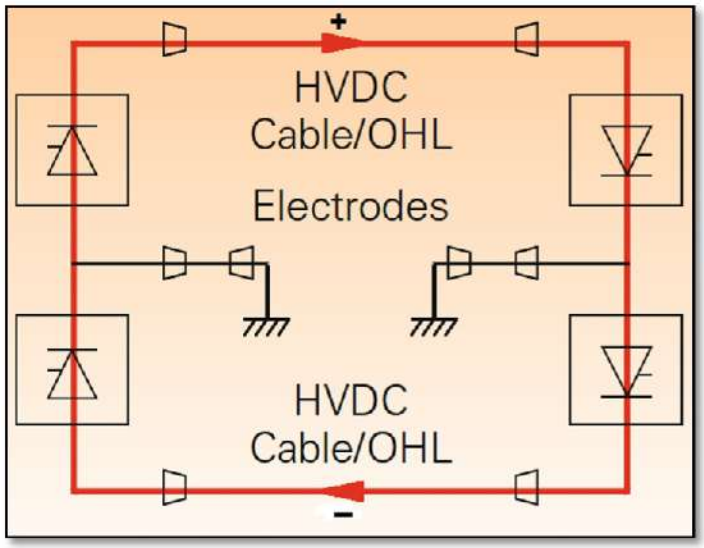


Figura 3.5 Bipolo en operación normal. Imagen modificada, original de [Siemens-2009]

Esta disposición es más costosa, pero si se pierde un polo energizado, el sistema HVDC - VSC puede seguir funcionando con una potencia reducida, por medio del polo restante y utilizando el retorno por tierra.

Esta es la configuración más ampliamente utilizada para los enlaces HVDC y en especial para los HVDC - VSC, y además será también la aplicada en el Parque Eólico Offshore Punta Alta que se estudia en los capítulos 5, 6 y 7. Es por esto que se amplía la información sobre esta configuración analizando qué ocurre si sale de servicio por alguna falla o por la realización de mantenimiento, uno de los polos o una de las conversoras.

En el primer caso recién expuesto, como ya se mencionó, la corriente del polo restante será retornada por el camino de retorno de tierra y el polo defectuoso será aislado (figura 3.6) [Siemens-2009]. Funciona como un monopolo.

En el caso de la salida de servicio de una de las conversoras, la corriente puede ser conmutada desde la trayectoria de retorno de tierra en una trayectoria de retorno metálica proporcionada por el conductor HVDC del polo defectuoso (figura 3.7).

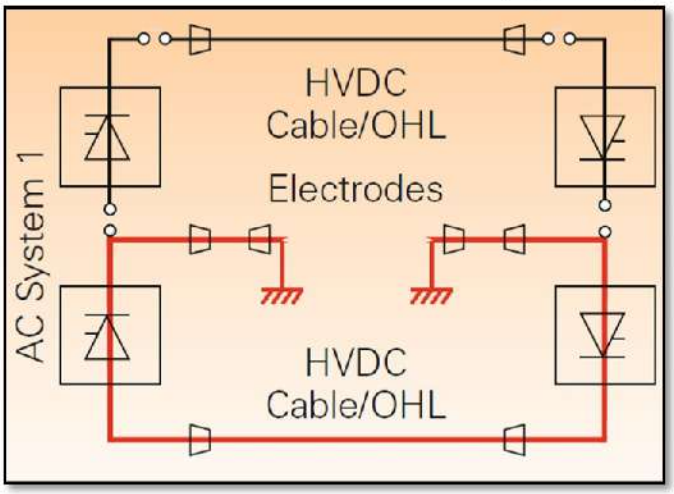


Figura 3.6 Bipolo en operación por retorno por tierra [Siemens-2009]

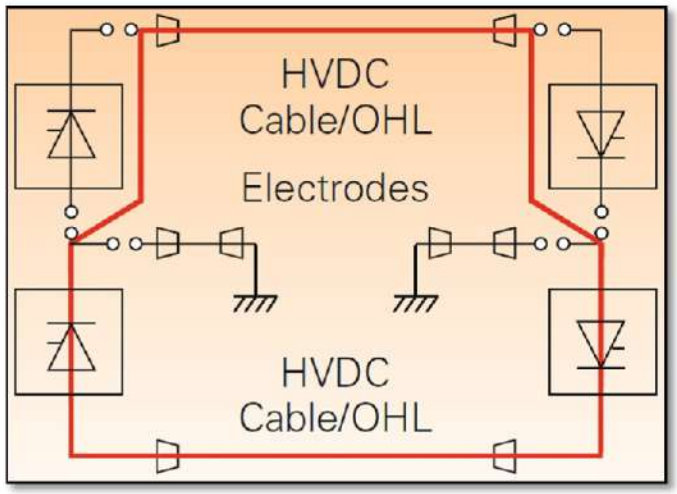


Figura 3.7 Bipolo en operación por retorno por conductor [Siemens-2009]

Luego existe otra configuración menos utilizada denominada homopolar (figura 3.8), donde el sistema DC está constituido por dos o más conductores con la misma polaridad, siempre negativa, ya que con esta polaridad es menor el efecto corona que se produce [P. Kundur-1994]. El camino de retorno puede ser por tierra o por mar, mediante electrodos o con otro conductor cuando por motivos técnicos o medioambientales no se puede utilizar el retorno por tierra.

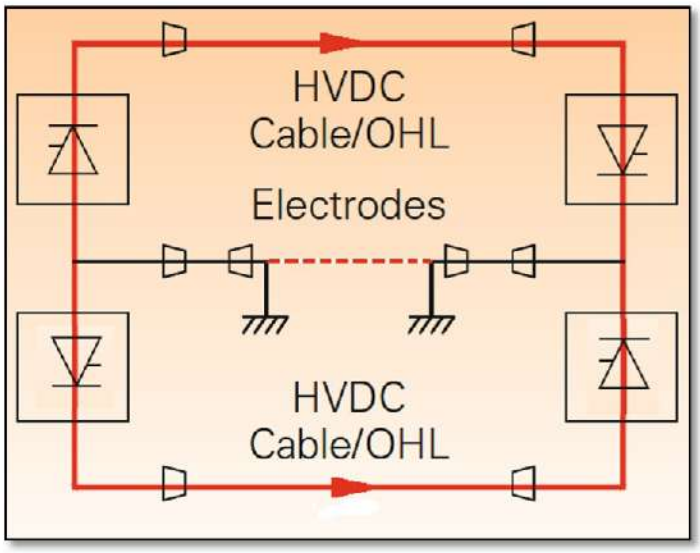


Figura 3.8 Homopolo con retorno por tierra. Imagen modificada, original de [Siemens-2009]

Cuando hay una falla en un conductor, se puede seguir transmitiendo potencia mediante el restante. Esta potencia será más de la mitad, ya que teniendo una cierta capacidad de sobrecarga, puede llevar más de la potencia nominal, alcanzando hasta el doble según el tipo de conexión.

Las corrientes de tierra pueden tener efectos secundarios en las tuberías de gas o de aceite, u otros equipos que se encuentren dentro de unos pocos kilómetros de los electrodos del sistema. Los ductos

actúan como conductores para la corriente de tierra que pueden causar la corrosión del metal. Además no siempre es factible la utilización de un retorno por tierra por cuestiones medioambientales, donde acumulaciones de carga que se generan en zonas aledañas a los electrodos, puede causar problemas en los ecosistemas de la zona. Esta es una de las principales razones por lo que esta clase de configuración no es altamente utilizada.

3.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA HVDC - VSC

En esta sección se enlistan los componentes clave que constituyen un sistema HVDC - VSC. Se discute el propósito de cada componente en todo el sistema, así como algunos aspectos tecnológicos y constructivos.

En la figura 3.9 se muestra una representación de un sistema HVDC - VSC. La red AC está conectada a la conversora a través de un transformador, un filtro conectado en derivación y un reactor de fase. Todos estos son elementos trifásicos, pero se muestran con su representación unifilar. En el lado DC, se observan los capacitores de corriente continua y los conductores que conforman la línea o los cables que transmiten la potencia. Los filtros, el reactor de fase, las válvulas y los condensadores DC se encuentran en un edificio, representado por el área sombreada. Sólo los transformadores se encuentran en el exterior.

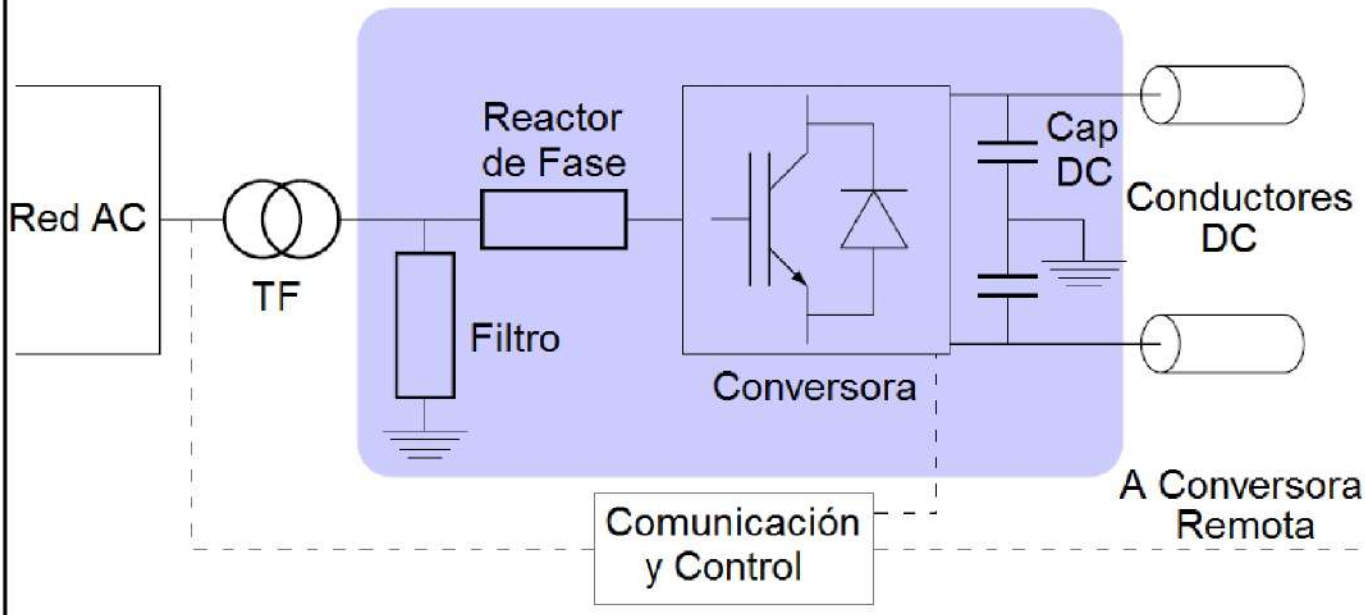


Figura 3.9 Esquema de componentes de un sistema HVDC - VSC. Imagen modificada, original en [S. Cole-2010]

Dado que este análisis está orientado al modelado de esta tecnología para luego realizar simulaciones, no se muestran en la figura todos los elementos. Estos no son importantes para el modelado en estado estacionario ni dinámico, por lo que se omiten.

Ejemplos de equipos no mostrados son:

- El sistema de enfriamiento, que se encuentra en el exterior y proporciona refrigeración para los semiconductores.
- En el lado AC, una serie de interruptores, que asumiendo que están cerrados en todo momento, no necesitan ser modelados.
- En el lado DC se omiten filtros armónicos y filtros de interferencia de radiofrecuencia.

3.3.1 TRANSFORMADOR

Los transformadores utilizados para aplicaciones con sistemas HVDC clásicos presentan mayores pérdidas debido al contenido armónico de la corriente y están sometidos a altos niveles de vibración causados por la saturación del núcleo debido a pequeñas componentes de corriente continua [S. Cole-2010]. Por lo tanto, se necesita un cuidado especial en el diseño de estos transformadores.

Para sistemas HVDC - VSC, pueden usarse transformadores estándar, ya que el filtro se encuentra entre la conversora y el transformador. A menudo, el transformador está equipado con un cambiador de topes para aumentar el rango de potencia reactiva. En el futuro, puede ser posible descartar el transformador del esquema mediante una elección apropiada de la tensión continua. Esto sería beneficioso para la confiabilidad y el costo. El transformador puede ser representado por una combinación de un modelo π equivalente y un transformador ideal.

3.3.2 REACTOR DE FASE

El reactor de fase es el equipo dominante en el lado AC de la conversora (figura 3.10). Es un elemento de gran inductancia y baja resistencia. Su propósito es controlar la componente compleja de la corriente. Al hacerlo, puede controlar la potencia activa y reactiva. Además, es parte del filtro pasa bajo que impide que las señales de alta frecuencia entren al transformador [S. Cole-2010]. El tamaño del reactor de fase determina el comportamiento dinámico del lado AC de la conversora, por lo tanto, este equipo es un elemento importante en el modelado de sistemas HVDC - VSC.

Figura 3.10 Reactor de fase y Bushing de corriente continua en un sistema HVDC - VSC [D. Retzmann -2011]

3.3.3 FILTRO

Este elemento (figura 3.11) se corresponde esencialmente con un filtro pasa bajo en conjunto con el reactor de fase, sintonizado de modo que se amplía la frecuencia fundamental y las señales de baja frecuencia no se alteran, pero las señales de alta frecuencia se atenúan fuertemente.

Estos equipos se instalan entre la conversora y la red de alterna. Evitan que los armónicos entren en el sistema de CA y filtra componentes de alta frecuencia para que el transformador no esté expuesto a tensiones de alta frecuencia. ***Esto permite el uso de transformadores estándar.***

Figura 3.11 Filtro AC en un sistema HVDC - VSC. Fotografía: ABB

3.3.4 VÁLVULAS

Las válvulas son, sin duda, los elementos más importantes del sistema HVDC. Su principal objetivo es conmutar tensiones. Para conseguir una capacidad de conmutación de alta tensión, las válvulas están conectadas en serie. Algunos elementos redundantes están incluidos para asegurar que la válvula puede continuar funcionando cuando un elemento falla [S. Cole-2010].

Para el modelado, las válvulas no necesitan ser consideradas, ya que la conmutación es tan rápida comparada con los fenómenos de interés, que se puede asumir infinitamente rápida. Sin embargo, para tener en cuenta el comportamiento dinámico de la conversora, la conmutación puede ser modelada como un simple retardo de tiempo.

El principio de funcionamiento de un convertidor VSC está basado en dispositivos semiconductores controlados, con la capacidad ***turn-on*** y ***turn-off***, esto es, dispositivos que permiten controlar en todo

momento la conmutación sin apoyo de fuentes externas, tanto el momento de encendido como el de apagado [Monterrubio Diez-2013].

Los dispositivos semiconductores utilizados desde la aparición de esta tecnología, también denominados *dispositivos autoconmutados*, son el GTO (Gate Turn-Off Thyristor) o el IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor) que se puede considerar como la evolución del desarrollo del GTO. Pero con la aparición del IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) y su integración en la industria se comenzó a investigar en las posibles aplicaciones y las ventajas que puede ofrecer en los diversos campos de la electrónica de potencia. Actualmente éste es el dispositivo que ha dado los mejores resultados en aplicaciones en sistemas eléctricos, y en el que se basa actualmente la tecnología HVDC - VSC.

Dado la importancia de los IGBTs en esta aplicación, se amplía la información sobre estos:

Los IGBTs son los componentes principales de una conversora VSC. Consisten en una conexión integrada de un transistor de unión bipolar ***BJT*** (Bipolar Junction Transistor) y un transistor de efecto-campo ***MOSFET*** (Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor). Se puede considerar que el circuito de excitación del IGBT es como el del MOSFET mientras que las características de conducción son como las del BJT. El IGBT combina una puerta de entrada de alta impedancia y baja potencia para su control, característica de los MOSFET, con la capacidad de control de los transistores bipolares y tiristores comunes [Monterrubio Diez-2013].

La estructura básica de un IGBT (figura 3.12) está formada por tres uniones 'p-n', en las que se pueden diferenciar las uniones que forman el BJT y el MOSFET. Estas dan lugar a tres terminales: emisor (*source*), colector (*drain*) y compuerta (*gate*), y un tiristor parásito debido a la unión n^+pn^-. La unión p^+n^+ no es esencial para el funcionamiento del IGBT.

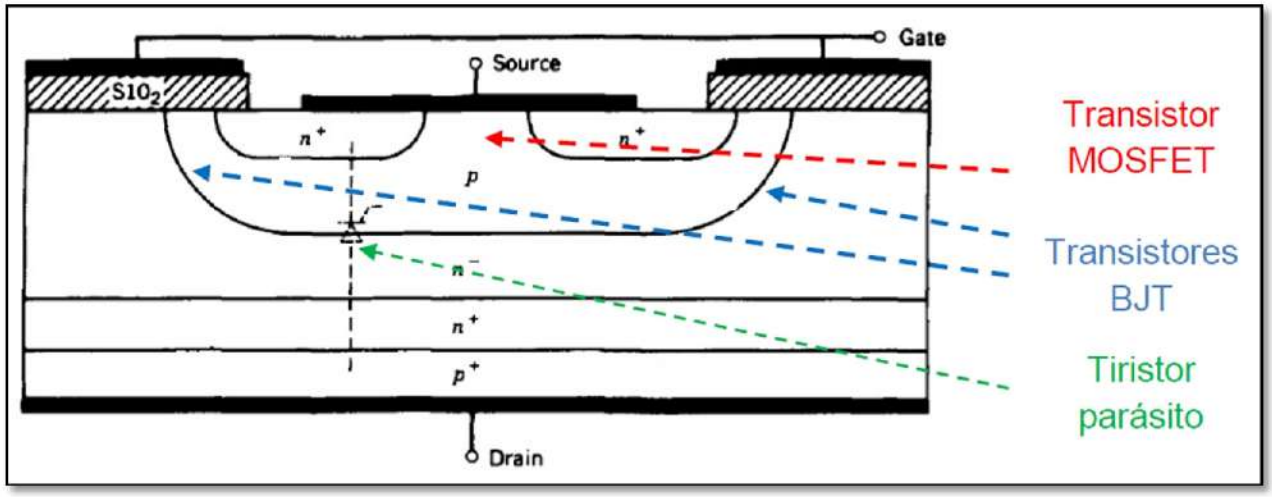


Figura 3.12 Estructura interna de un IGBT [Monterrubio Diez-2013]

Las curvas características V-I de un IGBT son las que se ven en la figura 3.13, a partir de las que se puede calcular el punto de funcionamiento 'Q' en una determinada situación. Las características de trabajo de un IGBT quedan determinadas mediante estas curvas, además su comportamiento depende de la tensión *gate - source* V_{GS} [Monterrubio Diez-2013]. El IGBT conduce (ON) cuando $V_{GS} > V_{GS(TH)}$, en cambio, el IGBT no conduce o está en estado de corte (OFF) cuando $V_{GS} < V_{GS(TH)}$, donde $V_{GS(TH)}$ es la tensión umbral de funcionamiento.

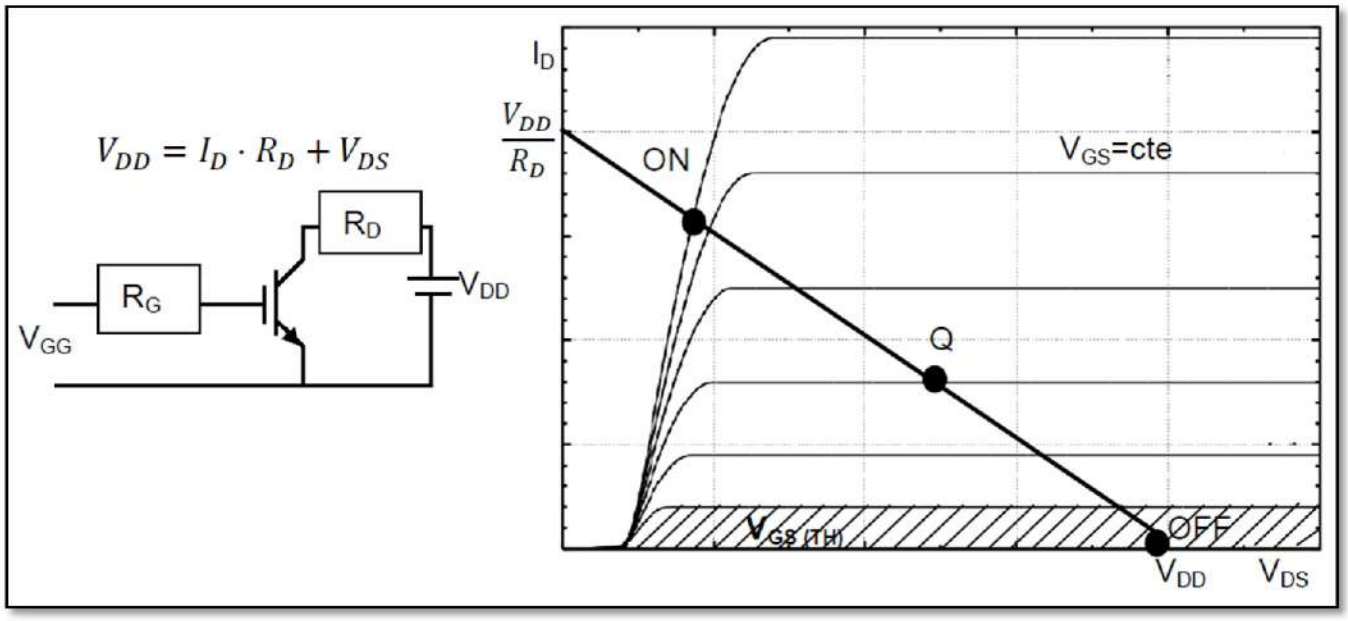


Figura 3.13 Circuito simplificado con un IGBT y la curva característica V-I de un IGBT [Monterrubio Diez-2013]

Para terminar con esta parte, se exponen las principales ventajas que aporta el IGBT frente a los tiristores (comunes, GTO o GTC) [Monterrubio Diez-2013]:

- ✓ Control activo del intercambio de tensión.
- ✓ Baja energía para controlar el dispositivo
- ✓ Capacidad de corte incluso en cortocircuito.
- ✓ Velocidad de conmutación elevada, que permite trabajar a frecuencias más elevadas, en torno a los 20 kHz.

3.3.5 CAPACITORES DEL LADO DC

Se conectan capacitores en el lado de continua de cada estación en paralelo con la salida de la conversora. Su función principal es reducir la ondulación de tensión en el lado DC y proporcionar una tensión continua suficientemente estable a partir de la cual se generará una tensión alterna en el lado AC de la conversora. Además, el condensador actúa como un filtro para componentes de corriente de alta frecuencia no deseados que son generados por la acción de conmutación del convertidor y son inyectados al lado DC [G. Stamatiou-2015].

La tensión de continua se mantiene dentro de una banda estrecha cargando o descargando estos capacitores. Su tamaño determina el comportamiento dinámico del circuito DC, por lo tanto, son importantes para el modelado dinámico [S. Cole-2010].

El capacitor DC actúa también como un almacenamiento temporal de energía donde las conversoras pueden almacenar o absorber momentáneamente energía, manteniendo el equilibrio de potencia durante transitorios.

3.3.6 LÍNEAS DE CORRIENTE CONTINUA

Dado la aplicación que se realiza en este proyecto, se desarrollan especialmente los cables submarinos.

Se describen a continuación los cables disponibles actualmente para las conexiones subterráneas y submarinas, algunos utilizados también en HVAC.

Cable de papel impregnado (mass-impregnated cable): es el tipo más utilizado en transmisiones HVDC. Se fabrica a partir de una varilla central alrededor de la que se enrollan capas de hilo de cobre trenzado, que se cubren con capas de papel impregnado en aceite y resinas formando un componente aislante de alta viscosidad. Este cable es después envuelto en una capa de plomo para mantener aislado los componentes aislantes del papel impregnado del medio ambiente. La capa que sigue se compone de polietileno extruido para aportar la protección anticorrosión, alrededor de la cual se aplica una capa de acero galvanizado que protege contra las deformaciones permanentes durante el tendido. Finalmente sobre esta capa de acero galvanizado se aplica una capa de polipropileno con hilos de acero galvanizado (figura 3.14) [Monterrubio Diez-2013].

Puede utilizarse para profundidades de más de 1000 m, está disponible para tensiones de hasta 600 kV con una sección de hasta 2700 mm^2, y puede transmitir potencias de alrededor de 800 MW, estando la capacidad de transmisión limitada por la temperatura que alcanza el conductor.

Figura 3.14 Cable de papel impregnado para HVDC [ABB-2006]

Cable refrigerado por aceite (oil-filled cable): el conductor está aislado mediante papel impregnado, igual que en el caso anterior, pero con un aceite de baja viscosidad (figura 3.15). Además, el cable está recorrido longitudinalmente por un conducto a través del que circula un aceite refrigerante.

Debido al conducto de refrigeración, la longitud de utilización queda limitada a alrededor de 100 km, no así la profundidad, y su utilización es a veces discutida debido a los riesgos medioambientales que representa una posible fuga.

Este cable se puede utilizar tanto para transmisiones HVDC como para transmisiones HVAC. La sección del conductor es de hasta 3000 mm^2, y la tensión nominal que pueden alcanzar es de 600 kV.

Figura 3.15 Cable refrigerado por aceite para HVDC

Cable de polietileno reticulado o XLPE (Cross-Linked Poliethylene): el conductor está formado por hilos de cobre aislados a base de capas de polietileno reticulado. El material aislante permite temperaturas de trabajo normal de hasta 90 ºC y de 250 ºC en cortocircuito [Monterrubio Diez-2013].

El conductor XLPE puede trabajar a tensiones de 500 kV y alcanza secciones de hasta 3000 mm^2. Es el tipo de cable que más se ha investigado tanto para transmisión HVDC (figura 3.16 a) como para HVAC (figura 3.16 b).

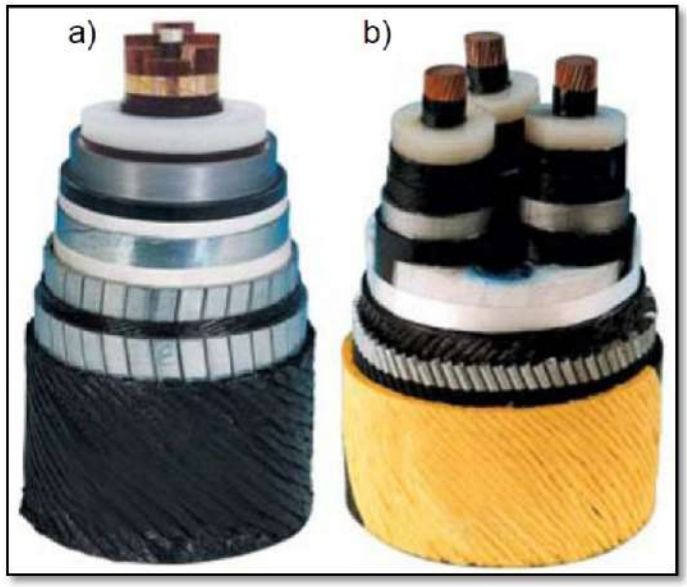


Figura 3.16 Cable de polietileno reticulado o XLPE a) HVDC b) HVAC trifásico [Monterrubio Diez-2013]

Los cables de corriente alterna XLPE no se pueden utilizar directamente para la transmisión de corriente continua debido a un fenómeno llamado *carga espacial*. La tensión continua da lugar a un campo eléctrico que causa que las cargas espaciales se muevan y se acumulen en ciertos puntos del aislamiento, resultando en su degradación [S. Cole-2010].

Una condición previa para la aparición de este fenómeno es que la polaridad de la tensión no cambie rápidamente, ya que esto provoca fuertes tensiones en el aislamiento. Los sistemas HVDC clásicos requieren la inversión de la polaridad de tensión para una inversión en la dirección de potencia activa. Por lo tanto, los cables XLPE no se utilizan con esta tecnología.

En el caso al que se dirige este proyecto, se tiene que ***la polaridad de la tensión de continua en los sistemas HVDC - VSC no cambia.*** Por lo tanto, los cables XLPE pueden ser utilizados.

Cable de polipropileno y papel laminado o PPLP (Polypropylene Laminated Paper): es un modelo desarrollado recientemente, y en el que aún se continúa investigando. El aislamiento se consigue mediante capas de papel no impregnado, en las que se intercalan capas de polipropileno extruido de modo que se forma una capa de estos dos materiales que aísla el conductor [Monterrubio Diez-2013]. Las ventajas de este tipo de conductores son una alta resistencia dieléctrica y unas pérdidas bajas, que lo hacen muy útil para el uso submarino y para grandes distancias.

Este conductor se ha desarrollado con un cable de retorno integrado, de manera que el núcleo es similar a los clásicos cables de papel impregnado, pero el conductor de retorno se enrolla alrededor de la envoltura de plomo, trabajando como retorno a la vez que aporta rigidez al conductor.

3.3.7 INTERRUPTORES

Interruptores de corriente alterna: el sistema de corriente alterna se conecta a un sistema HVDC mediante las conexiones de la subestación, que no es más que una barra colectora a la cual se conecta la estación conversora. Los tipos de interruptores de CA más empleados en las subestaciones son los neumáticos, los de vacío y lo de hexafluoruro de azufre.

Interruptores rápidos de corriente continua: el equipamiento en el lado de continua de las conversoras suele componerse de seccionadores. La apertura de la línea de continua ante una falla puede llevarse a cabo por la misma conversora, y puede prescindirse de equipamiento con capacidad de corte.

A pesar de esto, sí se utilizan interruptores de tipos especiales como por ejemplo los NBGS (Neutral Bus Ground Switch), interruptor que permanece abierto en su funcionamiento normal, pero cuando se cierra conecta la toma de tierra de la conversora a la malla de puesta a tierra, cuando por ejemplo deja de funcionar una línea en un bipolo equilibrado; o los NBS (Neutral Bus Switch), que en caso de falla a tierra de la subestación, desvía una parte de la corriente continua a tierra. Se conecta en cada polo en serie con el neutro, de manera que si uno de ellos sufre una falla a tierra ese polo se bloquea, pero el polo restante puede seguir funcionando por la conexión común del neutro.

3.3.8 PUESTA A TIERRA EN LAS CONVERSORAS

Los electrodos de puesta a tierra para el retorno de la corriente son un elemento a tener en cuenta en una instalación HVDC, ya que aportan protección y son una solución económicamente más rentable que un retorno metálico, incluso para transmisiones de corta distancia, en el que un conductor hace de camino de retorno de la corriente. Se utilizan tanto en sistemas con conexión monopolar como bipolar, y en esta última, se pueden instalar los electrodos de puesta a tierra como si de un neutro se tratara, para que en caso de una falla exista la posibilidad de operar con este camino. Merece la pena señalar que aunque en una conexión bipolar la corriente está equilibrada entre los dos polos, siempre existe una pequeña corriente de fuga a tierra, motivo por el que los electrodos se suelen instalar alejados de las estaciones [Monterrubio Diez-2013].

Los electrodos para un sistema HVDC pueden instalarse en tierra, en la costa o en el mar (submarinos) (figura 3.17).

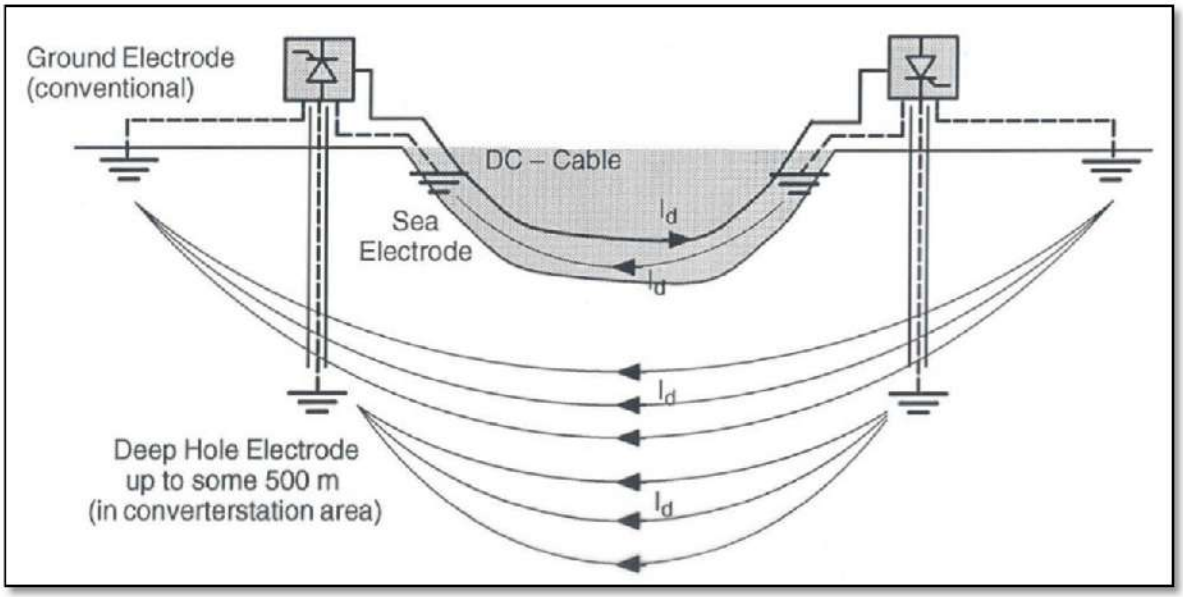


Figura 3.17 Tipos de electrodos para HVDC [Monterrubio Diez-2013]

3.3.9 SISTEMA DE COMUNICACIÓN Y CONTROL

Por último y no menos importante, forma parte de todo sistema HVDC el sistema de comunicación entre las conversoras. Este es fundamental para el funcionamiento del sistema ya que permite coordinar, entre tantas otras tareas, los ángulos de disparo de los elementos electrónicos entre la conversora rectificadora y la inversora. Una forma común de entablar esta comunicación es a través de ondas de determinada frecuencia o mediante fibra óptica. Esto permite ejecutar el control sobre los distintos parámetros eléctricos que se explicarán en próximas secciones.

3.4 CONTROL DE UN SISTEMA HVDC - VSC

Nos planteamos en esta sección analizar las cuestiones fundamentales acerca de la física del control sobre los diferentes parámetros que los sistemas HVDC - VSC son capaces de realizar. Dejaremos de lado en este trabajo las bases del funcionamiento de las conversoras al nivel de la electrónica de potencia. Realizar este estudio representa un proyecto en sí mismo, y el objetivo en este proyecto final es comprender el funcionamiento y control de esta tecnología aplicado a la interacción con una red eléctrica, tal como se analizará en profundidad en el capítulo 6 con la realización de los estudios eléctricos sobre el Parque Eólico Offshore Punta Alta que se diseñará en el capítulo 5.

Una de las ventajas más notables que aporta emplear la tecnología HVDC - VSC para el transporte de energía eléctrica es el rápido control de la potencia activa y reactiva, y la reducción de perturbaciones durante la transmisión. A grandes rasgos, dos métodos tal que su combinación permiten controlar estos parámetros, tanto en estado estacionario como dinámico son:

- ✓ El control PWM[38] de alta frecuencia, con el que se consigue mantener constante el nivel de tensión continua así como un rápido control de la componente fundamental de la tensión alterna en amplitud y fase.
- ✓ El empleo de topologías multinivel[39], que aproxima la onda de salida en alterna a una onda sinusoidal, aumentando la calidad de esta, además de reducir las pérdidas por conmutación de alta frecuencia.

Con todo esto, y en especial gracias a la aplicación de los IGBT, esta tecnología es capaz de controlar la amplitud, fase y frecuencia de la onda de tensión que genera, cada característica de forma independiente con respecto a las demás.

Lo que se pretende en esta sección es describir los diferentes parámetros de control y la forma en que se consigue controlar el flujo de energía en las conversoras del tipo VSC.

En la figura 3.18 se observa otra representación de los elementos principales de un sistema HVDC - VSC. U_S y R_d representan respectivamente la fuente de tensión continua (en un esquema completo sería la tensión continua procedente del rectificador) y la resistencia de la línea de transmisión del circuito DC [Monterrubio Diez-2013]. Como sabemos del apartado 3.3.5, el capacitor conectado en

---

[38] El control PWM, también conocido como modulación por ancho de pulsos (en inglés, pulse-width modulation), de una señal o fuente de energía, es una técnica en la que se modifica el ciclo de trabajo de una señal periódica (una senoidal o una cuadrada, por ejemplo), ya sea para transmitir información a través de un canal de comunicaciones o para controlar la cantidad de energía que se envía a una carga.

[39] Una conversora con topología multinivel consiste, en su forma más simple, de seis ramas compuestas por una reactancia y módulos de potencia en serie, que a su vez se componen de un IGBT, en paralelo con un capacitor de almacenamiento de energía.

paralelo en el lado de continua, entre los terminales la conversora VSC, sirve para estabilizar la tensión U_d.

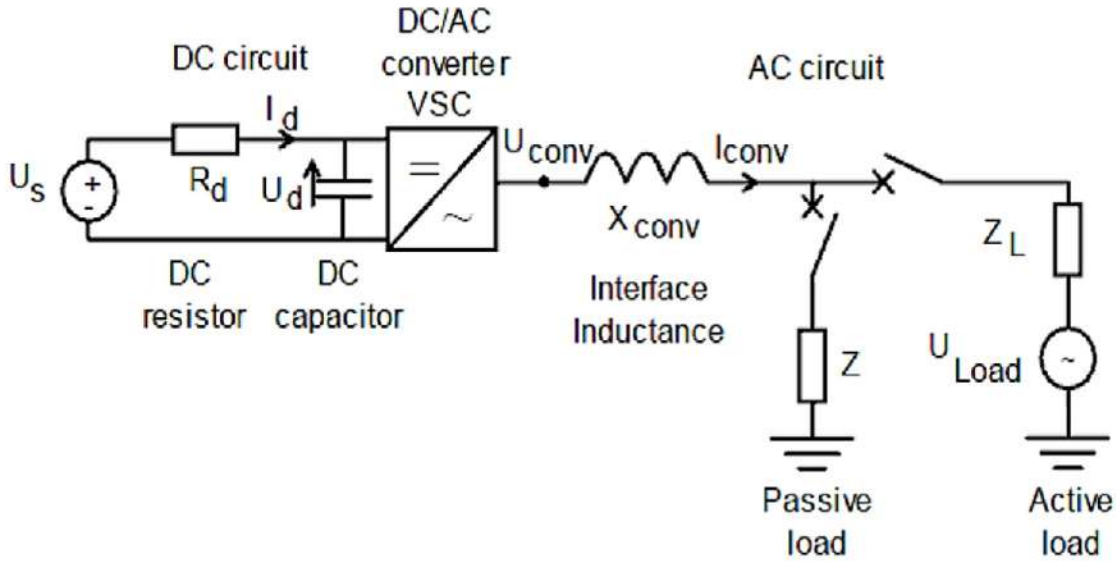


Figura 3.18 Diagrama eléctrico de un sistema VSC genérico [Monterrubio Diez-2013]

En el lado de corriente alterna el primer elemento es una inductancia X_{conv} (para simplificar se considera la suma de la reactancia en fase del lado de alterna y los arrollamientos del transformador de la conversora), que actúa como conexión entre el VSC y el circuito de CA y cumple dos propósitos: estabilizar la onda de corriente y habilitar el control de la potencia activa y reactiva en la salida del VSC [Monterrubio Diez-2013].

Finalmente los últimos dos elementos representan la posibilidad de conectar en el lado de alterna una carga pasiva Z o una carga activa U_{load}. En caso de que la carga sea pasiva, el flujo de potencia sólo va desde el lado DC al AC, si en cambio la carga es activa, el flujo puede ser bidireccional. Esto último es lo que sucede en el caso de una conexión con el SADI, que a pesar de que con la aplicación en la que se centra este proyecto, un parque eólico offshore, el objetivo es inyectar potencia en la red, como se analiza en el capítulo 6, existen casos donde se absorberá potencia activa de esta (se adelanta que esto se debe a las pérdidas producidas en la conversora cuando sólo se está controlando tensión o factor de potencia, y el parque eólico está fuera de servicio).

3.4.1 TENSIÓN DE SALIDA DE LA CONVERSORA

Como se ha mencionado anteriormente, la conversora VSC puede representarse como una fuente de tensión alterna variable, donde la amplitud, la fase y la frecuencia pueden ser controladas independientemente entre sí. Esto significa que el puente VSC puede ser visto como un generador sincrónico con un control muy rápido sobre la tensión que genera [Cuiqing Du-2003]. Esta tensión, que ya hemos denominado U_{conv}, se expresa de la siguiente forma:

$$U_{conv} = \frac{U_d \cdot M}{2} \cdot sen(\omega t + \varphi) + Componentes\ armónicos \qquad (3.1)$$

Donde M es el ***índice de modulación de amplitud***, que se corresponde con el control sobre la amplitud de la tensión de salida de la conversora, φ es el ***desplazamiento de fase*** entre U_{conv} y U_L, y ω se corresponde con la frecuencia fundamental. A esto se le suman los componentes armónicos de la tensión, que no son considerados en este análisis, dado su relativo bajo valor.

Las variables M y φ pueden ser ajustadas independientemente por el controlador VSC para dar cualquier combinación de magnitud de tensión y desplazamiento de fase en relación con la tensión de frecuencia fundamental en el sistema de corriente alterna [Cuiqing Du-2003]. Esto es ajustado por el PWM.

3.4.2 CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

Consideremos antes del análisis que cuando la conversora inyecta potencia activa en el sistema de alterna ($I_d \cdot U_d > 0$) se comporta como inversor, en cambio, si absorbe potencia activa ($I_d \cdot U_d < 0$) se comporta como rectificador. Del igual forma, con una conversora VSC funcionando en cualquiera de los modos anteriores, se puede inyectar potencia reactiva en la red de alterna ($I_{conv} \cdot jU_{conv} > 0$), lo que se denomina funcionamiento capacitivo, o absorber potencia reactiva ($I_{conv} \cdot jU_{conv} < 0$), lo que se denomina funcionamiento inductivo.

Teniendo esto en consideración, analicemos la regulación de potencia activa y reactiva.

3.4.2.1 Potencia Activa

La potencia activa se controla regulando el ángulo de fase de la tensión U_{conv} con respecto a la tensión del sistema en el punto de conexión U_L (figura 3.19). ***Si el ángulo de la tensión de salida de la conversora adelanta al de la red alterna, el VSC inyecta potencia*** activa y por lo tanto funciona como inversor [Monterrubio Diez-2013]. En el lado de continua se produce el efecto de la reducción de la tensión de continua equivalente de la fuente U_d ($U_d = U_S - I_d \cdot R_d$).

En cambio ***si el ángulo de la tensión de salida del VSC (U_{conv}) retrasa al de la tensión de la red alterna, la conversora absorberá potencia activa***, es decir, opera como rectificador, inyectando en el lado de continua una corriente que hace aumentar la tensión U_d ($U_d = U_S + I_d \cdot R_d$).

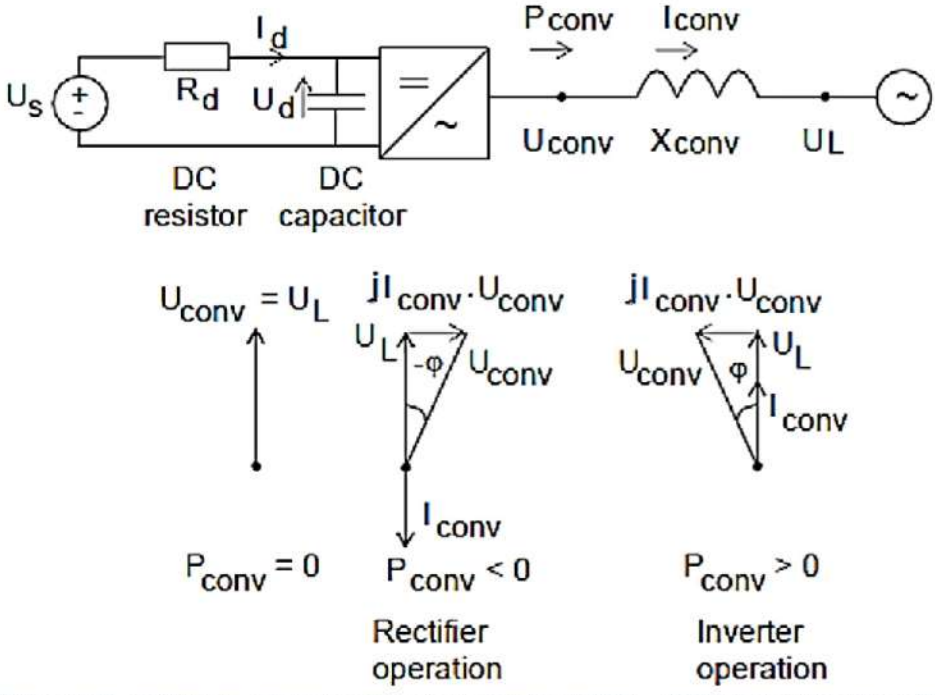


Figura 3.19 Control de potencia activa en un sistema HVDC - VSC [Monterrubio Diez-2013]

La potencia activa entre la conversora y la red de alterna se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$P = \frac{U_{conv} \cdot U_L}{X_{conv}} \cdot sen(\varphi) \qquad (3.2)$$

La modificación del ángulo de fase entre la tensión de la red y la tensión de conversora, φ, para el control de la potencia activa, se consigue controlando las instancias de conmutación de los IGBTs utilizando la técnica PWM antes mencionada [M. Kumar Sahoo-2014].

Cuando $\varphi = 0$, no habrá transferencia de potencia activa por lo que el VSC actuará sólo como un compensador de potencia reactiva, la conversora VSC actúa como un STATCOM [M. Kumar Sahoo-2014]. En este modo de operación absorbe o inyecta potencia reactiva según la tensión de la barra en la cual se está ejerciendo el control, con el objetivo de que el perfil de tensión en dicho nodo sea igual al set point establecido para la operación. Todo esto teniendo en cuenta la curva de capabilidad del sistema HVDC - VSC que será estudiada más adelante.

3.4.2.2 Potencia Reactiva

El control de la potencia reactiva se consigue mediante la regulación de la amplitud de la tensión alterna de salida de la conversora VSC, U_{conv} (figura 3.20). La forma en que se consigue la regulación es la siguiente: cuando ***la amplitud de la tensión del sistema de alterna es mayor que la de la conversora*** ($U_L > U_{conv}$), esta ***absorbe potencia reactiva del sistema de alterna*** funcionando en modo inductivo. En cambio si ***la amplitud de la tensión de la conversora VSC es mayor que la amplitud de la tensión del sistema de alterna*** ($U_L < U_{conv}$), el VSC ***inyecta potencia reactiva en el sistema de alterna***, funcionando en modo capacitivo [Monterrubio Diez-2013].

Este control sobre la potencia reactiva se utiliza, como ya se mencionó, para la destacable capacidad de la tecnología HVDC - VSC de controlar el perfil de tensión en la barra de conexión, o el factor de potencia que presenta la conversora con respecto al resto del sistema. Esto de manera independiente al flujo de potencia activa.

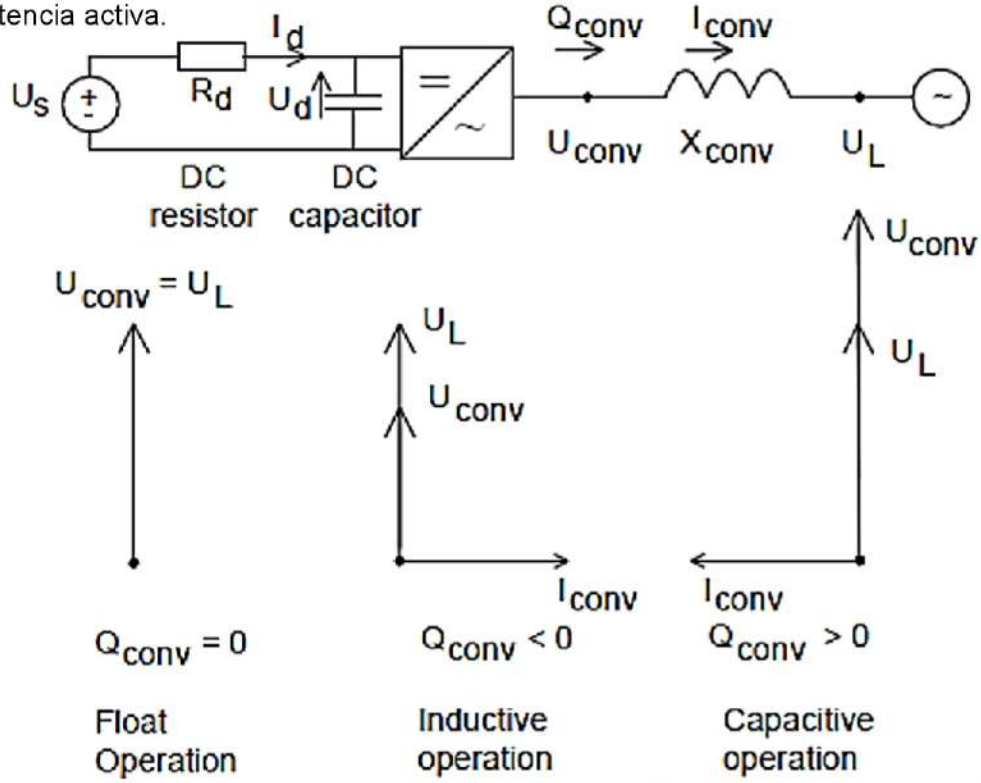


Figura 3.20 Control de potencia reactiva en un sistema HVDC - VSC [Monterrubio Diez-2013]

La potencia reactiva entre la conversora y la red de alterna se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$Q = \frac{-{U_L}^2 + U_L \cdot U_{conv} \cdot \cos(\varphi)}{X_{conv}} \qquad (3.3)$$

Como se ha explicado, la regulación de la amplitud de la tensión U_{conv}, y en consecuencia la regulación de la potencia reactiva, se realiza controlando mediante el PWM, el índice de modulación de amplitud M.

Es interesante realizar un análisis más sobre las ecuaciones de P y Q antes presentadas. El cambio del ángulo de fase φ tiene una gran influencia sobre la potencia activa, pero despreciable sobre la potencia reactiva, ya que φ es bastante pequeño. Por el contrario, la magnitud de la tensión de la conversora comparada con la tensión del sistema tiene una gran influencia sobre la potencia reactiva pero despreciable para la potencia activa [S. Cole-2010]. Por lo tanto, se reafirma que ***el control de potencia activa y reactiva es prácticamente independiente***.

Es más, teniendo en cuenta lo recién mencionado sobre que el ángulo de desplazamiento de fase φ es generalmente muy pequeño, la aproximación de Taylor de $sen(\varphi)$ y $cos(\varphi)$ da φ y 1, respectivamente. Como tal, las ecuaciones (3.2) y (3.3) se reescriben como [G. Stamatiou-2015]:

$$P \approx \frac{U_{conv} \cdot U_L}{X_{conv}} \cdot \varphi \qquad (3.4)$$

$$Q \approx \frac{-{U_L}^2 + U_L \cdot U_{conv}}{X_{conv}} \qquad (3.5)$$

Donde la independencia de una con la otra es más evidente.

3.4.3 CONTROL DE TENSIÓN CONTINUA

Como ya sabemos, el capacitor es el elemento más importante del circuito de continua. Por lo tanto, el circuito equivalente de corriente continua se reduce a sólo el capacitor mostrado en la figura 3.21 para un sistema de dos terminales. Cuando se incrementa el set point de potencia activa transmitida por el sistema HVDC - VSC, los capacitores de descargan. Como resultado, las tensiones DC disminuyen (figura 3.21) [S. Cole-2010]. El controlador de tensión en el lado de continua detecta la caída de tensión, y solicita más potencia activa. Los capacitores se cargan y la tensión aumenta (figura 3.22). Cuando la tensión continua alcanza el punto de consigna en estado estacionario, las potencias activas se equilibran de nuevo.

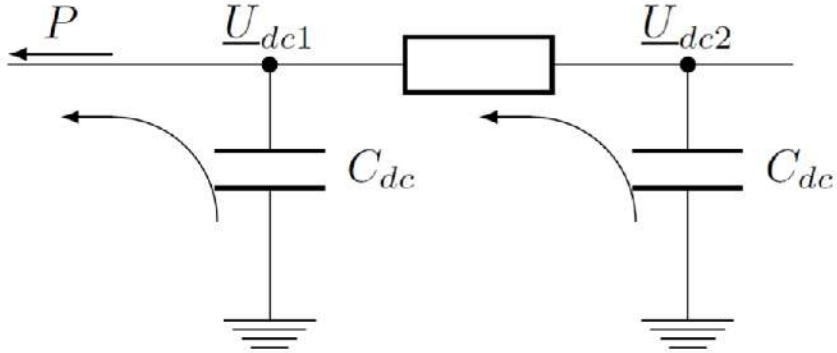


Figura 3.21 Control de tensión continua, paso 1: un aumento del set point de potencia activa del inversor hace que los capacitores se descarguen y la tensión de CC caiga [S. Cole-2010]

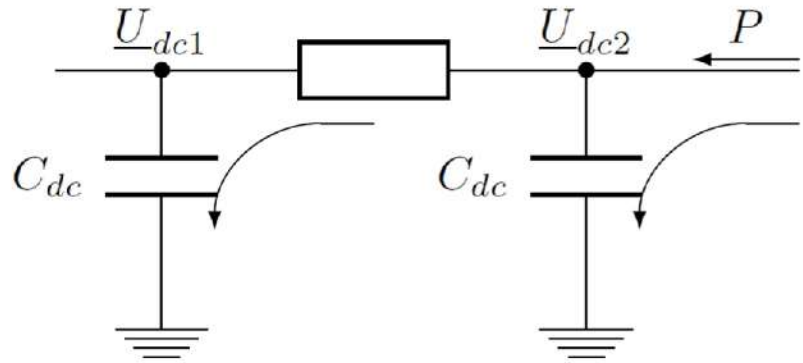


Figura 3.22 Control de tensión continua, paso 2: el controlador de tensión de CC responde a una tensión continua disminuida solicitando más potencia activa del rectificador, que carga los capacitores [S. Cole-2010]

3.5 CURVA DE CAPABILIDAD DE UNA CONVERSORA HVDC - VSC

La conversora VSC siempre puede ser tratada como una fuente de tensión ideal donde el sistema de control tiene la libertad de especificar la amplitud, fase y frecuencia de la forma de onda de tensión sinusoidal producida. Sin embargo, para el diseño del control y el análisis de estabilidad, es importante tener en cuenta la limitación de la conversora en términos de capacidad de transferencia de potencia activa y reactiva. Para determinar esto, existen tres límites que serán expuestos a continuación.

El primero de estos límites es la limitación de corriente a través de la conversora, que se impone por la capacidad de transporte de corriente de las válvulas del tipo IGBT. Puesto que tanto la potencia activa como la potencia reactiva contribuyen a la corriente que fluye a través de las válvulas, esta limitación se manifiesta como un círculo en un diagrama PQ [L. Zhang-2010]. En consecuencia, si la conversora se utiliza también para controlar la potencia reactiva inyectada o absorbida del sistema de alterna, la máxima potencia activa tiene que estar limitada para asegurarse de que la corriente de las válvulas esté dentro del límite.

La circunferencia en MVA que representa este límite se corresponde con la siguiente ecuación [S. Cole-2010]:

$$U_L \cdot I_{conv\,máx} = \sqrt{P^2 + Q^2} \qquad (3.6)$$

Donde U_L es la tensión alterna del sistema, $I_{conv\,máx}$ es la máxima corriente que es capaz de gestionar la conversora, que depende de la capacidad en corriente de sus válvulas, y P y Q, son los ejes de la curva de capabilidad de la figura 3.23.

Se obtiene como resultado una circunferencia con centro en el origen y radio $U_L \cdot I_{conv\,máx}$. Como bien se observa en la ecuación, el radio de este límite depende de la tensión de la red, mientras mayor sea esta, más es la potencia aparente que la conversora puede gestionar.

El segundo límite es el nivel máximo de tensión continua de estado estacionario $U_{d\,máx}$. La potencia reactiva depende principalmente de la diferencia entre la tensión alterna que la conversora VSC puede generar a partir de la tensión continua en su lado DC (con la amplitud de la componente fundamental directamente proporcional a U_d, ver ecuación (3.1)), y la tensión de la red. Si la tensión alterna de la red es alta, la diferencia entre $U_{d\,máx}$ y la tensión alterna será baja [G. Stamatiou-2015]. Es por esto que ***la capacidad de potencia reactiva es entonces moderada, pero aumenta con la disminución de la tensión alterna de la red, contrario a lo que ocurre con el límite de MVA anterior.***

El lugar geométrico de este límite se puede encontrar aplicando las ecuaciones de flujo de potencia (3.2) y (3.3) de la siguiente manera:

$$P = \frac{U_{conv} \cdot U_L}{X_{conv}} \cdot sen(\varphi) \Rightarrow sen(\varphi) = \frac{P \cdot X_{conv}}{U_{conv} \cdot U_L} \quad (3.7)$$

$$Q = \frac{-{U_L}^2 + U_L \cdot U_{conv} \cdot \cos(\varphi)}{X_{conv}} \Rightarrow \cos(\varphi) = \left(Q + \frac{{U_L}^2}{X_{conv}}\right) \cdot \frac{X_{conv}}{U_{conv} \cdot U_L} \quad (3.8)$$

Se elimina los $sen(\varphi)$ y $\cos(\varphi)$ de la siguiente forma:

$$sen^2(\varphi) + cos^2(\varphi) = 1 = \left(\frac{P \cdot X_{conv}}{U_{conv} \cdot U_L}\right)^2 + \left[\left(Q + \frac{{U_L}^2}{X_{conv}}\right) \cdot \frac{X_{conv}}{U_{conv} \cdot U_L}\right]^2 \quad (3.9)$$

Despejando, se obtiene la siguiente ecuación que representa el lugar geométrico del límite por máxima tensión del lado de continua, y que representa una circunferencia con centro en $\left(0, -\frac{{U_L}^2}{X_{conv}}\right)$ y radio igual a $\frac{U_{conv} \cdot U_L}{X_{conv}}$ (figura 3.23):

$$\left(\frac{U_{conv} \cdot U_L}{X_{conv}}\right)^2 = P^2 + \left(Q + \frac{{U_L}^2}{X_{conv}}\right)^2 \quad (3.10)$$

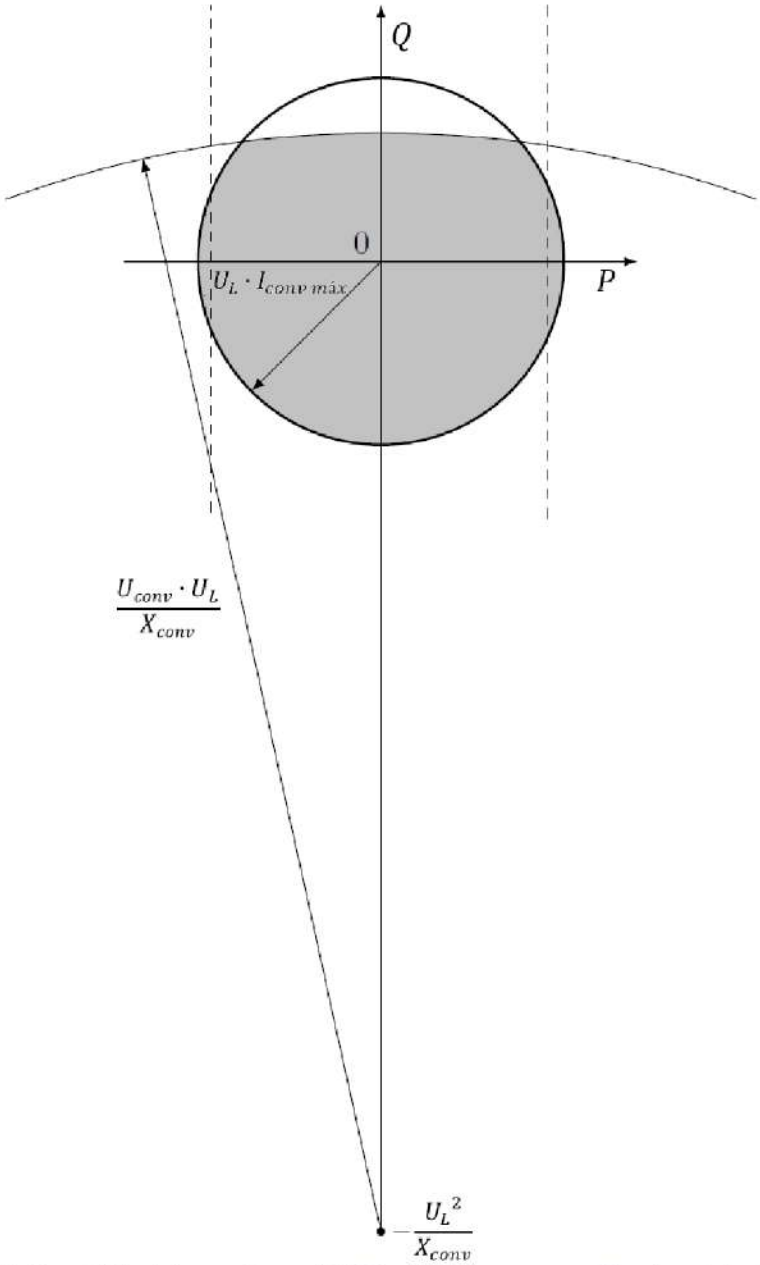


Figura 3.23 Curva de Capabilidad de un sistema HVDC - VSC. Imagen modificada, original de [S. Cole-2010]

El tercer límite se corresponde con la corriente continua máxima a través de los cables o líneas aéreas del circuito de continua. Este se representa como una recta vertical en el diagrama PQ que representa la máxima potencia *P* que puede ser transmitida, para la tensión nominal de continua.

Para poder ver gráficamente los efectos de la tensión de la red en los límites de la curva de capabilidad de las conversoras VSC, se muestra la siguiente figura donde se comparan dos curvas para dos tensiones diferentes de la red:

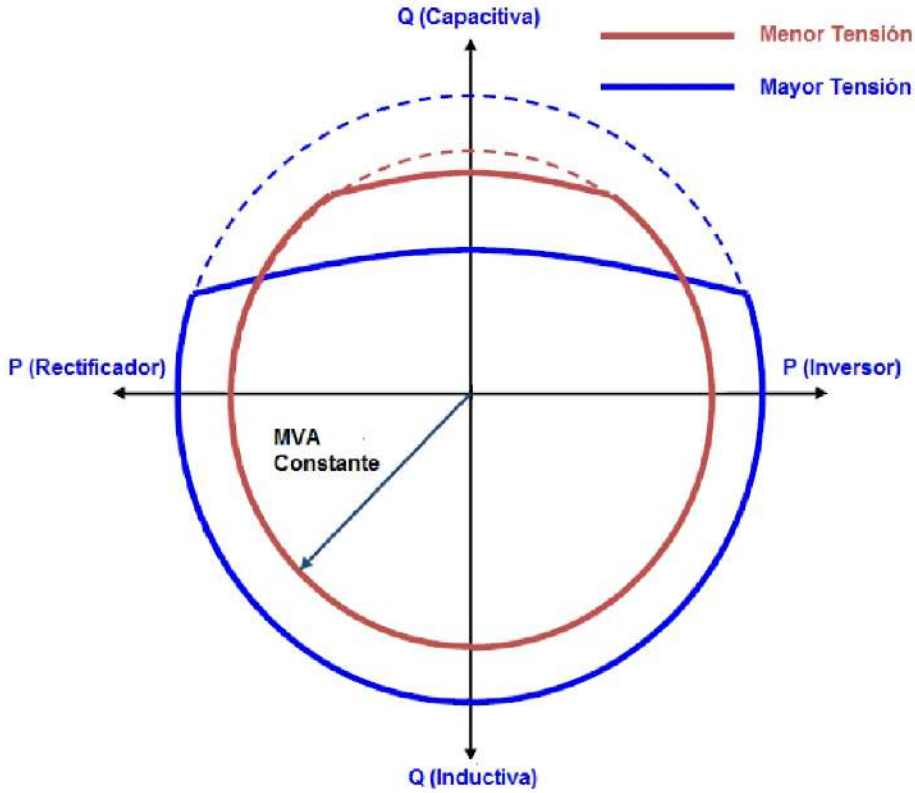


Figura 3.24 Curva de Capabilidad de un sistema HVDC - VSC para dos tensiones diferentes. Imagen modificada, original de [A. Grid-2014]

Se puede observar que con un aumento de la tensión, el radio de la circunferencia que representa la corriente máxima a través de la conversora aumenta. Además el radio de la circunferencia que se corresponde con el límite de tensión máxima del lado de continua también aumenta, y el centro de esta se desplaza hacia abajo sobre el eje de potencia reactiva. Dado que prevalece este descenso del centro de la circunferencia ante el aumento de su radio, los límites de potencia reactiva que la conversora VSC es capaz de entregar al sistema disminuyen con el aumento de la tensión de la red. Con esto se puede apreciar lo explicado en párrafos anteriores sobre estos límites y su relación con el aumento o disminución de la tensión de alterna en la red.

Otra forma de explicar este fenómeno es que cuando el VSC quiere inyectar potencia reactiva en la red, la tensión de salida de la conversora, y por lo tanto la tensión sobre los IGBTs, se eleva por encima de la tensión de red de CA. Debido a las restricciones de tensión en los componentes electrónicos de potencia, la cantidad de potencia reactiva suministrada se restringe cuando la tensión de red de CA es ya alta.

Todo lo visto en esta sección será analizado por medio de simulaciones con los estudios eléctricos sobre el Parque Eólico Offshore Punta Alta en el capítulo 6.

Comparación con un Generador Sincrónico

Los generadores sincrónicos tienen límites similares a los sistemas HVDC - VSC. La corriente máxima a través de la conversora se corresponde con la corriente máxima del estator, los límites de tensión de la conversora VSC se corresponden a la corriente de campo máxima o a la fuerza electromotriz (FEM), y la potencia máxima a través de los cables de continua, a la salida máxima de la turbina. Los gráficos de capabilidad de generadores y conversoras VSC son por lo tanto muy similares [S. Cole-2010].

Sin embargo, existen algunas diferencias importantes. El rango de funcionamiento de un generador sincrónico está restringido por algunos límites adicionales, que no entran en juego para sistemas HVDC - VSC. El primero es el límite de calentamiento de la región terminal: durante el funcionamiento en estado subexcitado, el flujo axial en la zona extrema del estator aumenta y provoca calentamiento debido a las corrientes parásitas en las laminaciones.

El segundo es el límite de estabilidad estacionario, que limita el ángulo φ a 90°. Este límite se corresponde con una horizontal a través $\left(0, -\frac{{U_L}^2}{X_{conv}}\right)$ en el diagrama PQ, el que no es alcanzado por la conversora. El límite práctico de estabilidad es más restrictivo, ya que se aplica un margen de seguridad que aumenta con el aumento de la potencia activa [S. Cole-2010].

Además, para la mayoría de los generadores, la potencia activa mínima es mayor que cero debido a restricciones en el sistema de potencia termo-mecánico que impulsa la turbina. Esto no ocurre con una conversora VSC, donde incluso puede operar entregando o absorbiendo potencia activa nula, y estar controlando tensión o factor de potencia por medio de la modificación del flujo de potencia reactiva.

Todo lo anterior son importantes ventajas para la transmisión de potencia con un sistema HVDC - VSC.

3.6 ESTRATEGIA DE CONTROL DE UN SISTEMA HVDC - VSC

Una vez estudiada la física sobre el control de los diferentes parámetros que es capaz de realizar una conversora VSC, interesa conocer una aproximación a la estrategia con la que se aplica este control en la práctica.

La estrategia más ampliamente aplicada para el control de los sistemas HVDC - VSC, es el ***Control Vectorial***.

Esta estrategia permite controlar, por medio de la modificación del ángulo de desfasaje φ y del índice de modulación M, todos los parámetros analizados en la anterior sección.

Para el control vectorial se transforma el sistema de corrientes trifásicas reales 'abc' con el que se trabaja en el lado de alterna, a un sistema de ejes giratorios ortogonales 'dq0' que permita trabajar en régimen continuo, y que se aplicará a los valores de tensión y corriente. Estos cambios están basados en la transformada de Park[40].

[40] *Robert H. Park (15 de marzo de 1902 - 18 de febrero de 1994) fue un ingeniero eléctrico e inventor estadounidense. Su principal aporte fue la Transformación de Park, la que se basó en un principio en un cambio de variables que reemplaza a las variables asociadas con los arrollamientos del estator de una maquina sincrónica, por variables referidas a ejes ficticios que giran con el rotor. Con esto logró eliminar todas las inductancias variables en el tiempo de las ecuaciones debidas a circuitos eléctricos en movimiento relativo y circuitos con reluctancia magnética variable. Se utiliza en la actualidad para simplificar el análisis de circuitos eléctricos trifásicos.*

El esquema básico de este tipo de control se ve en la siguiente figura:

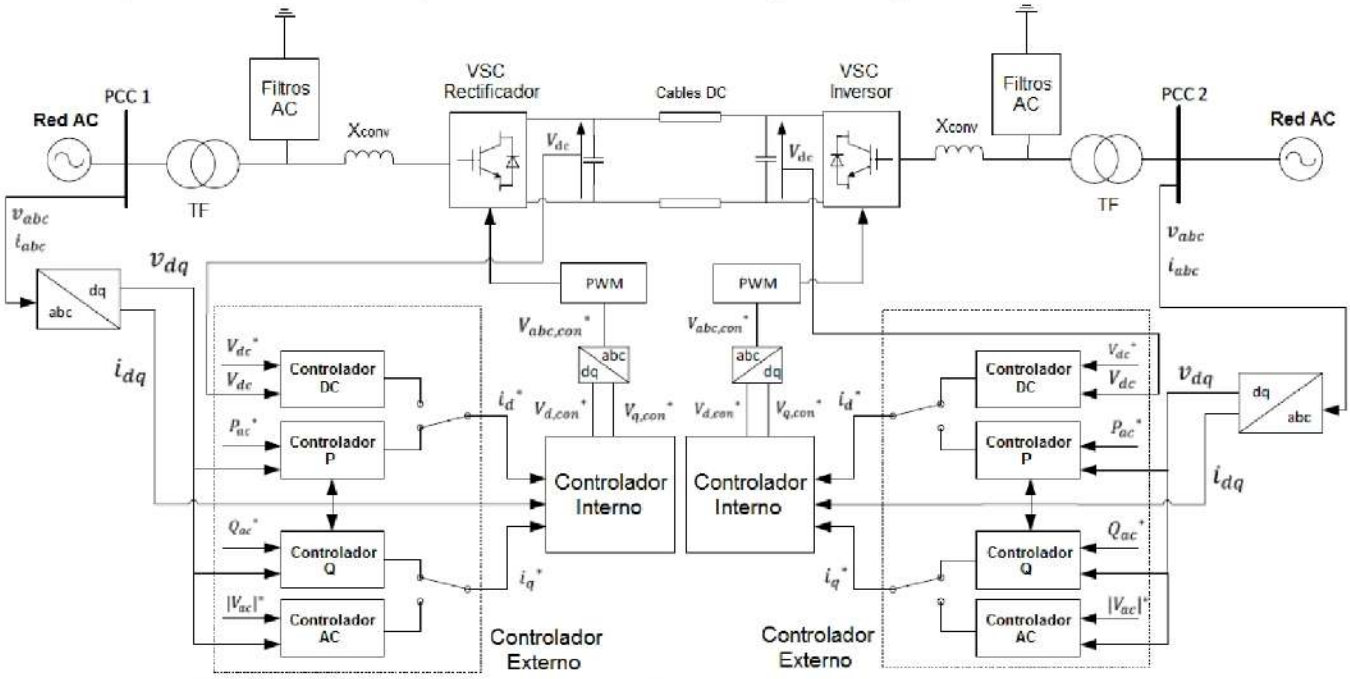


Figura 3.25 Esquema básico de control vectorial de un sistema HVDC - VSC. Imagen modificada, original de [Mengran Yu-2014]

Se observa en esta figura lo ya mencionado en la sección 3.2. Esto es el hecho de que cada conversora puede ser seteada para controlar la tensión de continua o la potencia activa transmitida, mientras que la otra debe realizar la tarea contraria. Además cada conversora puede estar controlando la tensión de alterna en su punto de conexión, o la potencia reactiva absorbida o entregada, con la salvedad de que, en este caso, ambas conversoras sí pueden ejercer la misma función en cada extremo (control de la tensión o del factor de potencia). Esto se analiza con más profundidad mediante el modelado del Parque Eólico Offshore Punta Alta en el capítulo 5.

Como se muestra en la figura 3.25, el sistema de control del HVDC - VSC incluye dos controladores principales, ambos basados en la representación de sus variables en los ejes dq0. Hay un ***controlador interno de la corriente*** y un ***controlador externo*** en cada conversora.

El controlador externo controla la potencia activa y reactiva, la tensión del lado de continua y la tensión de alterna, generando las señales de corriente de referencia ($i_d{}^*$, $i_q{}^*$) que alimentan el control interno [Monterrubio Diez-2013]. Los valores de corriente de referencia son utilizados entonces por el controlador de corriente interno para generar las tensiones de referencia trifásicos $v_{abc}{}^*$ para controlar la salida de tensión de la conversora [Mengran Yu-2014].

Los lazos de control de la potencia activa, potencia reactiva, tensión del lado de alterna y tensión de lado de continua, consisten en la comparación del valor medido con un valor de referencia, para generar una señal que elimine el error calculado con estas dos variables.

Para realizar esta comparación se utilizan *controladores PI*, los que permiten calcular la desviación del parámetro que se está controlando mediante un sistema de realimentación, generando como resultado una señal de corrección proporcional a la integral del error.

En la siguiente figura se pueden ver los esquemas de control pertenecientes al controlador externo de estas variables, y sobre el parámetro en que actúa en cada caso para cumplir con los valores de consigna.

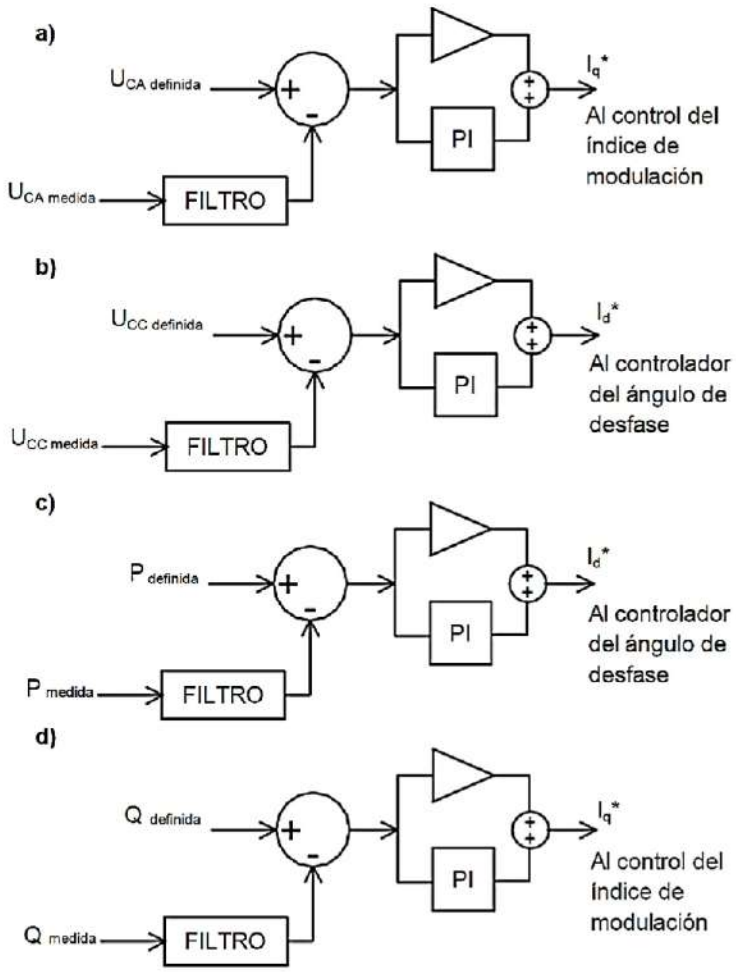


Figura 3.26 Esquemas de control del controlador externo: a) Controlador de tensión alterna, b) Controlador de tensión continua, c) Controlador de potencia activa, d) Controlador de potencia reactiva

Por último se muestra el lazo de control del controlador interno (figura 3.27). Este calcula a través de los valores de $i_d{}^*$ e $i_q{}^*$ recibidos del controlador interno, y de los valores medidos y convertidos al eje de referencia dq0 i_d e i_q, los valores de tensión $v_d{}^*$ y $v_q{}^*$ que son convertidos al eje de referencia abc para luego ser recibidos por los controladores PWM, los que en base a estos valores modifican los parámetros de funcionamiento de las conversoras, controlando la conmutación de las válvulas electrónicas de potencia, para cumplir con los valores de consigna.

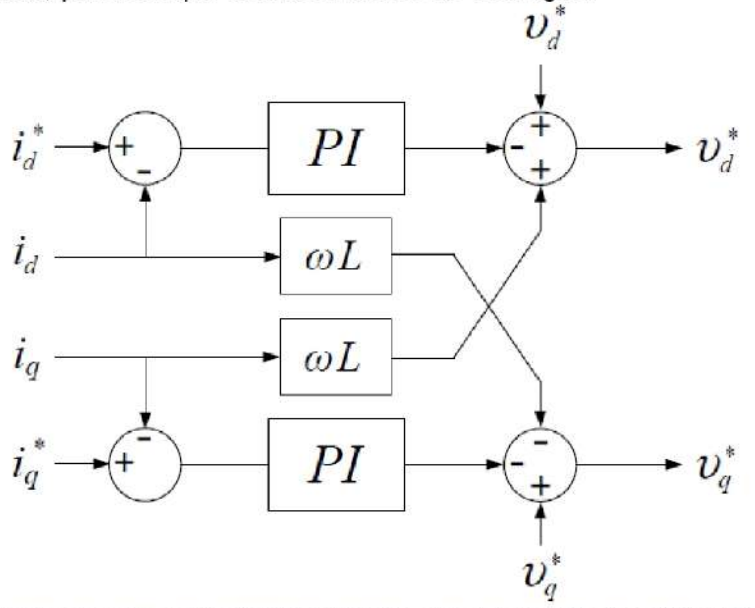


Figura 3.27 Esquema de control del controlador interno. Imagen modificada, original de [G. Stamatiou-2015]

El objetivo principal del lazo de control interno, es generar la tensión mediante la evaluación de la caída de tensión en la reactancia en serie del sistema del alterna (X_{conv}) [Dimitrios Tzelepis-2016]. En la figura 3.27 se observa que i_d e i_q son independientes, gracias a la realimentación cruzada de ωL_q en el control del eje d y ωL_d en el control del eje q reduciendo la complejidad del sistema y mejorando su velocidad de respuesta [Monterrubio Diez-2013]. ω es la frecuencia del sistema de alterna, y L_q y L_d son las inductancias correspondientes a X_{conv} para los ejes q y d respectivamente.

4 DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE

4.1 INTRODUCCIÓN

La construcción de un parque eólico offshore así como las tareas de operación y mantenimiento realizadas a lo largo de su vida útil (típicamente 20 años), plantean algunos retos y riesgos que deben tenerse en cuenta para determinar tanto su ubicación óptima como la viabilidad del propio proyecto. Es por esto que en el proceso de diseño se deberán considerar estudios completos basados en las condiciones ambientales que se esperan en el emplazamiento propuesto durante el tiempo de vida del parque. Estas condiciones ambientales se refieren principalmente al viento, al oleaje, a la profundidad del agua y a las características del suelo y del lecho marino.

Parámetros tales como la velocidad y dirección del viento, o la intensidad de las turbulencias, entre otros, tienen una fuerte influencia en la determinación de una disposición óptima del parque eólico que maximice su generación de energía [Dirk V. Hertem-2016]. Asimismo, se debe estimar la reducción de la velocidad del viento y los altos niveles de turbulencia en las turbinas aguas abajo causados por el efecto estela (sección 4.5) para determinar el espaciamiento entre aerogeneradores.

Cómo elegir el número y el modelo de las turbinas para instalar depende de una variedad de factores. En primer lugar, es importante señalar que una turbina más potente suele preferirse a una menos potente ya que tanto el costo de una turbina como la energía que genera son generalmente proporcionales a su potencia nominal. Así, el beneficio neto generado por la turbina es también proporcional a su potencia nominal. Obviamente esta propiedad no es válida para turbinas extremadamente potentes porque las piezas de recambio pueden ser muy costosas y los costos de mantenimiento son muy altos.

El objetivo de este capítulo es analizar los conceptos básicos del diseño de un parque eólico con el propósito de aplicarlos en diseño del Parque Eólico Offshore que se estudiará en los capítulos 5, 6 y 7. Se tratarán temas como las diferentes topologías con que se puede proyectar un parque, la forma en la cual se calculan las distancias que debe haber entre los aerogeneradores y la obtención del Layout, y el dimensionamiento de los cables del sistema colector de la energía.

El diseño de las centrales eólicas offshore es, en líneas generales, similar a las instaladas en tierra, tanto para la red interna de colección de la energía como en los conceptos generales para el diseño del Layout de los aerogeneradores. Es por esto que lo tratado aquí estará dirigido a los parques eólicos marinos, pero también en aplicable en su forma básica a los parques onshore convencionales.

4.2 TOPOLOGÍA DEL SISTEMA COLECTOR DE UN PARQUE EÓLICO

A medida que aumenta la capacidad de energía de los parques eólicos offshore, la adecuación del sistema eléctrico del parque eólico se vuelve crítica. La eficiencia, el coste, la fiabilidad y el rendimiento de todo el parque eólico dependerán, en gran medida, del diseño del sistema eléctrico [Chong, Ran-2016]. La función general del sistema colector es recoger la energía generada por cada aerogenerador maximizado el rendimiento de esta transmisión.

Un colector eléctrico se puede diseñar utilizando diferentes disposiciones dependiendo del tamaño del parque eólico y del nivel deseado de fiabilidad del colector. Existen varias disposiciones para

sistemas de colectores eólicos empleados en parques eólicos marinos. Los más utilizados se discuten a continuación.

4.2.1 SISTEMA COLECTOR RADIAL

El sistema colector radial es la topología más simple utilizada en parques eólicos. Los aerogeneradores están conectados a un único alimentador conformado por un cable, en forma de cadena como se ver en la figura 4.1. El número máximo de aerogeneradores que se pueden conectar a un alimentador está determinado por la capacidad del cable y la potencia nominal de las mismas turbinas de viento.

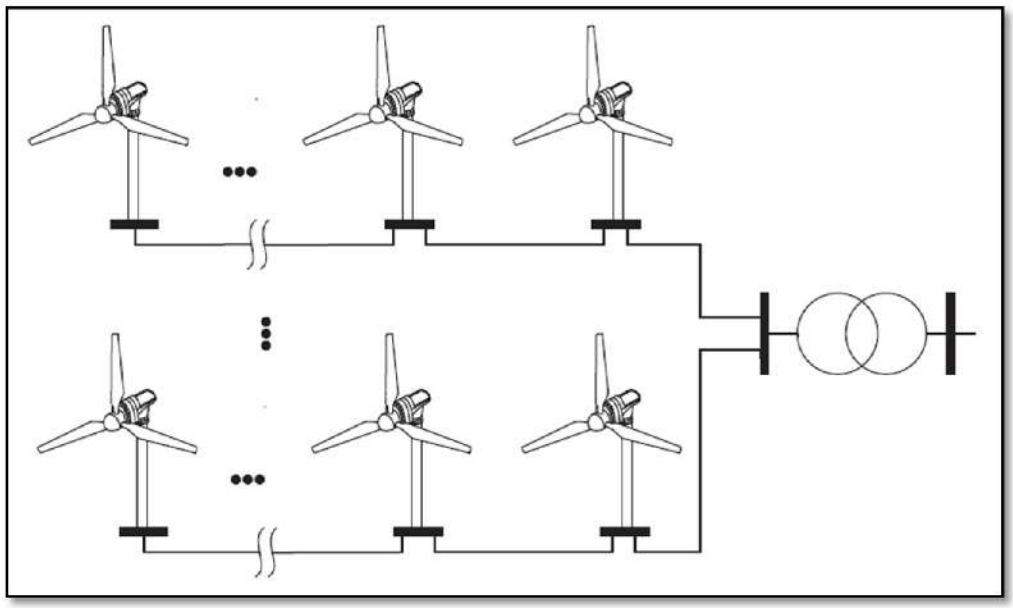


Figura 4.1 Topología del Sistema Colector Radial [Dirk V. Hertem-2016]

Este diseño ofrece las ventajas de ser simple de controlar y también barato porque la longitud total del cable es menor que con otras topologías [Chong, Ran-2016].

El principal inconveniente de este diseño es su baja fiabilidad, ya que, en el caso de una falla en el cable en algún punto del alimentador, ocasiona que todos los aerogenerador que estén más allá de este punto queden fuera de servicio, pudiendo perderse el alimentador completo en caso de que la falla se de en la primer turbina.

4.2.2 SISTEMA COLECTOR TIPO ANILLO

El sistema colector con forma de anillo puede entenderse como una versión mejorada del diseño radial en términos de fiabilidad, pero en consecuencia, resulta más costoso. Hay diferentes diseños definidos dependiendo de cómo se forma el anillo, los que se denominan anillo simple, anillo doble y multi-anillo. En todos los casos se añaden cables redundantes para que el flujo de potencia dentro de un alimentador tenga más caminos para recorrer.

Como se aprecia en la figura 4.2 a, una topología del tipo anillo simple consiste en conectar un cable desde el último aerogenerador hasta la barra del alimentador, mientras que en el anillo doble se conectan dos alimentadores por medio de un cable en sus últimas turbinas (figura 4.2 b). El multi-anillo aumenta el número de cables que conectan los aerogeneradores, en la figura 4.2 c se puede ver un ejemplo de esto.

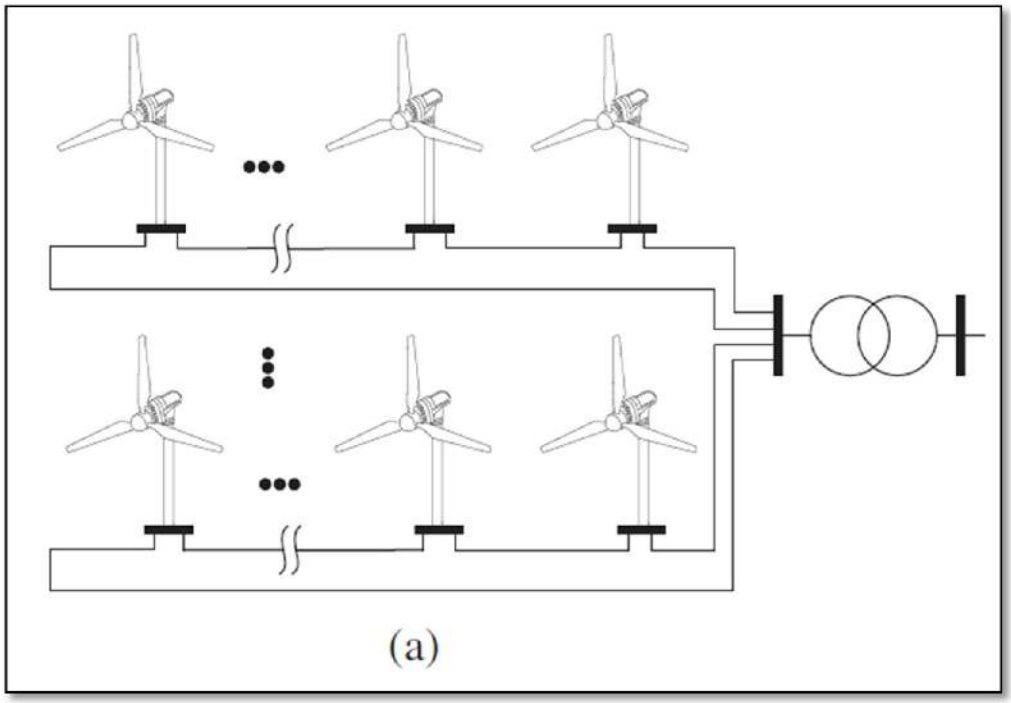


Figura 4.2 a) Topología del Sistema tipo Anillo Simple [Dirk V. Hertem-2016]

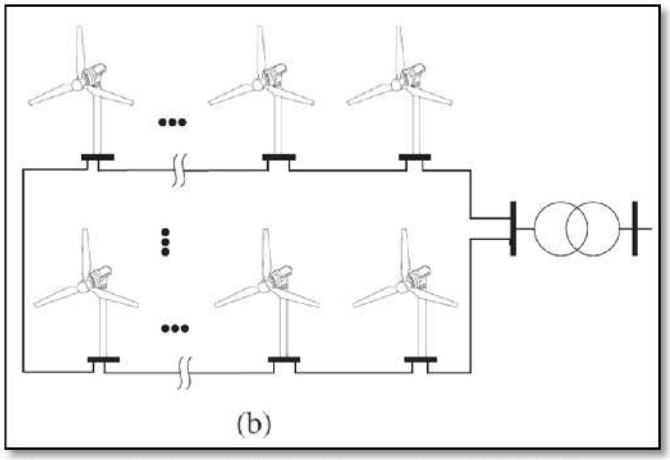


Figura 4.2 b) Topología del Sistema tipo Anillo Doble [Dirk V. Hertem-2016]

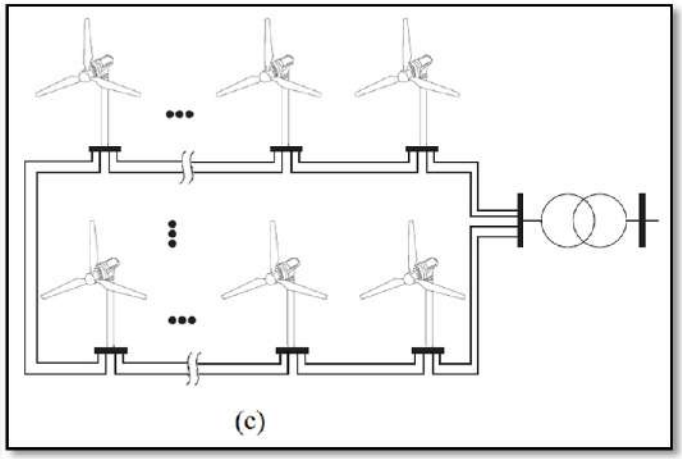


Figura 4.2 c) Ejemplo de Topología del Sistema tipo Multi-Anillo [Dirk V. Hertem-2016]

Un inconveniente de este esquema es que algunos cables deben ser sobredimensionados para permitir el flujo de potencia bidireccional en caso de un fallo del cable.

4.2.3 SISTEMA COLECTOR TIPO ESTRELLA

El sistema colector tipo estrella intenta reducir las potencias nominales de los cables que conectan los aerogeneradores con la barra del colector [Dirk V. Hertem-2016]. Por una cuestión de economía con los cables, esta barra se encuentra normalmente en el centro de la disposición de todas las turbinas eólicas, como se muestra en la figura 4.3.

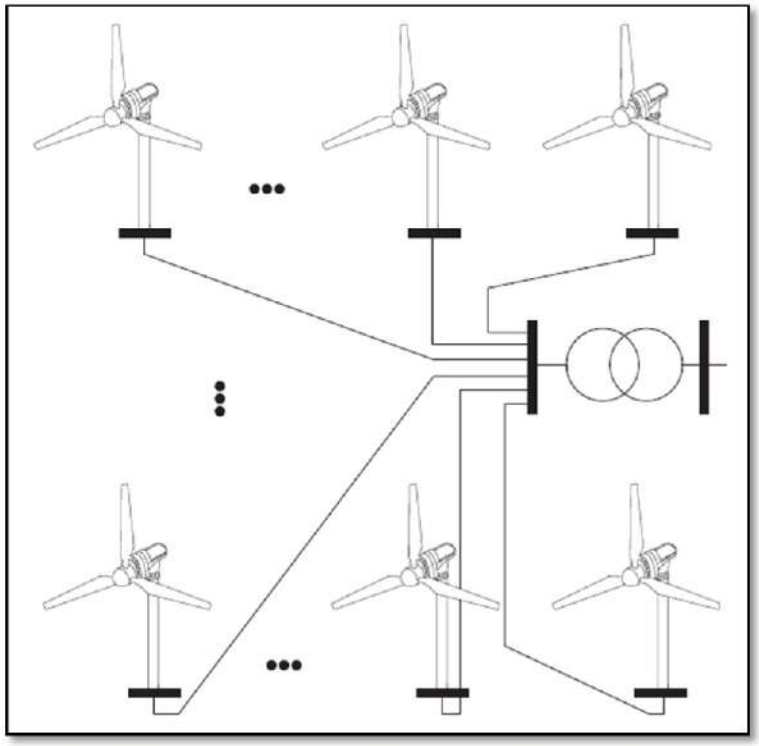


Figura 4.3 Topología del Sistema tipo Estrella [Dirk V. Hertem-2016]

La ventaja de esta topología es el considerable aumento en la confiabilidad del sistema, ya que una falla de un cable causa la pérdida de una sola turbina. Sin embargo, debido a las longitudes de cable más largas y al uso de valores de tensión más bajos para la conexión de turbinas eólicas en esta configuración, las pérdidas en los cables y sus costos son significativamente más altos que con otras topologías.

4.3 EFECTO ESTELA

Ya se ha analizado en el capítulo 1 que las turbinas eólicas extraen energía del viento, y por lo tanto el viento aguas abajo (el que sale de la turbina) debe tener menor contenido de energía que antes de pasar por las paletas. De hecho, cuando una turbina extrae energía del viento, genera una "estela" de turbulencia que se propaga a favor del viento, de modo que se reduce su velocidad y por lo tanto la potencia extraída por los aerogeneradores afectados. En los grandes parques eólicos, los efectos de estela conducen a una considerable pérdida de potencia, por lo que es deseable minimizarlos para maximizar la potencia obtenida [Samorani-2013].

La estela resultante se puede apreciar en la figura 4.4. A medida que el flujo del viento avanza aguas abajo, esta estela comenzará a extenderse y volverá gradualmente a las características originales del viento circundante.

En un parque eólico donde hay varias turbinas eólicas, es muy probable que el área barrida de una turbina esté influenciada por una o más turbinas aguas arriba. Este evento se denomina efecto estela o efecto sombra [Bento do Amaral-2015].

Figura 4.4 Efectos estela en Horns Rev 1. La fotografía muestra el campo de la turbulencia detrás de los aerogeneradores del parque offshore Horns Rev 1. Las condiciones meteorológicas únicas del 12 de febrero del 2008 a las 13.00 horas, dieron lugar a que los aerogeneradores crearan condensación (es decir, nubes) del aire muy húmedo, permitiendo así ver el patrón de turbulencia detrás de las turbinas eólicas. Fotógrafo: Christian Steiness

Como recién se menciona, el viento más lento y turbulento significa menos energía disponible, pero la turbulencia tiene otro factor perjudicial, aumenta el daño por fatiga, disminuyendo la fiabilidad de la turbina. Ambas consecuencias contribuyen a disminuir la energía producida por un aerogenerador, lo que resulta en menor energía producida por el parque eólico.

El objetivo en esta sección es presentar una introducción y explicación de uno de los modelos de estela más utilizados en las técnicas de optimización. También se aborda cómo múltiples efectos estela interactúan entre sí y cómo afecta a los aerogeneradores.

Este modelo fue propuesto por N.O. Jensen en 1983 y desarrollado en 1986 por I. Katic. El diámetro inicial de la estela es el mismo que el diámetro de la turbina y se expandirá linealmente como función de la distancia a favor del viento. De la misma forma, la velocidad del viento decae de forma lineal con la distancia a la turbina (ver figura 4.5, donde se observa que la velocidad del viento sólo recupera sus características iniciales después de 15D) pero, como dice Jensen, *la velocidad de la estela no se puede calcular con alta precisión en una distancia de la turbina inferior a cuatro diámetros de esta*.

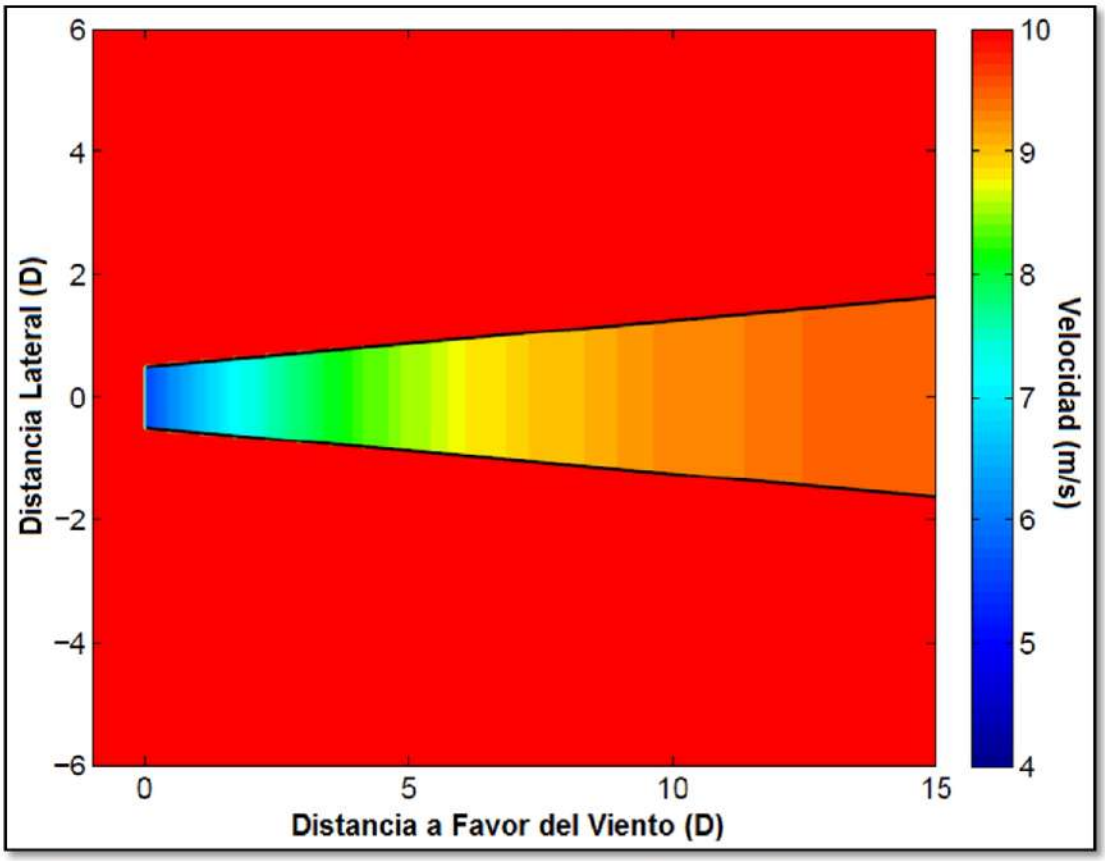


Figura 4.5 Efecto Estela detrás de una turbina: modelo de Jensen. El término D es el diámetro del rotor de la turbina

Por un lado, la principal ventaja del Modelo Jensen, debido a su simplicidad, es que es mucho más eficiente computacionalmente (que otros modelos complejos pero más precisos) y tiene un satisfactorio nivel de precisión. Como desventajas, y una vez más, porque es un modelo simple, es que no toma en cuenta factores importantes como la turbulencia del propio viento.

Se comienza el análisis, estudiando el modelo matemático del efecto estela propuesto por Jensen.

4.3.1 MODELO MATEMÁTICO

El modelo matemático del Efecto Estela provocado por un aerogenerador que se describirá, es el modelo de Jensen mejorado por G. Mosetti en 1994. Este modelo demostró ser computacionalmente eficiente y tener un grado satisfactorio de precisión.

El modelo aquí expuesto es desarrollado de las referencias [Samorani-2013], [Shakoor-2015], y [Bento do Amaral-2015].

Se comienza considerando el efecto estela de un solo aerogenerador.

El viento sopla de izquierda a derecha con una velocidad U_0 y golpea a la turbina (representada como un rectángulo negro) cuyo radio del rotor es r_r (figura 4.6). El modelo consiste en una expansión lineal del diámetro de la estela y una disminución lineal de la velocidad dentro de la propia estela. El radio de la estela (r_1) viene dado por la siguiente expresión:

$$r_1 = \alpha \cdot x + r_r \qquad (4.1)$$

Donde x es la distancia a favor del viento y α es una constante que determina la rapidez con que se expande la estela. Según el modelo, α Se define como:

$$\alpha = \frac{1}{2 \cdot ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \qquad (4.2)$$

Donde z es la altura del eje del aerogenerador y z_0 es el valor de rugosidad de la superficie, cuyo valor, como se analizó en capítulos anteriores, depende de las características del terreno / agua.

El valor de la rugosidad para la superficie del agua suele ser 0,0002 m, aunque puede aumentar con las condiciones del mar. Mientras mayor sea la rugosidad de la superficie, mayor será el radio de la estela.

Como se muestra en la figura 4.6, la trayectoria del viento a través de las paletas del aerogenerador se representa como un cono:

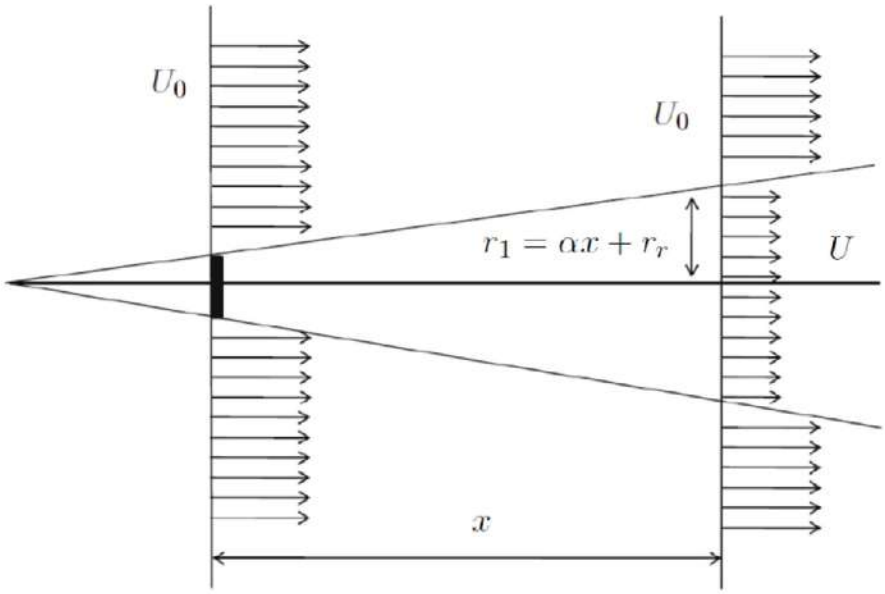


Figura 4.6 Representación esquemática del Efecto Estela de Jensen. U_0 es la velocidad incidente original del viento [Bento do Amaral-2015]

Luego de realizar un balance de fuerzas y velocidades, y utilizar la teoría de Betz (capítulo 1) para determinar la velocidad del viento inmediatamente detrás del rotor, la siguiente expresión describe la velocidad del viento aguas abajo de la turbina:

$$v_d = \frac{2a}{1 + \alpha \cdot \left(\frac{x}{r_1}\right)^2} \qquad (4.3)$$

Donde v_d es la reducción de velocidad del viento a una distancia x y a es el factor de inducción axial, que está dado por:

$$a = \frac{1 - \sqrt{1 - C_a}}{2} \qquad (4.4)$$

Donde C_a es el Coeficiente de Sustentación determinado por el fabricante de la turbina. En términos generales, este coeficiente es el resultado de la geometría de la pala, de la velocidad de rotación del rotor y de la estrategia de control aplicada de la turbina eólica (capítulo 1). El radio de la estela, r_1, está

dado por (4.1) pero también puede relacionarse con el radio del rotor, r_r, mediante la siguiente expresión:

$$r_1 = r_r \cdot \sqrt{\frac{1-a}{1-2a}} \qquad (4.5)$$

De todo este desarrollo se obtiene que la velocidad del viento detrás de una turbina, U, viene dada por:

$$U = U_0 \cdot (1 - v_d) \qquad (4.6)$$

4.3.1.1 Cálculo del Área de Sombra

El área de la estela se conoce también como área de sombra, por lo que una turbina aerodinámicamente afectada por otra se dice que está bajo el área de sombra de una turbina aguas arriba. Para ir más allá en la precisión del modelo de la estela, debe tenerse en cuenta que el efecto de la estela puede no ser total, es decir, la turbina corriente abajo puede ser sólo parcialmente afectada por la corriente ascendente, resultando en un menor déficit de velocidad.

En la siguiente figura se muestran las posibilidades en que el área de sombra puede afectar a los aerogeneradores aguas abajo. Se tiene a la turbina 1 cuya área de sombra cubre totalmente a la turbina i, la turbina 2 cuya área de sombra cubre parcialmente a la turbina j, y a la turbina 3 cuya área de sombra no alcanza en ningún punto a la turbina i.

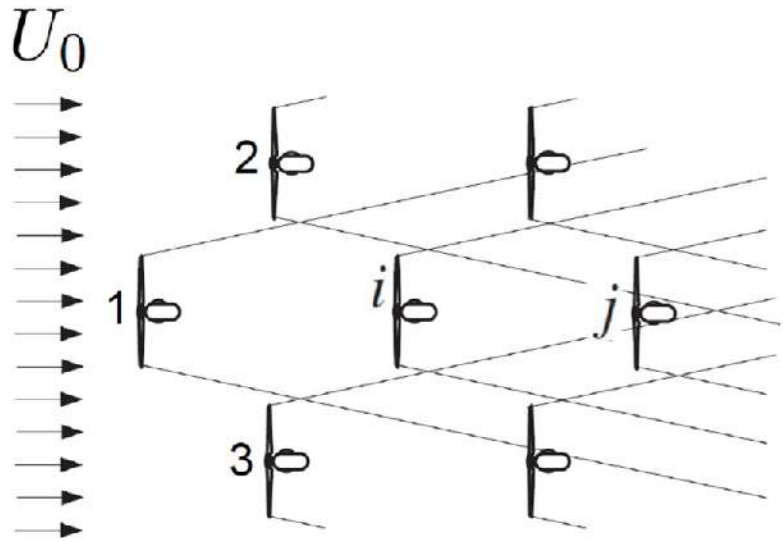


Figura 4.7 Representación esquemática de los tres posibles Efecto Estela [Bento do Amaral-2015]

Sean z y r_r la altura del eje de una turbina y su radio respectivamente, y A_{Turb} el área barrida por las paletas. Tengamos en cuenta que los aerogeneradores no tienen necesariamente la misma altura del eje, por lo tanto, consideremos que z_w es la altura del buje de la turbina que causa la estela, y r_1 y A_{Wake} el radio de la estela y el área barrida respectivamente, a la distancia x. Digamos que d_{Horz} es la distancia horizontal entre las dos turbinas, y que es perpendicular al eje x (ver figura 4.6). La distancia entre centros de los dos círculos representados viene dada por:

$$d = \sqrt{|z - z_w|^2 + {d_{Horz}}^2} \qquad (4.7)$$

Consideremos la siguiente figura, donde se puede ver un área de estela o área de sombra parcial sobre una turbina causada por otro aerogenerador aguas arriba de esta:

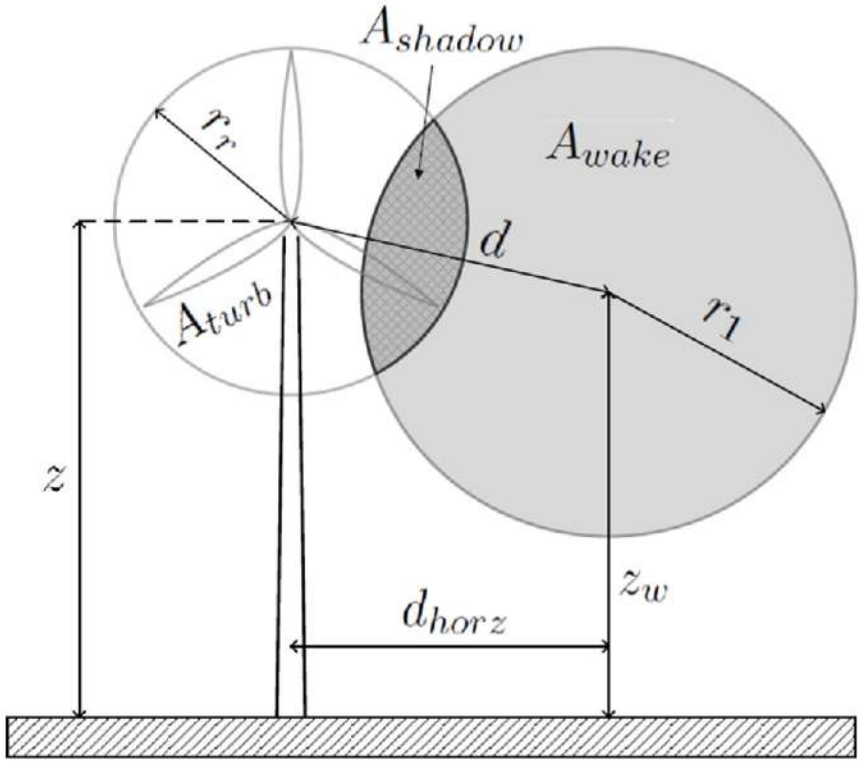


Figura 4.8 Ejemplo de un área de sombra parcial afectando a una turbina [Bento do Amaral-2015]

El área sombreada A_{Shadow}, es el área de la intersección de dos círculos arbitrarios, y en este caso se calcula como:

$$A_{Shadow} = arcos\left(\frac{{r_r}^2 + d^2 - {r_1}^2}{2 \cdot r_1 \cdot d}\right) \cdot {r_r}^2 + arcos\left(\frac{{r_1}^2 + d^2 - {r_r}^2}{2 \cdot r_2 \cdot d}\right) \cdot {r_1}^2 - sen\left[arcos\left(\frac{{r_r}^2 + d^2 - {r_1}^2}{2 \cdot r_r \cdot d}\right)\right] \cdot r_r d \qquad (4.8)$$

La fracción del área afectada por la estela es:

$$A_{Ratio} = \frac{A_{Shadow}}{A_{Turb}} \qquad (4.9)$$

Con $A_{Turb} = \pi \cdot {r_r}^2$

Si $A_{Shadow} \notin \mathbb{R}$, significa que no hay efecto estela sobre la turbina, o que esta está totalmente cubierta por dicha estela. En el primer caso se considera que $A_{Ratio} = 0$, y en el segundo que $A_{Ratio} = 1$.

Finalmente, de (4.6) y (4.9), la velocidad del viento de una turbina que sufre un solo efecto aerodinámico es:

$$U = U_0 \cdot (1 - v_d \cdot A_{Ratio}) \qquad (4.10)$$

4.3.1.2 Efecto Estela Múltiple

En la práctica, un parque eólico onshore u offshore está compuesto por más de dos turbinas donde lo más probable es que sus estelas se intersecten y afecten a las turbinas ubicadas aguas abajo al mismo tiempo. *Este problema puede ser resuelto suponiendo que el déficit de energía cinética de una estela mixta sea igual a la suma de los déficit de energía para cada estela en la posición calculada a favor del viento*. Sea la turbina j la turbina que está siendo estudiada y la turbina i una turbina al azar contra el viento. Entonces, se puede calcular:

$$v_{def}^2(j) = \sum_{i \in W(j)} {vd_{ij}}^2 \qquad (4.11)$$

Y por lo tanto:

$$v_{def}(j) = \sqrt{\sum_{i \in W(j)} {vd_{ij}}^2} \qquad (4.12)$$

Donde $v_{def}(j)$ es el déficit de velocidad total en la turbina j, y vd_{ij} es el déficit de velocidad causado por la turbina i en la turbina j. $W(j)$ es el conjunto de turbinas que afectan a la de posición j con su estela.

El término vd_{ij} es equivalente a v_d en (4.3), la distancia x de (4.3) ahora depende de la distancia entre las turbinas y por lo tanto aparece como x_{ij} y así como el radio de la estela, r_1, que también depende de la distancia de las turbinas, se denomina ahora como $r_1(x_{ij})$. En vista de esto:

$$vd_{ij} = \frac{2a}{1 + \alpha \cdot \left(\frac{x_{ij}}{r_1(x_{ij})}\right)^2} \qquad (4.13)$$

Surge de (4.9), (4.12) y (4.13):

$$v_{def}(j) = \sqrt{\sum_{i \in upwind} [vd_{ij} \cdot A_{Ratio}(i,j)]^2} \qquad (4.14)$$

Obteniendo finalmente, que la velocidad del viento en una turbina cuanto está bajo el efecto estela de otras i turbinas es:

$$U(j) = U_0 \cdot \left(1 - v_{def}(j)\right) \qquad (4.15)$$

4.3.1.3 Ejemplo de Aplicación del Modelo Matemático

Para ver los alcances de este modelo matemático, se muestra el siguiente ejemplo desarrollado en [Samorani-2013]. Consideremos la siguiente figura, donde se puede ver un aerogenerador afectado por el efecto estela de otras dos turbinas:

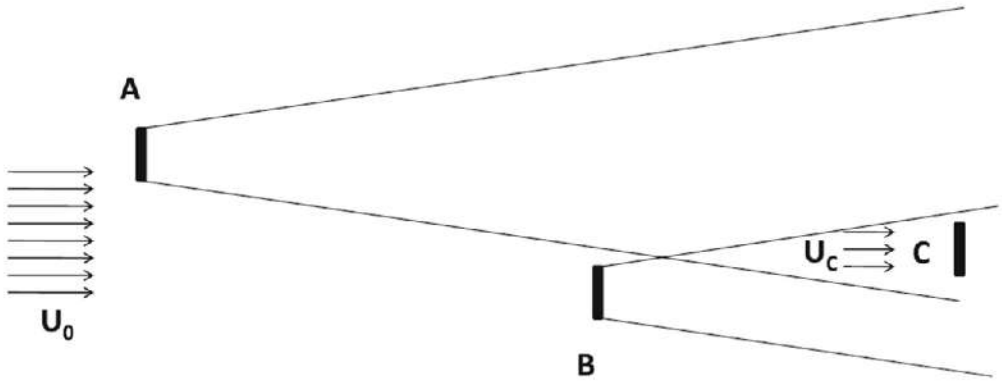


Figura 4.9 Ejemplo de aerogenerador afectado por el efecto estela de otras dos turbinas [Samorani-2013]

En este ejemplo, el viento sopla de izquierda a derecha a una velocidad igual a $U_0 = 12\,{}^{m}/_{s}$, y las estelas generadas por las turbinas A y B afectan a la de posición C. El objetivo es calcular la velocidad del viento U_C, que es el recibido por la turbina C (figura 4.9). Los datos del problema son:

$$x_{AC} = 500\ m$$

$$x_{BC} = 200\ m$$

$$z = 60\ m$$

$$z_0 = 0{,}3\ m$$

$$r_r = 20\ m$$

$$C_a = 0{,}88$$

De las ecuaciones (4.2), (4.13), (4.4) y (4.5), se calcula:

$$\alpha = \frac{1}{2 \cdot ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} = \frac{1}{2 \cdot ln\left(\frac{60\ m}{0{,}3\ m}\right)} = 0{,}09437 \qquad (4.16)$$

$$a = \frac{1 - \sqrt{1 - C_a}}{2} = \frac{1 - \sqrt{1 - 0{,}88}}{2} = 0{,}3268 \qquad (4.17)$$

$$r_1 = r_r \cdot \sqrt{\frac{1 - a}{1 - 2a}} = 20\ m \cdot \sqrt{\frac{1 - 0{,}3268}{1 - 2 \cdot 0{,}3268}} = 27.88\ m \qquad (4.18)$$

De aquí que los *déficit de viento* obtenidos son:

$$vd_{AC} = \frac{2a}{1 + \alpha \cdot \left(\frac{x_{AC}}{r_1(x_{AC})}\right)^2} = \frac{2 \cdot 0{,}3268}{1 + 0{,}09437 \cdot \left(\frac{500\ m}{27.88\ m)}\right)^2} = 0{,}0208 \qquad (4.19)$$

$$vd_{BC} = \frac{2a}{1 + \alpha \cdot \left(\frac{x_{BC}}{r_1(x_{BC})}\right)^2} = \frac{2 \cdot 0{,}3268}{1 + 0{,}09437 \cdot \left(\frac{200\ m}{27.88\ m)}\right)^2} = 0{,}1116 \qquad (4.20)$$

Estos resultados parciales se interpretan de la siguiente manera:

- ✓ Si C se ve afectado sólo por A, entonces la velocidad del viento en C se reduciría en 2,08% de la velocidad del viento incidente original.

- ✓ Si C se ve afectado sólo por B, entonces la velocidad del viento en C se reduciría un 11,16% de la velocidad del viento incidente original.

Luego se utiliza (4.14) para calcular el déficit de velocidad total en la turbina C, considerando, como se ve en la figura 4.9, que esta está totalmente cubierta por ambas estelas, por lo que $A_{Ratio} = 1$:

$$v_{def}(C) = \sqrt{\sum_{i\in(A,B)} [vd_{iC} \cdot A_{Ratio}(i,C)]^2} = \sqrt{{vd_{AC}}^2 + {vd_{BC}}^2} = 0{,}1135 \qquad (4.21)$$

Lo que significa que la reducción de la velocidad del viento en la turbina C, causado por las estelas de las turbinas A y B, es de 11,35% en relación con la velocidad del viento original.

Recordando que la velocidad del viento original que incide sobre el parque es $U_0 = 12\,{}^{m}/_{S}$, se obtiene:

$$U(C) = U_0 \cdot \left(1 - v_{def}(C)\right) = 10{,}64\ {}^{m}/_{S} \qquad (4.22)$$

Lo que representa que la velocidad del viento efectiva en la turbina C, es de $10{,}64\ {}^{m}/_{S}$. Se debe tener en cuenta este factor a la hora de calcular la energía que el parque en capaz de generar.

Observar que los cálculos serían los mismos aunque B estuviera dentro de la estela creada por A, lo que afectaría la propia turbina B, pero el resultado en la C sería el mismo.

Este ejemplo resalta una propiedad muy importante de combinaciones de efectos estela múltiples [Samorani-2013]: *el déficit de velocidad total depende en gran medida de la turbina más cercana que genera una estela*. En el ejemplo, el déficit de velocidad total $v_{def}(C)$ está muy cerca del déficit de velocidad vd_{BC} causado por la turbina B. En otras palabras, la presencia de la turbina A no afecta sustancialmente a la velocidad del viento en C, ya que $U(C)$ sería igual a $10{,}66\ {}^{m}/_{S}$ si A no estaba presente. Sin embargo, la interacción de múltiples efectos estela no se entiende completamente y es objeto de muchos estudios en el campo de la aerodinámica.

4.3.2 PUNTOS DE EFECTO ESTELA NULO

Para la optimización del Layout del parque, que se analizará en secciones siguientes, es importante tener en cuenta la forma en la que se pueden obtener los puntos en los cuales una turbina eólica no es afectada por los efectos estela de otros aerogeneradores ubicados aguas arriba de esta. Estos puntos se pueden calcular utilizando el siguiente método.

La figura 4.10 muestra dos turbinas eólicas, WT1 y WT2, localizadas dentro de un parque eólico con una coordenada de origen O, y con una dirección del viento dada θ (esta es perpendicular al plano de las palas). El vector OWT1 representa la posición de la turbina eólica WT1 y el vector OWT2 representa la posición de la turbina WT2. El punto B es el vértice cónico de la estela del WT1 en la dirección de la velocidad del viento. β en el ángulo entre el vector que se origina desde el vértice B con dirección a WT1, y el vector con origen en B y que posee dirección hacia WT2 [Shakoor-2015].

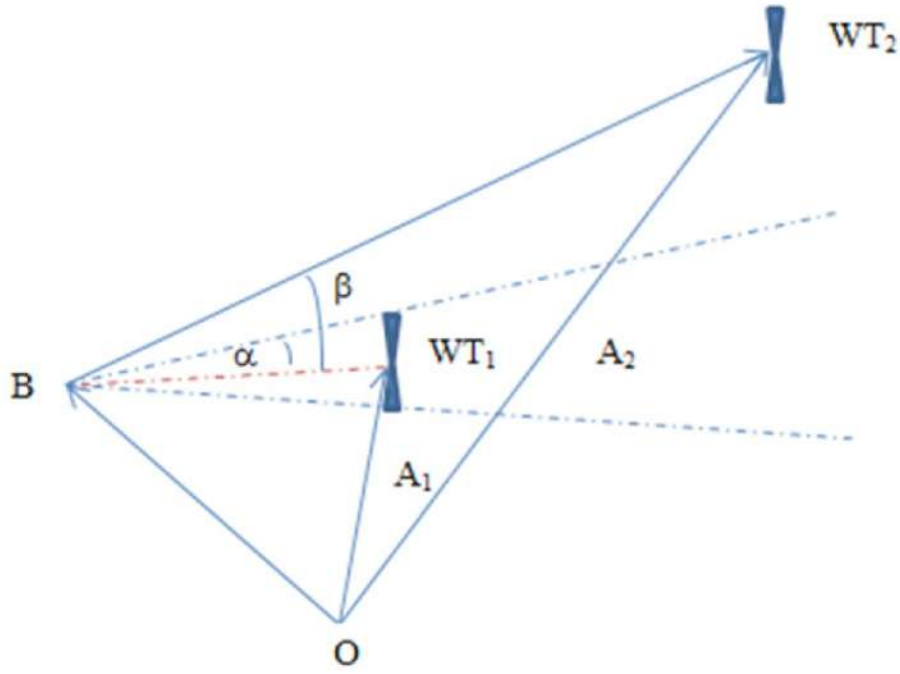


Figura 4.10 Turbina de viento fuera del efecto estela de otra turbina de viento [Shakoor-2015]

Recordando trigonometría, el valor del ángulo β se calcula como el arco coseno del cociente del producto escalar entre los dos vectores y el producto de sus módulos:

$$\beta = arcos\left(\frac{\overrightarrow{(BWT1)}\,\overrightarrow{(BWT2)}}{\left|\overrightarrow{BWT1}\right|\left|\overrightarrow{BWT2}\right|}\right) \qquad (4.23)$$

Si el ángulo β entre los vectores BWT1 y BWT2 es mayor que el ángulo α, la turbina eólica WT2 no estará situada dentro del área de estela de la turbina WT1, por lo que la velocidad del viento incidente en WT2 no se verá reducida por este efecto.

4.3.3 VARIACIÓN EN LA DIRECCIÓN DEL VIENTO

Del capítulo 1 sabemos que los aerogeneradores modernos están equipados con un sistema de rotación que permite que las palas de la turbina se enfrenten al viento para maximizar la energía extraída.

De la figura 4.6, y utilizando X como un eje, es evidente que X será siempre paralelo a la dirección del viento y cambiará junto con este [Bento do Amaral-2015], por medio del mecanismo mencionado en el párrafo anterior. Esto causa diferentes efectos estela, y en consecuencia, diferentes grados en el déficit del viento para cada dirección de este (figura 4.11).

Por lo tanto, debe hacerse un análisis del déficit del viento como lo recién desarrollado, para cada dirección posible del viento.

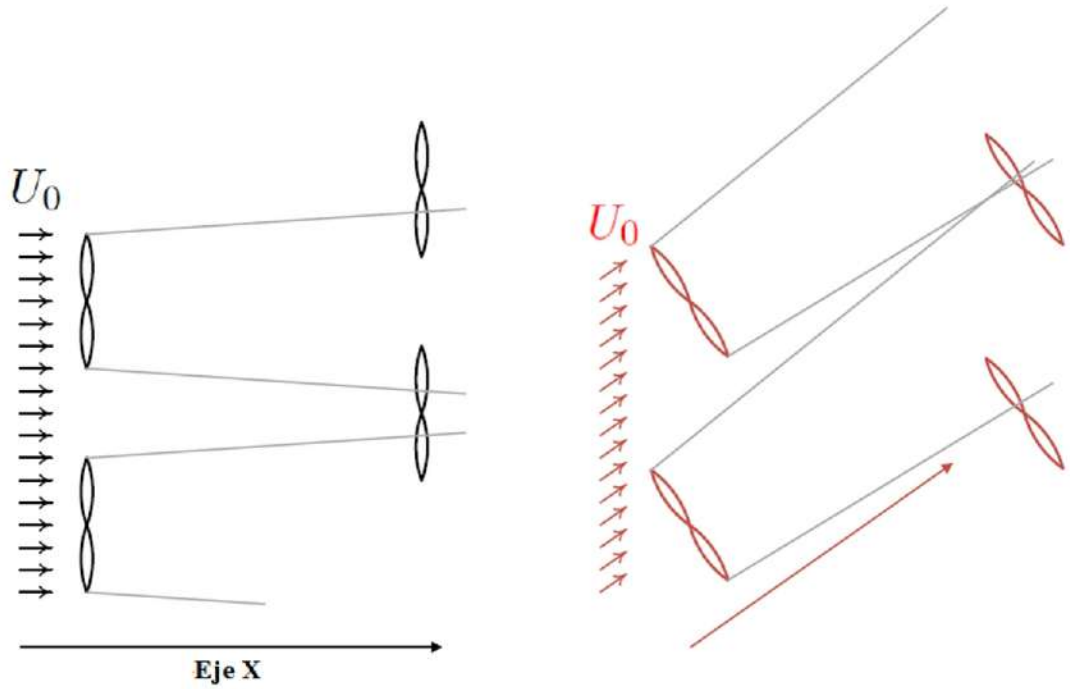


Figura 4.11 Ejemplo de la modificación del efecto estela cuando la dirección del viento cambia arbitrariamente [Bento do Amaral-2015]

4.4 POTENCIA TOTAL GENERADA TENIENDO EN CUENTA EL EFECTO ESTELA

Luego de estudiar el efecto estela que tiene lugar en un parque eólico, lo que sigue es obtener la potencia total que el parque es capaz de producir considerando la reducción en la energía obtenida causada por este efecto para cada dirección del viento.

Supongamos un escenario arbitrario denominado s, caracterizado por una determinada dirección y velocidad del viento. La potencia producida por el parque eólico puede obtenerse calculando la velocidad del viento v_j^s en cada ubicación de la turbina $j \in L$, donde L es el número de aerogeneradores. Supongamos conocida la función $P(v)$, la que calcula la potencia generada por una turbina si la velocidad del viento es v en su ubicación [Samorani-2013]. La potencia total producida se obtiene sumando la contribución de todas las turbinas.

Si se presentan más escenarios, interesa la potencia esperada producida en todos ellos, que se calcula sumando la potencia producida en cada escenario s ponderada por la probabilidad de su realización r_s. En vista de todo esto se obtiene la función de potencia total a optimizar T:

$$T = \sum_{s \in S} r_s \cdot \sum_{j \in L} P\left(v_j^s\right) = \sum_{s \in S} r_s \cdot \sum_{j \in L} P\left[U_s \cdot \left(1 - \sqrt{\sum_{i \in W^s(j)} vd_{ij}{}^2}\right)\right] \qquad (4.24)$$

Donde S es el conjunto de todos los escenarios s, y $W^s(j)$ es el conjunto de turbinas que afectan a la de posición j con su estela en el escenario s.

Aunque las variables controlables (es decir, las ubicaciones de las turbinas) no se ilustran explícitamente en la ecuación de T, los conjuntos $W^s(j)$ dependen directamente de ellas.

4.5 OPTIMIZACIÓN DEL LAYOUT DE UN PARQUE EÓLICO

4.5.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de esta sección es definir las bases para la optimización de la disposición de los aerogeneradores dentro de un parque eólico onshore u offshore, en base a lograr la máxima eficiencia energética y el menor costo posible, teniendo en cuenta las limitaciones propias de los aerogeneradores y de las dimensiones del mismo parque.

En términos matemáticos, el objetivo de la optimización del Layout de un parque eólico, es la maximización de la ecuación de potencia T recién descripta, y de otras que serán presentadas a continuación.

4.5.2 EL PROBLEMA DE LA OPTIMIZACIÓN. ALGORITMOS.

Mosetti G, Poloni C y Diviacco fueron los primeros en tener en cuenta el problema de optimización de la distribución de los aerogeneradores en un parque eólico. Modelan el parque como una rejilla cuadrada de 10 x 10, donde los centros de los 100 cuadrados son las posiciones posibles de las turbinas. Para garantizar la validez del modelo de Jensen (*la velocidad de la estela no se puede calcular con alta precisión en una distancia de la turbina inferior a cuatro diámetros de esta.)*, el lado de cada celda es 5D, aunque 3D sería suficiente.

Mosetti G, Poloni C y Diviacco, que no asumen un número predefinido de turbinas para instalar, definen su objetivo como maximizar la energía producida P_{tot} mientras se minimiza el costo de instalación $Costo_{tot}$. La potencia producida se deriva como se explica en la sección anterior (ecuación de T), mientras que el costo de instalación se define como:

$$Costo_{tot} = N_t \cdot \left(\frac{2}{3} + \frac{1}{3} \cdot e^{-0{,}00174 \cdot {N_t}^2}\right) \qquad (4.25)$$

Donde N_t es el número de aerogeneradores instalados. El costo de una turbina, que es la expresión entre paréntesis en la fórmula anterior, disminuye a medida que aumenta N_t.

La función objetivo adoptada, la cual se busca minimizar, es:

$$Obj = \frac{1}{P_{tot}} \cdot W_1 + \frac{Costo_{tot}}{P_{tot}} \cdot W_2 \qquad (4.26)$$

Donde W_1 es la constante que pondera el primer término, el cual depende sólo de la potencia generada total, y W_2 es la constante propia del segundo término, el cual depende de la P_{tot} y de la función del costo. El valor de W_1 se considera pequeño comparado con W_2.

Volviendo a centrarse en los parques eólicos offshore, al obtener algoritmos para la optimización de sus diseños, hay que considerar que una disposición en el mar difiere de una en la tierra, tanto en los costos como en la energía obtenible.

Los costos de instalación y mantenimiento aumentan con la profundidad del agua, al igual que la producción de energía, porque la velocidad del viento aumenta a medida que se avanza más lejos de la costa. Por lo tanto, hay un equilibrio óptimo entre estos dos efectos contrastantes que determina qué tan lejos de la costa es conveniente instalar las turbinas. El objetivo utilizado es el de minimizar el Costo Normalizado de la Energía (CNE), definido como [Samorani-2013] es:

$$CEN = \frac{C_C \cdot FCR + C_{O\,y\,M}}{AEP} \qquad (4.27)$$

Donde C_C es el costo total de capital instalado en el parque eólico (turbina, infraestructura y costos de transmisión), FCR es la tasa de carga fija, un factor que considera los costos de capital, $C_{O\,y\,M}$ representa el costo de operación y mantenimiento anual, y AEP es la Producción Anual de Energía.

Esta función objetivo es similar a (4.26), pero también incluye costos de operación y mantenimiento, lo que la hace más completa. El AEP se calcula de la misma forma que T en la sección 4.4, excepto que la distribución del viento se describe mediante una distribución de probabilidad continua en lugar de un conjunto de escenarios (distribución de Weibull).

Una vez definidas estas funciones, y teniendo en cuenta los objetivos que representan, partiendo de la disposición en forma de cuadricula 10 x 10 descripta en párrafos anteriores, la tarea a realizar es diseñar un algoritmo que minimice dicha ecuación, y por lo tanto aumentar la eficiencia energética del parque con un menor costo.

El método de solución que utilizan Mosetti G, Poloni C y Diviacco se basa en Algoritmos Genéticos[41]. Estos algoritmos mantienen una población de soluciones que iterativamente evoluciona a través de combinaciones y selecciones. En cada iteración, las soluciones se combinan y se obtiene una nueva cuyos componentes son heredados de uno de los dos "padres". Una solución está representada por un vector de 100 variables binarias x_i (con $i = 1, \dots, 100$), cada una indicando la presencia de una turbina en la posición i. Por lo tanto, la combinación de dos soluciones consiste en generar una nueva solución que tiene algunas turbinas en las mismas posiciones del primer padre y las otras en las mismas posiciones del segundo padre. Después de generar una nueva solución, algunos de sus componentes pueden ser cambiados para introducir diversidad en la población. Este mecanismo se denomina mutación, dada su semejanza con los cambios genéticos que intervienen en la evolución de las especies [Samorani-2013].

Mosetti G, Poloni C y Diviacco presentan en su estudio, tres problemas diferentes: A, B y C. En A el viento sopla constantemente desde el Norte a $12\ ^{m}/_{s}$; En B la velocidad del viento es de $12\ ^{m}/_{s}$ pero la dirección está uniformemente distribuida a través de 36 ángulos que tienen el mismo ancho de sectores angulares, 10°; En C el viento sopla a tres posibles velocidades diferentes $(8, 12, 17\ ^{m}/_{s})$ de una de las 36 direcciones descritas anteriormente [Samorani-2013].

Estos tres autores obtuvieron como resultado, mediante un estudio computacional, que las soluciones obtenidas con algoritmos genéticos, *tienen un mayor valor de función objetivo y una mayor eficiencia que las soluciones obtenidas mediante la instalación de turbinas en posiciones aleatorias*. La

[41] *John Henry Holland sugirió, en los años 1970, los algoritmos genéticos. Son llamados así porque se inspiran en la evolución biológica y su base genético-molecular. Estos algoritmos hacen evolucionar una población de individuos sometiéndola a acciones aleatorias semejantes a las que actúan en la evolución biológica (mutaciones y recombinaciones genéticas), así como también a una selección de acuerdo con algún criterio, en función del cual se decide cuáles son los individuos más adaptados, que sobreviven, y cuáles los menos aptos, que son descartados.*

eficiencia, que es una forma muy común de valorar y comparar soluciones, es definida en este estudio como:

La relación entre la energía total extraída por el parque eólico con N_t turbinas y N_t veces la energía extraída por una turbina aislada con el mismo viento no perturbado.

S.A. Grady replicó los experimentos de Mosetti mediante la modificación de los ajustes de los algoritmos. En particular, muestran que al permitir que 20 subpoblaciones evolucionen por 3.000 iteraciones (Mosetti realiza 100), se pueden lograr mejores soluciones [Samorani-2013].

Más recientemente, H. Hou-Sheng mejoró estos resultados usando un algoritmo genético distribuido donde una pequeña fracción de los individuos de mayor calidad de cada subpoblación emigra periódicamente a otra subpoblación.

Todos estos estudios han permitido consensuar sobre un diseño de Layout de un parque eólico offshore u onshore que posee buenos resultados en cuanto a eficiencia y costos, para utilizarlo como modelo de partida del diseño de un parque. Se llega a modelos donde las celdas pasan de ser cuadradas a tener forma rectangular.

La regla empírica que se puede utilizar para diseñar un diseño de parque eólico es [Samorani-2013]:

Las turbinas de los parques eólicos suelen estar espaciadas entre 5 y 9 diámetros del rotor en la dirección predominante del viento y entre 3 y 5 diámetros entre sí en la dirección perpendicular a los vientos predominantes (ver ejemplo en la figura 4.12).

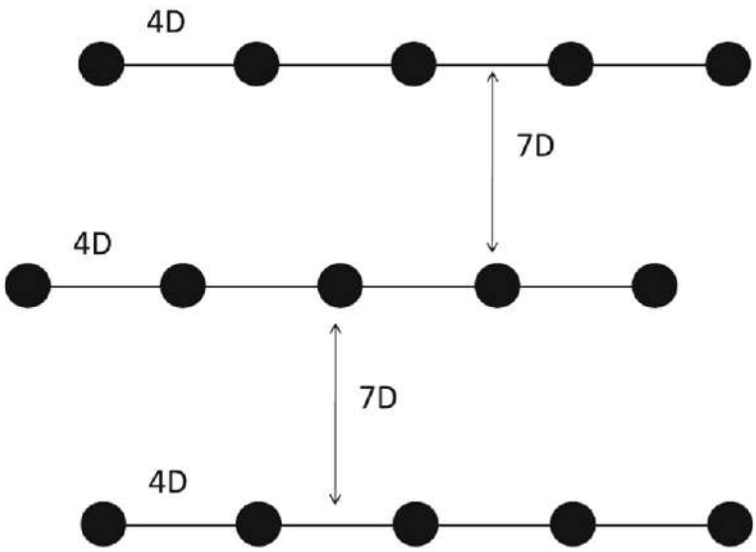


Figura 4.12 Tres filas de cinco turbinas cada una, instaladas según la regla empírica obtenida [Samorani-2013]

Este enfoque simple ignora todas las direcciones del viento, excepto la que prevalece, y por lo tanto es probable que conduzca a menores rendimientos que un diseño obtenido mediante el uso completo de los algoritmos a través de un simulador informático.

A pesar de esto, esta regla empírica es de gran utilidad en este proyecto, ya que será la base del diseño adoptado para el Parque Eólico Offshore introducido en el siguiente capítulo. Recordemos que el objetivo principal del proyecto es el estudio eléctrico de la inserción del parque en el Sistema Eléctrico Argentino, y no el diseño en si del parque. Igualmente, se consideró necesario este desarrollo para obtener una mejor base matemática y teórica para la realización de un anteproyecto de diseño en el capítulo 5.

4.6 DIMENSIONAMIENTO DE LOS CABLES DEL SISTEMA COLECTOR

4.6.1 INTRODUCCIÓN

Al diseñar un proyecto de un parque eólico offshore, una de las tareas que se realiza es el proceso de selección de cables del sistema colector. Esta actividad se lleva a cabo una vez que se han definido todas las posiciones de los aerogeneradores y las ubicaciones de las subestaciones offshore mediante la optimización del diseño del parque eólico basado en estudios ambientales, de estaciones meteorológicas, de fondos marinos, y utilizando los algoritmos y funciones objetivo desarrollados en la sección anterior.

El objetivo es determinar el número óptimo de líneas paralelas para instalar y seleccionar las secciones óptimas del cable que se utilizarán para interconectar los aerogeneradores, de manera que se minimicen los gastos de capital de los cables y sus costos de instalación, siempre considerando un correcto funcionamiento del sistema a plena carga.

4.6.2 METODOLOGÍA DE DISEÑO

La metodología aquí desarrollada está basada en un dimensionamiento de cables para cualquier utilización. La diferencia es que se aclaran varias cuestiones con lo referido a la instalación de cables submarinos para la utilización que se viene tratando en este capítulo.

La figura 4.13 muestra el diagrama de flujo de la metodología generalmente utilizada para el proceso de selección de cables.

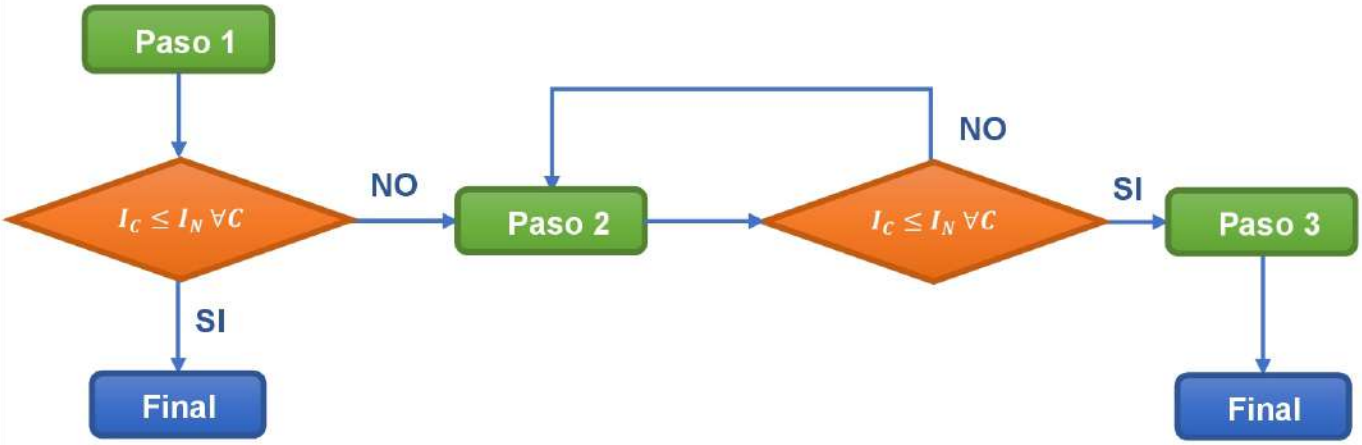


Figura 4.13 Diagrama de flujo de la metodología para el dimincionamineto de los cables del sistema colector de un parque eólico

Antes de comenzar con el dimensionamiento de los cables, se debe seleccionar la topología que el sistema colector tendrá. En base a esto, y a las potencias de los aerogeneradores, se calcula la corriente que cada cable submarino de corriente alterna deberá soportar.

Analizando la figura 4.13, durante una etapa inicial se realiza la selección de los cables más económicos disponibles (es decir, los de menores secciones), asegurándose de que la carga máxima admisible, bajo operación a plena carga, no se supere ($I_C \leq I_N$, donde I_C es la corriente máxima que circula por cable e I_N es la corriente nominal del cable). Este es el ***Paso 1***.

A continuación, si alguno de los cables que interconectan las turbinas eólicas está sobrecargado, se ejecuta el ***Paso 2***. De lo contrario, el proceso termina. El ***Paso 2*** consiste en la selección del número

mínimo de cables paralelos que se necesitan para trabajar dentro de las condiciones admisibles. Este proceso sólo se lleva a cabo para aquellos cables con la sección transversal más alta disponible que están sobrecargados, es decir, si existen cables de mayor sección, se evita instalar cables en paralelo.

Este proceso iterativo llevado a cabo en el ***Paso 2*** continúa hasta que se cumple que $I_C \leq I_N$, obteniendo como resultado que ningún cable supere su corriente máxima.

Finalmente, una vez que todas las corrientes de los cables están por debajo de su límite máximo, se realiza el ***Paso 3***. Este paso tiene como objetivo reducir las secciones transversales de los cables con dos o más cables paralelos con el fin de minimizar los costos totales de cable de la planta eólica offshore.

Con esta metodología se tiene como resultado un arreglo de cables optimizado, donde se obtienen un mínimo número de cables y con las menores secciones posibles, donde cada uno posee una capacidad admisible suficiente para la corriente que deberá soportar cuando el parque genere el máximo de su potencia.

4.6.3 VERIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN DE LOS CABLES

Luego de obtener los cables dimensionados según la corriente que deben transmitir, se deben realizar otras verificaciones para corroborar que cumplan con las siguientes cuestiones:

4.6.3.1 Verificación por Corriente Máxima Teniendo en Cuenta los Factores de Instalación

La corriente máxima real que un cable es capaz de transmitir varía según varios factores. En particular, para los cables utilizados en sistemas colectores de parque eólicos offshore (cables submarinos enterrados 1 m por debajo de la superficie marina), se debe tener en cuenta:

Factor de Agrupamiento: el calentamiento mutuo de los cables, cuando varios circuitos coinciden en la misma canalización (o un solo circuito tenga más de una terna en paralelo), obliga a considerar un factor de corrección adicional para tener en cuenta la mayor dificultad para disipar el calor generado, ya que esta situación equivale a una mayor temperatura ambiente [Prysmian-2008].

Factor por Temperatura Ambiente: al igual que ocurre con líneas aéreas por ejemplo, se debe tener en cuenta la temperatura ambiente, que en este caso es la del agua del mar. La menor temperatura de las aguas provoca una mayor capacidad térmica en los cables, y por lo tanto una mayor capacidad de conducir corriente.

Factor por Tipo de Instalación: el tipo de instalación también modifica la capacidad de corriente de los cables. En el caso de los cables submarinos del sistema colector de los parques eólicos offshore, están enterrados 1 m por debajo del lecho marino, por lo que, del catálogo de cables de MT Prysmian, este factor es igual a 0,97 [Prysmian-2008].

Factor por Resistividad Térmica del Terreno: este factor es tenido en cuenta para cuantificar la capacidad de disipación del calor del terreno en el cual el cable es enterrado.

Lo más óptimo es considerar estos factores durante la aplicación de la metodología de la figura 4.13.

4.6.3.2 Verificación de la Caída de Tensión

Una vez calculados todos los cables considerando sus correspondientes factores, se debe realizar la verificación por caída de tensión en el cable.

Esta caída es ocasionada por la circulación de corriente de carga a través de la impedancia de cada cable. Esta impedancia posee una componente resistiva y otra inductiva, y depende del material del conductor, de la sección, de la longitud, de la temperatura, de la frecuencia y de la disposición de los conductores en cada cable.

El criterio que se toma generalmente para asegurar un correcto desempeño del sistema colector de un parque eléctrico en cuanto a las caídas de tensión, es que esta no supere el 3% con respecto a la tensión nominal.

4.6.3.3 Verificación de las Corrientes de Cortocircuito

La última verificación se corresponde con asegurar que cada conductor no alcance la temperatura máxima admisible durante un cortocircuito.

Se considera para esto, el tiempo de falla y el valor de la corriente de cortocircuito. Cuanto menor sea el tiempo durante el cual el cable esté sometido a la falla, mayor será la corriente de cortocircuito que este será capaz de soportar.

El tiempo de despeje de una falla es desconocido, por lo que se calcula el máximo tiempo de despeje cuando por el conductor circule una corriente de cortocircuito, y se analiza si estos son coherentes con los tiempos típicos de actuación de las protecciones.

El tiempo máximo de despeje se calcula como:

$$t_{máx} = \left(\frac{K \times Sección}{I_{CC}}\right)^2 \qquad (4.28)$$

Donde K es una constante dependiente de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito e I_{CC} es la corriente de cortocircuito que circula en caso de falla.

4.6.4 EJEMPLO DE CÁLCULO. DIFERENTES POTENCIAS DE TURBINAS

En esta parte se analiza de forma breve un ejemplo del dimensionamiento de los cables del sistema colector de un parque eólico offshore de las mismas características del que será descripto en el siguiente capítulo, con una conexión a tierra mediante un sistema HVDC - VSC. A pesar de esto, el diseño del sistema colector seria el mismo si se utilizara otra tecnología para la transmisión de la energía hacia la estación transformadora onshore.

Luego de aplicar la metodología antes explicada, y considerando diferentes potencias de los aerogeneradores, se llega al resultado de las figuras 4.14, 4.15 y 4.16.

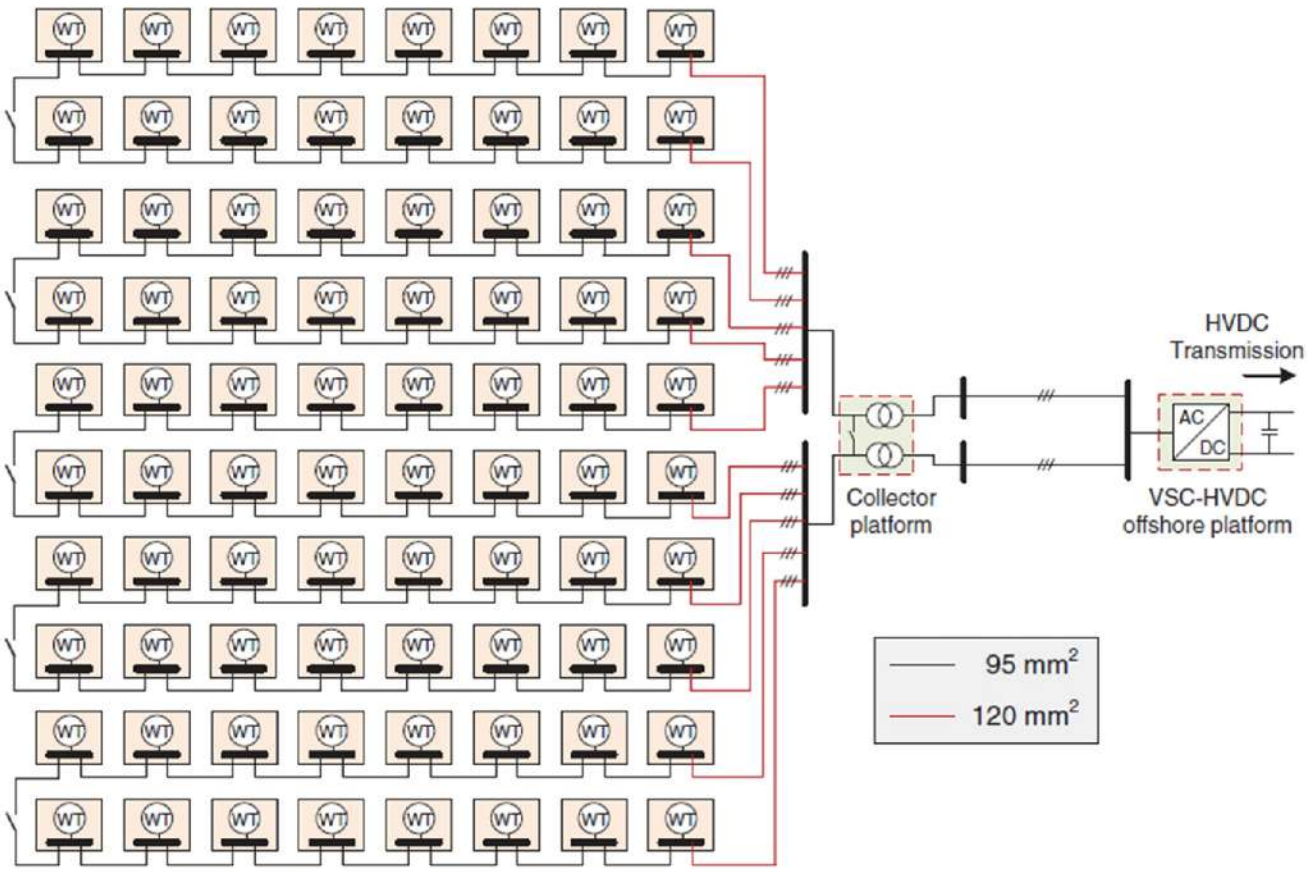


Figura 4.14 Resultado de aplicar la metodología de selección de cables a un parque eólico offshore que consta de 80 aerogeneradores de 2,5 MW de potencia nominal cada uno [Dirk V. Hertem-2016]

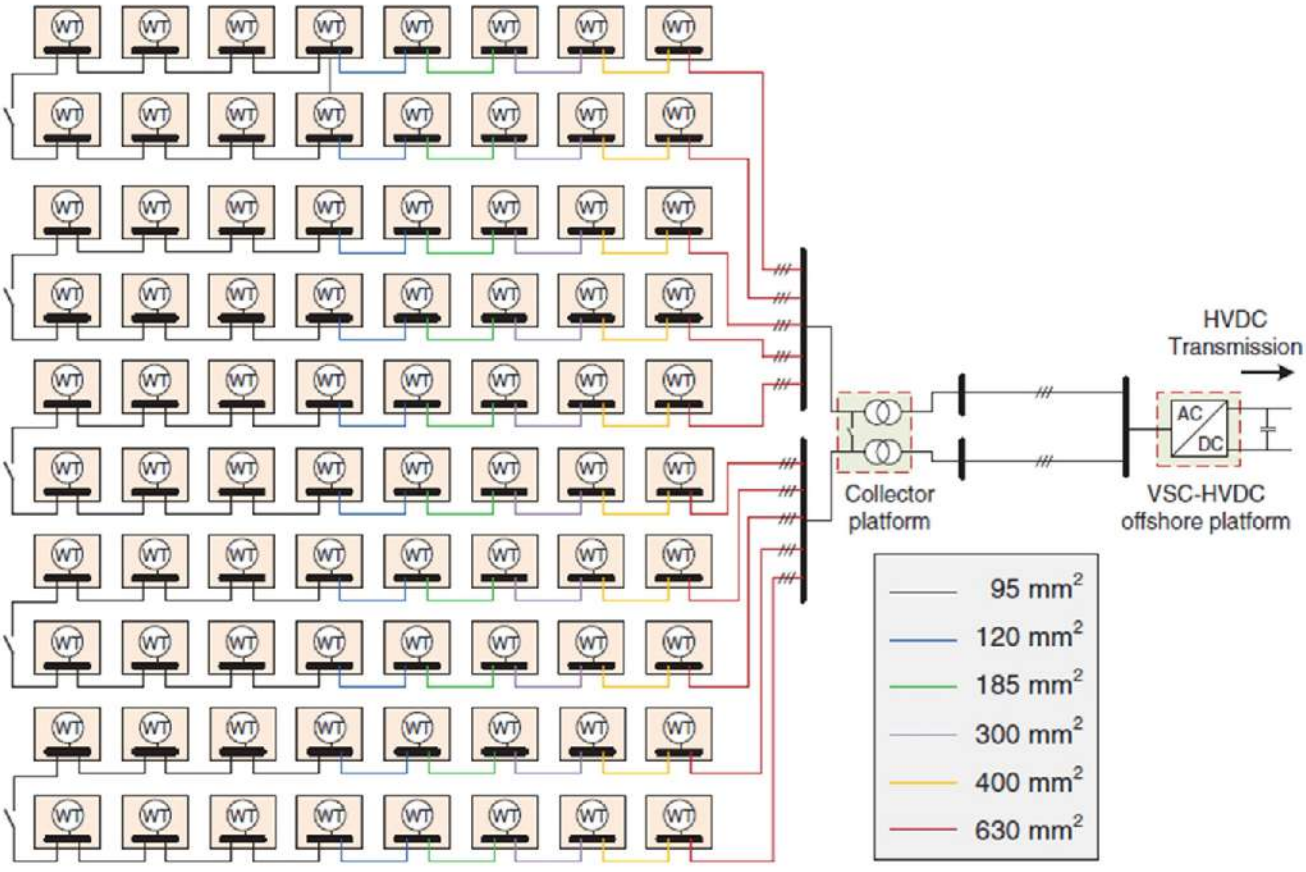


Figura 4.15 Resultado de aplicar la metodología de selección de cables a un parque eólico offshore que consta de 80 aerogeneradores de 5 MW de potencia nominal cada uno [Dirk V. Hertem-2016]

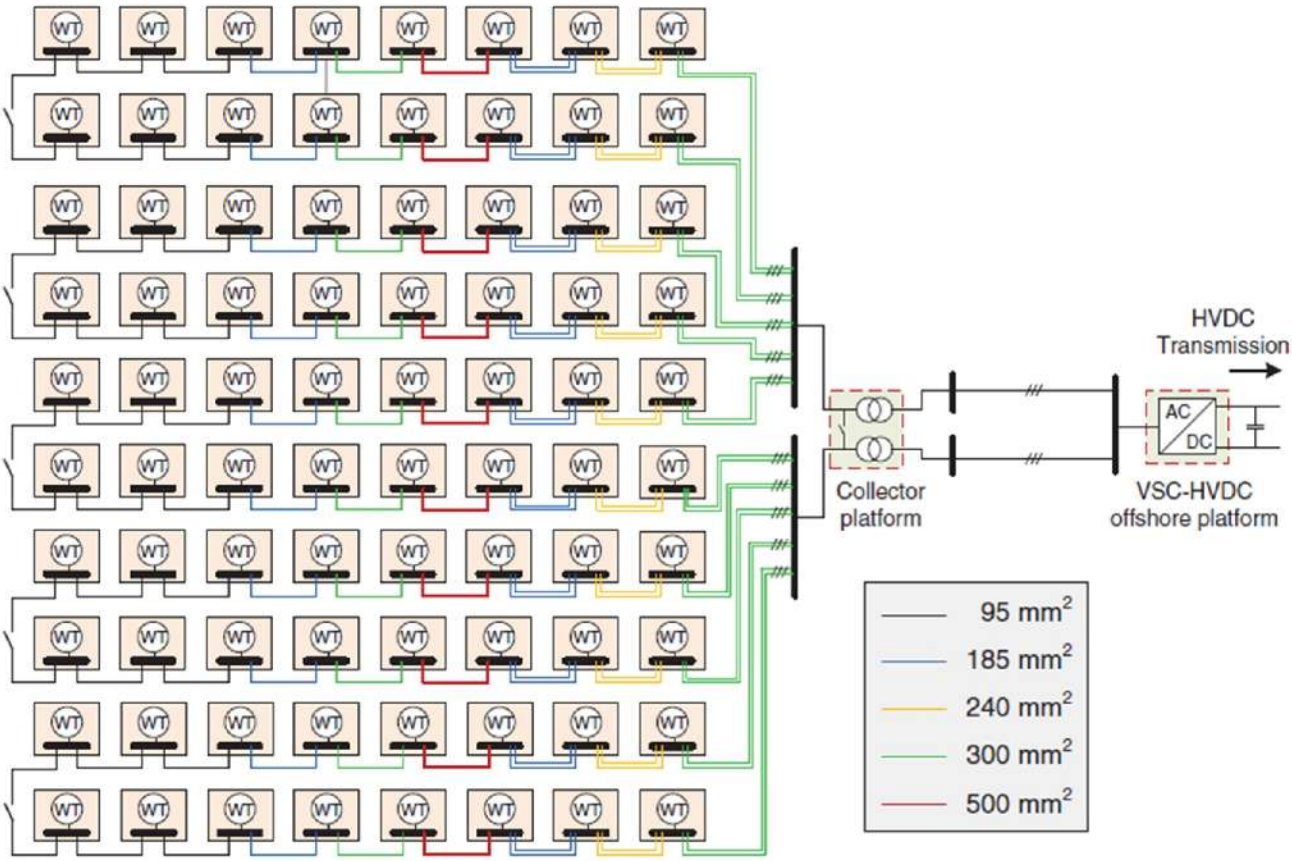


Figura 4.16 Resultado de aplicar la metodología de selección de cables a un parque eólico offshore que consta de 80 aerogeneradores de 7,5 MW de potencia nominal cada uno [Dirk V. Hertem-2016]

Como se puede ver, cuando la potencia nominal de cada aerogenerador es de 2,5 MW (figura 4.14), sólo se necesitan dos secciones diferentes (95 mm^2 y 120 mm^2) para asegurar el funcionamiento correcto del parque eólico en condiciones de plena carga. Sin embargo, cuando se incrementa la potencia nominal de los aerogeneradores hasta a 5 MW (figura 4.15), aumenta el número de secciones diferentes de cables necesarios para minimizar los costes asociados con los cables y su instalación, y al tiempo que se evita la sobrecarga [Dirk V. Hertem-2016].

Ambos ejemplos se refieren al ***Paso 1*** del proceso de selección de cables de la figura 4.13, ya que no hay necesidad de agregar líneas paralelas con la base de datos de cable disponible. Por el contrario, el ***Paso 2*** y el ***Paso 3*** de la metodología, son necesarios para el tercer ejemplo mostrado en la figura 4.16, donde la potencia nominal de cada turbina eólica es de 7,5 MW. Por lo tanto, el número de cables colocados en las tres primeras filas debe duplicarse para garantizar el comportamiento correcto del sistema en funcionamiento a plena carga. De este modo, estos cables pueden reducirse en sección transversal para optimizar el coste total del cable [Dirk V. Hertem-2016].

Para terminar, se utiliza este ejemplo para demostrar que siempre es más económico instalar un solo cable (siempre que estén disponibles las secciones suficientes) que instalar dos líneas paralelas con las secciones transversales de cable más pequeñas [Dirk V. Hertem-2016].

Esto se puede ver en la figura 4.17, donde se realiza esta comparación teniendo en cuenta que ambas configuraciones poseen la misma capacidad de corriente máxima.

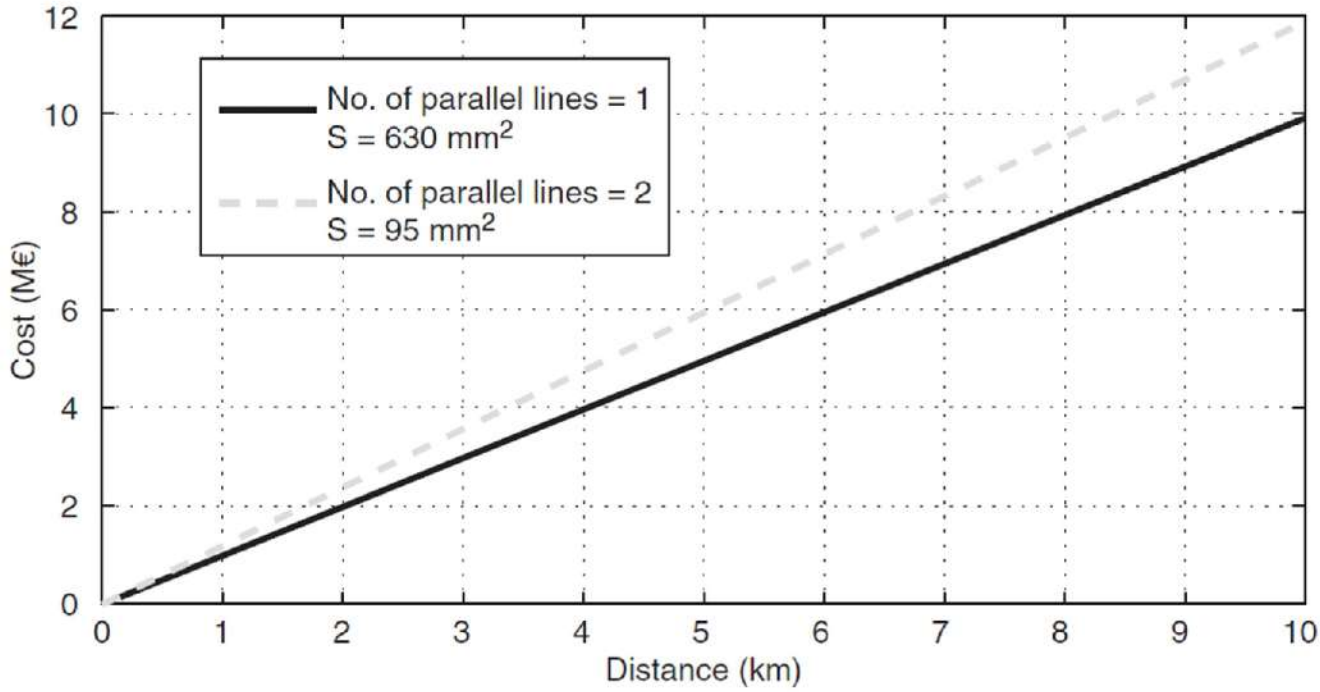


Figura 4.17 Demostración de que es más económico instalar un solo cable de 630 mm² de sección, que dos cables paralelos de 95 mm² de sección [Dirk V. Hertem-2016]

Como era de esperar, los resultados indican que a medida que aumenta la longitud del cable, el incremento de coste al instalar dos cables paralelos es mucho mayor. Por lo tanto, se justifica realizar el ***Paso 2*** del proceso de selección de cables, sólo si el ***Paso 1*** no ha tenido éxito.

Finalmente debe considerarse en el diseño que, debido a la actual limitación de los buques utilizados para la construcción de los parque eólicos offshore, y al excesivo costo que requiere la utilización de estos durante un largo período de tiempo (recordemos que este tipo de parques aún no es utilizado de forma masiva), puede ser más factible simplificar los resultados obtenidos del dimensionamiento de los cables, reduciendo el número de secciones a dos o tres diferentes, de manera que se minimice el número de desplazamientos requeridos.

UNR Universidad Nacional de Rosario

FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, INGENIERÍA Y AGRIMENSURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Autor

Nicolás Javier de San Juan

PROYECTO FINAL DE INGENIERÍA

Director

Dr. Ing. José Carlo

Codirector Técnico

Ing. Marcelo Cassin

ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE CON TRANSMISIÓN HVDC VOLTAGE SOURCE CONVERTER

OCTUBRE 2017

ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE CON TRANSMISIÓN HVDC - VSC

TOMO 2
CASO DE ESTUDIO

Autor
Nicolás Javier de San Juan

Director
Dr. Ing. José Cano

Codirector Técnico
Ing. Marcelo Cassin

Cátedra
Ing. Sergio Vacca

5 PARQUE EÓLICO OFFSHORE PUNTA ALTA

5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo nos encargamos de la presentación, diseño y modelado del Parque Eólico Offshore varias veces mencionado en capítulos anteriores, y que es el centro de estudio de este Proyecto Final de Ingeniería.

El ***Parque Eólico Offshore Punta Alta***[42] es un parque de emplazamiento marino que se diseñará para que genere una potencia cercana a los 300 MW. Transmite la potencia que genera hacia la costa a través de un sistema HVDC - VSC, con una configuración de cables bipolar.

En la primer mitad de este capítulo se lleva a cabo, por medio de lo aprendido en el capítulo anterior, un diseño y desarrollo preliminar del parque para obtener la localización más conveniente según una serie de criterios, la determinación del Layout de los aerogeneradores, el diseño del sistema colector de energía interno del parque, la determinación de las conversoras VSC a utilizar y así también como los cables de continua, entre otros elementos.

Este proyecto final centra sus esfuerzos en los estudios eléctricos que se presentan en el siguiente capítulo. Pero antes de eso, y con la premisa de justificar cada paso realizado y definir una base teórica para el desarrollo de los estudios, es que se decide realizar este diseño preliminar, ya que no se considera suficiente en este proyecto presentar al parque como una "caja negra" que genere los 300 MW.

Además se posee la finalidad de aprender y conocer las cuestiones básicas que incumben un diseño de este tipo de plantas generadoras de energía. Entre los profesionales y expertos en el tema de las energías renovables, es aceptado que en un futuro no muy lejano, este tipo de forma de obtención de energía irá ganando cada vez más terreno. Basta revisar la importante cantidad de solicitudes que recibió CAMMESA para la conexión a la red de parque eólicos y fotovoltaicos en los últimos años.

Por último en esta reflexiva introducción, se menciona que en la segunda parte de este capítulo se desarrolla el modelado del parque en el PPS/E, programa de simulación de sistemas de potencia del que más adelante se hablará, para luego ser utilizado por los estudios eléctricos en el siguiente capítulo.

En las siguientes secciones se diseñan y explicitan las partes que conforman a este parque eólico y que permiten su funcionamiento, con la premisa de lograr la máxima generación de energía posible.

5.2 EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE

La localización elegida para emplazar el Parque Eólico Offshore Punta Alta es en el sur de la Provincia de Buenos Aires, más precisamente a 30 km de las costas de Pehuen-Có[43]. A esta distancia no es posible ver los aerogeneradores desde la costa, por lo que la contaminación visual es nula. En las siguientes figuras se puede ver la ubicación del parque en imagen satelital:

---

[42] Punta Alta es una ciudad de Argentina, que se encuentra ubicada en el sudoeste de la Provincia de Buenos Aires, en la región pampeana. Es cabecera del Partido de Coronel Rosales. Es la segunda ciudad con mayor población en su región, con aproximadamente 60.000 habitantes según el Censo Nacional de Población 2010.

[43] Pehuen-Có es una localidad turística ubicada en el partido de Coronel Rosales, en el sur de la Provincia de Buenos Aires, a escasa distancia de las ciudades de Punta Alta y Monte Hermoso. Según el censo de 2010 realizado por el INDEC (Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina), es habitada por 681 personas.

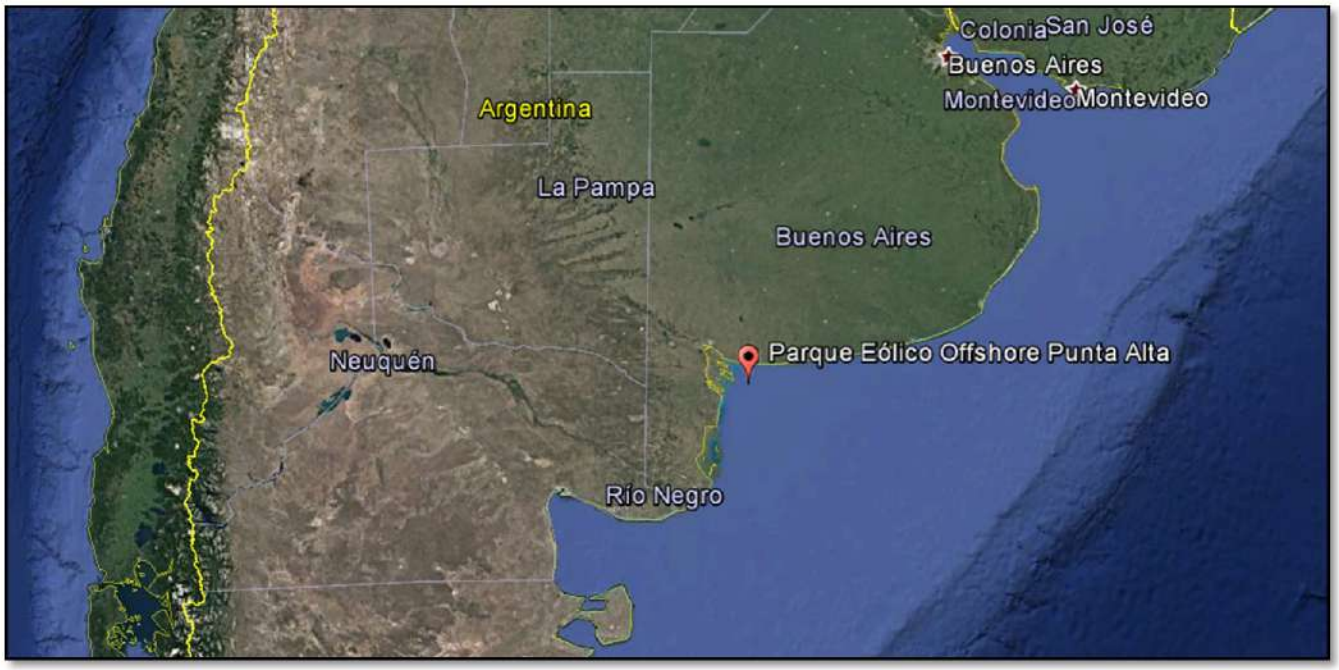


Figura 5.1 Imagen satelital donde se muestra la ubicación del Parque Eólico Offshore Punta Alta. Imagen original: Google Earth

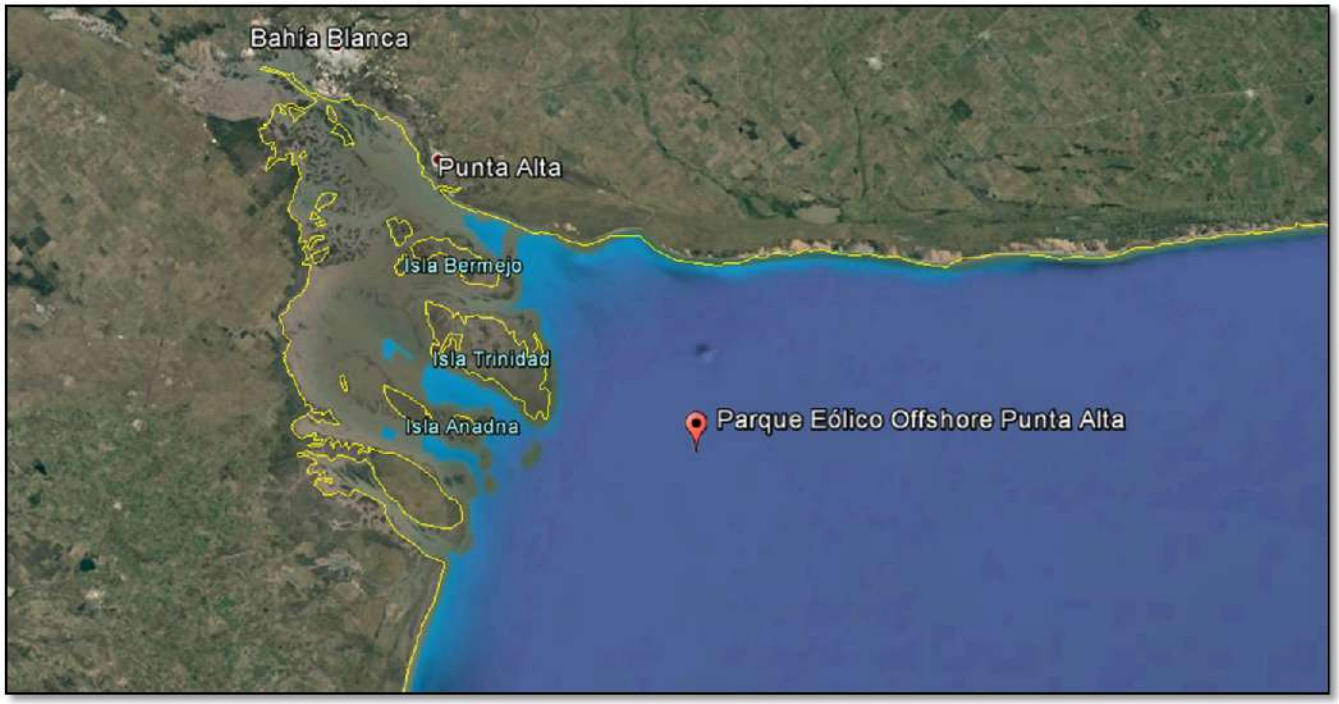


Figura 5.2 Acercamiento a imagen satelital donde se muestra la ubicación del Parque Eólico Offshore Punta Alta. Imagen original: Google Earth

La elección del emplazamiento de un parque eólico, ya sea en tierra o en el mar, responde a una gran cantidad de cuestiones. Estas van desde las más evidentes que son la evaluación del potencial del recurso eólico en la zona y un estudio de factibilidad económico y de inserción del parque en la red, hasta cuestiones que escapan de un estudio técnico y económico, como los son las condiciones políticas que atraviesa un país, los incentivos económicos que son facilitados a aquellos que instalen un parque en determinado lugar, las leyes sobre el mercado eléctrico, y hasta cuestiones medioambientales. Todas ellas son de gran importancia, ya que si se presenta un impedimento dado por alguno de estos criterios, el proyecto completo puede ser descartado.

En el caso del estudio del Parque Eólico Offshore Punta Alta que estamos llevando a cabo, serán tres los criterios utilizados y que están a nuestro alcance para la determinación del lugar de emplazamiento del parque. Estos se presentan a continuación.

5.2.1 CAPACIDAD DEL RECURSO EÓLICO EN LA ZONA

El primero es el gran potencial eólico del área. Esto se hace evidente al mirar los mapas de vientos en la zona. En la siguiente figura se puede ver por medio de gradientes de colores, un ejemplo del potencial eólico de la zona marina en el sur de la provincia de Buenos Aires, considerando una altura de 100 m por sobre el nivel del mar.

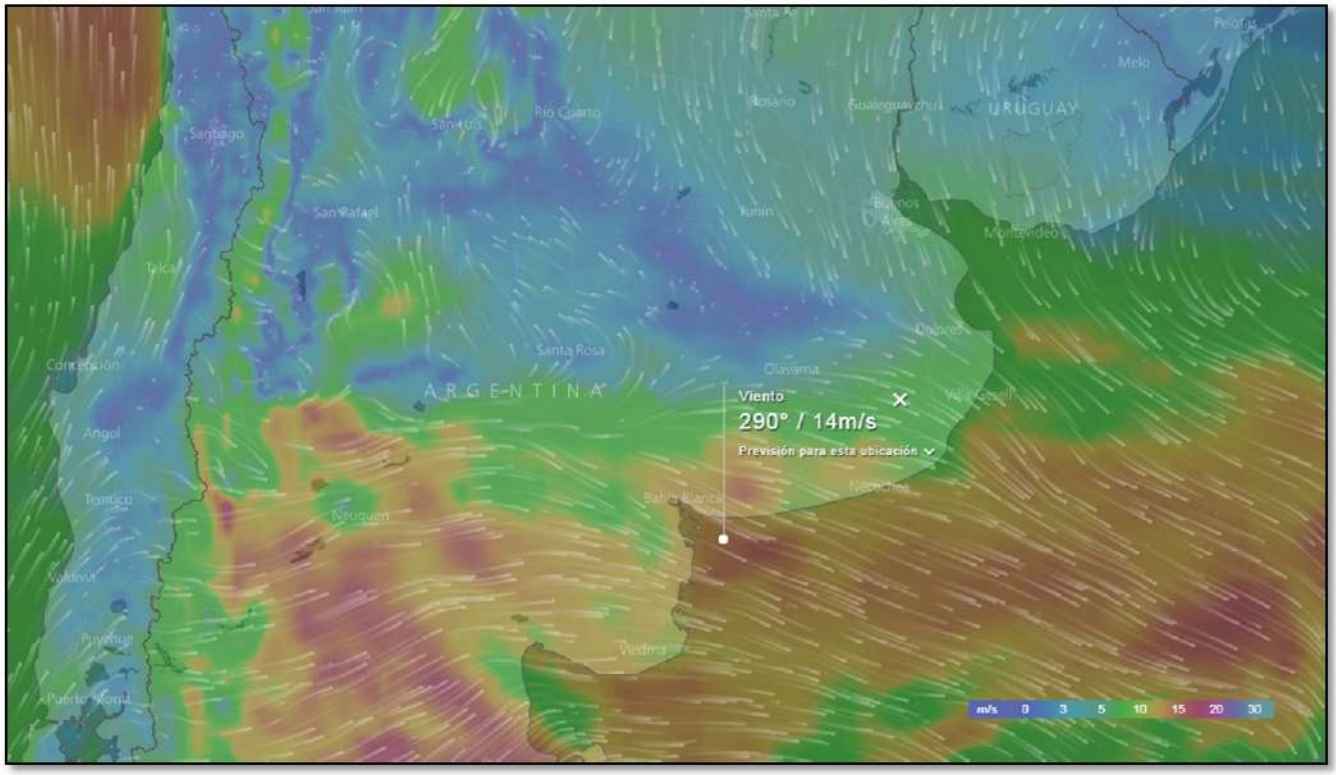


Figura 5.3 Mapa de vientos en la parte central de la República Argentina. Previsión para el día martes 15 de agosto del 2017 a las 13:00 hs a una altura de 100 m sobre el nivel del mar. El punto blanco indica la ubicación del Parque Eólico Offshore Punta Alta. Imagen capturada de la página web para el estudio del clima windy.com

Se hace clara la ventaja en cuanto al potencial eólico de esta localización con respecto a otras zonas marinas en la costa de la Provincia de Buenos Aires. En la figura 5.4 se puede apreciar un acercamiento de esta zona con las mismas condiciones que en la figura anterior. El punto blanco indica la ubicación del parque. En las condiciones en la que se tomó esta imagen la velocidad del viento es de 14,4 m/s, que según la curva del aerogenerador que se instala, este entrega el máximo de su potencia. Más adelante veremos esta curva.

Del capítulo 2 sabemos que una característica fundamental para el gran potencial eólico en emplazamientos offshore es la baja rugosidad de la superficie. En la figura 5.5 se puede ver sobre el mapa que estamos estudiando, los niveles de rugosidad de la superficie terrestre y marina.

Se comprueba que la rugosidad superficial en la zona es menor a 0,0151 m, valor pequeño en comparación con emplazamientos terrestres, lo que resulta en otro indicador de la conveniencia de esta localización para la instalación del parque.

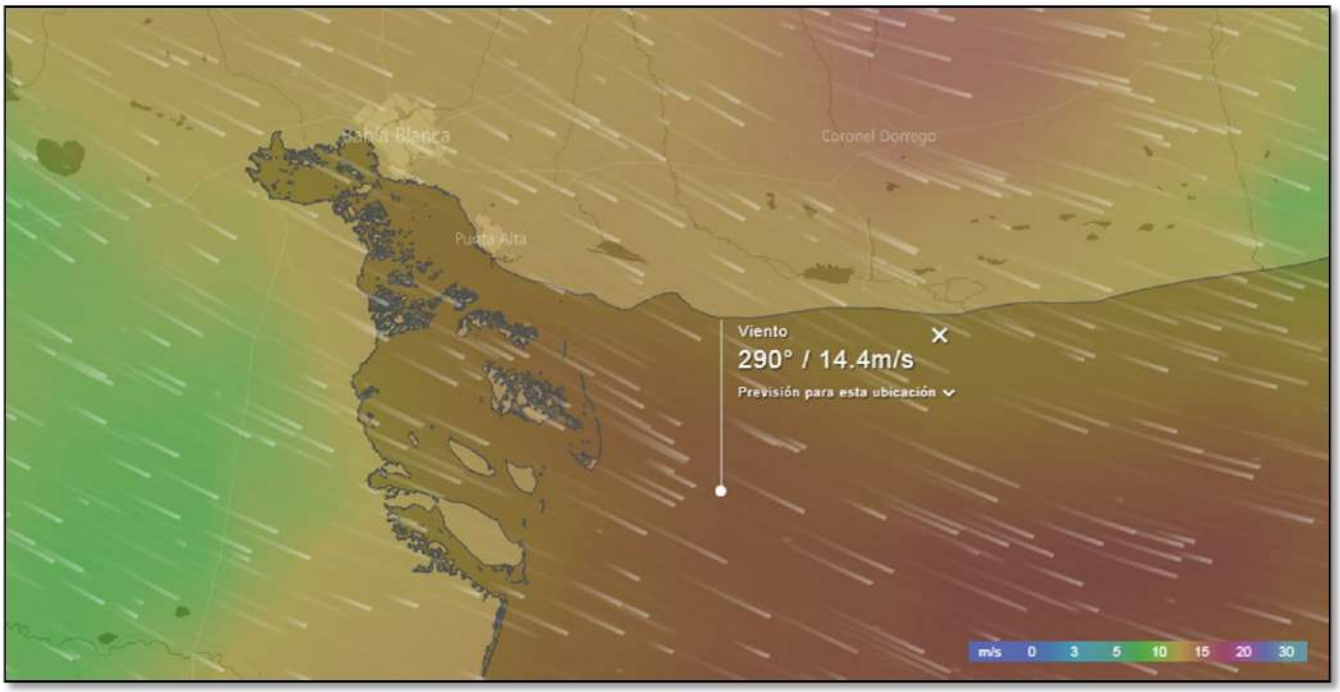


Figura 5.4 Mapa de vientos de la parte central de la República Argentina. Previsión para el día martes 15 de agosto del 2017 a las 13:00 hs a una altura de 100 m sobre el nivel del mar. Imagen capturada de la página web para el estudio del clima windy.com

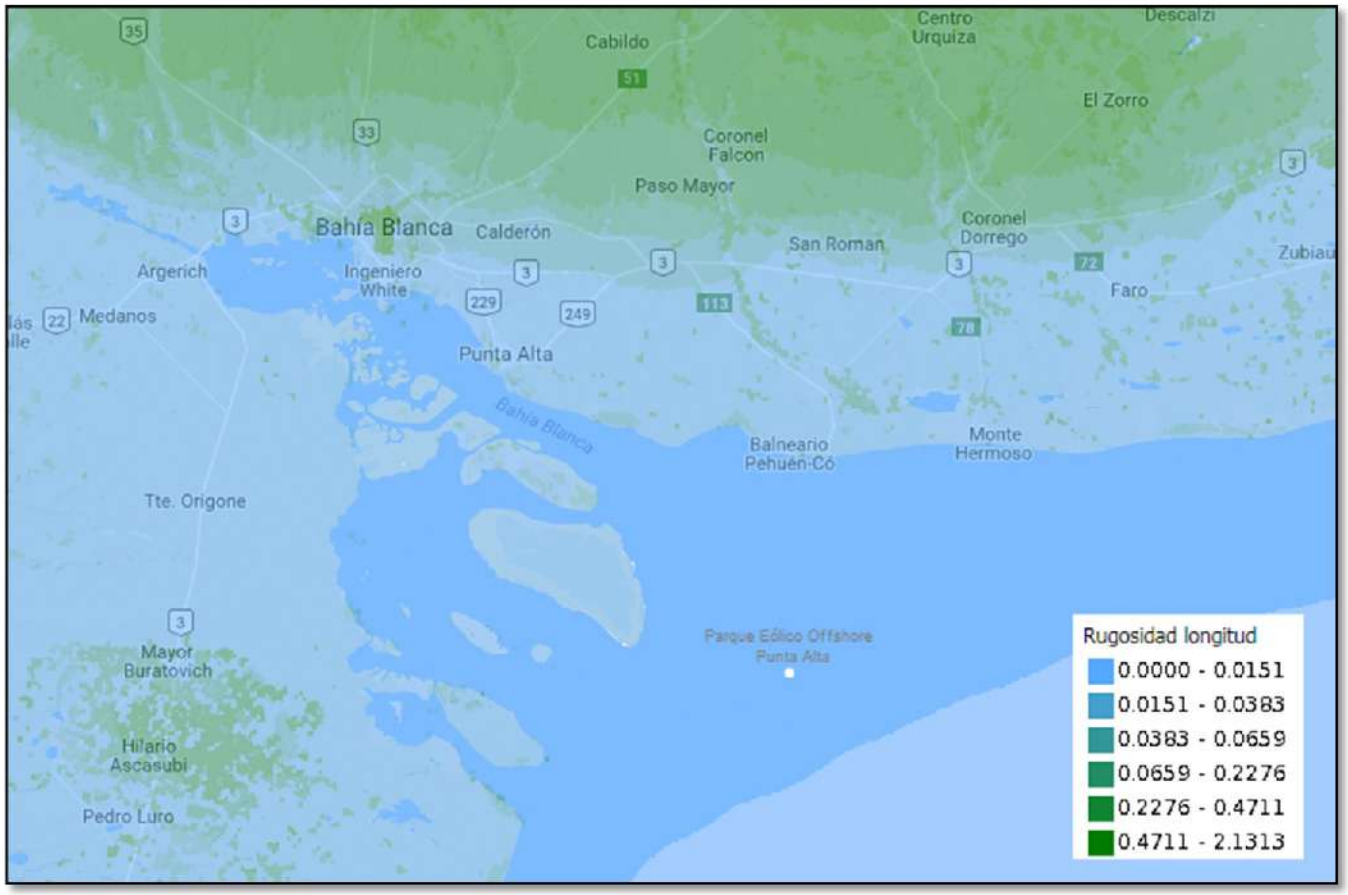


Figura 5.5 Mapa indicativo de la rugosidad (m) en la zona de emplazamiento del Parque Eólico Offshore Punta Alta y alrededores. Imagen modificada de original correspondiente al Mapa Eólico - Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires MEEBA, herramienta para el análisis de vientos en la Provincia de Bueno Aires creada por EAPC Sur

La capacidad eólica en término de energía será analizada a través de la distribución de Weibull en la elección del aerogenerador.

5.2.2 CERCANÍA A CENTROS DE CONSUMO

El segundo criterio tomado para la elección de la localización del parque es la cercanía a los centros de consumo. Es sabido que transportar potencia a través de grandes distancias no es para nada conveniente, principalmente por las pérdidas generadas en las líneas eléctricas. Es por esto que siempre que sea posible, se busca instalar las plantas de energía cerca de los grandes centros consumo, como lo son ciudades o parques industriales.

Este es el caso de la zona de Bahía Blanca, caracterizada por la presencia de un gran parque industrial, además de la propia ciudad, donde la demanda es relativamente grande comparando con zonas como por ejemplo la parte oeste de la Provincia de Buenos Aires.

La Argentina tiene un gran potencial eólico, especialmente en la Patagonia, comparado con otros países del mundo. El problema es que el centro principal de consumo se encuentra muy centralizado en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en el Conurbano Bonaerense.

La generación eólica offshore que se propone en este proyecto, tiene como uno de sus objetivos principales la solución a estos problemas, brindando la posibilidad de instalar un parque eólico en una zona de alto potencial eólico, pero sin ocupar espacio en las ciudades o cerca de estas, lo que hace posible que se instale más generación a menores distancias de estos centros de consumo.

5.2.3 CONEXIÓN CON EL SADI

El último pero no menos importante criterio considerado es la disponibilidad del SADI para soportar la inyección de los 300 MW del parque bajo estudio.

No es posible inyectar tal cantidad de potencia en cualquier punto del sistema eléctrico ni en cualquier nivel tensión. Esto se debe fundamentalmente a la capacidad de las líneas y equipos de evacuar la potencia inyectada y a las potencias de cortocircuito máximas que los equipos en las Estaciones Transformadoras pueden soportar.

Por recomendación de CAMMESA, se decide conectar el parque eólico en la Estación Transformadora Punta Alta 132 kV. Esta ET posee altos valores de potencia de cortocircuito y además, en una primera aproximación, se espera que sea capaz de evacuar la potencia inyectada hacia otras estaciones hasta llegar al sistema de 500 kV en la ET Bahía Blanca. Esto será estudiado en profundidad en el capítulo siguiente.

En el siguiente plano geográfico del SADI, elaborado cada año por CAMMESA, se puede ver la ubicación de la ET Punta Alta, y su conexión con líneas de alta tensión (132 kV) con otras ETs en la zona:

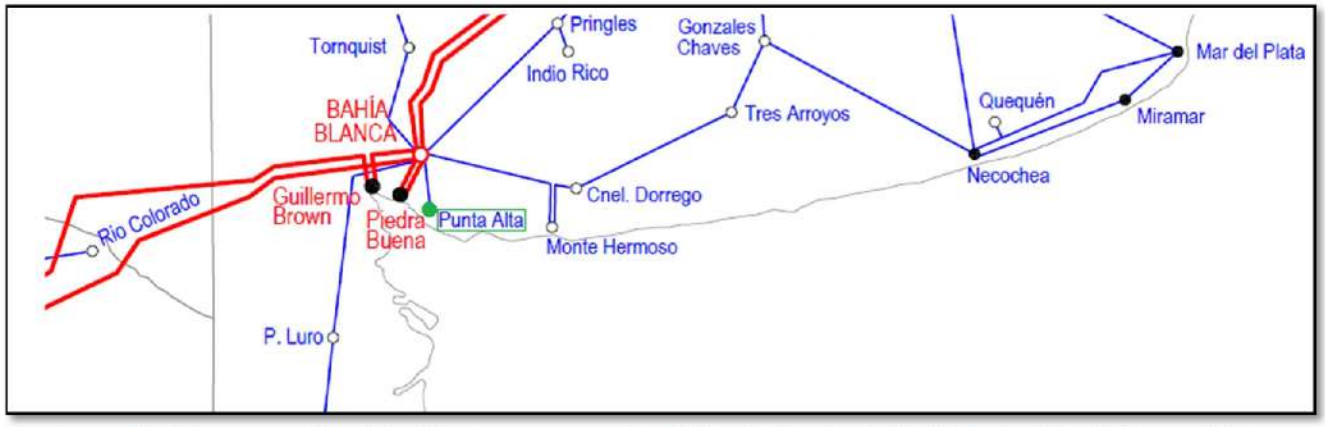


Figura 5.6 Plano geográfico del SADI, área cercana a la ET Punta Alta. Azul: 132 kV, Rojo: 500 kV. Plano original: CAMMESA

Y en la siguiente figura, se aprecia un unifilar más detallado del área. Es la sección de modelado del parque que se realiza más adelante, se verá en más detalle este unifilar.

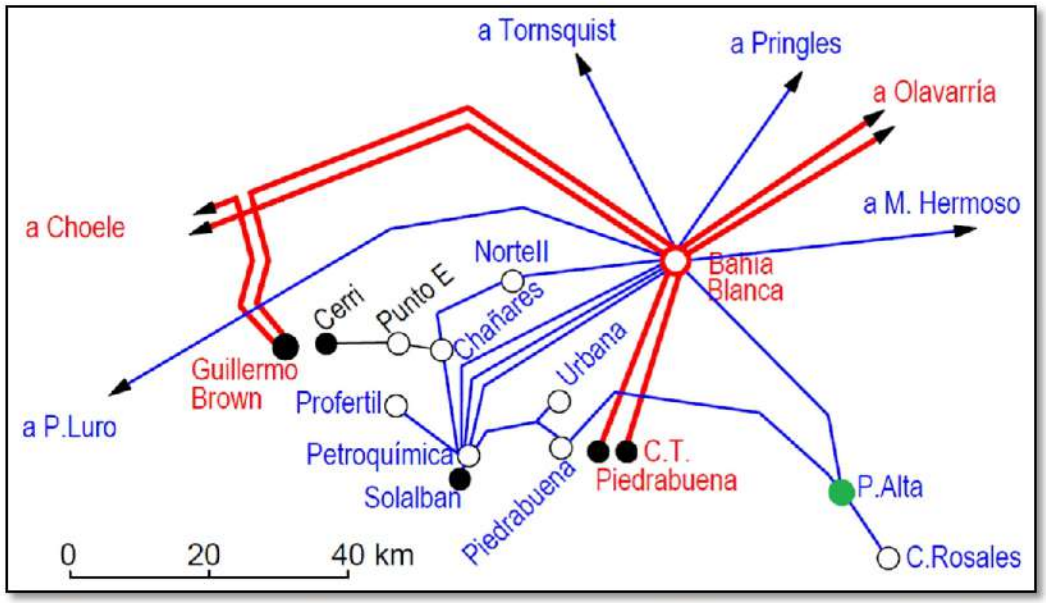


Figura 5.7 Plano geográfico del SADI, detalle del área cercana a la ET Punta Alta. Azul: 132 kV, Rojo: 500 kV. Plano original: CAMMESA

5.3 ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Luego de revisar las turbinas eólicas que ofrecen las variadas marcas presentes en el mercado, se observa una escasez de turbinas diseñadas para operar en emplazamientos offshore. Como ya sabemos, estos tipos de aerogeneradores son generalmente de mayor potencia que los utilizados en tierra, dada la mayor capacidad eólica de este tipo de emplazamientos, y además requieren de una estructura, fabricación e instalación acordes con las condiciones naturales en las que funcionarán.

Es debido a la ya conocida reducida cantidad de proyectos de parques eólicos offshore en relación a los parques onshore en la actualidad, el disminuido mercado existente para los primeros. Cuestión de la que se espera un cambio en los próximos años. Esto último es uno de los mensajes que este proyecto final intenta comunicar.

En vista de las pocas opciones, y de la escasa información técnica sobre cada una, se distinguen tres propuestas de aerogeneradores diseñados para utilización del tipo offshore, a instalar en el Parque Eólico Offshore Punta Alta:

Vestas V164 - 8 MW: aerogenerador de potencia nominal igual a 8 MW. Posee un diámetro de rotor de 164 m, y una altura del buje de 120 m con respecto al nivel del mar. El tren de potencia está formado por una caja de velocidades del tipo planetaria, un generador sincrónico con imanes permanente y un conversor tipo Full Converter. Además posee una velocidad nominal de giro del rotor de 10,5 rpm, es capaz de comenzar a entregar potencia con una velocidad del viento de 4 m/s, y se saca de servicio cuando esta velocidad llega a 25 m/s. Posee un transformador en la góndola que eleva la tensión de generación de 800 V a los 33 kV del sistema colector.

Gamesa G132 - 5 MW: aerogenerador de potencia nominal igual a 5 MW. Posee un diámetro de rotor de 132 m, y una altura del buje de 120 m con respecto al nivel del mar. El tren de potencia está formado de la misma forma que en caso anterior, una caja de velocidades del tipo planetaria de dos etapas, un generador sincrónico con imanes permanente y un conversor tipo Full Converter. La velocidad de giro nominal es de 13 rpm, puede comenzar a entregar potencia a los 1,5 m/s, y se saca

de servicio a los 27 m/s. Posee un transformador en la góndola que eleva la tensión de generación de 690 V a los 33 kV del sistema colector.

Senvion 6.2M 152: en este caso se tiene una potencia nominal de 6,15 MW. El diámetro del rotor es de 152 m y la altura de este es de 120 m con respecto al nivel del mar. A diferencia de las dos anteriores, el tren de potencia está conformado por una caja de velocidad planetaria de tres etapas y por un generador del tipo DFIG, es decir, un generador asincrónico cuya salida de potencia en el estator está conectada directamente a través del transformador de bloque ubicado en la góndola del aerogenerador, a la red interna de colección de energía del parque, y cuyo rotor es alimentado a través de anillos rozantes por un conversor que a su vez es alimentado por la salida del propio generador (ver sección 1.3.2 en capítulo 1). Además posee una velocidad de giro nominal de 12 m/s, a una velocidad del viento de 3,5 m/s puede comenzar a entregar potencia, y se saca de servicio a los 30 m/s. El transformador en la góndola eleva la tensión de generación de 800 V a los 33 kV del sistema colector.

En la siguiente figura se pueden ver las curvas de potencia de estos tres aerogeneradores:

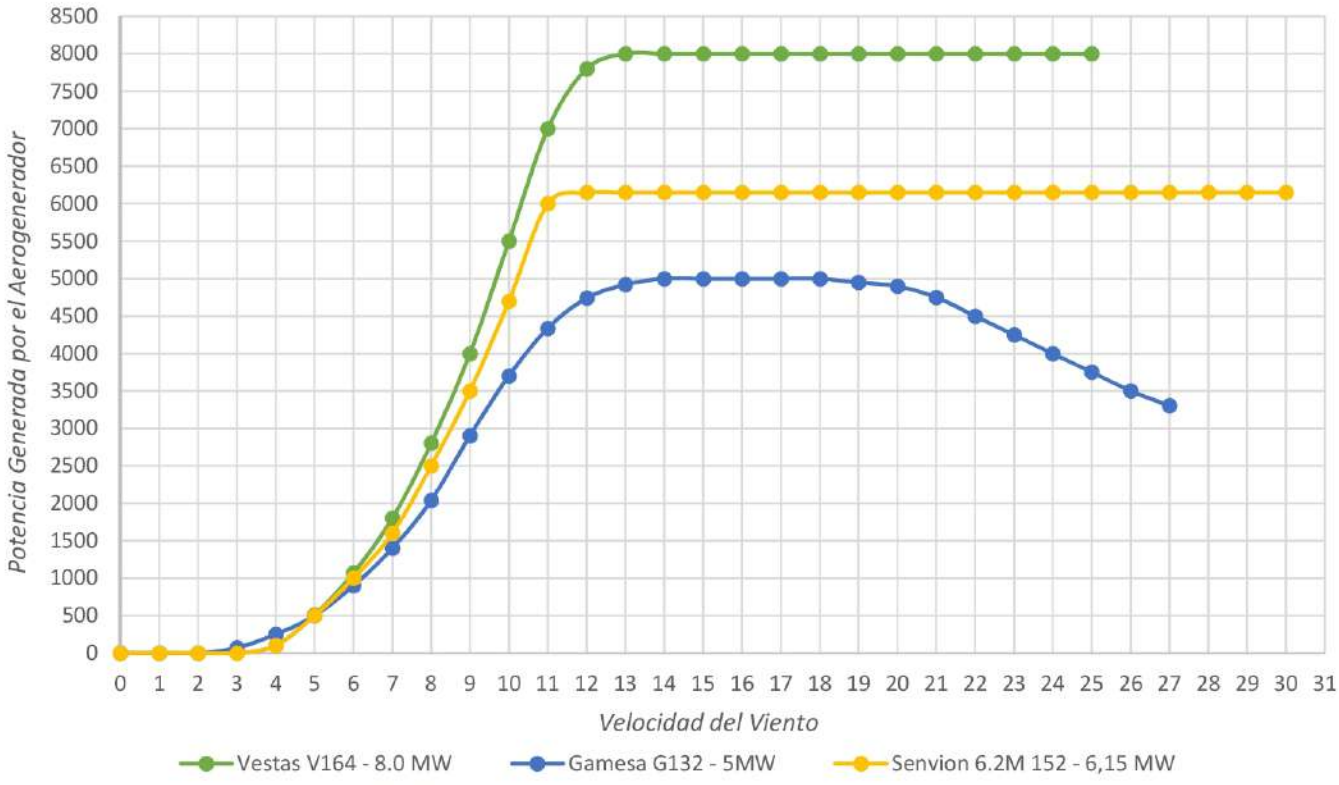


Figura 5.8 Curvas de potencia de los tres aerogeneradores bajo estudio

Antes de continuar con el estudio es interesante plantearse el siguiente cuestionamiento: *¿no resulta conveniente utilizar una turbina del tipo onshore, que son ampliamente empleadas en todo el mundo y de las cuales existe una gran calidad e información sobre sus características técnicas, y adaptarla para soportar las condiciones naturales de un entorno marino?*

La respuesta resulta negativa. Las mayores potencias nominales de aerogeneradores que son para utilización onshore están comprendidas en la actualidad entre los 2 y los 3,6 MW[44], lo que implica una cantidad de entre 84 y 150 turbinas para los 300 MW proyectados.

Surge de inmediato que instalar esta gran cantidad de aerogeneradores no es conveniente en el mar. Esto se debe principalmente al desmedido aumento de los costos de instalación, de

[44] *Esto referido a los aerogeneradores puramente onshore, ya que se instalan en tierra turbinas de potencias mayores, pero estas también están disponibles para emplazamiento onshore, y además son poco comunes.*

mantenimiento, y del sistema colector de energía interno del parque. Para la instalación de cada estructura de soporte del aerogenerador es necesario la utilización de barcos especialmente diseñados para esta tarea y de personal calificado, dos factores que representan un muy alto costo. Lo mismo sucede con el mantenimiento. Además representa una enorme superficie del Layout del parque, lo que a pesar de que en el mar no hay problemas en cuanto a espacio disponible, pueden ocasionarse problemas medioambientales mayores a los tolerables.

Es por todo esto que para emplazamientos marinos, siempre es preferible aerogeneradores de grandes potencias, con el objetivo de reducir el número de estos equipos.

Continuemos ahora sí con el análisis de la elección del aerogenerador.

Dos serán los criterios utilizados para definir el aerogenerador a utilizar en el parque. El primero de ellos será un criterio de maximización de la energía generada, y el segundo será económico.

El criterio energético consiste es determinar cuál de las tres alternativas posee un mayor valor de ***Factor de Carga***, este se define como el cociente entre la energía generada por un aerogenerador en un determinado período de tiempo considerando las condiciones del viento en ese emplazamiento, y el máximo que sería posible producir en el mismo periodo suponiendo que genera la potencia nominal en todo momento. En general se calcula para un periodo de un año. Se expresa de la siguiente manera:

$$FP_{Eólico} = \frac{E_{Generada}}{E_{Generada\ máx}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{(v_i)} \cdot \Delta t_i}{P_{Nominal} \cdot 24\ hs \cdot 365\ Días} \qquad (5.1)$$

Donde $E_{Generada}$ es la energía generada por el aerogenerador considerando las velocidades de los vientos que se presentan en el lugar, cuantificados por medio de la distribución de Weibull, durante un año. Para cada velocidad del viento medida v_i se calcula la potencia generada que representa a través de la curva de potencia del aerogenerador, y se multiplica por el tiempo en horas en las que se presenta dicha velocidad. Esto último considerando también los diferentes ángulos con que se desarrollan los vientos.

$E_{Generada\ máx}$ es la energía que produciría el aerogenerador en un año si generase en todo momento la potencia nominal.

Para realizar este cálculo para las tres turbinas de viento propuestas se utiliza la herramienta informática online facilitada por el Ministerio de Planificación Federal y Servicios Públicos, que consta de un Sistema de Representación Geográfico, donde se muestra un Mapa Eólico Nacional. Esta herramienta se denomina ***SIG EÓLICO***.

En esta se presenta un mapa de la Argentina donde se muestra gran cantidad de información, en forma de capas, acerca de factores que tienen que ver con la energía del viento. Algunos de estos son la rugosidad del terreno, la topografía y la velocidad anual de vientos. Esto se puede ver en la figura 5.9.

Además existen otras capas como las fronteras de las provincias, la señalización de departamentos y localidades, las redes eléctricas, y otras que permiten visualizar las rutas nacionales, ríos, aeropuertos y ferrocarriles.

En este caso, como se puede apreciar a la derecha de la figura 5.9, en el mapa se está visualizando las redes eléctricas (alta tensión), las provincias, las localidades y la velocidad media anual de vientos, donde las zonas tendiendo a tonalidades oscuras o rojizas, indican las mayores velocidades de los vientos.

Figura 5.9 Mapa Eólico Nacional, SIG EÓLICO, del Ministerio de Planificación Federal y Servicios Públicos. En pantalla detalle sobre redes eléctricas, límites de las provincias, localidades y velocidad media anual de vientos

En la barra de herramientas están disponibles aplicaciones que permiten navegar por el mapa, otras que muestran información general sobre una determinada zona (al seleccionar con el mouse la zona, se muestran un listado de nombre de provincias, localidades, capitales, y diferentes códigos), y una herramienta para analizar los vientos que es la que usaremos y que se detalla a continuación.

Esta herramienta se denomina ***Análisis Eólico*** , y permite obtener la distribución de Weibull en cualquier punto del territorio Argentino. Muestra gran cantidad de información, y permite calcular el ***Factor de Carga o Capacidad*** de un aerogenerador.

Para esto último se debe seleccionar el modelo del aerogenerador bajo estudio. El programa ofrece una lista de modelos de diferentes potencias y marcas, pero sólo dos de ellos del tipo offshore y de baja potencia. Esto no es un problema ya que es posible introducir la información de un aerogenerador que no se encuentre en la lista preestablecida. Se introduce la marca, el modelo, la potencia nominal, el diámetro del rotor, la altura de este último y la curva de potencia. Esto se puede apreciar en la figura 5.10, donde se introduce la información correspondiente al aerogenerador ***Vestas V164 - 8 MW***. Sin duda estamos frente a una herramienta de mucha utilidad por la información eólica que ofrece sobre el país.

Lo siguiente es definir el punto donde se realizará el estudio. Debido a que es considerablemente más complejo tomar mediciones del viento en el mar, que los modelos matemáticos utilizados no están diseñados para estas condiciones, y al nulo interés del recurso eólico offshore en la Argentina, no está disponible esta herramienta en el lugar de emplazamiento del parque.

Figura 5.10 Introducción de los parámetros del aerogenerador Vestas V164 - 8 MW en la herramienta SIG EÓLICO

Para solucionar este inconveniente se toma como punto de estudio el emplazamiento costero más cercano a la ubicación del parque, esto es en los márgenes de la localidad Pehuen Có. Este punto está ubicado sobre el mar, al límite de la zona donde la herramienta se puede utilizar. En la siguiente figura se puede ver esta localización.

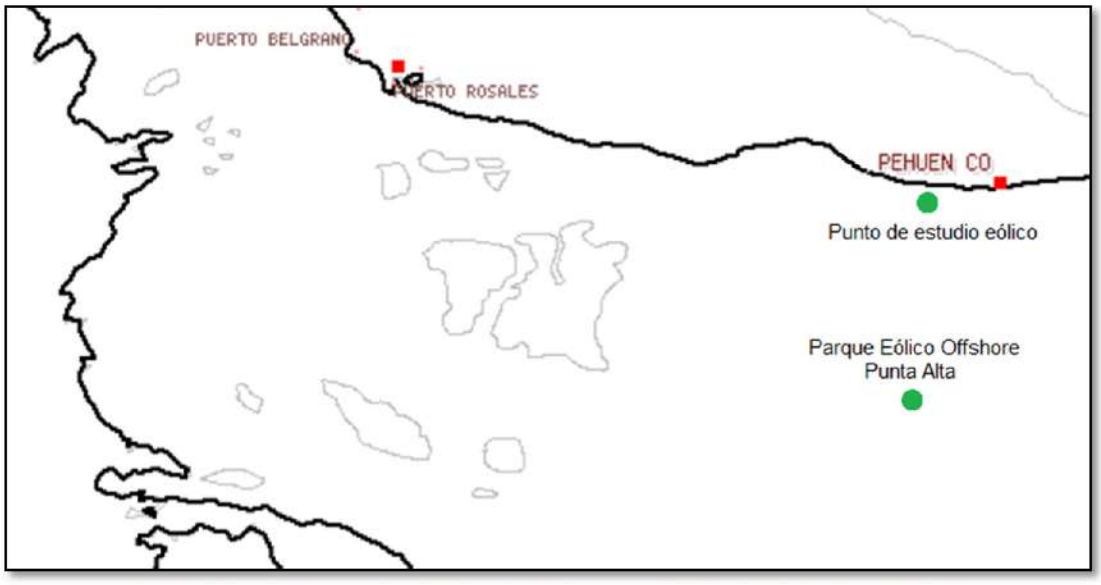


Figura 5.11 Punto de estudio de los vientos. Costa de la localidad Pehuen Có

Observando la figura 5.4, se observa que la velocidad del viento es algo menor a la observada en la zona del parque eólico[45]. Esto es de esperarse, ya que es justamente una de las ventajas de los emplazamientos mar adentro, el mayor potencial eólico con respecto a una instalación onshore o en lugares a metros de la costa como el del punto de estudio.

[45] *Esto es referido al momento en el cual ha sido tomada la captura, pero luego de revisar los registros anteriores, se comprueba que lo mencionado se cumple en todo momento.*

Otro punto a favor de la elección de esta localización en la costa de la localidad Pehuen Có para tomar los datos del viento es la similitud entre la rugosidad superficial entre este y la zona de emplazamiento del parque. Esto se puede ver en la figura 5.5.

Por último se debe tener en cuenta que la energía que cada turbina de viento generará será mayor en la zona de emplazamiento verdadero que el punto tomado para el estudio, por lo que los resultados obtenidos aquí y en el estudio de factibilidad económica realizado en el capítulo 7, serán de carácter pesimista, otra cuestión que justifica el uso de dicho punto para tomar los datos de los vientos.

En vista de lo recién explicado, se procede realizar el análisis comenzando con la turbina de viento ***Vestas V164 - 8 MW***. Se selecciona el punto en el lugar antes mencionado y se muestran los resultados en las siguientes figuras y en la tabla 5.1:

Información General | Datos del Aerogenerador | Emisiones | Costos ¢U$S

Energia (MWh/año)	Factor de Capacidad (%)
36,978.34	52.77

SECTORES		Clima de Viento				Potencia	
#	Ángulo (°)	Freq (%)	W-A (m/s)	Weibull-k	Vel. Media (m/s)	Den Potenc (W/m2)	Energia (MWh)
1	0	17.1	11.63	2.30	10.30	1,129.47	7,131.62
2	30	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	60	10.3	11.18	2.38	9.91	977.73	4,150.81
4	90	8.1	10.03	2.49	8.89	684.20	2,844.36
5	120	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	150	19.1	10.61	2.41	9.40	828.18	7,224.65
7	180	9.7	11.63	2.45	10.31	1,078.30	4,125.46
8	210	8.1	9.24	2.29	8.18	568.39	2,460.45
9	240	5.8	9.81	2.29	8.69	680.20	1,940.01
10	270	8	9.35	2.23	8.28	601.84	2,471.38
11	300	13	10.26	2.26	9.08	786.47	4,629.60
12	330	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Todos			10.49	2.34	9.31	847.92	36,978.34

Tabla 5.1 Energía total y para cada ángulo de la rosa de los vientos generada por el aerogenerador Vestas V164 - 8 MW según la distribución de Weibull del viento en la zona de estudio

En la tabla 5.1 se muestra para cada dirección del viento (se consideran cada 30°), las frecuencias en porciento de las velocidades del viento (que representa el porcentaje de horas al año en que se presenta determinada velocidad del viento), la velocidad de viento máxima, el factor k de la distribución de Weibull, la velocidad media, la densidad de potencia en W/m^2 y la energía en MW/h obtenida en un año para cada dirección del viento y según la distribución de Weibull y la curva de potencia del generador. La suma de estos últimos valores representa la energía generada por un aerogenerador durante un año en el emplazamiento seleccionado.

Luego en la figura 5.12 se muestra la ya mencionada distribución del Weibull del sitio indicado considerando todas las direcciones del viento. La aplicación también permite mostrar esta distribución para cada dirección.

Finalmente en la figura 5.13 se presenta la Rosa de los Vientos, gráfico utilizado para traducir la ley de distribución de la dirección del viento, ya que indica el porcentaje de tiempo en el que el viento sopla

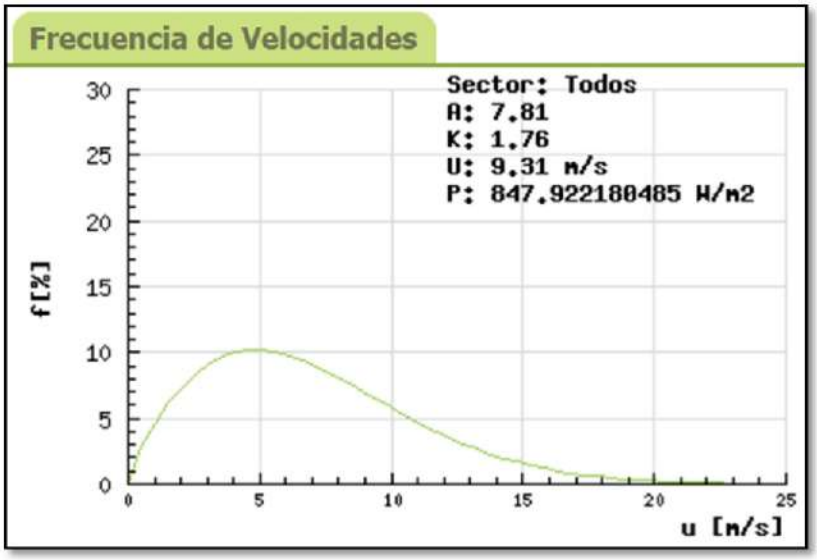


Figura 5.12 Distribución de Weibull del viento en la zona de estudio, considerando todas las direcciones

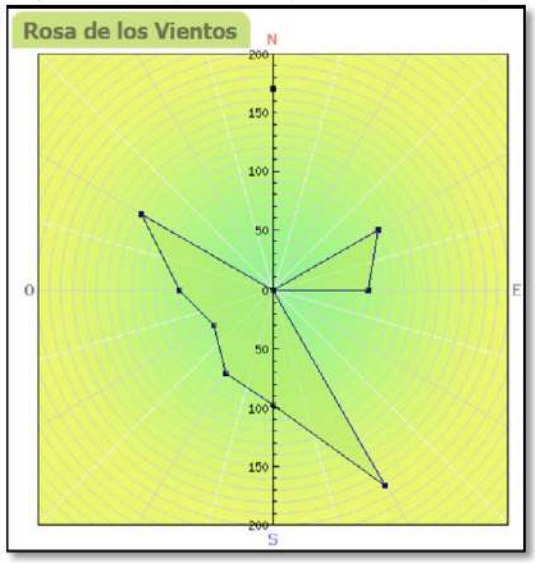


Figura 5.13 Rosa de los vientos en la zona de estudio

desde las diferentes direcciones. Este gráfico se basa en un diagrama polar, en el que se representa frecuencia en porciento (en este caso el eje está multiplicado por 10) de viento en la dirección indicada.

Una vez descripto esto veamos los datos más importantes, que son el objetivo de este análisis, ***la energía obtenida en un año y el Factor de Carga.*** Dado que la rosa de los vientos y la distribución de Weibull son las mismas ya que dependen sólo de las condiciones del emplazamiento y de la altura de medición[46], se compara en la siguiente tabla sólo estos dos valores de cada turbina eólica, obtenidos de la aplicación SIG EÓLICO como recién se describió:

	Energia (MWh/año)	Factor de Carga (%)
Vestas V164 - 8 MW	36978	52,77
Gamesa G132 - 5 MW	24249	55,36
Senvion 6.2M 152	30276	56,20

Tabla 5.2 Resumen de la energía generada por cada modelo de aerogenerador y su factor de carga en el punto de estudio.

Lo primero que se observa es el alto factor de carga que poseen los tres aerogeneradores. Esto habla de la muy buena capacidad eólica de la zona.

Según el criterio que estamos tratando, surge que la turbina de viento ***Senvion 6.2M 152*** resulta ser la mejor opción dado que su factor de capacidad es mayor al de las restantes. A pesar de esto, se observa en la tabla 5.2, que la diferencia de estos valores es reducida.

Es por lo último mencionado que la decisión final dependerá del criterio económico. La comparación del costo de cada aerogenerador representa un papel clave en este caso.

Para empezar se propone el siguiente cuestionamiento, *¿es necesario una tecnología que posea una gran capacidad de controlar variables como frecuencia y tensión de salida del aerogenerador?,*

[46] *Los rotores de los tres aerogeneradores están a la misma altura, 120 m.*

¿afecta a la calidad de energía de la red de alterna, en la cual es inyectada la potencia del parque, el tipo de tecnología con que se extrae la energía del viento? Analicemos estas cuestiones.

Es conocido que los parques eólicos (al igual que todo generador) conectados a la red deben cumplir con una serie de requerimientos en cuanto a la calidad de la energía que entrega, como por ejemplo poseer un determinado factor de potencia o producir una acotada variación de tensión en las barras cercanas al punto de conexión. Es por esto que el tipo de tecnología utilizado en el sistema eléctrico del aerogenerador es importante para cumplir los mencionados requisitos.

Los dos tipos de generadores más utilizados en la actualidad en las turbinas eólicas son los generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG) y los generadores sincrónicos con imanes permanentes tipo full converter (denominados comúnmente como PMG - Permanent Magnet Generator). Ambos son de velocidad variable y poseen la capacidad de controlar potencia reactiva de forma independiente a la potencia activa gracias a la presencia de convertidores de potencia electrónicos (ver capítulo 1 apartado 1.3.2).

Dos cuestiones principales son las que diferencian a estas dos tecnologías. Ambos son conocidos del capítulo 1, el tipo de generador, como se menciona el párrafo anterior, y el determinante en este caso que es el hecho de que en el full converter el conversor de potencia posee una capacidad nominal igual a la del aerogenerador, lo que hace que el precio de este equipo sea muy alto comparado con el DFIG, ya que en este el conversor de potencia sólo alimenta al rotor, y a su vez es alimentado por la misma salida del generador. Es por esto que su potencia es del orden de un 30% de la potencia nominal del aerogenerador.

En la actualidad es cada vez más utilizado el aerogenerador del tipo full converter, esto motivado por las amplias capacidades de estos equipos de controlar variables como tensión y factor de potencia en su salida, así también como un muy buen rendimiento en la extracción de la energía del viento.

En todos los casos de parques convencionales se hace necesario que estos cumplan con los requisitos antes mencionados sobre las variables de la red. Es en este punto donde el full converter ha ganado cada vez más adeptos a lo largo de los últimos años, ya que, pese a su elevado costo, brinda muy completas soluciones a estos problemas, resultando además en un bajo mantenimiento y una alta confiabilidad.

Ahora bien, en este proyecto no estamos tratando con un parque eólico convencional. Lo que hace al Parque Eólico Offshore Punta Alta un parque no convencional, más allá de que sea del tipo marino, es la tecnología con la que se realiza la transmisión de potencia hacia la tierra, el sistema HVDC - VSC. Lo que se debe hacer es considerar lo recién mencionado sobre las capacidades del full converter, con las características de esta tecnología.

Sabemos del capítulo 3 que una conversora del tipo VSC es capaz de controlar potencia activa y reactiva de forma independiente. Esto hace que la conversora sea capaz de controlar factor de potencia y tensión en el punto de conexión.

Por lo tanto el sistema HVDC - VSC provoca que el sistema eléctrico del parque eólico se "aísle" al sistema de alterna de la red en cuanto a control de variables se refiere. Con esto se quiere decir que por más que el parque eólico no genere con una tensión, factor de potencia o frecuencia dentro de los rangos establecidos, el sistema HVDC - VSC entrega una tensión y corriente a la red con valores de estas variables que dependen de sus controladores, es decir, las conversoras VSC son capaces de entregar una onda de tensión con una amplitud y frecuencia, y un factor de potencia establecido por la operación del sistema.

Con esto en vista es posible contestar la pregunta antes formulada. *La presencia de esta tecnología hace que no sea necesario que los aerogeneradores del parque posean un gran grado de control sobre las variables que generan. Esta importante conclusión hace que sea más que factible utilizar aerogeneradores del tipo DFIG, que son capaces de controlar las variables pero no al nivel del full converter.*

Esto es una enorme ventaja económica, ya que un aerogenerador del tipo DFIG, dado que su conversor tiene una potencia del 30% de la nominal del aerogenerador, posee un costo mucho menor que uno del tipo full converter, que como se mencionó, su convertidor posee la potencia nominal del aerogenerador.

De aquí que se descartan los aerogeneradores ***Vestas V164 - 8 MW*** y ***Gamesa G132 - 5 MW***, ya que son del tipo full converter, y además poseen un menor valor del ***Factor de Carga***.

Antes de presentar el generador finalmente elegido, es interesante hacer el siguiente cuestionamiento: *¿ya que no es necesario utilizar aerogeneradores con grandes capacidades de regulación de potencia reactiva, por qué no emplear turbinas de viento lo más simples posible, como por ejemplo aerogeneradores de velocidad fija como simplemente un generador sincrónico o un asincrónico (capítulo 1), en busca de un beneficio económico aún más atrayente?*

Esto no es nada conveniente ya que estos no permiten la maximización de la energía obtenida del viento. Esto es de vital importancia ya que influye en gran manera en la cantidad de energía que genera cada turbina de viento, valor fundamental para un estudio económico favorable.

Recordando del capítulo 1, con el funcionamiento de un aerogenerador a velocidad variable es posible adaptar de forma continua (acelerando o decelerando) la velocidad de rotación de las palas a la velocidad del viento, manteniendo así la TSR en un valor constante y óptimo.

Es por esto que están desapareciendo los generadores de velocidad fija en los parques eólicos.

5.3.1 AEROGENERADOR ELEGIDO

Estamos en condiciones, luego del anterior análisis, de afirmar que el aerogenerador seleccionado para utilizar en el Parque Eólico Offshore Punta Alta, tanto por el criterio energético donde obtuvo el ***mayor valor de Factor de Carga***, como por el criterio económico, donde gracias a su tecnología ***es considerablemente menos costoso que las otras dos propuestas***, es el ***Senvion 6.2M 152, con una potencia nominal de 6,15 MW. En total serán instaladas 49 de estas turbinas de viento, contribuyendo cada una a un total de 301 MW de potencia nominal.***

En las figuras 5.14 y 5.15 se pueden apreciar imágenes de esta turbina, y en el ANEXO B, se presenta la completa información técnica sobre este equipo.

Figura 5.14 Fotografía de un aerogenerador Senvion 6.2M 126 (similar en forma al utilizado Senvion 6.2M 152). Fotografía: Senvion

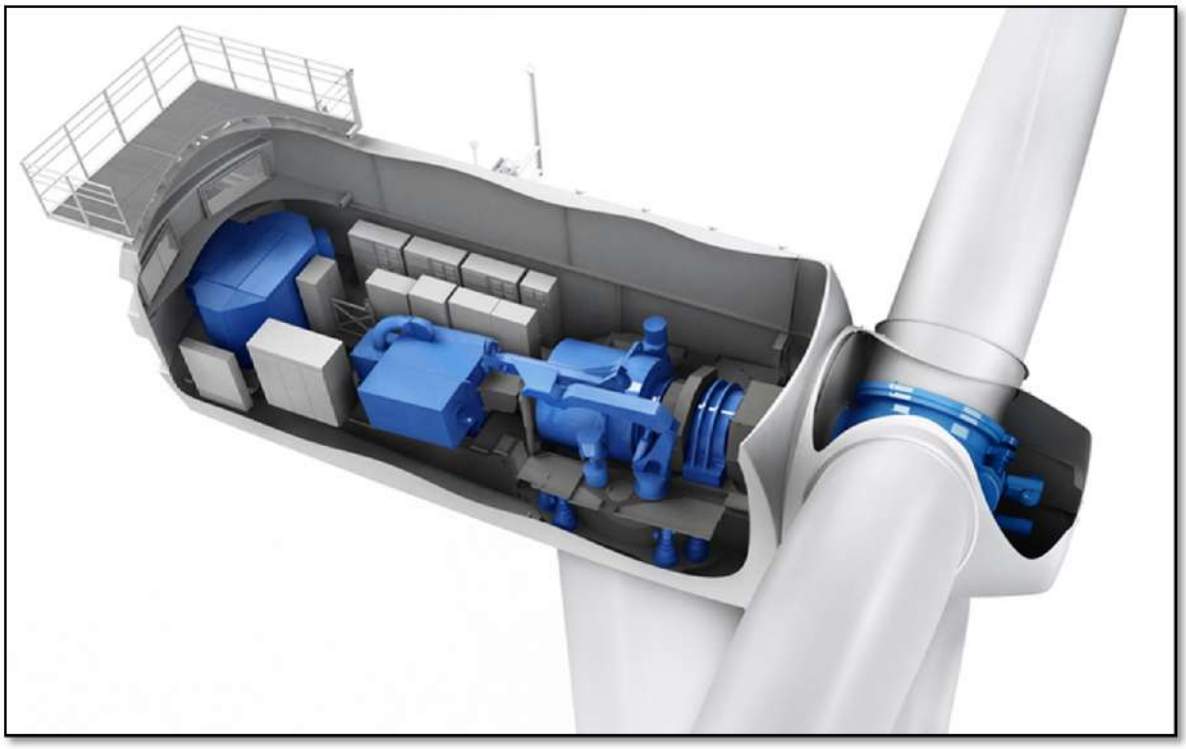


Figura 5.15 Vista interna del aerogenerador Senvion 6.2M. Figura original: Senvion

5.4 ESTRUCTURA DE SOPORTE DEL AEROGENERADOR

No fueron obtenidos valores precisos sobre la profundidad de la plataforma continental argentina en el lugar de emplazamiento del parque. Lo que sí fue posible averiguar es que en la zona no se superan los 50 m de profundidad, por lo que nos basaremos en este dato para la elección de la estructura que soporta a los aerogeneradores.

Desde la misma página web de ***Senvion*** se presentan dos opciones que admiten la profundidad recién mencionada, una torre de acero tubular convencional tipo ***pilote***, y una torre denominada ***híbrida*** que combina una base de hormigón con una estructura de acero tubular tipo ***Jacket*** en la parte superior.

La primera está diseñada para alturas del eje del rotor de entre 59 y 120 m, y la segunda para alturas de entre 139 y 160 m. ***Dado que la altura del buje del aerogenerador elegido es de 120 m, será utilizada la torre tubular de acero tipo pilote.***

Del capítulo 2 (sección 1.5.1), sabemos que este tipo de estructura de soporte es la más fácil de construir e instalar, e implica el gasto de material más bajo, factores que confirman que es la mejor opción para su aplicación en este parque eólico offshore.

Figura 5.16 Así luciría el Parque Eólico Offshore Punta Alta

En la anterior figura se puede observar un aerogenerador ***Senvion 6.2M 152*** siendo instalado sobre una estructura tipo pilote. ***El Parque Eólico Offshore Punta Alta luciría exactamente como se puede apreciar en esta imagen, ya que se tratan de los mismos equipos seleccionados.***

5.5 LAYOUT DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE PUNTA ALTA

La siguiente tarea es diseñar la disposición que tendrá cada aerogenerador en el parque eólico. Este es el denominado Layout del parque.

Son muchos los factores que se deben tener en cuenta para el diseño y planeamiento del Layout de un parque eólico, y aún más complejidad representa esta tarea cuando de disposiciones marinas estamos hablando.

Factores como los oleajes, ráfagas de vientos, rutas marítimas, topografía del lecho marino, profundidad del agua, condiciones medioambientales, entre otros, deben ser tenidos en cuenta para la selección del lugar de instalación de cada aerogenerador, además del correspondiente análisis de maximización energética.

A esto último fue dirigido el capítulo 4, donde partiendo del estudio del modelo matemático del ***Efecto Estela***, se realiza una reseña sobre el procedimiento que debe realizarse para cumplir la tarea que estamos llevando a cabo. Como ya se adelantó en ese capítulo, luego de conocer algunos de los algoritmos y realizar el análisis correspondiente, se llega a la conclusión de que es factible utilizar como primera aproximación para la distribución de los aerogeneradores en el parque la siguiente regla empírica transcripta del capítulo 4 y que se corresponde con la figura 4.12 de este:

Las turbinas de los parques eólicos suelen estar espaciadas entre 5 y 9 diámetros del rotor en la dirección predominante del viento y entre 3 y 5 diámetros entre sí en la dirección perpendicular a los vientos predominantes.

Como se menciona también en este capítulo, este es un primer diseño que luego se perfecciona por medio de softwares especializados en la materia, y utilizando una enorme información sobre los vientos en la zona de emplazamiento.

A pesar de esto, se concluye que, dado que lo que aquí se está realizando es un diseño preliminar de un parque eólico offshore con el objetivo de formalizar una sólida base para luego centrar todos los esfuerzos en el centro de este proyecto final, el que se corresponde con los estudios eléctricos del capítulo 6, y además investigar y aprender los conceptos y dificultades que implica un diseño de estas características, resulta aceptable la utilización de esta regla empírica en el diseño que en este documento se está llevando a cabo.

5.5.1 DISEÑO. DISPOSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Teniendo en cuenta lo recién estudiado y la dirección predominante del viento dada por la rosa de los vientos antes analizada, se realiza el siguiente diseño propio del Layout para el Parque Eólico Offshore Punta Alta (figura 5.17).

En este plano, el símbolo ○ representa a los aerogeneradores ***Senvion 6.2M 152***, la conversora offshore es representada por el símbolo ■, la onshore por □, y los cables de HVDC que conforman el bipolo de transmisión de la energía a la costa por las rectas azules.

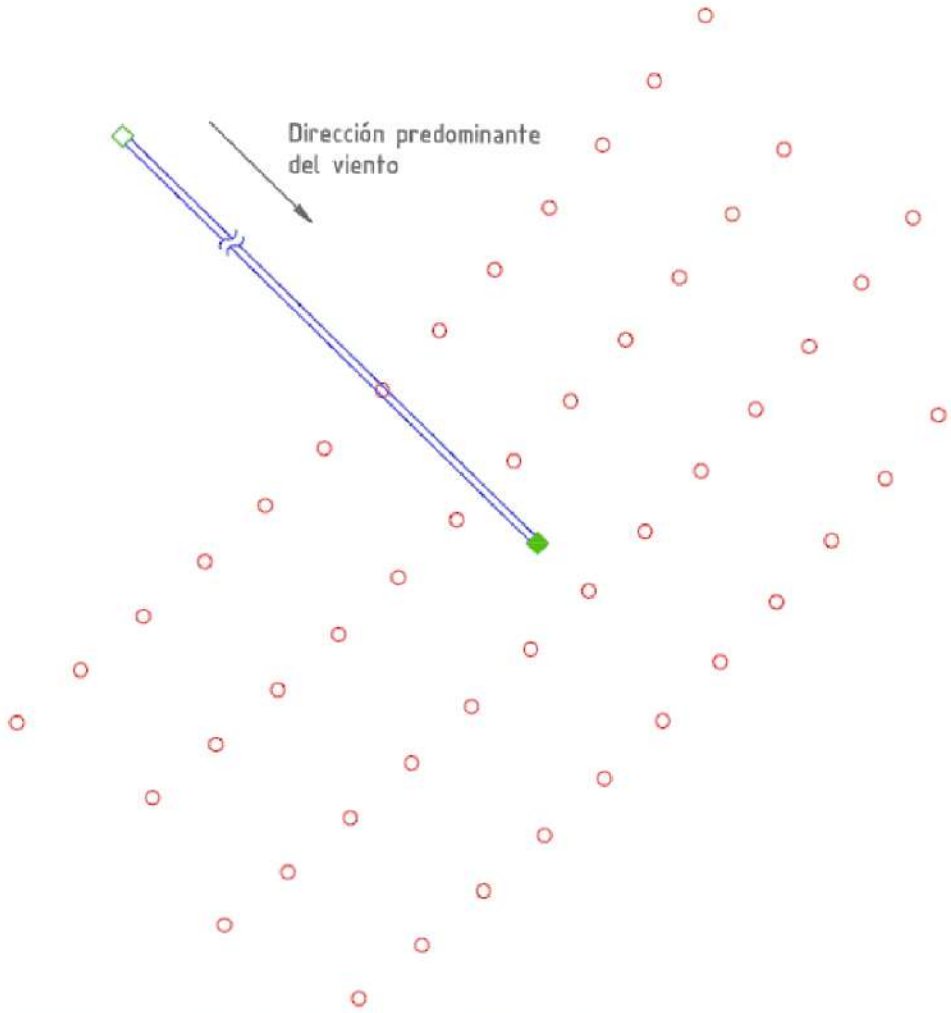


Figura 5.17 Diseño del Layout del Parque Eólico Offshore Punta Alta. Para más detalle ver el plano LAYOUT DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE PUNTA ALTA en el Anexo C

Con el objetivo de reducir el efecto estela, se buscó la disposición con la menor cantidad de filas perpendiculares a la dirección predominante del viento posible. Sin hacer demasiado grande la superficie del parque, se proponen 4 filas de aerogeneradores, dos de 13 equipos, una de 12 y la última de 11, sumando en total las 49 turbinas de viento.

En el plano LAYOUT DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE PUNTA ALTA en el Anexo C, se pueden ver las dimensiones del parque y las distancias entre los aerogeneradores.

Se decide colocar la Estación Transformadora Offshore en el centro del Layout. Esto es debido a que el ***centro de carga*** del parque está en este punto. Tomando la definición de los sistemas eléctricos industriales, el centro de carga es el punto donde se minimizan las pérdidas para la colocación de una subestación transformadora.

En este caso, es el punto donde se minimizan las pérdidas del sistema colector de energía interno del parque, ya que es la ubicación que requiere la menor cantidad de cables y menores potencias nominales.

Por último, tomando inspiración de otros parques eólicos offshore como por ejemplo el *Horns Rev I*, se le da una leve curvatura con un radio de 30 km a cada fila de aerogeneradores. *Con este diseño se logra una mayor distancia efectiva entre aerogeneradores cuando la dirección del viento se modifique con respecto a la predominante.*

El Layout diseñado da como resultado una superficie total del parque de 28,3 km^2.

5.6 SISTEMA COLECTOR DE ENERGÍA

En la tarea de diseñar el sistema colector de energía para el Parque Eólico Offshore Punta Alta, lo primero que se debe realizar es la elección de la topología con la que se cablearán los aerogeneradores entre sí, y con la ET Offshore.

Del capítulo 4 sabemos que la topología más comúnmente utilizada en la ***radial***. Se considera que esta es la más conveniente, por lo que no se buscan soluciones fuera de lo común en este caso.

El sistema colector diseñado posee una longitud total de cable de 41,4 Km, y se lo puede apreciar en la siguiente figura:

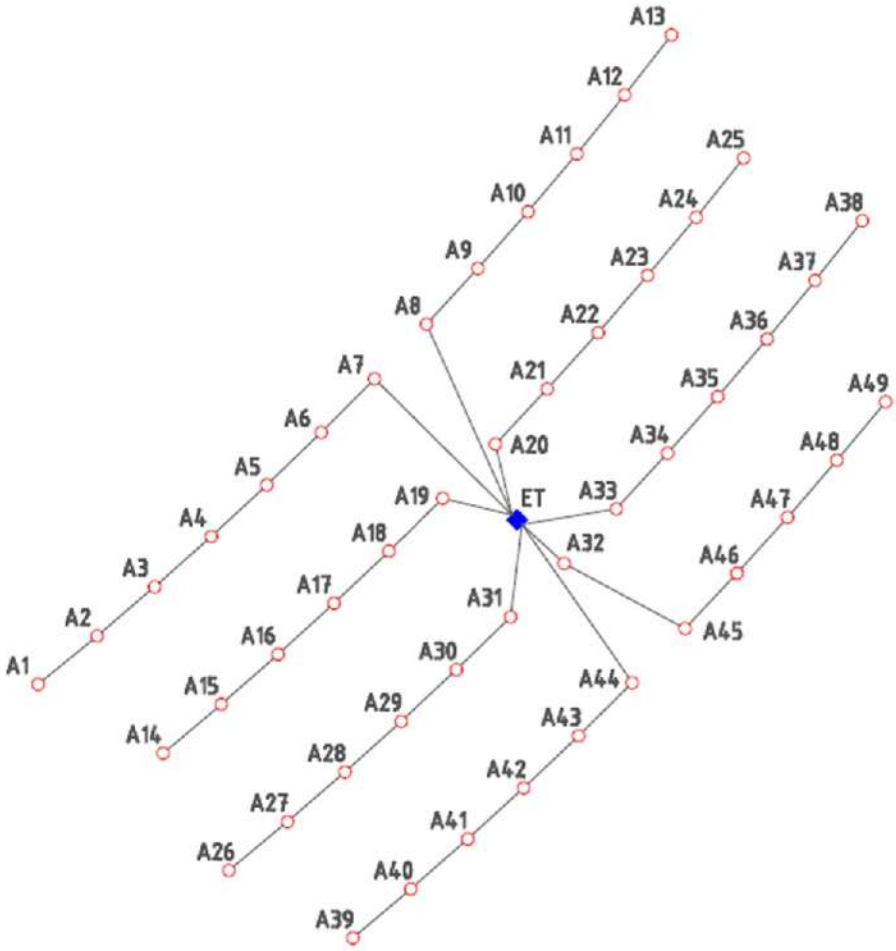


Figura 5.18 Diseño del Sistema Colector de Energía del Parque Eólico Offshore Punta Alta. Para más detalle ver el plano SISTEMA COLECTOR DE ENERGÍA en el Anexo C

Lo que resta es definir las secciones de los cables de 33 kV que forman parte de este sistema.

Para esto primero se debe tener en cuenta la potencia máxima que cada tramo de cable debe transmitir, por lo que se debe considerar cuantos aerogeneradores hay aguas abajo de cada tramo. Por ejemplo el tramo de cable ***A17 – A18*** debe poseer una capacidad de 24,6 MW, ya que debe transmitir la potencia generada por 4 aerogeneradores (***A14, A15, A16, A17***).

Además para definir las secciones se deben considerar los ***Factores de Corrección*** de la capacidad de corriente de cada cable. Estos son mencionados en el capítulo 4 sección 4.6.3.1, y en el caso que estamos estudiando poseen los siguientes valores:

Factor de Agrupamiento: si no se instalan más de un cable en una misma canalización, este coeficiente es igual a 1. En caso de instalar dos cables en paralelo en una misma zanja, el coeficiente es igual a 0,8 [Prysmian-2008].

Factor por Temperatura Ambiente: se menciona en el capítulo 4 que la menor temperatura de las aguas provoca una mayor capacidad térmica en los cables, y por lo tanto una mayor capacidad de conducir corriente. Dado que no existen datos en forma pública sobre estos coeficientes para la condición de instalación que estamos tratando, para ubicarnos en la peor condición, este factor se considera igual a 1.

Factor por Tipo de Instalación: ya se ha mencionado en el capítulo 4 que, dado que los cables están 1 m enterrados, este factor es igual a 0,97 [Prysmian-2008].

Factor por Resistividad Térmica del Terreno: ocurre algo similar que con el factor por temperatura ambiente. Dado que no se encuentra información sobre la resistividad térmica del lecho marino en el lugar de emplazamiento de los cables, y dado que se conoce que por las características del terreno, este posee una buena capacidad de disipar el calor, es decir una baja resistividad térmica, nos ponemos en condición desfavorable y se considera que este factor es igual a 1.

Utilizando el catálogo de cables de media tensión de Prysmian, se seleccionan diferentes secciones de cables de 33 kV, y se calcula si la corriente que es cada uno es capaz de transmitir considerando la nominal y los factores de corrección recién descriptos, es mayor a la corriente que el cable deberá soportar con máxima carga.

Esto se hace siguiendo el procedimiento de la figura 4.13 del capítulo 4, y tomando la recomendación expuesta en este mismo capítulo sobre simplificar los resultados obtenidos del dimensionamiento de los cables reduciendo el número de secciones a dos o tres diferentes, de manera que se minimice el número de desplazamientos requeridos durante la instalación.

Para esto último se eligen 3 secciones de cables diferentes, donde en algunos casos se colocan cables en paralelo, ya que se supera la capacidad máxima disponible. Los datos fueron tomados del catálogo de Prysmian, donde sólo se utilizan los datos para cada sección de la capacidad de corriente nominal, la resistencia y la reactancia por kilómetro, y el tipo de aislación. En la práctica se debe contactar con el fabricante para adquirir información sobre cables que sean especialmente diseñados para una instalación en un medio marino. La aislación de los cables utilizados es del tipo XLPE.

Los resultados se exponen en la siguiente tabla:

ID	From	To	Potencia Acumulada (MW)	Corriente Nominal (A)	Sección (mm2)	Capacidad Cable (A)	Capacidad Real (A)	¿Verifica?
C1	A1	A2	6,15	107,6	1x3x95	290	281,3	✓
C2	A2	A3	12,3	215,2	1x3x95	290	281,3	✓
C3	A3	A4	18,45	322,8	1x3x240	485	470,4	✓
C4	A4	A5	24,6	430,4	1x3x240	485	470,4	✓
C5	A5	A6	30,75	538,0	2x3x240	970	752,7	✓
C6	A6	A7	36,9	645,6	2x3x240	970	752,7	✓
C7	A7	ET	43,05	753,2	2x3x300	1100	853,6	✓
C8	A13	A12	6,15	107,6	1x3x95	290	281,3	✓
C9	A12	A11	12,3	215,2	1x3x95	290	281,3	✓
C10	A11	A10	18,45	322,8	1x3x240	485	470,4	✓
C11	A10	A9	24,6	430,4	1x3x240	485	470,4	✓
C12	A9	A8	30,75	538,0	2x3x240	970	752,7	✓
C13	A8	ET	36,9	645,6	2x3x240	970	752,7	✓
C14	A14	A15	6,15	107,6	1x3x95	290	281,3	✓
C15	A15	A16	12,3	215,2	1x3x95	290	281,3	✓
C16	A16	A17	18,45	322,8	1x3x240	485	470,4	✓
C17	A17	A18	24,6	430,4	1x3x240	485	470,4	✓
C18	A18	A19	30,75	538,0	2x3x240	970	752,7	✓
C19	A19	ET	36,9	645,6	2x3x240	970	752,7	✓

ID	From	To	Potencia Acumulada (MW)	Corriente Nominal (A)	Sección (mm2)	Capacidad Cable (A)	Capacidad Real (A)	¿Verifica?
C20	A25	A24	6,15	107,6	1x3x95	290	281,3	✓
C21	A24	A23	12,3	215,2	1x3x95	290	281,3	✓
C22	A23	A22	18,45	322,8	1x3x240	485	470,4	✓
C23	A22	A21	24,6	430,4	1x3x240	485	470,4	✓
C24	A21	A20	30,75	538,0	2x3x240	970	752,7	✓
C25	A20	ET	36,9	645,6	2x3x240	970	752,7	✓
C26	A26	A27	6,15	107,6	1x3x95	290	281,3	✓
C27	A27	A28	12,3	215,2	1x3x95	290	281,3	✓
C28	A28	A29	18,45	322,8	1x3x240	485	470,4	✓
C29	A29	A30	24,6	430,4	1x3x240	485	470,4	✓
C30	A30	A31	30,75	538,0	2x3x240	970	752,7	✓
C31	A31	ET	36,9	645,6	2x3x240	970	752,7	✓
C32	A38	A37	6,15	107,6	1x3x95	290	281,3	✓
C33	A37	A36	12,3	215,2	1x3x95	290	281,3	✓
C34	A36	A35	18,45	322,8	1x3x240	485	470,4	✓
C35	A35	A34	24,6	430,4	1x3x240	485	470,4	✓
C36	A34	A33	30,75	538,0	2x3x240	970	752,7	✓
C37	A33	ET	36,9	645,6	2x3x240	970	752,7	✓
C38	A39	A40	6,15	107,6	1x3x95	290	281,3	✓
C39	A40	A41	12,3	215,2	1x3x95	290	281,3	✓
C40	A41	A42	18,45	322,8	1x3x240	485	470,4	✓
C41	A42	A43	24,6	430,4	1x3x240	485	470,4	✓
C42	A43	A44	30,75	538,0	2x3x240	970	752,7	✓
C43	A44	ET	36,9	645,6	2x3x240	970	752,7	✓
C44	A49	A48	6,15	107,6	1x3x95	290	281,3	✓
C45	A48	A47	12,3	215,2	1x3x95	290	281,3	✓
C46	A47	A46	18,45	322,8	1x3x240	485	470,4	✓
C47	A46	A45	24,6	430,4	1x3x240	485	470,4	✓
C48	A45	A32	30,75	538,0	2x3x240	970	752,7	✓
C49	A32	ET	36,9	645,6	2x3x240	970	752,7	✓

Tabla 5.3 Cables del sistema colector de energía del parque. Verificación de la corriente nominal considerando factores de corrección

5.6.1 VERIFICACIÓN POR CAÍDA DE TENSIÓN

Con las secciones recién calculadas, se obtiene la resistencia y reactancia por kilómetro del manual antes mencionado, se calcula la impedancia (en el caso de dos cables paralelos, se considera la impedancia equivalente) y se calculan las caídas de tensión considerado la corriente máxima nominal que por ellos circulará. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

ID	From	To	Longitud (m)	Corriente Nominal (A)	Sección (mm2)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Z (mΩ)	Caída de Tensión		¿Verifica?
									(ΔV)	(%)	
C1	A1	A2	511	107,6	1x3x95	0,246	0,118	139,4	15,0	0,05	✓
C2	A2	A3	510	215,2	1x3x95	0,246	0,118	139,1	29,9	0,09	✓
C3	A3	A4	510	322,8	1x3x240	0,0961	0,102	71,5	23,1	0,07	✓
C4	A4	A5	509	430,4	1x3x240	0,0961	0,102	71,3	30,7	0,09	✓
C5	A5	A6	508	538,0	2x3x240	0,04805	0,051	35,6	19,2	0,06	✓
C6	A6	A7	508	645,6	2x3x240	0,04805	0,051	35,6	23,0	0,07	✓
C7	A7	ET	1505	753,2	2x3x300	0,0383	0,04925	93,9	70,7	0,21	✓
C8	A13	A12	511	107,6	1x3x95	0,246	0,118	139,4	15,0	0,05	✓
C9	A12	A11	510	215,2	1x3x95	0,246	0,118	139,1	29,9	0,09	✓
C10	A11	A10	510	322,8	1x3x240	0,0961	0,102	71,5	23,1	0,07	✓
C11	A10	A9	509	430,4	1x3x240	0,0961	0,102	71,3	30,7	0,09	✓
C12	A9	A8	508	538,0	2x3x240	0,04805	0,051	35,6	19,2	0,06	✓
C13	A8	ET	1624	645,6	2x3x240	0,04805	0,051	113,8	73,5	0,22	✓
C14	A14	A15	511	107,6	1x3x95	0,246	0,118	139,4	15,0	0,05	✓

ID	From	To	Longitud (m)	Corriente Nominal (A)	Sección (mm2)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Z (mΩ)	Caída de Tensión		¿Verifica?
									(ΔV)	(%)	
C15	A15	A16	510	215,2	1x3x95	0,246	0,118	139,1	29,9	0,09	✓
C16	A16	A17	510	322,8	1x3x240	0,0961	0,102	71,5	23,1	0,07	✓
C17	A17	A18	509	430,4	1x3x240	0,0961	0,102	71,3	30,7	0,09	✓
C18	A18	A19	508	538,0	2x3x240	0,04805	0,051	35,6	19,2	0,06	✓
C19	A19	ET	524	645,6	2x3x240	0,04805	0,051	36,7	23,7	0,07	✓
C20	A25	A24	511	107,6	1x3x95	0,246	0,118	139,4	15,0	0,05	✓
C21	A24	A23	510	215,2	1x3x95	0,246	0,118	139,1	29,9	0,09	✓
C22	A23	A22	510	322,8	1x3x240	0,0961	0,102	71,5	23,1	0,07	✓
C23	A22	A21	509	430,4	1x3x240	0,0961	0,102	71,3	30,7	0,09	✓
C24	A21	A20	508	538,0	2x3x240	0,04805	0,051	35,6	19,2	0,06	✓
C25	A20	ET	524	645,6	2x3x240	0,04805	0,051	36,7	23,7	0,07	✓
C26	A26	A27	511	107,6	1x3x95	0,246	0,118	139,4	15,0	0,05	✓
C27	A27	A28	510	215,2	1x3x95	0,246	0,118	139,1	29,9	0,09	✓
C28	A28	A29	510	322,8	1x3x240	0,0961	0,102	71,5	23,1	0,07	✓
C29	A29	A30	509	430,4	1x3x240	0,0961	0,102	71,3	30,7	0,09	✓
C30	A30	A31	508	538,0	2x3x240	0,04805	0,051	35,6	19,2	0,06	✓
C31	A31	ET	700	645,6	2x3x240	0,04805	0,051	49,0	31,7	0,10	✓
C32	A38	A37	511	107,6	1x3x95	0,246	0,118	139,4	15,0	0,05	✓
C33	A37	A36	510	215,2	1x3x95	0,246	0,118	139,1	29,9	0,09	✓
C34	A36	A35	510	322,8	1x3x240	0,0961	0,102	71,5	23,1	0,07	✓
C35	A35	A34	509	430,4	1x3x240	0,0961	0,102	71,3	30,7	0,09	✓
C36	A34	A33	508	538,0	2x3x240	0,04805	0,051	35,6	19,2	0,06	✓
C37	A33	ET	700	645,6	2x3x240	0,04805	0,051	49,0	31,7	0,10	✓
C38	A39	A40	511	107,6	1x3x95	0,246	0,118	139,4	15,0	0,05	✓
C39	A40	A41	510	215,2	1x3x95	0,246	0,118	139,1	29,9	0,09	✓
C40	A41	A42	510	322,8	1x3x240	0,0961	0,102	71,5	23,1	0,07	✓
C41	A42	A43	509	430,4	1x3x240	0,0961	0,102	71,3	30,7	0,09	✓
C42	A43	A44	508	538,0	2x3x240	0,04805	0,051	35,6	19,2	0,06	✓
C43	A44	ET	1500	645,6	2x3x240	0,04805	0,051	105,1	67,9	0,21	✓
C44	A49	A48	510	107,6	1x3x95	0,246	0,118	139,1	15,0	0,05	✓
C45	A48	A47	509	215,2	1x3x95	0,246	0,118	138,9	29,9	0,09	✓
C46	A47	A46	509	322,8	1x3x240	0,0961	0,102	71,3	23,0	0,07	✓
C47	A46	A45	508	430,4	1x3x240	0,0961	0,102	71,2	30,6	0,09	✓
C48	A45	A32	1006	538,0	2x3x240	0,04805	0,051	70,5	37,9	0,11	✓
C49	A32	ET	410	645,6	2x3x240	0,04805	0,051	28,7	18,5	0,06	✓

Tabla 5.4 Verificación por caída de tensión de los cables del sistema colector de energía del parque

Ninguno de los porcentajes de caída de tensión en los cables supera el 3%, por lo tanto todos ellos verifican caída de tensión.

5.6.2 VERIFICACIÓN POR CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Dado que no se realiza el modelado del sistema colector ya que en los estudios eléctricos se considera al parque divido en bloques de 25 MW (esto se explica en la siguiente sección), sin tener en cuenta cómo se colecta la energía de cada aerogenerador, no se pueden obtener las corrientes de cortocircuito en todos los puntos de este sistema para la verificación de la capacidad de los cables de soportar dichas corrientes.

Esto y sumado al hecho de que realizar esta tarea de forma analítica representa una gran complejidad dado que se deben considerar los modelos de los aerogeneradores (tipo DFIG), como así también los equipos instalados en la estación offshore (como por ejemplo los filtros o el reactor de fase), es que se decide no realizar esta verificación.

Para finalizar con el sistema colector se muestra en la figura 5.19 un esquema identificando las diferentes secciones de cable que han sido seleccionadas. En el plano SISTEMA COLECTOR DE ENERGÍA, que se puede encontrar en el Anexo C, se presenta una versión más detallada de este.

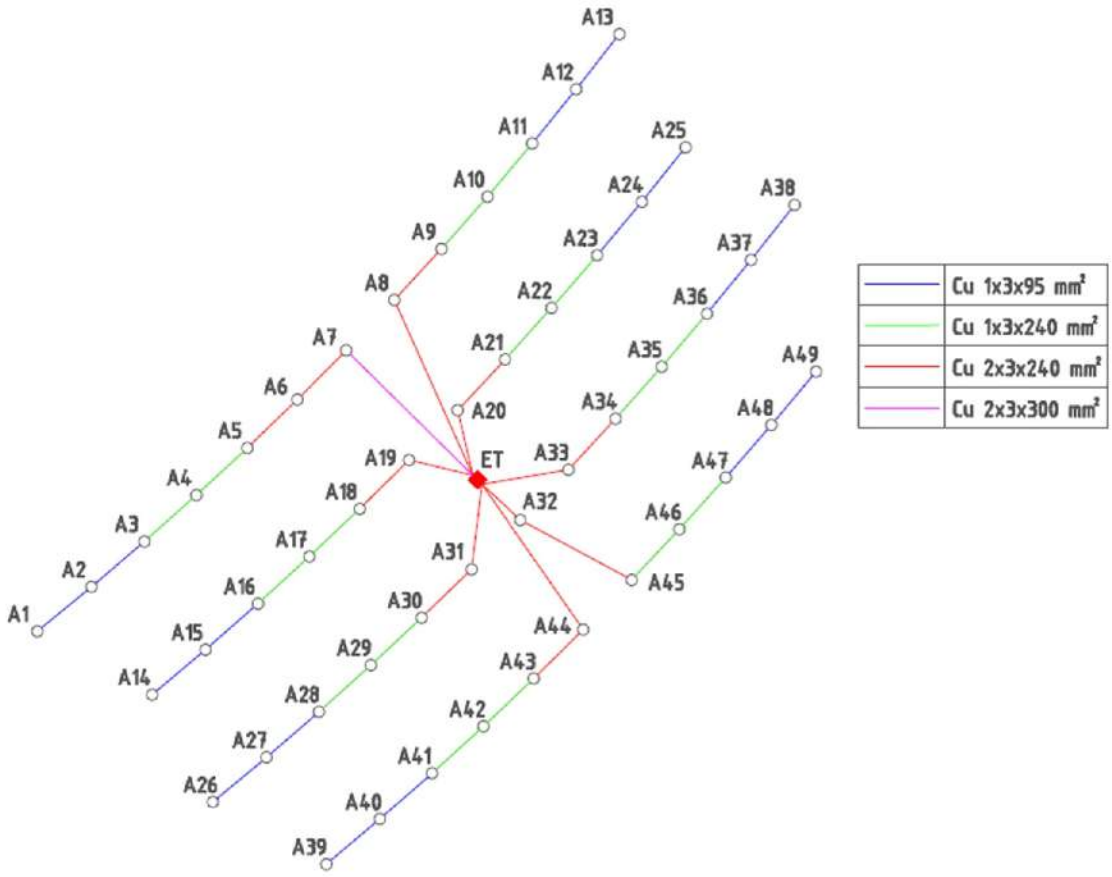


Figura 5.19 Diseño del Sistema Colector de Energía del Parque Eólico Offshore Punta Alta. Detalle de las secciones y arreglos de cables. Para más detalle ver el plano SISTEMA COLECTOR DE ENERGÍA en el Anexo C

5.7 CONVERSORAS VSC

Cuando se lleva a cabo un proyecto de estas características, en la práctica al momento de definir las conversoras HVDC - VSC que serán instaladas, no es posible revisar catálogos de diferentes marcas y elegir la más adecuada para el diseño que se está realizando. Esto se debe a que cada vez que se realiza un proyecto con esta tecnología, todo el equipamiento referente a esta como lo son las mismas conversoras, los equipos como filtros o el reactor de fase o los cables de continua, son diseñados a pedido, partiendo por su puesto de diseños preestablecidos y modificándolos para responder al proyecto en cuestión.

Con esto se quiere decir que cada vez que se desarrolla un diseño de este tipo, representa un proyecto de ingeniería diferente, en el que tanto la empresa que vende los equipos (ABB y Siemens), como los impulsores del proyecto, trabajan juntos para lograr el objetivo, cada uno resolviendo su parte.

Es por todo esto que para el diseño que estamos llevando a cabo se toma como referencia un modelo básico manufacturado por ABB, el que es utilizado en [B. Van Eeckhout-2008] para otra finalidad (un estudio de factibilidad económica).

El equipo se denomina ***ABB HVDC Light M5 Module***, posee una potencia nominal de 376 MVA, y se considera la mejor opción para el parque de 300 MW que se está proyectando (en la referencia antes mencionada también se utiliza para un parque eólico de igual potencia). Con el parque entregando el

máximo de su potencia, aun se tiene un considerable resto de potencia para modificar por medio del control del flujo de potencia reactiva, parámetros como la tensión en la barra de conexión o el factor de potencia que posee todo el sistema HVDC - VSC con respecto a la red de alterna.

La conversora es alimentada por medio de dos transformadores de potencia con una tensión de 132 kV, y la tensión del lado de continua fue elegida con un valor de 200 kV, tomando como referencia varios proyectos de transmisión de potencia que utilizan esta tecnología (por ejemplo [ABB-2011]).

En la siguiente figura se observan estas conversoras HVDC - VSC y todo el equipamiento que incorporan. En la figura 5.20 se aprecia un Layout de estos equipos en la ET Onshore (en este proyecto la ET Punta Alta), y en la figura 5.21 un Layout de la ET Offshore. Se supondrá que en el ET Punta Alta existe el espacio necesario o será adquirido el terreno correspondiente.

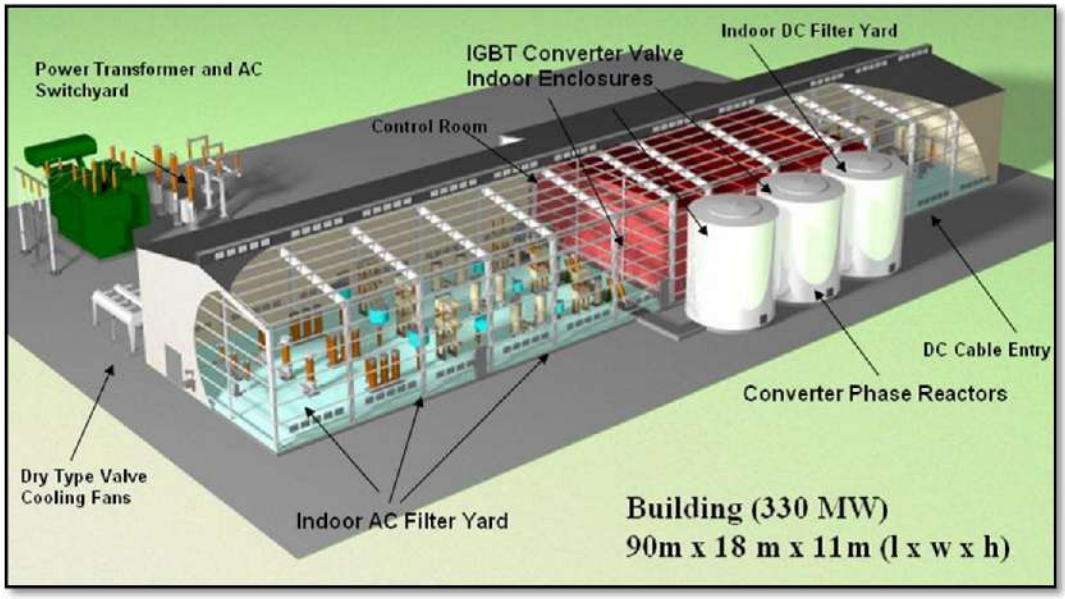


Figura 5.20 Layout clásico de una estación transformadora HVDC - VSC onshore. Imagen original: crosssoundcable.com

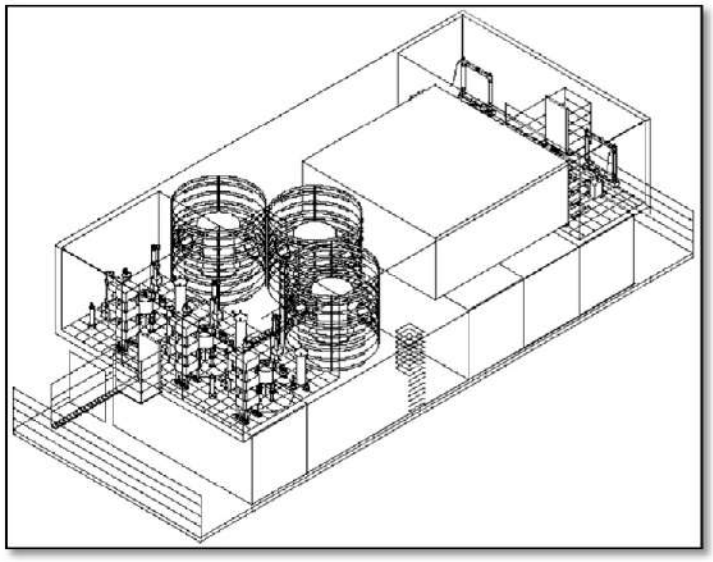


Figura 5.21 Layout clásico de una estación transformadora HVDC - VSC offshore. Imagen original: ABB

Los tres voluminosos reactores de fase cilíndricos son visibles en el centro. Otros componentes voluminosos son las torres de convertidores (bloques rojos en la figura 5.20), el tablero y el transformador. Los dispositivos de refrigeración se colocan en el exterior.

En la siguiente figura se pueden apreciar los convertidores IGBT de una conversora VSC:

Figura 5.22 Convertidores IGBT en una conversora HVDC - VSC. Imagen original: ABB

5.8 ESTRUCTURA DE SOPORTE DE LA ET OFFSHORE

Para soportar la Estación Transformadora Offshore y todos los equipos que sobre ella se encuentran, se elige instalar una estructura ***tipo Jacket***.

Dado el tamaño de la ET no es posible colocar estructuras de soporte como pilotes o bases de gravedad. La estructura ***tipo Jacket*** es la más utilizada para construcciones de este tipo, tanto para parque eólicos offshore como para plataformas petroleras.

En la figura 2.24 del capítulo 2 se aprecia un ejemplo de cómo se vería la ET Offshore en la realidad.

5.9 CABLES DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE CONTINUA

Como se ha mencionado en el capítulo 3, la disposición más utilizada y probada para el transporte de la energía en corriente continua en la actualidad en proyectos HVDC es la de tipo ***bipolo***, por lo que será la elegida también en este caso.

Ya son conocidas del capítulo 3 sus características y beneficios operativos. Es este capítulo se mencionan las principales características técnicas de los cables utilizados en el Parque Eólico Offshore Punta Alta, considerando que al igual que en caso anterior, no es posible encontrar catálogos para estos tipos de cables con esta tecnología.

Se utiliza información encontrada en manuales sobre cables de corriente alterna (Pirelli). Esto será explicado más adelante cuando se modele en el PSS/E.

Los cables serán dimensionados para transportar una potencia cercana a los 400 MVA, para considerar las reducciones en capacidad que se generan por la forma de instalación (enterrados) y por colocar dos cables en una misma zanja.

Cada uno de los dos cables que conforman el bipolo es del tipo ***polietileno reticulado o XLPE (Cross-Linked Poliethylene)***, ya que es la solución que más está ganando terreno en el campo de la transmisión HVDC. Estos poseen una tensión nominal de 200 kV y una sección de 800 mm^2.

La capacidad de corriente en las condiciones en que se instala el cable es de 1010 A, lo que da como resultado 202 MVA considerando la tensión de continua que estamos tratando, por lo que sumando los dos cables se tiene una capacidad de potencia nominal de 404 MVA.

Ambos cables son enterrados 1 metro bajo la superficie del lecho marino. El largo de estos es de 60 km hasta la costa, y 5 km instalados de forma subterránea hasta acometer a la ET Punta Alta.

5.10 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Como se menciona en anteriores apartados, los cables del sistema colector acometen a una barra de 33 kV en la ET Offshore, para luego acometer a dos transformadores de dos arrollamientos de 200 MVA de potencia nominal cada uno, que elevan la tensión a 132 kV para luego alimentar a la conversora HVDC - VSC. Dado que esta tecnología lo permite como se menciona en el capítulo 3, estos transformadores de potencia pueden ser convencionales.

El arrollamiento primario, el de 132 kV, tiene una conexión estrella a tierra, y el secundario en triangulo, la conexión es $Y_n d11$. Llamamos primario al arrollamiento de mayor tensión del transformador. La impedancia de cortocircuito es igual a 10%. Es un transformador aislado en aceite.

En la siguiente tabla se presentan los datos principales de cada transformador:

Tensión Primaria	132 kV	**Aislación**	Aceite
Tensión Secundaria	33 kV	**Frecuencia**	50 Hz
Potencia Nominal	200 MVA	**Refrigeración**	ONAF
Conexión	$Y_n d11$	**Instalación**	Interior

Tabla 5.5 Datos principales de cada transformador de potencia en la ET Offshore

En la ET Punta alta, a través de los adecuados equipos de maniobra, y luego de los equipos propios del sistema HVDC - VSC, se conecta sin transformador de por medio, la salida en 132 kV de la conversora a la barra de 132 kV en la ET mencionada (ver plano ESQUEMA UNIFILAR DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE PUNTA ALTA en Anexo C).

5.11 ETAPAS DE CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN SERVICIO

Se propone la construcción y puesta en servicio del Parque Eólico Offshore Punta Alta en dos diferentes etapas, donde una vez terminada la primera, el parque comenzará a entregar potencia mientras se construye la segunda.

La primera está proyectada para comenzar a construirse a finales de año 2014, estando terminada a mediados del 2016, con una capacidad total de aproximadamente 50 MW disponibles para ser generados. En esta etapa se instalan, además de los aerogeneradores correspondientes y parte del sistema colector, la Estación Transformadora Offshore completa, los cables de corriente continua y los equipamientos HVDC - VSC en la ET Punta Alta.

En la segunda Etapa se completa la construcción e instalación de los aerogeneradores restantes, y se finaliza la instalación del sistema colector para llegar a la potencia nominal del parque. Está proyectado que esta etapa se finalice a mediados del año 2018, momento en la que se pone en servicio.

En el siguiente capítulo se hace una serie de completos estudios eléctricos sobre el parque eólico que estamos diseñado. Para esto se tiene en cuenta cada etapa por separado, y se realiza una proyección de la demanda para obtener los mejores escenarios posibles para los estudios.

5.12 MODELADO DEL PARQUE

Como se ha desarrollado en anteriores secciones, el Parque Eólico Offshore en estudio está compuesto fundamentalmente por el parque propiamente dicho con sus aerogeneradores, una estación transformadora offshore donde además está instalada la conversora VSC offshore, los cables HVDC submarinos que se extienden hasta la costa, y la estación transformadora onshore, donde está instalada la conversora VSC onshore.

Cada uno de estos elementos serán modelados en el Programa de Simulación de Sistemas de Potencia PSS/E (Power System Simulator for Engineering), el cual fue creado por la multinacional Siemens Energy. Este es un conjunto integrado de programas informáticos capaces de realizar los siguientes cálculos y simulaciones en un sistema de potencia:

- Flujo de potencia y funciones de análisis de red.
- Análisis de fallas balanceadas y desequilibradas.
- Construcción de equivalentes de red.
- Simulación dinámica.

A continuación se desarrollan cada uno de estos modelos.

Ya es sabido que el parque será construido en dos Etapas, donde en la primera se tendrá una potencia disponible de 50 MW, y en la segunda, con la finalización de la instalación de los aerogeneradores offshore, se tendrá una potencia de 300 MW instalados. Es por esto que para los estudios eléctricos que se realizarán en el siguiente capítulo, se utiliza un modelo diferente para cada etapa.

5.12.1 MODELO DEL PARQUE ETAPA 1

Antes de realizar los estudios eléctricos, y durante el armado de los modelos, se decidió junto con los Directores del Proyecto, y por recomendación de CAMMESA utilizar como base un parque ya existente en el sistema, para tener un modelo de partida funcional.

Se selecciona el Parque Eólico Onshore Arauco, disponible en la Base de Datos de CAMMESA. Este parque posee una potencia total de 50 MW divididos en dos bloques de 25 MW. Cada uno posee 12 aerogeneradores de 2,1 MW de potencia.

Este parque está ubicado en el norte de la provincia de La Rioja en Argentina, en el departamento Arauco, que es uno de los 18 departamentos en los que se divide la provincia de La Rioja. El emplazamiento del parque está a 17 Km de Aimogasta o Villa de Concepción de Aimogasta, localidad cabecera del Departamento Arauco. En la figura 5.23 se puede ver la ubicación en el Plano Geográfico del SADI provisto por CAMMESA.

Los aerogeneradores son del tipo Full Converters. A pesar de esto, dado que los estudios eléctricos no se basarán en condiciones dinámicas, el tipo de aerogenerador y los controladores que este posea no influyen en los resultados. Esta es la razón por la que a pesar de que estos equipos no sean los mismos que posee el parque offshore bajo análisis, para los estudios estáticos realizados pueden ser utilizados sin problema, incluso aumentando la cantidad de aerogeneradores en el modelo para llegar a los 300 MW de la segunda Etapa.

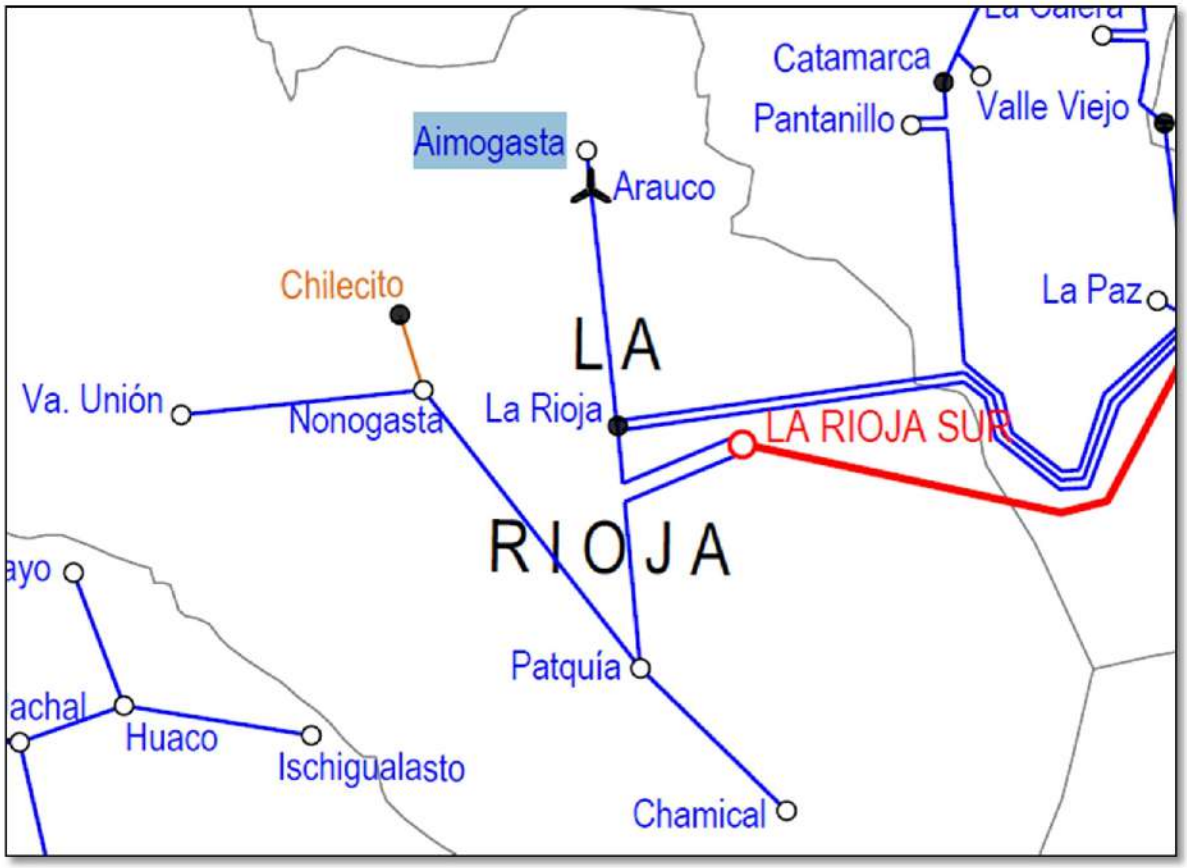


Figura 5.23 Ubicación en Plano Geográfico del Parque Eólico Onshore Arauco

En PSS/E el modelo es el siguiente:

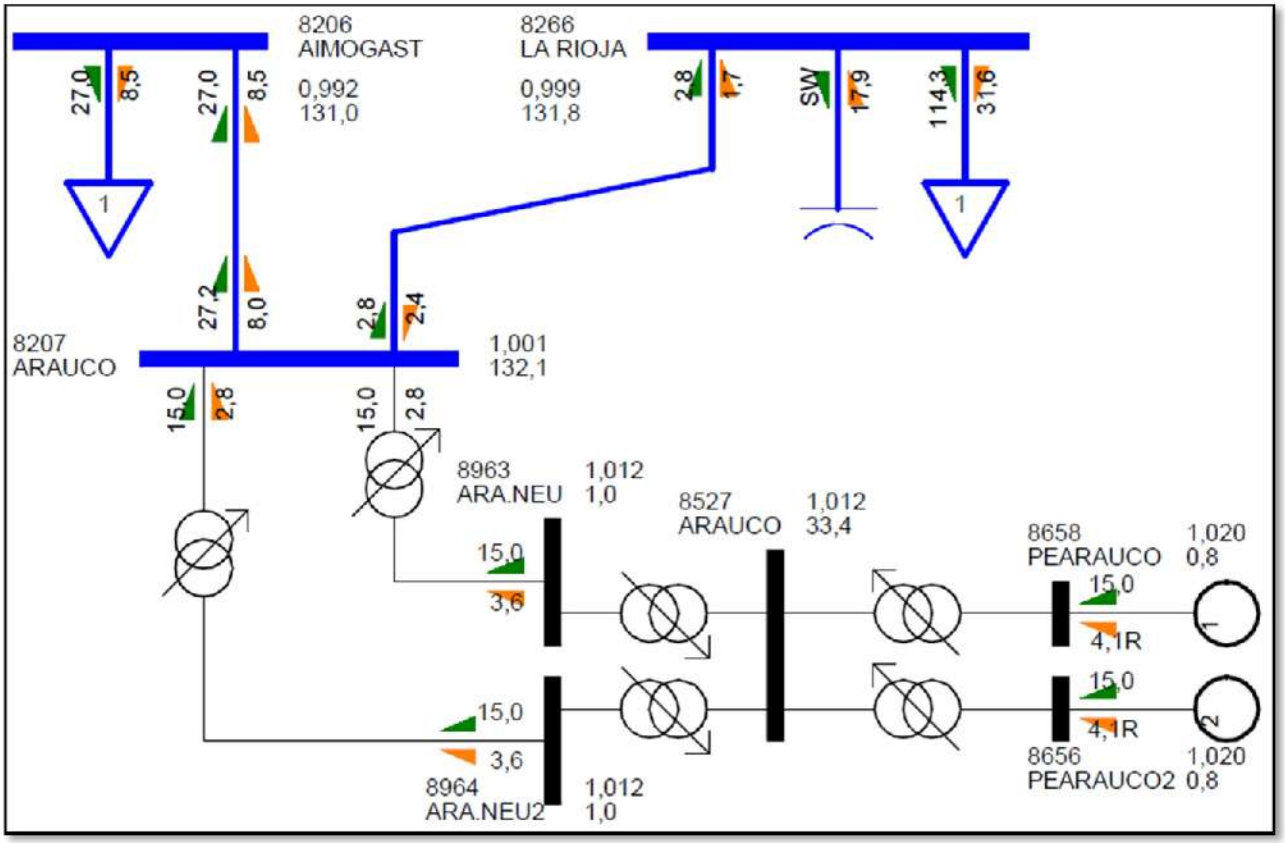


Figura 5.24 Modelo en PSS/E del Parque Eólico Onshore Arauco

Al momento de realizar la toma de pantalla el parque estaba entregando 30 de los 50 MW instalados. Los cuatro transformadores que se aprecian entre las barras ARAUCO 132 kV, ARA.NEU y ARAUCO 33 kV se corresponden a un transformador de tres arrollamientos, esta es una de las formas en que se modelan estos equipos en PSS/E.

Cada aerogenerador genera en una tensión de 800 V. Es por esto que cada uno posee en su góndola un transformador de bloque para elevar la tensión a los valores del sistema de colección interno del parque, 33 kV. Este transformador se corresponde con el ubicado entre las barras PEARAUCO y ARAUCO 33 kV. En realidad, en lugar de modelar cada aerogenerador, se utiliza un generador equivalente de cada bloque de 25 MW, los que son provistos de un transformador de bloque de la potencia equivalente.

Son estos dos equipos recién descriptos los que se utilizarán en el Parque Eólico Offshore Punta Alta para la construcción del modelo.

El modelo para la Etapa 1 es el siguiente:

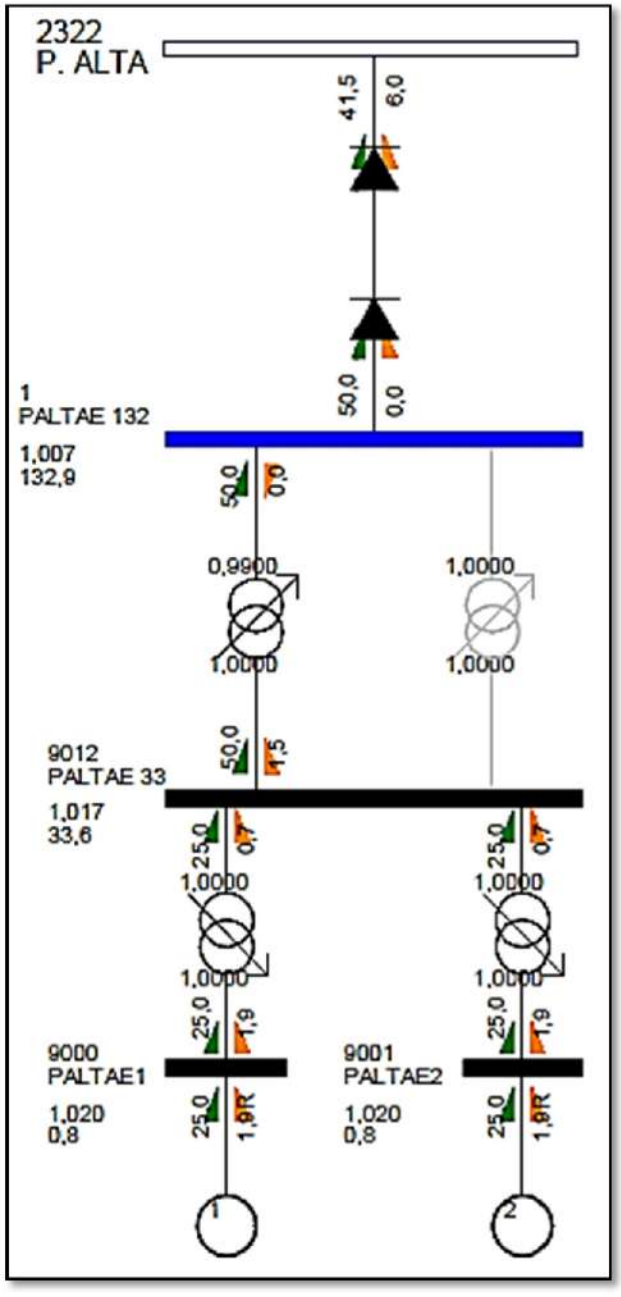


Figura 5.25 Modelo en PSS/E del Parque Eólico Offshore Punta Alta en su Etapa 1

Es este se pueden ver los bloques de aerogeneradores y sus correspondientes transformadores de bloque. La barra PALTAE 33 representa el sistema colector de potencia interno del parque. En la figura siguiente se puede observar los parámetros de cada generador en el PSS/E:

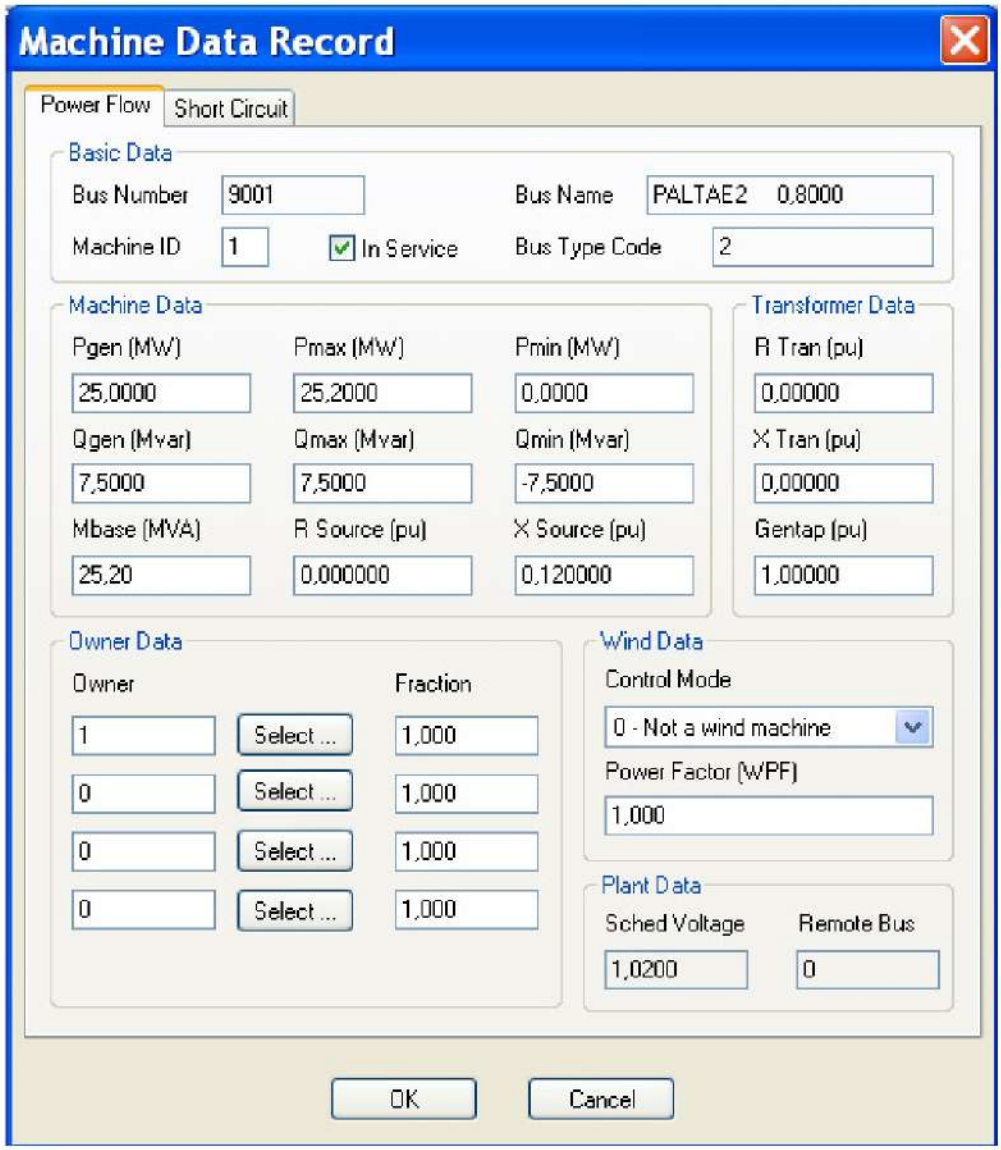


Figura 5.26 Ventana de diálogo en PSS/E de los generadores y sus parámetros

Se pueden observar los límites de potencia activa y reactiva o las impedancias R y X, entre otros parámetros. En la casilla ***Wind Data***, ***Control Mode***, no se ha seteado que el generador corresponda a un aerogenerador ya que el tipo de control solo influye en las simulaciones dinámicas, estudios que no se realizan en este proyecto por falta de la herramienta adecuada.

ESTACIÓN TRANSFORMADORA OFFSHORE

Como ya se ha mencionado, la estación transformadora offshore está compuesta de tres equipos principales, dos transformadores de potencia de dos arrollamientos, y la conversora VSC Offshore. Se señalan estos equipos en la siguiente figura del modelo:

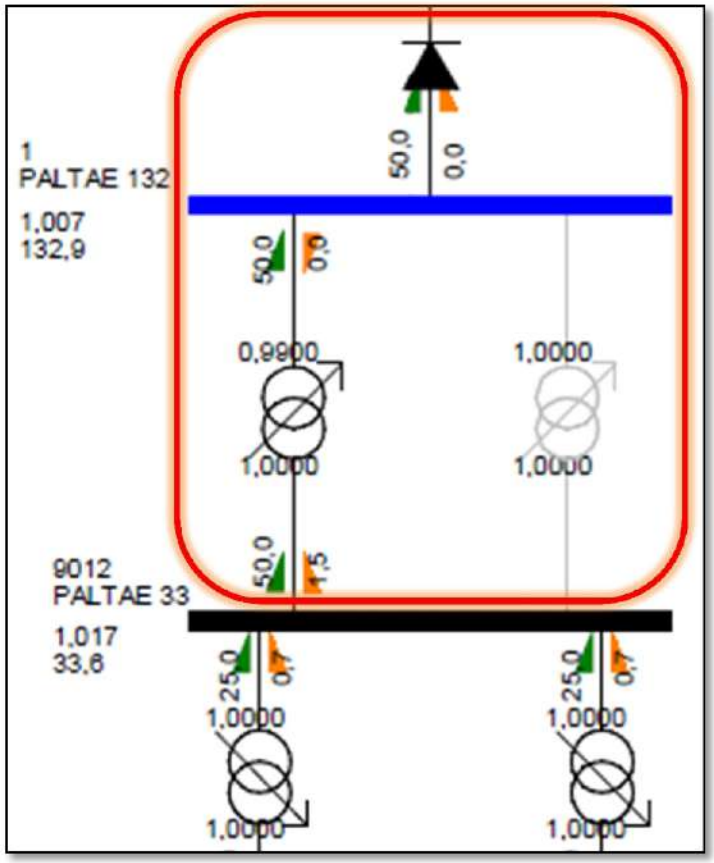


Figura 5.27 Equipos de la ET Offshore

TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Dado que los transformadores de potencia están diseñados para operar con la potencia máxima del parque en la Etapa 2, en esta primera Etapa, donde las potencias son una fracción de la segunda, solo uno de los dos transformadores se mantiene en operación, y hasta es posible que el otro se instale luego de comenzar a operar la primer Etapa, aunque por una cuestión de costos es conveniente instalar toda la ET Offshore en el mismo periodo, ya que en otro caso habría que volver a instalar todos los elementos y equipos de traslado, izaje e instalación del transformador.

Al igual que con los aerogeneradores, con el objetivo de obtener un modelo con los parámetros más representativos del equipo real, la elección del transformador de potencia se basó en un equipo existente en la red, el que está presente en la Base de Datos de CAMMESA.

Se buscó un transformador que cumpla con los requerimientos del parque y con las potencias manejadas. Se seleccionó un transformador similar a uno de los que están instalados en la Central de Generación Sorrento, la que está ubicada en Rosario, Provincia de Santa Fe, Argentina, y que posee turbinas de vapor.

Este transformador tiene una capacidad de 200 MVA, por lo que la instalación de dos de estos en paralelo, da como resultado una suficiente capacidad para gestionar la potencia del parque en la Etapa 2, y posibles ampliaciones en los próximos años.

En la siguiente figura se puede ver la ventana de dialogo en PSS/E de uno de los transformadores con sus respectivos parámetros:

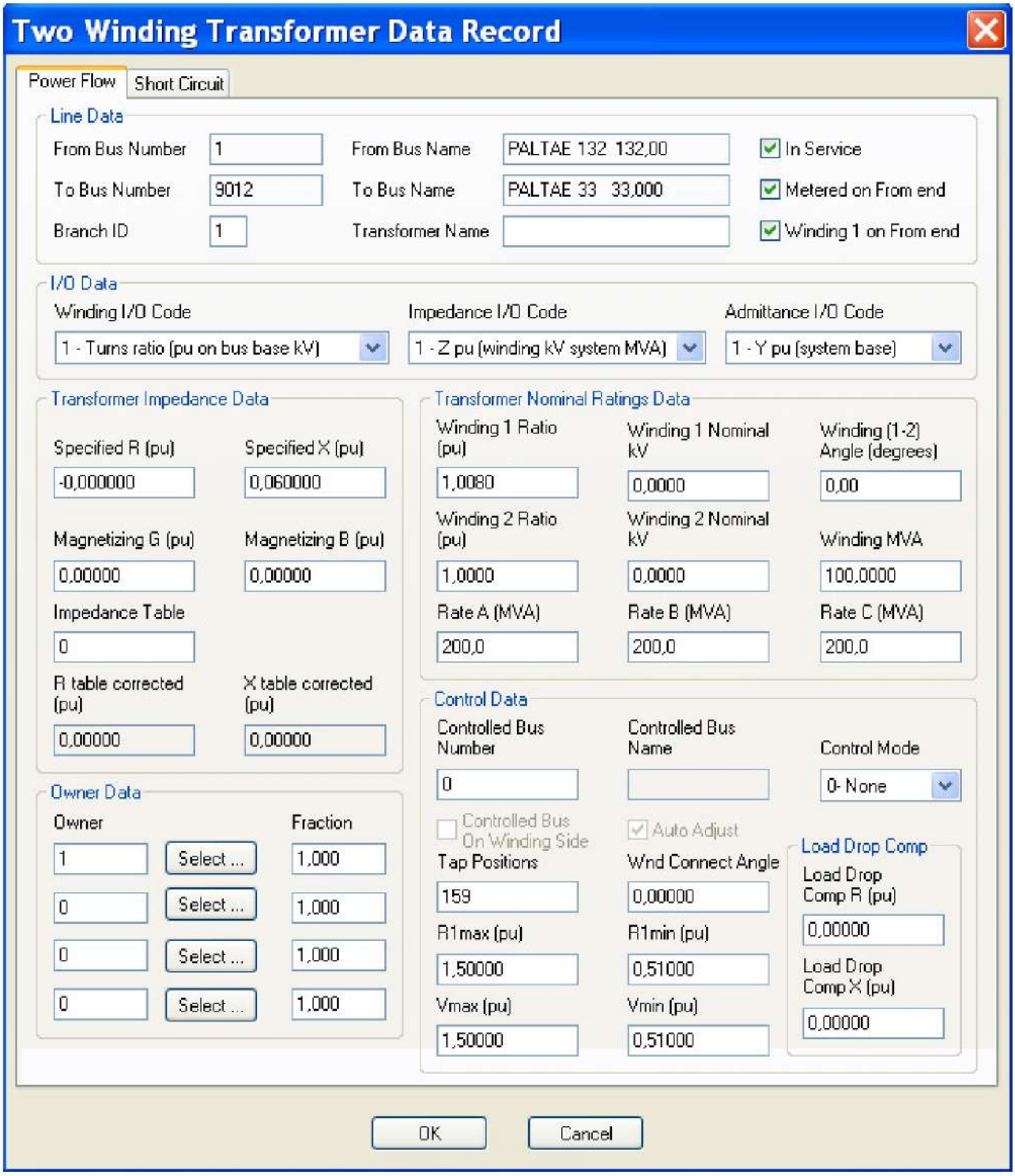


Figura 5.28 Ventana de dialogo en PSS/E de uno de los transformadores y sus parámetros

SISTEMA HVDC - VSC

Al igual que con los demás elementos que conforman un sistema de potencia, PSS/E posee un modelo del sistema HVDC - VSC. Este se puede ver en la siguiente figura 5.29.

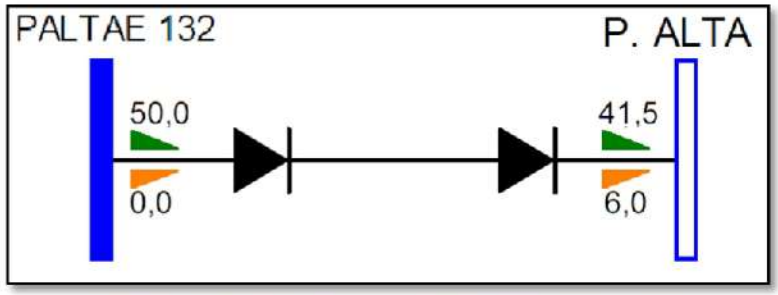


Figura 5.29 Modelo en PSS/E del sistema HVDC - VSC

6 ESTUDIOS ELÉCTRICOS SOBRE EL PARQUE EÓLICO OFFSHORE PUNTA ALTA

6.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se realizarán diferentes estudios eléctricos analizando el impacto que provoca la inserción del nuevo Parque Eólico Offshore Punta Alta en la red. Esto será llevado a cabo mediante el modelo del parque implementado en PSS/E que ha sido descripto y explicado en el capítulo anterior.

Se pretende con estos estudios realizar un análisis de todas las cuestiones correspondientes a la inserción del parque, mediante la aplicación de lo aprendido durante la Carrera de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de Rosario, y además de lo estudiado en este mismo Proyecto sobre las tecnologías que este Parque Eólico Offshore involucra.

6.1.1 OBJETIVO Y MOTIVACIÓN DE LOS ESTUDIOS

Los estudios aquí realizados tienen más que sólo la finalidad de analizar si es eléctricamente factible la inserción de un parque eólico de tal potencia en el sistema eléctrico Argentino, más precisamente en el área de la red correspondiente al sur de la provincia de Buenos Aires.

La principal motivación detrás de los estudios, una vez determinado si es factible o no la conexión del parque, es el análisis de las nuevas tecnologías que con el paso del tiempo, y cada vez con mayor énfasis, se están haciendo lugar en los Sistemas Eléctricos de Potencia en el mundo.

Una de las novedades a la que hace referencia el párrafo anterior es al tipo de parque con el que estamos tratando, un Parque Eólico Offshore. Es sabido que estos no son encontrados en gran número alrededor del mundo. Varios países están construyendo y desarrollado esta tecnología, pero aun no es un tipo de parque que sea instalado de forma masiva.

A pesar de esto la principal innovación con la que cuenta este parque es la tecnología con la que se transmite la potencia generada a tierra para ser inyectada en la red, el sistema HVDC - VSC. Ya se discutió esta tecnología y se analizaron sus características en el capítulo 3. Uno de los objetivos de este estudio eléctrico, y además su principal motivación, es el análisis y aprendizaje de las capacidades de esta tecnología tan poca utilizada actualmente en el mundo en comparación con aquellas tecnologías que vienen siendo empleadas desde la implementación de los primeros sistemas de potencia. Todo lo anterior resuelto mediante simulaciones a través de la herramienta informática para el análisis de los sistemas de potencia PSS/E.

Además, por medio de simulaciones, se verificará si el modelo utilizado responde de la misma forma que lo estudiado en la teoría. Con este fin se obtendrán diferentes curvas, se analizarán las variadas herramientas que posee el sistema HVDC - VSC para controlar variables en la red, y se expondrán los resultados con sus correspondientes conclusiones y explicaciones.

Es por todo esto que este estudio eléctrico intenta ir más allá de un análisis de factibilidad de inserción de un parque, la motivación fundamental es el aprendizaje sobre el funcionamiento de las nuevas tecnologías, con el objetivo de aumentar el grado de comprensión logrado con el estudio de la teoría, y aprovechando las herramientas de simulación que han sido facilitadas.

6.1.2 ESCENARIOS PARA LOS ESTUDIOS

De lo estudiado sobre los sistemas de potencia es sabido que la demanda en la red aumenta o disminuye dependiendo del periodo del año que se considere o incluso del momento del día.

Debido fundamentalmente a las diferentes temperaturas, las demandas en invierno y en verano son significativamente diferentes, siendo mayores en verano, donde equipos como aires acondicionados provocan un considerable aumento de la demanda.

También existe una curva de demanda diaria, donde se tiene un pico, un valle y un resto. Dependiendo de las actividades que el común de la población realiza durante el día es que se tienen estos cambios de demanda diarios. Por ejemplo a las dos de la tarde en verano, se tiene uno de los picos del día, ya que por ejemplo, una gran parte de la población está trabajando, y dadas las altas temperaturas de este horario, tienen el aire acondicionado funcionando. Lo contrario sucede a las cuatro de la mañana donde debido a que la actividad económica se ve severamente reducida, y a que mucha gente está durmiendo, se produce una importante reducción de la demanda, lo que se denomina Valle.

Para obtener los mejores resultados en los estudios, se analizarán 16 escenarios, cada uno con características de demanda diferentes. Estos se distinguen según si se trata de Verano o Invierno, si se está en el Pico o el Valle de la demanda diaria, si se considera la Etapa 1 o la Etapa 2 de la construcción del parque, o si dicho parque está en servicio entregando el máximo de su potencia o no. Los escenarios se pueden observar en la siguiente tabla:

ETAPA 1	E01	INVIERNO 2016	Pico	Parque F/S
	E02		Valle	Parque F/S
	E03		Pico	Parque E/S (50 MW)
	E04		Valle	Parque E/S (50 MW)
	E05	VERANO 2016/2017	Pico	Parque F/S
	E06		Valle	Parque F/S
	E07		Pico	Parque E/S (50 MW)
	E08		Valle	Parque E/S (50 MW)
ETAPA 2	E09	INVIERNO 2018	Pico	Parque F/S
	E10		Valle	Parque F/S
	E11		Pico	Parque E/S (300 MW)
	E12		Valle	Parque E/S (300 MW)
	E13	VERANO 2018/2019	Pico	Parque F/S
	E14		Valle	Parque F/S
	E15		Pico	Parque E/S (300 MW)
	E16		Valle	Parque E/S (300 MW)

Tabla 6.1 Escenarios en estudio

Cada escenario posee un código que los identifica, por ejemplo el E15 se corresponde con un escenario Pico en Verano, con el nuevo parque eólico entregando el máximo de su potencia.

Las Bases de Datos recibidas para la realización de estos estudios se corresponden con el Invierno 2016 y con el Verano 2016/2017. Es por esto que se consideró que la primer Etapa del parque seria terminada y puesta en servicio en estos periodos.

Para la segunda Etapa se supuso una ventana de tiempo de 2 años para la culminación de la instalación de los aerogeneradores que completan los 300 MW de potencia instalada. Para obtener resultados de mayor calidad se realizó una proyección de la demanda en todos los escenarios, considerando estos dos años, es decir hasta el Invierno 2018 y el Verano 2018/2019.

Las demandas proyectadas fueron las del área del sistema en estudio, ya que proyectar la demanda completa del SADI implicaría otras modificaciones como en el despacho de los generadores, o modificaciones en la misma operación de todo el sistema, cambios que se escapan del alcance de estos estudios. A pesar de esto, los resultados obtenidos no se verán influenciados ya que estos cambios en las demandas del resto del sistema, por una cuestión de distancia eléctrica, no afectan de manera significativa los flujos de potencia en el área en estudio.

Para realizar las proyecciones se considera una tasa de crecimiento de 4% al año. Esta tasa es utilizada por empresas distribuidoras como por ejemplo la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF), para la realización de las proyecciones de sus demandas. Dado la falta de información, no se consideran la aparición de demandas extratendenciales.

Las demandas que han sido proyectadas son aquellas alimentadas desde las Estaciones Transformadoras PAlta, Rosales1, PBuena, UrbanaBB, Solalban, Clor-Sod, PQBB, Chanares, Norte II, BBCA, Tornquis, MHermoso, Dorrego, Chillar, Necochea 2, 3Arroyos, G.Chave 1, Indio RI, Pringles, Laprida, Proferti, C.Suerez y Pigue 1.

Estas proyecciones fueron realizadas mediante la herramienta de PSS/E ***Scale Generation, Load and Shunt***, que permite modificar las demandas totales del sistema o grupos de estas, tanto en potencia activa como reactiva.

6.1.3 CUESTIONES A TENER EN CUENTA ANTES DE COMENZAR CON LOS ESTUDIOS

Es importante para una mejor comprensión de los estudios eléctricos que se presentan a continuación, realizar diferentes aclaraciones sobre las herramientas utilizadas.

6.1.3.1 Bases de Datos

Todos los estudios que se realizarán están basados en las Bases de Datos del Sistema Eléctrico Argentino de CAMMESA. Estas bases han sido provistas por el Área de Estudios Eléctricos de CAMMESA.

Estas bases de datos poseen toda la información que define al sistema de potencia, como por ejemplo características de las líneas, barras, transformadores, elementos de compensación, entre muchos otros. Además se tiene una base de datos para Verano e Invierno, y a su vez para Pico y Valle.

6.1.3.2 Cuestiones Gráficas

Se considera en este proyecto que una presentación de los datos obtenidos debe reflejar de forma fácil e intuitiva lo que estos resultados expresan. Con sólo la presentación del número, no se aprecia de forma sencilla lo que representa en relación con los demás valores. Es por esto que en las tablas donde se muestran las cargas de las líneas y transformadores, y las tensiones en las barras, con la utilización de la herramienta de Excel, se ha definido un código de colores en base a cada valor. Este código se detalla a continuación:

Para carga en las líneas y transformadores: se utiliza una escala de tres colores que representa el porcentaje de carga en estos:

Para las tensiones en las barras: se utiliza otra escala de tres colores que representa la tensión en pu:

También para algunos análisis se utilizó la herramienta de PSS/E ***Contour***, la que permite representar mediante diferentes gradientes de colores magnitudes como tensiones en barras y carga por líneas y transformadores. Por medio de la selección de los rangos de los gradientes de colores, de la definición con que se calcula cada punto en el diagrama y del área de influencia de cada elemento, se obtiene una útil visualización de los parámetros establecidos sobre el unifilar con el que se está trabajando.

Para todo esto se utilizaron los siguientes códigos de colores, que son diferentes a los anteriores ya que fueron definidos en diferentes programas:

Estando la presentación de los estudios terminada, se comienza con estos estudiando al sistema en *Condición N*.

6.2 ESTUDIO EN CONDICIÓN N

Este primer análisis corresponde a una operación en condiciones *NORMALES* o en *CONDICIÓN N*. En esta condición todos los equipos están disponibles y operativos, como los son las líneas, transformadores, generadores y elementos compensadores de potencia reactiva. Como se menciona, estamos situados en una *condición de operación normal del sistema*.

En esta situación ninguna línea o transformador debe estar sobrecargada, ni tampoco ninguna barra debe poseer tensiones fuera de los rangos establecidos por CAMMESA[48], los que se describen a continuación:

- Para tensiones de 132 kV: ± 5% (0,95 pu – 1,05 pu).
- En cuanto a los flujos de potencia, como se mencionó, no deberá excederse la capacidad térmica de ningún elemento del sistema de transmisión.

Luego de realizar las corridas de flujos correspondientes a los 16 escenarios planteados, se llegó a los siguientes resultados:

Carga en Líneas y Transformadores

[48] *Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. Sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas, maximizar la seguridad del SADI y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del SADI. Es una empresa de gestión privada con propósito público [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994].*

Línea (132 kV)			ETAPA 1 (% de Corriente)							
To	From	ID	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	13	13	27	26	12	12	26	26
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	39	29	19	11	46	40	26	24
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	25	16	25	16	34	27	33	27
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	8	8	22	22	7	8	21	22
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	54	26	22	18	75	57	43	37
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	43	35	39	32	48	43	44	40
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	43	35	39	32	48	43	44	40
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	43	35	39	32	48	43	44	40
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	14	13	14	13	14	14	14	14
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	32	32	32	32	32	32	32	32
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	27	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	91	88	91	88	91	91	91	91
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	5	6	5	4	12	8	13	8
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	16	15	14	13	18	17	15	15
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	52	37	50	35	65	55	62	53
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	62	46	56	40	73	58	67	52
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	63	47	57	41	74	59	67	52

Tabla 6.2 Flujos de potencia en líneas y transformadores en Condición N y Etapa 1

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	15	15	110	110	14	15	109	110
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	43	32	104	114	51	44	103	107
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	28	17	27	17	36	30	36	29
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	10	10	106	106	9	10	105	105
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	56	26	192	219	78	59	187	199
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	48	40	27	20	53	49	34	29
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	48	40	27	20	53	49	34	29
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	48	40	27	20	53	49	34	29
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	17	16	17	16	17	17	17	17
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	33	33	33	33	33	33	33	33
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	26	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	100	96	100	97	99	99	99	99
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	5	7	14	9	12	8	21	16
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	18	17	6	6	20	19	8	8
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	58	42	46	30	71	61	60	50
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	67	51	26	14	79	63	40	23
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	67	51	26	14	80	63	40	23

Tabla 6.3 Flujos de potencia en líneas y transformadores en Condición N y Etapa 2

Para la Etapa 1, en todos los escenarios, se observa que la línea PQBB – Proferti está cerca de su carga máxima. Esto a priori no implica un problema ya que no está sobrecargada, pero la capacidad de la misma resulta un inconveniente en caso de un futuro aumento de la demanda en la barra Proferti. Más adelante se plantea la solución a este problema.

Todas las demás líneas poseen niveles de carga dentro los rangos límites en todos los escenarios estudiados, lo que permite concluir que, ***para Condición N y Etapa 1, la inserción del parque es factible sin generar sobrecargas en ningún equipamiento del sistema.***

Teniendo en cuenta ahora la Etapa 2, se observan severas sobrecargas en varias de las líneas del sistema. Esto se debe a que las capacidades actuales de las mismas no son suficientes para evacuar la gran cantidad de potencia (300 MW) que está siendo inyectada por el parque. En la figura 6.1 se puede ver el caso más severo, que corresponde al escenario E12, Valle de Invierno 2018, y en la figura 6.2, una ampliación de la zona más afectada.

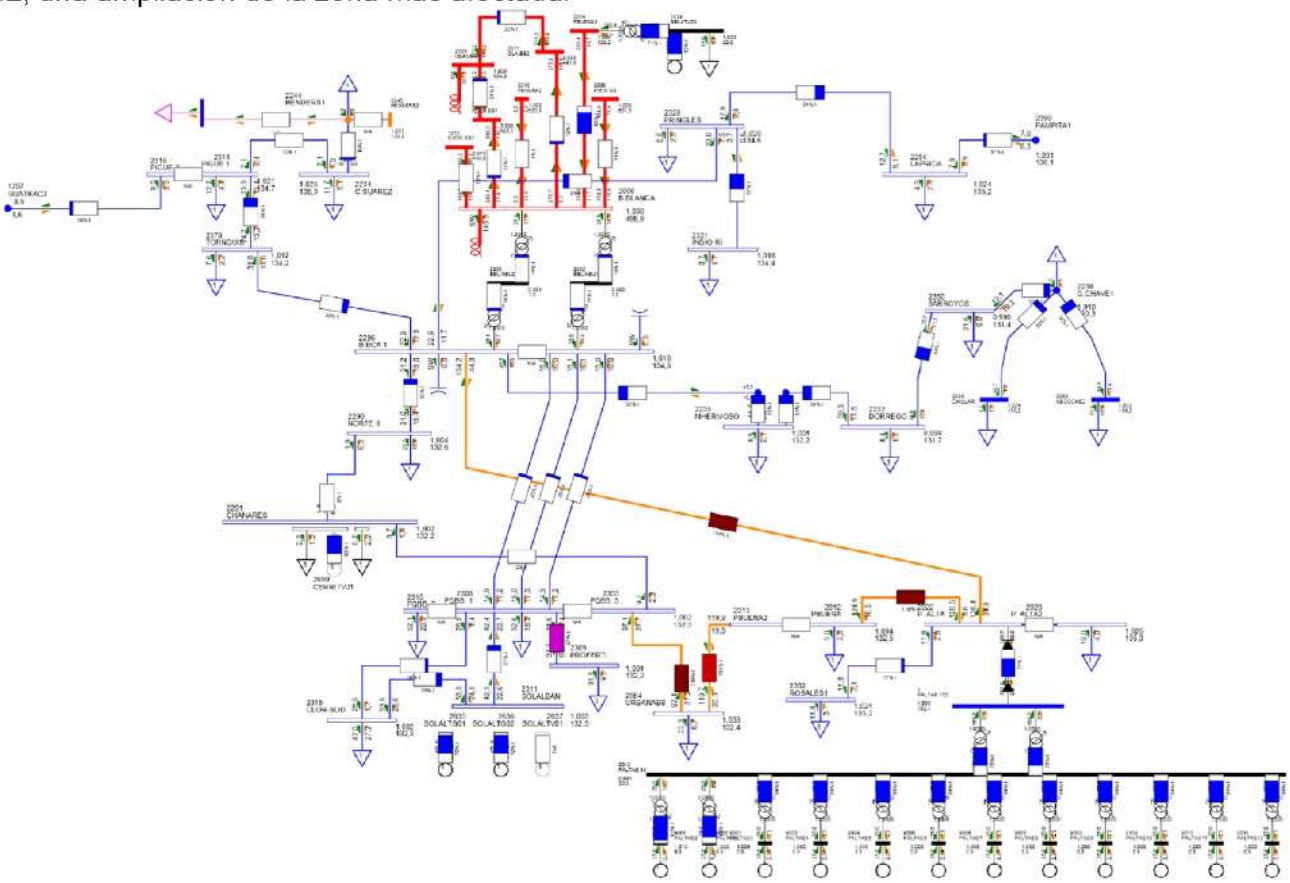


Figura 6.2 Carga por líneas y transformadores en Valle de Invierno Etapa 2 sin actualización de equipamiento. Ampliación

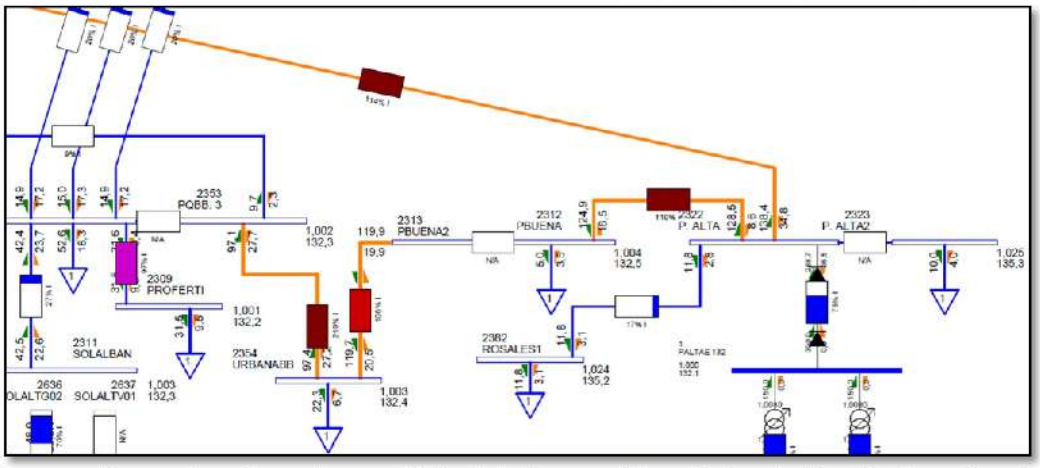


Figura 6.1 Carga por líneas y transformadores en Valle de Invierno en Etapa 2 sin actualización de equipamiento en la red

Ahora bien, *¿por qué es el escenario Valle de Invierno, estación y momento del día donde se tienen las menores demandas, la situación donde más se sobrecargan las líneas? ¿Acaso no debería darse este fenómeno en el Pico de Verano, donde se tienen las demandas máximas y por ende las cargas en las líneas son más altas en relación con el invierno?* No necesariamente, detengámonos un momento con el estudio para explicar esta cuestión.

La respuesta es más sencilla de lo que parece. La potencia inyectada en el parque alimenta sus demandas cercanas como lo son por ejemplo PBuena, Rosales, la misma PAlta, UrbanaBB, etc. Dado que esta potencia inyectada es mayor que la suma de estas demandas, el resto es evacuada fundamentalmente a través de dos caminos, que se describirán en párrafos siguientes, hacia la barra de 132 kV BBCA, a partir de la cual estos flujos se redistribuyen hacia el resto del sistema.

Para responder las cuestiones recién planteadas hay que tener en cuenta las variaciones de las demandas en Verano y en Invierno, y en Valle y Pico. Es sabido que en Invierno Valle las demandas serán considerablemente más bajas que en Verano Pico (sin tener en cuenta demandas extratendenciales), por lo que los excedentes de potencia inyectada por el parque, luego de alimentar demanda cercana, serán mayores que en verano. Esto provoca que la potencia evacuada por ambos caminos hacia la barra BBCA sea notablemente mayor en Invierno Valle (E12), que por ejemplo en Pico de Verano (E15), por lo que en el primer escenario las cargas de las líneas que evacuan la potencia serán mayores, y en consecuencia es donde se presentan las mayores sobrecargas.

Continuando ahora con el estudio, se pueden ver sobrecargas que van del 106% en la línea PBuena – UrbanaBB hasta un valor de 219% en la UrbanaBB – PQBB. Está más que claro que estas sobrecargas no son admitidas, y que el sistema en estas condiciones está lejos de ser apto para soportar tal inyección de potencia en el nodo PAlta.

Además continúa el problema sobre la línea PQBB 1 – Proferti, que está al límite de su carga máxima en algunos escenarios, y llega al 100% en otros, haciendo notar que debido al aumento de la demanda ocurrida en los dos años desde la concreción de la Etapa 1, se hace necesario aumentar la carga que esta línea puede transmitir.

Como ya fue mencionado, la potencia inyectada en PAlta es mucho mayor que la suma de las demandas cercanas, por lo que la potencia debe ser evacuada hacia el resto del sistema. En la red estudiada hay dos caminos posibles para este fin. El primero corresponde a la línea PAlta – BBCA. Esta línea tiene una capacidad máxima de transmisión de 122 MVA, que como se ve en las tablas y en las figuras, es superada en varios escenarios.

El segundo camino de evacuación de potencia corresponde a la rama compuesta por las líneas PAlta – PBuena, PBuena – UrbanaBB y UrbanaBB – PQBB, para finalmente llegar a la barra BBCA a través de las 3 líneas en paralelo que acometen a esta desde PQBB.

En este último camino se pueden ver 3 líneas sobrecargadas, donde una de ellas, como antes se menciona, llega a un 219%. ***Se hace evidente la incapacidad de ambos caminos de evacuar la potencia inyectada, y la necesidad de agregar equipamiento para satisfacer la Condición N en la Etapa 2.***

Tensiones en Barras

Barra	ETAPA 1 (V en PU)							
	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
P. ALTA 2322	1,014	1,019	1,025	1,025	1,013	1,022	1,025	1,025
PBUENA 2312	1,009	1,014	1,015	1,017	1,008	1,017	1,015	1,018
ROSALES1 2382	1,013	1,019	1,024	1,024	1,011	1,021	1,023	1,024
URBANABB 2354	1,009	1,014	1,015	1,017	1,007	1,017	1,015	1,018
PQBB. 3 2353	1,010	1,015	1,016	1,017	1,009	1,018	1,016	1,019
PROFERTI 2309	1,009	1,014	1,015	1,016	1,008	1,017	1,015	1,018
SOLALBAN 2311	1,011	1,015	1,016	1,017	1,010	1,019	1,016	1,019
CLOR-SOD 2315	1,010	1,015	1,016	1,017	1,009	1,018	1,016	1,019
CHANARES 2291	1,008	1,015	1,013	1,017	1,004	1,015	1,010	1,015
NORTE II 2290	1,012	1,018	1,016	1,020	1,008	1,019	1,014	1,019
B.BCA 1 2206	1,031	1,031	1,035	1,033	1,035	1,041	1,039	1,041
B.BLANCA 2000	1,006	1,001	1,007	1,002	1,008	0,995	1,009	0,996
MHERMOSO 2235	1,002	1,019	1,004	1,019	0,984	1,013	0,987	1,012
DORREGO 2232	0,995	1,016	0,997	1,016	0,974	1,006	0,976	1,006
TORNQUIS 2378	1,014	1,031	1,016	1,032	1,007	1,021	1,010	1,021

Tabla 6.4 Tensiones en barras en Condición N y Etapa 1

Barra	ETAPA 2 (V en PU)							
	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	1,006	1,013	1,025	1,025	1,016	1,012	1,025	1,025
PBUENA 2312	1,000	1,007	1,002	1,004	1,010	1,006	1,006	1,004
ROSALES1 2382	1,004	1,012	1,024	1,024	1,014	1,011	1,023	1,024
URBANABB 2354	0,999	1,006	1,001	1,003	1,010	1,006	1,004	1,003
PQBB. 3 2353	1,000	1,007	1,000	1,002	1,012	1,007	1,005	1,003
PROFERTI 2309	1,000	1,006	0,999	1,001	1,011	1,006	1,004	1,003
SOLALBAN 2311	1,001	1,007	1,001	1,003	1,012	1,008	1,006	1,004
CLOR-SOD 2315	1,000	1,007	1,000	1,002	1,011	1,007	1,005	1,003
CHANARES 2291	0,999	1,008	0,997	1,002	1,006	1,004	0,999	0,999
NORTE II 2290	1,003	1,011	1,000	1,004	1,011	1,008	1,002	1,002
B.BCA 1 2206	1,025	1,026	1,020	1,018	1,040	1,033	1,030	1,025
B.BLANCA 2000	1,004	1,000	1,004	1,000	1,006	0,993	1,005	0,993
MHERMOSO 2235	0,993	1,013	0,983	1,001	0,986	1,003	0,972	0,995
DORREGO 2232	0,986	1,009	0,975	0,998	0,975	0,996	0,960	0,989
TORNQUIS 2378	1,006	1,026	0,999	1,017	1,007	1,013	0,995	1,004

Tabla 6.5 Tensiones en barras en Condición N y Etapa 2

En todos los escenarios en ambas Etapas no se presentan tensiones fuera de los rangos admisibles.

Más allá de la inserción del parque, esta zona del sistema constituye una red "fuerte", donde se tienen altas potencias de cortocircuito y las tensiones se encuentran en valores más que aceptables teniendo en cuenta los parámetros de una operación normal. Tal es así que, como se aprecia en las tablas, en la mayoría de las barras se tienen tensiones mayores a 1 pu, lo que corresponde, siempre que no se tengan sobretensiones o se esté en valores cercanos a los límites, a una operación con buenos niveles de tensión.

Más adelante cuando se estudie el sistema definitivo (este corresponde a la Red con el equipamiento agregado), se realizará un análisis más exhaustivo de las tensiones en el sistema y de cómo afecta el sistema HVDC - VSC en las mismas.

6.3 NUEVO EQUIPAMIENTO EN LA RED

En la sección anterior se llegó a la conclusión de que es necesario instalar y/o actualizar equipamiento en la red para poder satisfacer la *Condición N* de operación.

Además de buscar eliminar sobrecargas en líneas y en otros equipos, un importante criterio para la elección de este equipamiento es el *económico*. Este factor es determinante a la hora de ejecutar un proyecto. Bien se podría instalar una doble terna de 500 kV por ejemplo, o varias líneas de 132 kV, elementos que fácilmente solucionarían el problema.

El inconveniente es que esto afectaría la ejecución del proyecto, siendo muy probablemente un impedimento infranqueable para su realización. Es por esto que la elección del equipamiento que se va a desarrollar a continuación se practicó teniendo en cuenta un criterio tanto económico como técnico. En el siguiente capítulo se tratará con más detalle este tema mediante una evaluación económica del proyecto.

6.3.1 ACTUALIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Las líneas de alta tensión poseen en sus extremos, además de equipos como descargadores, interruptores, seccionadores, entre otros, equipos de medición. Estos están compuestos por transformadores de tensión y transformadores de corriente. En la figura 6.3 se puede ver a modo ilustrativo un ejemplo de los TIs de alta tensión colocados en una línea.

En el caso de los transformadores de corriente el arrollamiento primario se conecta en serie con la propia línea en cada fase. Es por esto que la corriente que el TI puede soportar deberá tener relación con la capacidad de la línea.

En muchos casos se tiene que la corriente que estos TIs pueden soportar es menor que la de la línea, de la cual la máxima corriente que puede transmitir está determinada por la capacidad del conductor. Si se da esta situación, el limitante de la potencia que la línea puede transportar está dado por la capacidad de los TIs instalados.

Una de las razones más comunes de la existencia de líneas limitadas por sus TIs, es la antigüedad de la propia línea. Al momento de su instalación la carga que iba a trasportar era considerablemente menor que en la

Figura 6.3 Ejemplo de TIs instalados en una línea de alta tensión

actualidad. Es por esto que se instalaban TIs de menor potencia ya que sus costos son menores. Se planeaba en un futuro, cuando la demanda crezca y las cargas por las líneas aumenten, actualizar dichos TIs.

En el sistema que estamos estudiando existen varios de estos casos. Los más importantes son los que se encentran en los caminos de evacuación de la potencia del parque y la línea que alimenta a la ET Proferti, a saber:

- En la línea PQBB – UrbanaBB están instalados TIs con una capacidad de 200 A, lo que limita la capacidad de la línea a 46 MVA. Este límite es muy reducido para el nivel de demanda actual y para el proyectado para el período 2018/2019. A esto se debe las grandes sobrecargas producidas en esta línea en muchos de los escenarios analizados.

- La línea que conecta a las ETs PBuena y UrbanaBB posee TIs con una capacidad 500 A que limita la capacidad de la línea a 114 MVA, razón de sobrecargas en esta línea en algunos de los escenarios.

- Otra línea donde se actualizará el equipamiento es la PBuena – PAlta. En esta existen TIs con una capacidad de 500 A que, al igual que en la línea anterior, limita la capacidad del corredor a 114 MVA, límite de potencia no suficiente para los parámetros actuales del sistema.

- La última línea donde se cambian los TIs es la PQBB – Proferti. Con las demandas esperadas para los próximos años, la capacidad actual de esta línea, que está limitada por los presentes TIs a tan sólo 34 MVA, no es suficiente.

Con esto en vista se procede a la actualización de los TIs:

Comenzamos con la línea PBuena – UrbanaBB, en la que se instala nuevos TIs (en ambos extremos) con una capacidad de corriente de 600 A, el que posee una capacidad máxima de potencia de 137 MVA. Con este nuevo equipo la capacidad máxima de la línea queda limitada por su conductor, el que soporta una potencia máxima de 122 MVA. No es mucha la diferencia con la antigua capacidad, pero en vista de las corridas de flujo realizadas se llega a adecuados valores de carga. Además en otro caso, dado que el nuevo limitante es la capacidad de carga de los conductores, sería necesario construir líneas nuevas en este corredor, equipamiento que siempre se trata de evitar cuando es posible, dado su alto costo en comparación con la actualización de los TIs.

Los TIs de 500 A de capacidad que se retiraron de la línea PBuena – UrbanaBB, se supone que están en condiciones de seguir prestando servicio, y son instalados en la línea PQBB – UrbanaBB. Con esto se eleva su capacidad de 46 MVA a 114 MVA, correspondiendo este valor a la potencia máxima del TI, quedando la línea limitado por este.

Con respecto a la tercer línea, la PBuena – PAlta, se realiza lo mismo que con la primera. Se retiran los TIs antiguos y se instalan nuevos con una capacidad de 137 MVA, o en corriente, de 600 A. Con esto la línea queda limitada por la capacidad máxima de sus conductores, 122 MVA.

Por último en la línea PQBB – Proferti se instalan nuevos TIs de una capacidad de 137 MVA. Se logra con esto que la carga de la línea quede limitada por los conductores a una potencia de 122 MVA.

6.3.2 NUEVA LÍNEA DE ALTA TENSIÓN

El otro equipamiento seleccionado para lograr evacuar la totalidad de la potencia generada por el nuevo Parque Eólico Offshore Punta Alta, es una nueva línea de alta tensión (132 kV) de 24,1 Km de longitud entre las estaciones transformadoras PAlta y BBCA. Este corredor está compuesto en la actualidad por sólo una línea de 132 kV con una carga máxima de 122 MVA limitada por sus conductores.

La construcción de la nueva línea, junto a su mayor capacidad, que se detallará a continuación, aumenta en gran medida la capacidad de evacuación de potencia del camino denominado número uno. Se demostrará en la siguiente sección la importante mejora conseguida con la instalación de esta nueva línea.

6.3.2.1 Características de la Nueva Línea PAlta – BBCA ID 2

Los conductores de la línea serán de material aluminio con alma de acero. Su sección es 300/50 mm^2, que se corresponde con 300 mm^2 se sección de aluminio, y 50 mm^2 de sección del alma de acero.

La corriente que cada conductor puede transportar es de 650 A. Además se instalan TIs en cada extremo con la misma corriente máxima, por lo que la potencia máxima que la línea puede transportar es de 150 MVA. En vista de esto, la limitación de la línea se corresponde con ambos factores, conductores y TIs.

En la tabla siguiente se puede apreciar los parámetros del conductor seleccionado obtenidos del catálogo de Cables y Líneas Aéreas de ***Pirelli***[50]:

Sección Nominal	Formación Aluminio	Formación Acero	Diámetro Aprox.	Masa Aprox.	Carga de Rotura Calculada	Resistencia Eléctrica en cc y 20°C	Corriente Admisible[49]
mm2	*N° x mm*	*N° x mm*	*mm*	*Kg/Km*	*Kg*	*Ohm/Km*	*A*
300/50	**26 x 3,86**	**7 x 3**	**24,5**	**1230**	**10700**	**0,0949**	**650**

Tabla 6.6 Parámetros del conductor utilizado en la nueva línea PAlta – BBCA ID 2

La disposición de los tres conductores será del tipo ***Coplanar Vertical con aislación rígida de tipo line post***. Esta disposición se corresponde con grandes alturas y anchos reducidos en contrario con la disposición coplanar horizontal, por lo que la franja de servidumbre se reduce considerablemente.

La torre está compuesta por un poste de suspensión cuya única función es la de sostener los cables suspendidos y mantener las distancias entre cada uno de ellos y con los puntos conectados a tierra. La altura de las torres es de 25 m.

A pesar de no ser el caso, la disposición coplanar vertical posee la ventaja de permitir circuitos dobles en una única torre, es decir una doble terna, debiendo considerarse atentamente que esto en rigor no es equivalente a dos líneas, ya que la probabilidad de que ambas ternas fallen es mayor que cuando se tienen estructuras independientes.

Además la línea estará provista de un conductor de protección contra descargas atmosféricas, también denominado ***Hilo de Guardia***, de acero zincado de 50 mm^2 de sección.

En la figura 6.4 a y b se pueden ver dos ejemplos de la disposición de la nueva línea:

---

[49] *Esto es válido para temperatura ambiente de 40°C, conductores expuestos al sol, al nivel del mar y con viento de 0,6 m/seg, condiciones que se cumplen en este caso.*

[50] *En la actualidad la división de cables Pirelli fue adquirida por el Grupo Prysmian, que es una multinacional italiana con sede en Milán que fabrica cables y sistemas de transmisión de energía eléctrica y telecomunicaciones.*

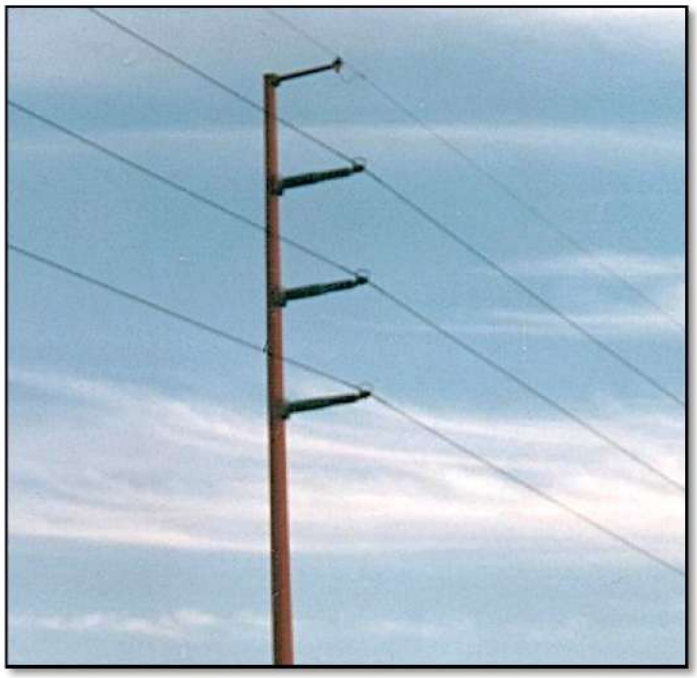


Figura 6.4 a) Ejemplo de línea tipo Coplanar Vertical con aislación rígida de tipo line post

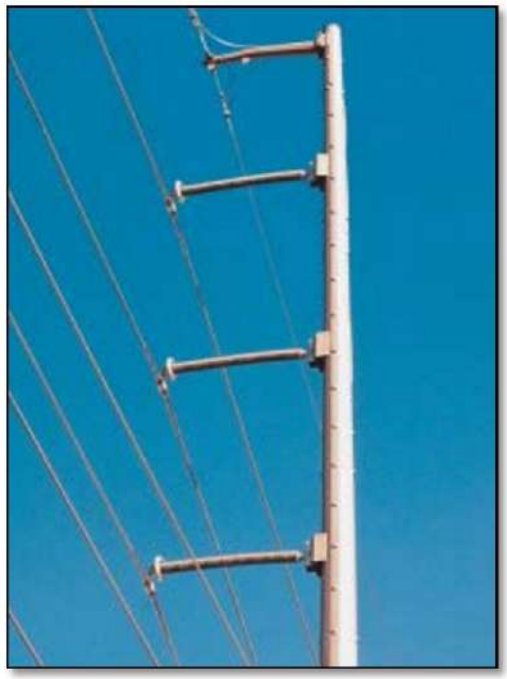


Figura 6.4 b) Ejemplo de línea tipo Coplanar Vertical con aislación rígida de tipo line post

6.3.3 MODELADO DEL NUEVO EQUIPAMIENTO EN PSS/E

6.3.3.1 Transformadores de Corriente

Para los nuevos TIs instalados en las líneas antes descriptas, sólo basta con modificar la potencia máxima que la línea puede transportar. En PSS/E este valor se denomina ***RATE*** (en las simulaciones

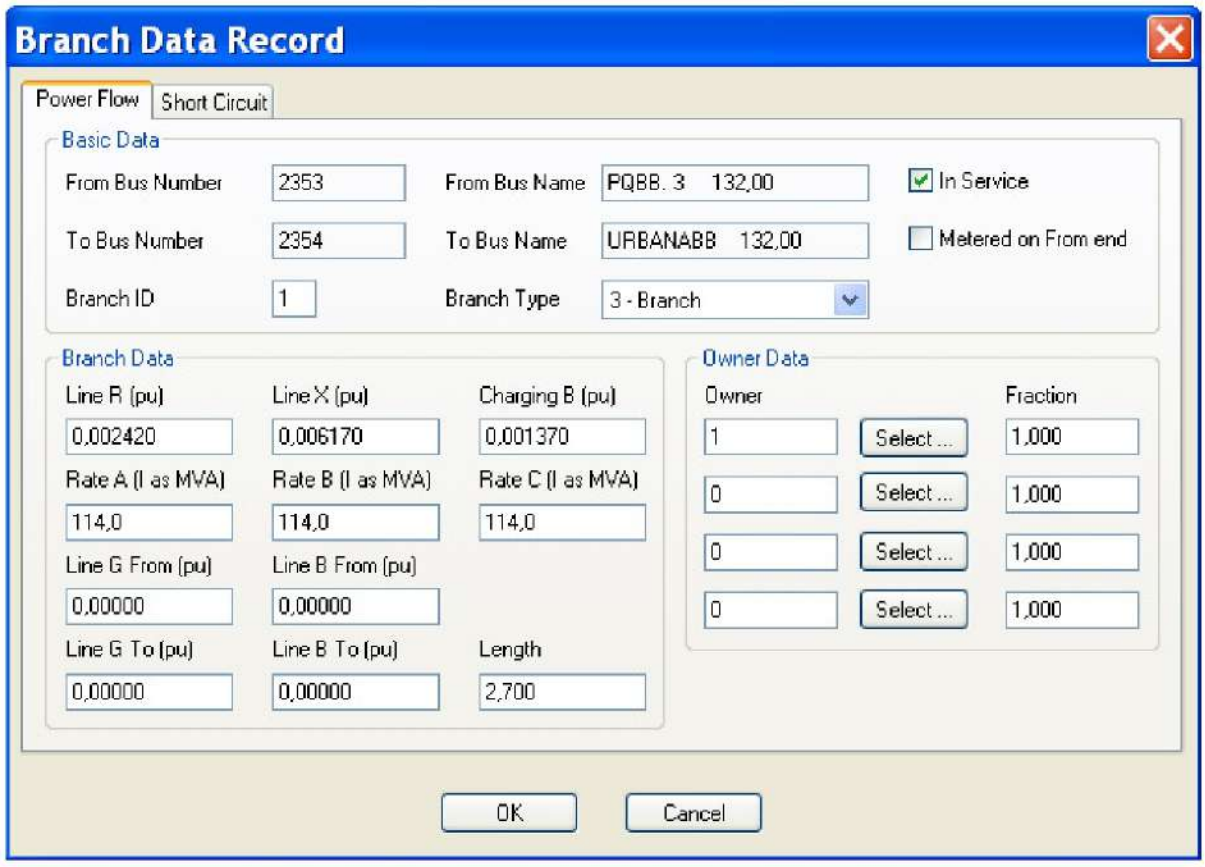


Figura 6.5 Ventana de diálogo en PSS/E de una de las líneas actualizadas, PQBB - UrbanaBB

se consideró que los ***RATE A***, ***B*** *y* ***C*** eran iguales, ya que se configuró para tener cuenta sólo *el* ***RATE A***). En la figura 6.5 se puede ver una de las ventanas de diálogo de las líneas actualizadas.

6.3.3.2 Nueva Línea de Alta Tensión

En este caso se deben insertar en el PSS/E todos los parámetros de la nueva línea. Se comienza calculando los parámetros eléctricos de la línea en por unidad, tal como el PSS/E solicita que se introduzcan.

Se parte del cálculo de la impedancia base, teniendo en cuenta que la tensión base de la línea se toma como 132 kV, y la potencia trifásica base se elige igual a la del sistema, 100 MVA:

$$Z_{Base} = \frac{{V_{Base}}^2}{S_{3\Phi_{Base}}} = \frac{132\ kV^2}{100\ MVA} = 174{,}24\ \Omega$$

El fabricante sólo proporciona el valor de la resistencia por kilómetro. Para el cálculo de los demás parámetros, que dependen de factores como por ejemplo de la geometría en la conformación de la línea, se tomó como referencia una línea de similares características existentes en el sistema y llegó a los siguientes valores:

Parámetros de la Línea			Parámetros de Cortocircuito		
$R\ \frac{\Omega}{Km}$	$X\ \frac{\Omega}{Km}$	$B\ \frac{\mu S}{Km}$	$R_0\ \frac{\Omega}{Km}$	$X_0\ \frac{\Omega}{Km}$	$B_0\ \frac{\mu S}{Km}$
0,0949	**0,3857**	**2,9651**	**0,3098**	**1,3371**	**1,6679**

Tabla 6.7 Parámetros por kilómetro de la nueva línea PAlta – BBCA ID 2

En base a estos parámetros se calculan los valores en por unidad para la línea:

$$R_{pu} = \frac{R_{Línea}}{Z_{Base}} = \frac{0{,}0949\frac{\Omega}{Km} \cdot 24{,}1\ Km}{174{,}24\ \Omega} = 0{,}013126\ pu$$

$$X_{pu} = \frac{X_{Línea}}{Z_{Base}} = \frac{0{,}3857\frac{\Omega}{Km} \cdot 24{,}1\ Km}{174{,}24\ \Omega} = 0{,}05334\ pu$$

$$B_{pu} = B_{Línea} \cdot Z_{Base} = 2{,}9651\frac{\mu S}{Km} \cdot 24{,}1\ Km \cdot 174{,}24\ \Omega = 0{,}01245\ pu$$

$$R_{0_{pu}} = \frac{R_0}{Z_{Base}} = \frac{0{,}3098\frac{\Omega}{Km} \cdot 24{,}1\ Km}{174{,}24\ \Omega} = 0{,}04284\ pu$$

$$X_{0_{pu}} = \frac{X_0}{Z_{Base}} = \frac{1{,}3371\frac{\Omega}{Km} \cdot 24{,}1\ Km}{174{,}24\ \Omega} = 0{,}18494\ pu$$

$$B_{0_{pu}} = B_0 \cdot Z_{Base} = 1{,}6679\frac{\mu S}{Km} \cdot 24{,}1\ Km \cdot 174{,}24\ \Omega = 0{,}00738\ pu$$

En las siguientes figuras se pueden ver las ventanas de diálogo de PSS/E de la línea PAlta – BBCA ID 2, con los parámetros cargados.

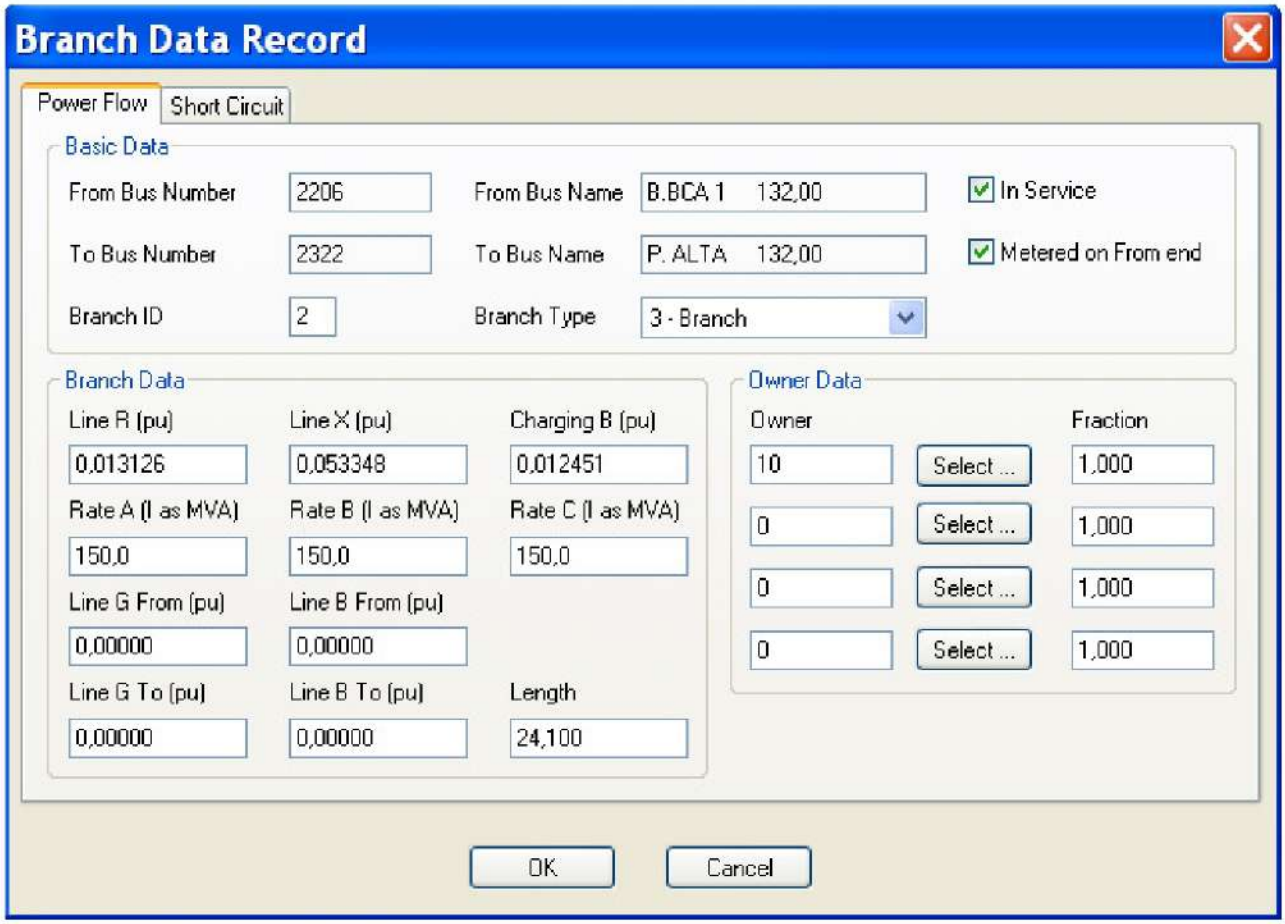


Figura 6.6 Ventana de diálogo en PSS/E de la nueva línea PAlta – BBCA ID 2

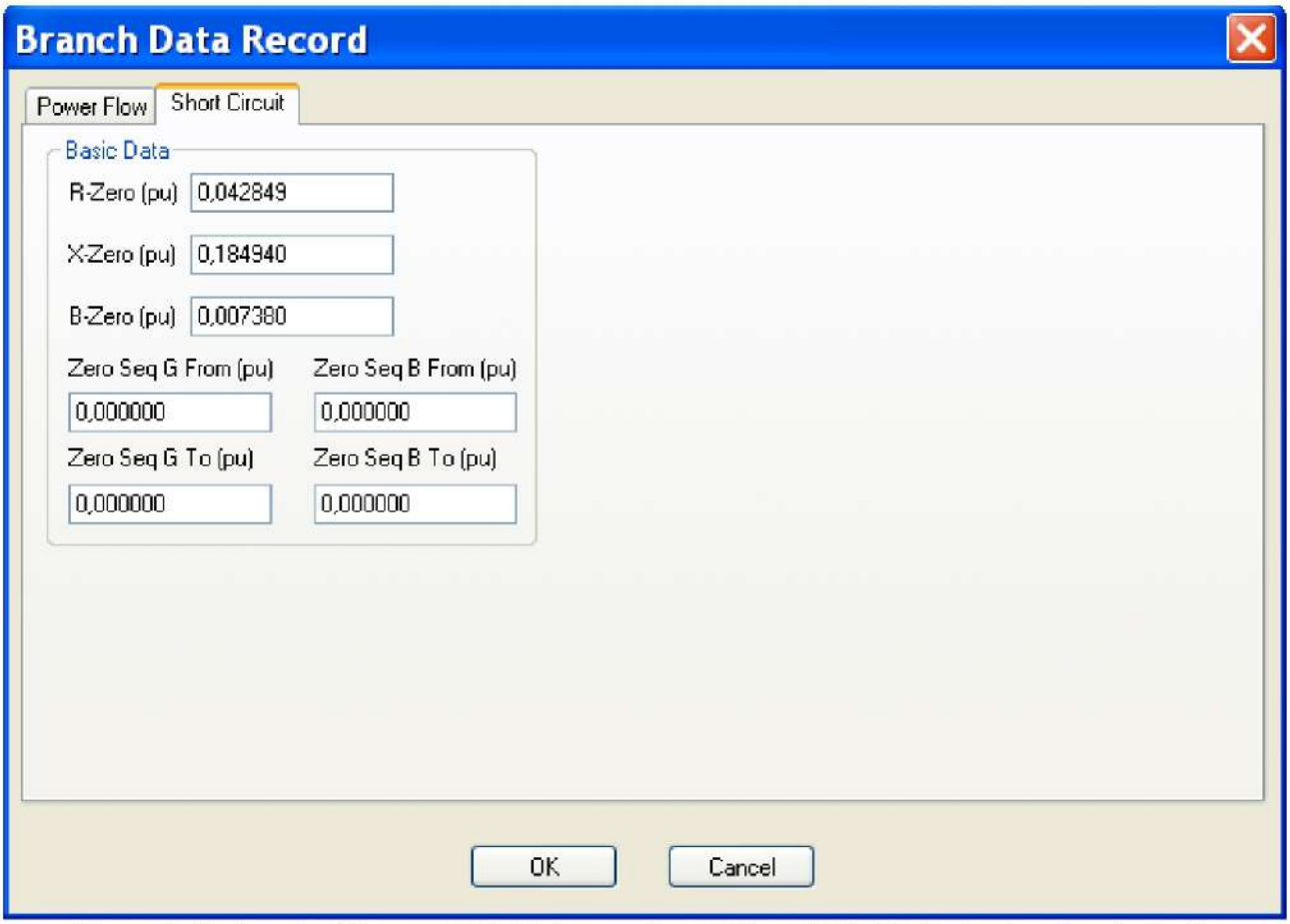


Figura 6.7 Ventana de diálogo en PSS/E de la nueva línea PAlta – BBCA ID 2. Parámetros de cortocircuito

En la figura 6.8 se observa la línea modelada en el diagrama unifilar del PSS/E, y las cuatro líneas donde se actualizaron los TIs.

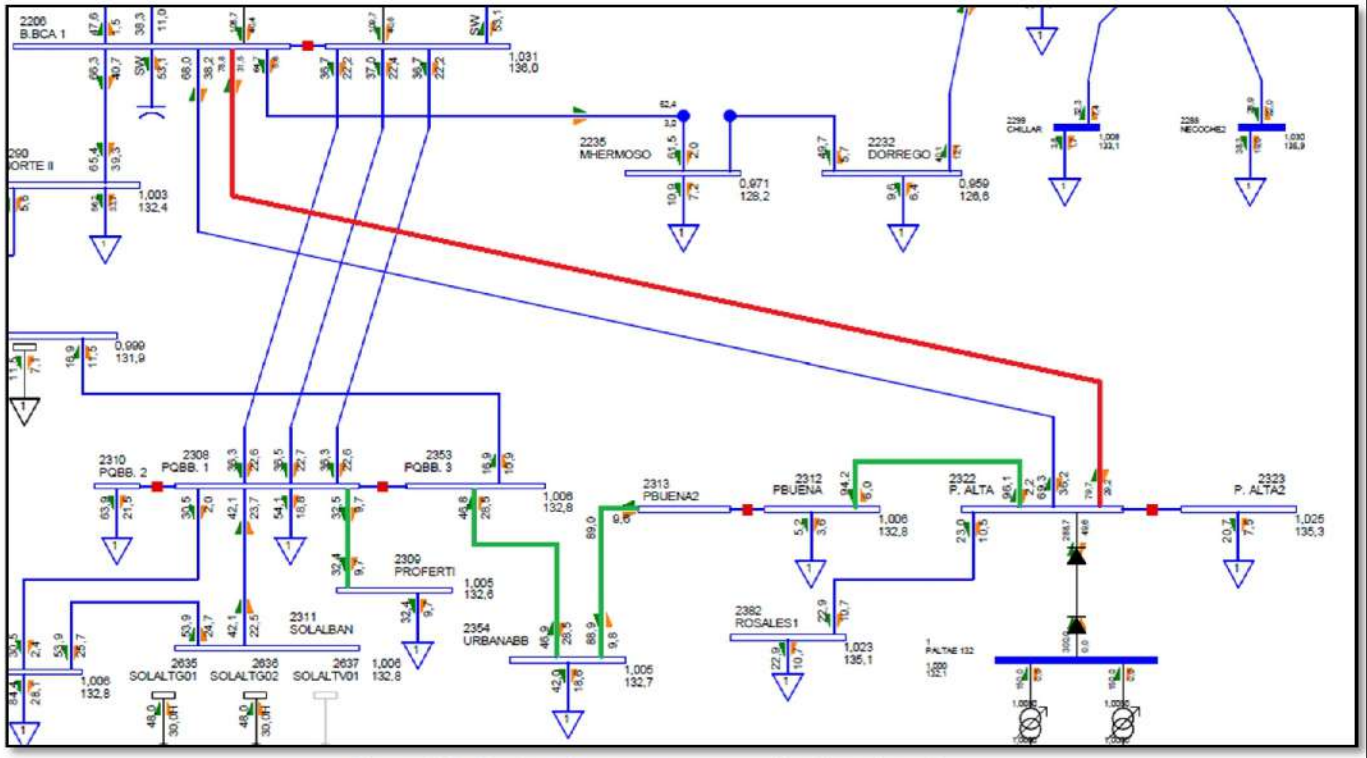


Figura 6.8 Equipamiento nuevo y actualizado en la red

Para finalizar con el nuevo equipamiento, se realiza un resumen del mismo en la siguiente tabla:

Nuevo Equipamiento	Capacidad de Transmisión Obtenida
Cambio TIs LAT PQBB - UrbanaBB	114 MVA (Limita TI)
Cambio TIs LAT UrbanaBB - PBuena	122 MVA (Limita Conductor)
Cambio TIs LAT PBuena - PAlta	122 MVA (Limita Conductor)
Cambio TIs LAT PQBB - Proferti	122 MVA (Limita Conductor)
Nueva LAT PAlta - BBCA	272 MVA (Total Camino 1)

Tabla 6.8 Resumen del nuevo equipamiento y la capacidad obtenida

6.4 ANÁLISIS EN CONDICIÓN N CON NUEVO EQUIPAMIENTO

Una vez que el nuevo equipamiento recién descripto está instalado y en servicio, se producen cambios en las cargas por las líneas y transformadores, y en las tensiones de las barras.

Veamos cómo se modifican los parámetros del sistema con este nuevo equipamiento, comenzando con las cargas en líneas y transformadores para luego analizar las tensiones.

Carga en Líneas y Transformadores

Línea (132 kV)			ETAPA 1 (% de Corriente)							
To	From	ID	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	13	13	26	26	12	12	26	26
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	38	29	23	11	46	40	26	24
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	25	16	25	16	34	27	33	27
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	8	8	21	21	7	7	20	20
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	21	11	13	7	30	23	17	15
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	42	35	39	32	48	43	44	40
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	42	35	39	32	48	43	44	40
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	42	35	39	32	48	43	44	40
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	14	13	14	13	14	14	14	14
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	32	32	32	32	32	32	32	32
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	26	27	27	27	27	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	90	88	90	88	91	91	91	91
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	5	6	4	4	12	8	13	9
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	16	15	14	13	18	17	15	15
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	52	37	50	35	65	55	62	53
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	64	46	58	40	73	58	67	51
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	62	47	56	41	74	58	67	52

Tabla 6.9 Flujos de potencia en líneas y transformadores en Condición N y Etapa 1, con equipamiento agregado

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	25	22	77	74	26	25	77	76
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	26	19	63	68	30	27	63	64
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	2	23	17	55	60	27	23	55	57
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	28	17	27	17	36	29	36	29
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	20	18	73	71	21	20	73	72
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	11	2	49	57	18	12	48	52
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	45	38	31	24	49	46	37	33
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	45	38	31	24	49	46	37	33
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	45	38	31	24	49	46	37	33
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	17	16	17	16	17	17	17	17
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	33	33	33	33	33	33	33	33
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	26	26	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	28	27	28	27	27	28	28	28
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	5	6	10	4	14	9	18	13
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	16	16	8	8	17	17	10	10
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	56	40	40	33	68	56	62	52
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	67	51	25	13	79	63	39	22
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	68	51	26	13	80	63	40	22

Tabla 6.10 Flujos de potencia en líneas y transformadores en Condición N y Etapa 2, con equipamiento agregado

Tensiones en Barras

Barra	ETAPA 1 (V en PU)							
	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
P. ALTA 2322	1,024	1,019	1,025	1,025	1,013	1,022	1,025	1,025
PBUENA 2312	1,019	1,014	1,019	1,017	1,008	1,017	1,015	1,018
ROSALES1 2382	1,023	1,019	1,024	1,024	1,011	1,021	1,023	1,024
URBANABB 2354	1,019	1,014	1,018	1,017	1,007	1,017	1,015	1,017
PQBB. 3 2353	1,020	1,015	1,019	1,017	1,009	1,018	1,016	1,018
PROFERTI 2309	1,019	1,014	1,019	1,016	1,008	1,017	1,015	1,018
SOLALBAN 2311	1,021	1,015	1,020	1,017	1,010	1,019	1,016	1,019
CLOR-SOD 2315	1,020	1,015	1,019	1,017	1,009	1,018	1,016	1,018
CHANARES 2291	1,019	1,015	1,018	1,017	1,004	1,015	1,010	1,015
NORTE II 2290	1,022	1,018	1,021	1,020	1,008	1,019	1,014	1,018
B.BCA 1 2206	1,041	1,031	1,040	1,033	1,035	1,041	1,039	1,040
B.BLANCA 2000	1,006	1,001	1,006	1,002	1,008	0,995	1,009	0,996
MHERMOSO 2235	1,010	1,019	1,008	1,019	0,984	1,013	0,987	1,012
DORREGO 2232	1,002	1,016	1,001	1,016	0,974	1,006	0,976	1,006
TORNQUIS 2378	1,021	1,031	1,019	1,032	1,007	1,021	1,010	1,020

Tabla 6.11 Tensiones en barras en Condición N y Etapa 1, con equipamiento agregado

Barra	ETAPA 2 (V en PU)							
	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	1,015	1,019	1,025	1,025	1,028	1,022	1,025	1,025
PBUENA 2312	1,003	1,009	1,005	1,007	1,015	1,010	1,006	1,006
ROSALES1 2382	1,014	1,019	1,024	1,024	1,026	1,021	1,023	1,024
URBANABB 2354	1,003	1,009	1,003	1,006	1,014	1,010	1,005	1,005
PQBB. 3 2353	1,003	1,009	1,003	1,006	1,015	1,010	1,006	1,005
PROFERTI 2309	1,002	1,008	1,002	1,005	1,014	1,009	1,005	1,004
SOLALBAN 2311	1,004	1,009	1,004	1,006	1,015	1,011	1,006	1,006
CLOR-SOD 2315	1,003	1,009	1,003	1,006	1,015	1,010	1,006	1,005
CHANARES 2291	1,001	1,009	1,000	1,005	1,009	1,006	0,999	1,001
NORTE II 2290	1,005	1,013	1,003	1,008	1,013	1,010	1,003	1,004
B.BCA 1 2206	1,025	1,027	1,023	1,021	1,041	1,034	1,031	1,027
B.BLANCA 2000	1,004	1,000	1,005	1,001	1,006	0,993	1,005	0,993
MHERMOSO 2235	0,994	1,013	0,985	1,004	0,987	1,004	0,971	0,996
DORREGO 2232	0,987	1,010	0,977	1,001	0,975	0,997	0,959	0,990
TORNQUIS 2378	1,007	1,026	1,001	1,019	1,008	1,014	0,996	1,005

Tabla 6.12 Tensiones en barras en Condición N y Etapa 2, con equipamiento agregado

En la primer Etapa se observa una importante disminución de la carga de la línea UrbanaBB – PQBB. Recordemos que su capacidad se actualizó de unos 46 MVA a 114 MVA de capacidad. También se tiene disminución de carga en la otra línea actualizada.

Más allá de esto no se presentan importantes cambios en esta Etapa debido a que el sistema original ya poseía la capacidad de soportar la inyección de los 50 MW propios de esta primer instancia.

Lo mismo sucede con los perfiles de tensión en las barras, donde no se aprecian cambios significativos en sus valores.

Hablemos ahora sí de los escenarios donde se aprecian los cambios importantes, la Etapa 2.

A partir de la tabla de carga de las líneas se observa una significativa disminución en la carga provocada por la inserción del nuevo equipamiento. Ya no se presentan sobrecargas en ninguna línea, obteniéndose incluso un generoso margen para aumentar potencia inyectada o ante contingencias (estudiadas más adelante), ya que ninguna línea ni transformador supera el 80% de su carga nominal. Veamos esto en la figura 6.9, donde se toma como ejemplo el escenario E12:

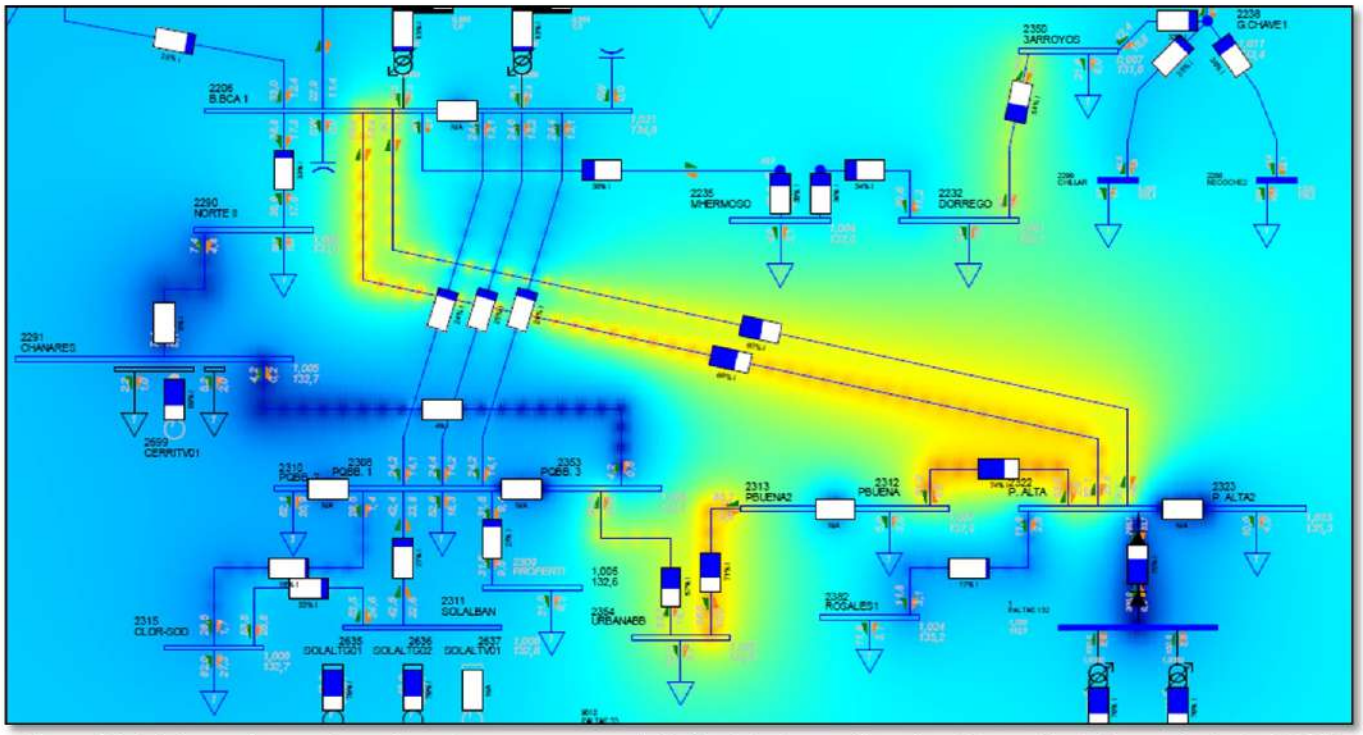


Figura 6.9 Flujos en líneas y transformadores en escenario Valle de Invierno. Visualización mediante herramienta de PSS/E Contour

Resulta interesante analizar cómo disminuye la carga en los casos más severos (estos se dan en el escenario E12):

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)		
To	*From*	*ID*	*E12 s/ equipo*	*E12 c/ equipo*	*Diferencia*
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	110	74	36
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	114	68	46
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	106	71	35
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	219	57	162

Tabla 6.13 Análisis de reducción de carga en líneas. Casos más severos

Es clara la mejora lograda. Con el aumento en los márgenes de carga que las líneas pueden transmitir, se logra que la inyección de la totalidad de la potencia del Parque Eólico Offshore (300 MW) sea factible en Condición N.

Observando ahora los caminos tomados por los flujos de carga se determina que la acción más significativa es la instalación de la nueva línea PAlta – B.BCA ID 2. En una primera instancia la única línea existente entre estas dos barras llega a un 114% de su capacidad máxima de corriente

transmitiendo 138 MW, por lo que el resto de la potencia debe ser evacuada por el camino antes denominado como número 2. Esto a su vez provoca sobrecargas en las líneas de dicho camino.

Al introducir la nueva línea se puede contemplar en la figura 6.9 que dado el aumento de la capacidad de transmisión de este corredor, la potencia evacuada por este camino, denominado número 1, aumenta a 174 MW, sin siquiera llegar ninguna de sus dos líneas a superar el 70% de su carga nominal. Además se tiene como consecuencia que el camino 2 transmite una menor cantidad de potencia, lo que sumado al aumento de su capacidad provocado por la inserción del nuevo equipamiento, logra evitar sobrecargas, y posee ahora buenos márgenes en caso seguir aumentando la inyección de potencia.

La última de la mejoras que se observa en las tablas de flujos de potencia, es la importante disminución en la carga que transmiten los transformadores que acometen desde el sistema de 500 kV en la barra BBCA 500 hasta del sistema de 132 kV a la barra BBCA 132. Gracias a la potencia aportada por el nuevo Parque Eólico Offshore Punta Alta, la potencia que proviene desde el sistema de 500 kV a través de estos dos transformadores para alimentar gran parte de la demanda de esta área del sistema se reduce notablemente. Esto permite operar con gran margen de carga en estos dos equipos, lo que provee ventajas como el aumento de vida útil de los transformadores debido a su menor exigencia o la mayor capacidad de la Red de operar de forma estable luego de una contingencia.

A la misma conclusión se llega con los perfiles de tensión en barras, que como se ya se mencionó antes, estos son correctos ya que se encuentran dentro de los rangos establecidos. Recordemos que desde un inicio se está trabajando en un área del sistema donde los perfiles son buenos y se tienen elevadas potencias de cortocircuito, por lo que las variaciones en las tensiones se ven atenuadas, fenómeno que resulta beneficioso ante la inserción del parque.

Más adelante se realizará un estudio más exhaustivo de los perfiles de tensión en la Red. En estas primeras instancias se obtuvo un sistema con el que trabajar y poder analizar variadas cuestiones que se expondrán en secciones siguientes.

6.5 DEFINICIÓN DEL TIPO DE PARQUE

Ahora que ya se tiene un sistema definido, la tarea a abordar es la determinación del tipo de parque eólico con el que se está trabajando, es decir, como se define en Los Procedimientos de CAMMESA, si se trata de Tipo A o B.

6.5.1 INTRODUCCIÓN

Como ya es conocido, el recurso eólico posee una naturaleza aleatoria por lo que se ocasionan eventuales variaciones rápidas y lentas de la velocidad del viento. Esto junto con la interferencia de las estructuras portantes de los equipos y a la cantidad y ubicación de cada aerogenerador, produce en un parque eólico fluctuaciones en la potencia entregada al sistema eléctrico. Estas alteraciones no podrán estar fuera de la tolerancia en los parámetros funcionales del sistema eléctrico al cual aportan su energía.

Para cada tipo de granja eólica, el grado de perturbación del funcionamiento del sistema eléctrico depende fuertemente de la potencia de la granja eólica en relación a la rigidez (potencia de cortocircuito) del sistema eléctrico en el punto de conexión [CAMMESA-2014].

Por ello se definen 2 tipos de granjas, Tipo A y Tipo B. Las primeras son aquellas que tienen mayor valor de la relación entre su potencia instalada y la potencia de cortocircuito del punto de conexión a la red y en las segundas dicha relación es de un nivel menor.

PARQUES TIPO A

En este tipo de granjas, la máxima perturbación admitida de la tensión en el punto de conexión de la granja o de cualquier otro nodo de la red eléctrica, se define de la siguiente manera [CAMMESA-2014]:

En los estados de operación con la menor potencia de cortocircuito en el área donde se conecta la granja (con el menor despacho de generación probable), la "*mayor variación rápida de generación*" y la "*mayor variación de generación frecuente*" deben ser tales que no provoquen variaciones de tensión mayores al 2% para el nivel de tensión de 132 kV. Las variaciones recién mencionadas se definen como:

Mayor Variación Rápida de Generación: es el valor de la máxima variación estimada de potencia activa, dentro de cada 10 minutos, de los 10 valores de potencia media registrada cada 1 minuto. La tecnología constructiva de los aerogeneradores y de sus controles y también la arquitectura del Parque Eólico, deberán evitar la producción de variaciones rápidas de la potencia de la Granja debido a turbulencias, ráfagas y/o variaciones rápidas de la velocidad del viento [CAMMESA-2014].

Mayor Variación de Generación Frecuente: es el valor de la máxima variación de potencia activa, dentro de cada hora, de los 6 valores de potencia media registrada cada 10 minutos que no es superado durante el 95% del tiempo (de las horas del año). Es decir variaciones superiores sólo se dan en el 5% del tiempo total. Estas variaciones de potencia deberán ser el resultado de mediciones de vientos adecuadas (valor medio cada 10 minutos) tomadas en el lugar de emplazamiento de la granja durante un año como mínimo [CAMMESA-2014].

Para Tipo A, el parque deberá operar controlando la tensión en el punto de conexión o un punto interno de la granja. Para lograr efectividad en esta función deberá poseer un control conjunto de tal manera que permita repartir en forma uniforme la potencia reactiva en cada aerogenerador.

Además el parque deberá tener una característica P-Q tal que, a máxima potencia, exhiba un Factor de Potencia (cos φ) de 0,95 y la potencia reactiva, como mínimo, se mantenga constante para las potencias activas entre el 100% y el 20% o 30% de la potencia nominal (figura 6.10), excepto que el generador demuestre que, por las características de su punto de conexión, puede tener menor capacidad de potencia reactiva.

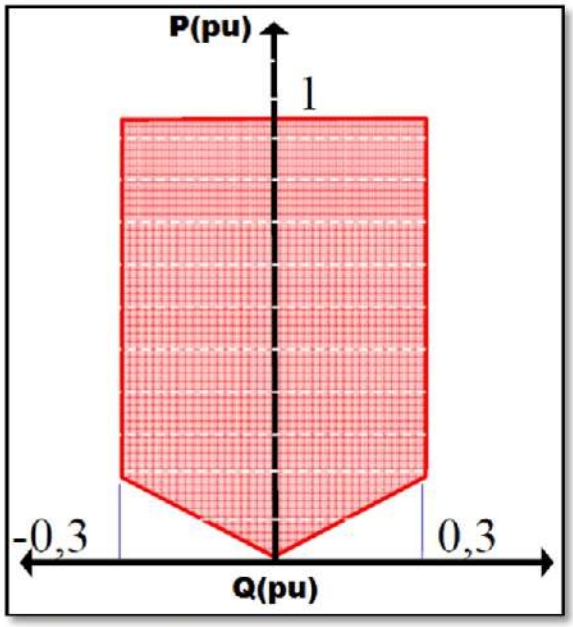


Figura 6.10 Curva PQ aerogenerador Tipo A

PARQUES TIPO B

Si el tamaño de la granja es pequeño respecto a la robustez del punto de conexión y la variación instantánea de la potencia desde su valor nominal a cero (efecto equivalente a una desconexión de la granja operando a potencia plena y entregando a la red potencia reactiva en su punto de conexión),

produce variaciones de tensión menores a las indicadas anteriormente, no será necesario que la granja opere controlando la tensión y podrá operar con el Factor de Potencia (cos φ) constante que le sea requerido en cada ocasión por el Transportista o PAFTT al cual se conecta o por el OED, según corresponda [CAMMESA-2014].

Este tipo de Granjas podrá tener una característica del diagrama P-Q tal que, a máxima potencia, exhiba un Factor de Potencia (cos φ) de 0,95 y mantenga este valor constante para todo su rango de potencia activa (figura 6.11).

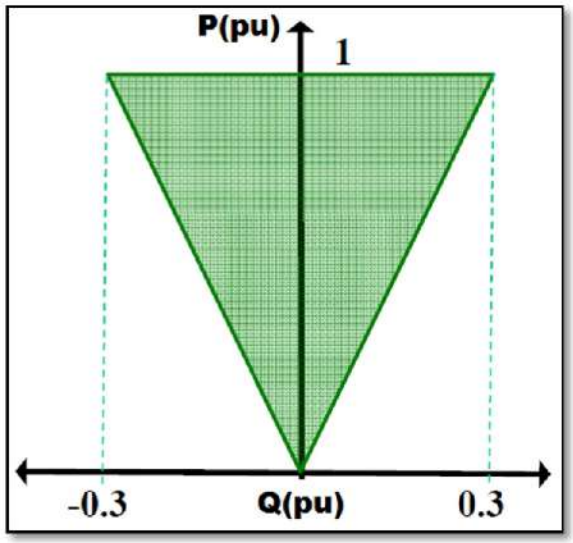


Figura 6.11 Curva PQ aerogenerador Tipo B

6.5.2 VERIFICACIÓN DEL TIPO DE PARQUE

Según los procedimientos de CAMMESA y del ANEXO 40, un Parque Eólico será considerado Tipo B en función del resultado de las siguientes simulaciones en base a flujos de potencia (1):

a) ***Desconexión a potencia máxima del parque del Solicitante*** → Objetivo: medir las variaciones de tensión que se producen en el nodo más sensible que alimenta una demanda.

b) ***Variación simultánea "frecuente" de potencia*** (2) del parque del Solicitante y de todos los parques eólicos vinculados a la red "cercanos" (3) → Objetivo: medir las variaciones de tensión que se producen en el nodo más sensible que alimenta una demanda.

Si en ambas simulaciones las variaciones de tensión con respecto al caso base son menores a las toleradas por el anexo 40 (2% para 132 kV) se considerará parque tipo B, de lo contrario es tipo A.

(1) Flujos de carga para Clasificar el PE:

- *En el escenario de menor potencia de cortocircuito en operación normal.*
- *Modelo de Demanda: potencia constante.*
- *Sin movimientos de topes de transformadores.*
- *Sin maniobras manuales de equipos de compensación shunt.*
- *El PE en estudio y el resto de los PE "cercanos" se Modelan como nodos Tipo "PQ".*

(2) Variaciones "frecuentes" definidas en Anexo 40. En casos de no contar con registros históricos de variaciones de velocidad media del viento, se puede suponer que estas variaciones son de una amplitud del 40% de la máxima potencia del Parque.

(3) Se consideran "cercanos" aquellos Parques Eólicos que dentro de la hora son afectados por variaciones coherentes de la velocidad media del viento, típicamente hasta 40 km en caso de ausencia de barreras orográficas.

En base a estas premisas, y considerando al parque terminado, es decir en la Etapa 2, se toma para realizar el estudio el escenario más desfavorable en cuanto a menores valores de potencias de cortocircuito, y aquel escenario más desfavorable en cuanto a valores de demanda y carga en líneas y transformadores. El primero de estos escenarios se corresponde con el Valle de Invierno, y el segundo con el Pico de Verano.

Valle de Invierno

Para realizar el punto ***a)*** se simula la salida de servicio de la totalidad del parque y se obtienen los resultados mostrados en la tabla 6.14 a) con las variaciones de tensión en las barras del área del sistema en estudio. Para las variaciones frecuentes del punto ***b)***, dado que no se cuenta con registros históricos de variaciones de velocidad media del viento en la zona, se supone como se menciona en el ítem (2), que estas variaciones son de una amplitud del 40% de la máxima potencia del Parque. Los resultados se observan en la tabla 6.14 b). No hay actualmente otros parques eólicos en el área, por lo que no se tiene en cuenta el ítem (3).

Barra	Tensión (pu)		ΔV (%)
	Parque E/S	Parque F/S	
P. ALTA 2322	1,025	1,019	0,59
PBUENA 2312	1,007	1,009	0,20
ROSALES1 2382	1,024	1,019	0,49
URBANABB 2354	1,006	1,009	0,30
PQBB. 3 2353	1,006	1,009	0,30
PROFERTI 2309	1,005	1,008	0,30
SOLALBAN 2311	1,006	1,009	0,30
CLOR-SOD 2315	1,006	1,009	0,30
CHANARES 2291	1,005	1,009	0,40
NORTE II 2290	1,008	1,013	0,50
B.BCA 1 2206	1,021	1,027	0,59
B.BLANCA 2000	1,001	1,000	0,10
MHERMOSO 2235	1,004	1,013	0,90
DORREGO 2232	1,001	1,010	0,90
TORNQUIS 2378	1,019	1,026	0,69

Tabla 6.14 a) Variaciones de tensión en barras con la salida completa del parque. Escenario Valle de Invierno

Barra	Tensión (pu)		ΔV (%)
	Parque E/S	Var Frec	
P. ALTA 2322	1,025	1,025	0,00
PBUENA 2312	1,007	1,010	0,31
ROSALES1 2382	1,024	1,023	0,09
URBANABB 2354	1,006	1,009	0,31
PQBB. 3 2353	1,006	1,009	0,31
PROFERTI 2309	1,005	1,008	0,31
SOLALBAN 2311	1,006	1,010	0,41
CLOR-SOD 2315	1,006	1,009	0,31
CHANARES 2291	1,005	1,009	0,41
NORTE II 2290	1,008	1,012	0,41
B.BCA 1 2206	1,021	1,025	0,39
B.BLANCA 2000	1,001	1,001	0,01
MHERMOSO 2235	1,004	1,011	0,73
DORREGO 2232	1,001	1,008	0,74
TORNQUIS 2378	1,019	1,024	0,51

Tabla 6.14 b) Variaciones de tensión en barras con 40% de variación de la potencia del parque. Escenario Valle de Invierno

Las variaciones de tensión son considerablemente menores al 2%, por lo que a priori, el Parque parece ser Tipo B.

Pico de Verano

Del mismo modo que con el escenario anterior, se obtienen los siguientes resultados:

Barra	Tensión (pu)		ΔV (%)
	Parque E/S	Parque F/S	
P. ALTA 2322	1,025	1,028	0,29
PBUENA 2312	1,006	1,015	0,89
ROSALES1 2382	1,023	1,026	0,29
URBANABB 2354	1,005	1,014	0,90
PQBB. 3 2353	1,006	1,015	0,89

Barra	Tensión (pu)		ΔV (%)
	Parque E/S	Var Frec	
P. ALTA 2322	1,025	1,025	0,00
PBUENA 2312	1,006	1,010	0,40
ROSALES1 2382	1,023	1,023	0,00
URBANABB 2354	1,005	1,009	0,40
PQBB. 3 2353	1,006	1,010	0,40

Barra	Tensión (pu)		ΔV (%)
	Parque E/S	Parque F/S	
PROFERTI 2309	1,005	1,014	0,90
SOLALBAN 2311	1,006	1,015	0,89
CLOR-SOD 2315	1,006	1,015	0,89
CHANARES 2291	0,999	1,009	1,00
NORTE II 2290	1,003	1,013	1,00
B.BCA 1 2206	1,031	1,041	0,97
B.BLANCA 2000	1,005	1,006	0,10
MHERMOSO 2235	0,971	0,987	1,65
DORREGO 2232	0,959	0,975	1,67
TORNQUIS 2378	0,996	1,008	1,20

Tabla 6.15 a) Variaciones de tensión en barras con la salida completa del parque. Escenario Pico de Verano

Barra	Tensión (pu)		ΔV (%)
	Parque E/S	Var Frec	
PROFERTI 2309	1,005	1,009	0,40
SOLALBAN 2311	1,006	1,011	0,50
CLOR-SOD 2315	1,006	1,010	0,40
CHANARES 2291	0,999	1,004	0,50
NORTE II 2290	1,003	1,008	0,50
B.BCA 1 2206	1,031	1,036	0,48
B.BLANCA 2000	1,005	1,006	0,10
MHERMOSO 2235	0,971	0,979	0,82
DORREGO 2232	0,959	0,967	0,83
TORNQUIS 2378	0,996	1,002	0,60

Tabla 6.15 b) Variaciones de tensión en barras con 40% de variación de la potencia del parque. Escenario Pico de Verano

Las variaciones de tensión son mayores a las observadas en el Valle de Invierno, pero aun así no superan en ninguna barra el 2%. Esto indica que el Parque Eólico Offshore Punta Alta se trata de un parque Tipo B.

Ahora bien, hasta este punto se ha realizado el estudio de determinación del tipo de parque como si de una granja eólica convencional se tratara. Lo que se debe tener en cuenta es la tecnología HVDC con la que se transmite la potencia del parque hacia la costa.

Como se estudió en el capítulo 3, el sistema HVDC - VSC posee la formidable capacidad de controlar tensión en el punto de conexión. Es por esta propiedad que aquellos parques que transmiten su potencia a través de estos sistemas, no pueden ser definidos como Tipo A o B, ya que se podría setear el set point de tensión tal que para toda variación del viento, la variación de tensión sea nula. De hecho esto es perfectamente realizable de forma automática por los controladores de las conversoras VSC. Y por el contrario, se podrían setear valores de tensión tal que las variaciones sean mucho mayores.

Lo visto en las tablas 6.14 y 6.15 está basado en una tensión de set point de 1,025 pu, valor seleccionado por motivos de una correcta operación. En vista de esto los valores de variación de tensión obtenidos podrían ser totalmente diferentes en caso se seleccionar distintos set points de tensión.

Este control de tensión ejercido por la conversora ya está implícito desde la concepción del propio parque. Es por esto que se realiza la afirmación de que este tipo de tecnología no está tipificada en la normativa Argentina, ya que hasta estos momentos, ningún parque con esta tecnología ni características ha sido instalado ni proyectado en el país.

La conclusión de este análisis es que el parque no es ni Tipo A, ni Tipo B. Sí se puede decir que dado las acotadas variaciones de tensión que es capaz de producir, y la consecuente no necesidad de instalar equipamiento que controle tensión, se asemeja a un parque Tipo B, aunque su verdadera clasificación no está considerada en la normativa actual Argentina.

6.6 ESTUDIO EN CONDICIÓN N-1

Para todos los escenarios propuestos se realiza un estudio en *Condición N-1*. Es este se evalúa el impacto en la Red de la salida de servicio de ciertas líneas que son vitales para la evacuación de la potencia inyectada por el parque.

El objetivo de este estudio es la búsqueda y análisis de posibles sobrecargas en líneas o transformadores y/o sobretensiones o subtensiones en barras que se ocasionen luego de darse las contingencias. Además para cada una de ellas se expondrán en la siguiente sección, las soluciones propuestas para llevar al sistema a un punto de operación seguro.

Contingencias a Analizar

Contingencia	Línea		
	To	*From*	*ID*
1	P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1
2 (Sólo Etapa 2)	P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	2
3	P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1
4	PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1
5	URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1
6	PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1
7	PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2
8	PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3
Transformador			
9	B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1
10	B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2
Generación Convencional			
11	SOLAL TG01 - TG02 - TV01		

Tabla 6.16 Contingencias que serán estudiadas

El criterio de selección de las líneas de alta tensión que salen de servicio ocurrida una contingencia, está directamente relacionado con la topología del sistema. Todas las líneas, cuyos impactos en el sistema ante la salida de servicio serán analizados, forman parte central de los caminos de evacuación de la potencia inyectada al sistema por el nuevo Parque Eólico Offshore.

Dado que esta parte del estudio eléctrico está destinado a analizar el impacto en la red de la inserción del parque, es esencial analizar las líneas descriptas en la tabla 6.16. Otras líneas presentes en esta área del sistema alimentan cargas radiales o se vinculan con otras partes del sistema donde el nuevo parque eólico, debido a las distancias eléctricas existentes, posee muy poca o nula influencia. Es por esto que no serán analizadas como contingencias.

Por el lado de los transformadores, estos representan la principal conexión del área con el sistema de 500 kV. Esta conexión es de vital importancia para el abastecimiento de las demandas de esta parte del sistema. Es fundamental analizar lo que sucede con los parámetros de la red cuando alguno de ellos sale de servicio. No se analiza la situación correspondiente a la salida de ambos transformadores porque, como se desprende de las simulaciones realizadas con PSS/E, el método de resolución no

converge, es decir, el sistema se vuelve inestable si salen de servicio ambos transformadores a la vez, no es posible operar en esta situación.

Por último de analiza la salida de servicio de las Turbinas de Gas 1 y 2, y de la Turbina de Vapor 1 instaladas en la ET Solalban. Estas forman parte de la Central Térmica ubicada en el Polo Petroquímico de Bahía Blanca propiedad de *Solalban Energía S.A*[51]. Esta central tiene una gran influencia en el abastecimiento de las demandas cercanas a dicha ET, tanto con el nuevo parque fuera de servicio, como entregando el máximo de su potencia. Es por esto que se analizan los parámetros del sistema luego de la pérdida total de esta generación convencional en todos los escenarios.

Gran parte de este estudio está realizado por medio de la herramienta de PSS/E para este fin, ***AC contingency solution***.

Lo que realiza esta función es calcular las soluciones de los flujos de potencia de corriente alterna para un conjunto específico de contingencias. Al mismo tiempo monitorea los valores de las tensiones en las barras y la carga por las líneas y transformadores. Los resultados se almacenan en un archivo de salida binario. Este archivo se procesa posteriormente para producir informes de contingencias no convergentes, sobrecargas en equipos o tensiones fuera de los rangos establecidos.

Es necesario la creación de tres archivos para la utilización de esta herramienta, un archivo ***Subsystem***, donde se especifican las barras que están presentes en el subsistema donde se quiere realizar el estudio; otro archivo denominado ***Monitor***, donde se especifican los parámetros que se van a medir y a guardar (en este caso las tensiones considerando un rango de operación aceptable entre 0,95 y 1,05 pu, y la carga por las líneas teniendo en cuenta que ninguna debe sobrecargarse); y otro archivo denominado ***Contingency***, en el cual se introduce el tipo de contingencias que se quiere causar, por ejemplo en las contingencias no mayores se realizan contingencias simples, es decir el análisis de la salida de una línea o un transformador a la vez.

Estos tres archivos, junto con la herramienta de PSS/E ***Build distribution factor data file (DFAX)***, se utilizan para la formación de uno nuevo que posee la extensión ***.dfax***, y que es necesario para que la función ***AC contingency solution*** resuelva las contingencias especificadas.

Como se mencionó, el archivo binario que se obtiene como resultado puede ser procesado por el mismo PSS/E con la función ***Report***, propia de ***AC contingency solution***, para presentar de diferentes formas dichos resultados. A pesar de esto se muestran los resultados de forma más intuitiva mediante las tablas que se vienen utilizando en este estudio eléctrico.

Una vez explicadas todas estas cuestiones, se comienza con el análisis de cada contingencia.

Contingencia 1

Comenzamos con una de las contingencias que, en una primera aproximación, parece una de las más severas dado que la salida de la línea PAlta – BBCA implica la interrupción de uno de los dos principales caminos por los que la potencia inyectada por el parque es evacuada hacia el resto del sistema en la Etapa 1 (en realidad dado que sólo se inyectan 50 MW en esta primer instancia, esta potencia es consumida por la demanda local, es decir la cercana al punto de inserción del parque), y parte del camino 1 en la Etapa 2 dado que queda en servicio la nueva línea construida entre estas dos barras.

Veamos mediante las tablas qué sucede con los flujos de potencia por las líneas y transformadores:

[51] *Compañía constituida en marzo del 2008 e integrada por Solvay Indupa S.A. y Albanesi S.A. Solalban Energía S.A opera la Central Térmica ubicada en el Polo Petroquímico de Bahía Blanca.*

Línea (132 kV)			ETAPA 1 (% de Corriente)							
To	From	ID	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	30	19	8	18	39	32	10	8
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1								
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	26	16	25	16	35	28	33	27
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	32	21	4	13	41	34	7	3
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	64	42	26	7	81	66	37	27
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	54	44	44	34	62	56	49	45
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	54	44	44	34	62	56	49	45
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	54	44	44	34	62	56	49	45
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	14	13	14	13	14	14	14	14
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	32	32	31	32	33	32	32	31
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	26	27	27	27	26	26
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	91	89	90	88	92	91	90	90
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	8	11	4	5	9	8	12	8
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	23	20	17	14	26	24	19	18
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	56	42	52	37	73	62	65	55
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	64	47	58	40	73	58	67	52
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	64	47	56	41	74	58	67	52

Tabla 6.17 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 1, considerando Contingencia 1

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	16	15	98	98	15	15	97	98
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1								
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	2	36	27	87	95	43	37	36	89
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	28	17	27	17	36	30	36	29
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	11	10	94	95	10	10	93	94
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	21	9	73	84	29	22	71	76
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	48	40	28	21	53	49	35	30
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	48	40	28	21	53	49	35	30
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	48	40	28	21	53	49	35	30
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	17	16	17	16	17	17	17	17
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	33	33	33	33	33	33	33	33
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	26	26	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	28	27	28	27	27	28	28	28
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	5	7	13	8	13	9	20	15
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	18	17	7	7	19	19	9	8
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	58	42	46	31	70	60	61	50
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	67	51	25	13	79	63	39	22
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	68	51	26	13	80	63	39	22

Tabla 6.18 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 2, considerando Contingencia 1

En la Etapa 1 esta contingencia no genera mayores problemas. Cuando no está el parque entregando potencia se aprecia un aumento de la carga transmitida por las tres líneas en paralelo que conectan las ETs BBCA y PQBB, pero lejos de niveles límites. Lo mismo ocurre cuando el parque está entregando el máximo de su potencia pero en menor medida, ya que esta potencia inyectada disminuye la necesidad de transmisión desde el sistema de 500 kV.

Analizando la Etapa 2 se observa un considerable aumento de carga en 4 escenarios. Estos se corresponden con el parque entregando el máximo de su potencia. Los aumentos de carga se producen en las líneas PAlta – PBuena, PBuena – UrbanaBB, UrbanaBB – PQBB y PAlta – BBCA ID 2. Las primeras tres líneas se corresponden al camino de evacuación de potencia número 2, y la cuarta al camino 1. Dado que una de las líneas del camino 1 está fuera de servicio, gran parte de la potencia del parque es redirigida a través de estas líneas aumentando su carga.

A pesar de esto ninguna línea ni transformador supera su límite de carga y el sistema puede continuar operando de forma normal, aunque considerando un estado de emergencia donde varias de las líneas están a más de un 95% de su carga máxima.

Con respecto a las tensiones no se presentan valores fuera de los rangos admisibles de operación, por lo que esta contingencia no representa un problema en cuanto a los perfiles de tensión. Es por esto que para no hacer demasiado largo este capítulo, no se detallan estas tablas cuando esto ocurra.

Contingencia 2

Esta contingencia sólo se presenta en la Etapa 2, instancia donde es instalada y puesta en servicio la segunda línea entre las Estaciones Transformadoras PAlta y BBCA. Veamos qué efecto tiene su salida de servicio en la carga de las líneas y transformadores:

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	14	14	103	103	13	14	102	102
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	43	32	104	114	51	44	103	107
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	2								
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	28	17	27	17	36	30	36	29
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	9	9	99	99	8	9	99	99
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	23	11	78	88	32	24	75	80
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	48	40	27	20	53	49	34	29
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	48	40	27	20	53	49	34	29
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	48	40	27	20	53	49	34	29
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	17	16	17	16	17	17	17	17
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	33	33	33	33	33	33	33	33
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	26	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	28	27	14	27	27	28	28	28
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	5	7	6	9	12	8	21	16
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	18	17	46	6	20	19	8	8
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	58	42	26	30	71	61	60	50
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	67	51	26	14	79	63	40	23
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	68	51	26	14	79	63	40	23

Tabla 6.19 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 2, considerando Contingencia 2

Se presentan sobrecargas en las líneas PAlta – PBuena y PAlta – BBCA, es los escenarios de Invierno Pico y Valle, y Verano Pico y Valle, E11, E12, E15 y E16 respectivamente.

También se observa que la línea PBuena – UrbanaBB está al límite de su capacidad en los mismos escenarios y que se origina un aumento de carga en la línea UrbanaBB – PQBB, pero sin llegar a valores cercanos a los límites de operación.

A causa de la salida de servicio de esta nueva línea se produce una fuerte reducción de la potencia inyectada por el parque que el camino 1 puede evacuar. Esto origina la sobrecarga de algunas de las líneas que pertenecen al camino 2.

Lo provocado luego de esta contingencia es semejante al sistema estudiado sin el equipamiento agregado, con la salvedad de que las sobrecargas son menores dado el aumento en la capacidad de las líneas actualizadas con nuevos TIs.

En cuanto a los perfiles de tensión, no se presentan sobretensiones ni subtensiones, permaneciendo todos los valores dentro de los rangos de operación.

En la figura 6.12 se muestra el unifilar perteneciente a esta contingencia, mostrando la zona donde se presentan las sobrecargas y considerando el escenario E12, escenario donde se presentan las mayores sobrecargas también para esta contingencia.

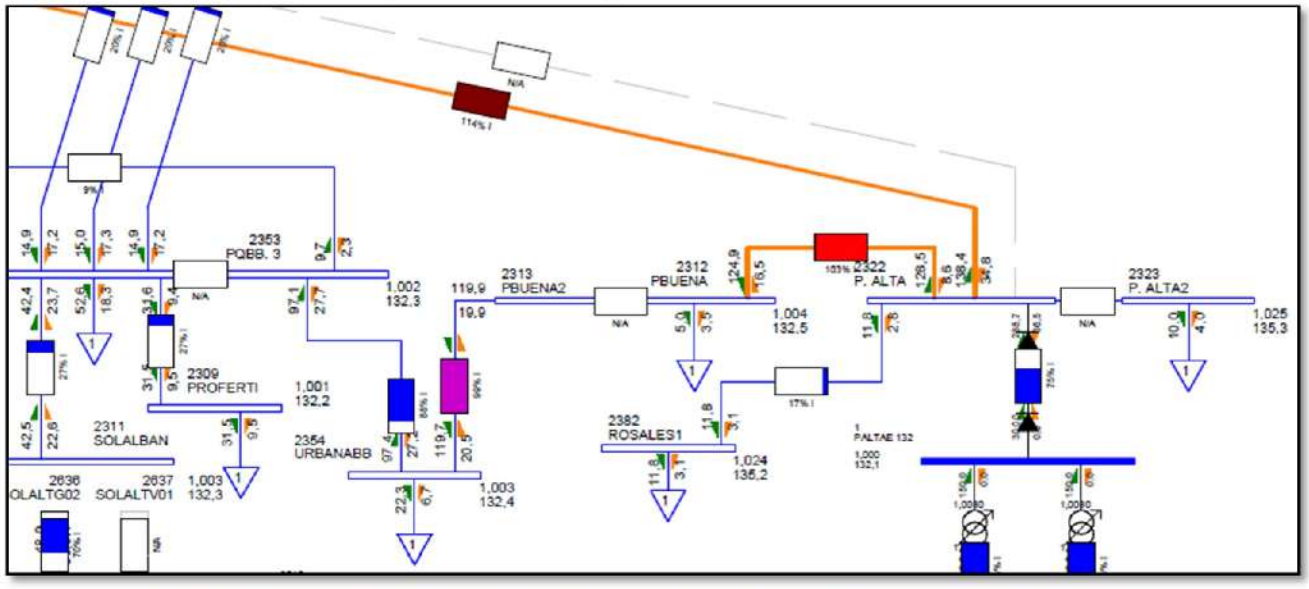


Figura 6.12 Unifilar en escenario Valle de Invierno en la Etapa 2 considerando contingencia 2

Contingencia 3

En este caso se pierde en su totalidad la posibilidad de evacuar potencia inyectada a través del camino 2. Analicemos las cargas en las líneas y transformadores:

Línea (132 kV)			ETAPA 1 (% de Corriente)							
To	*From*	*ID*	*E01 Inv P S/P*	*E02 Inv V S/P*	*E03 Inv P C/P*	*E04 Inv V C/P*	*E05 Ver P S/P*	*E06 Ver V S/P*	*E07 Ver P C/P*	*E08 Ver V C/P*
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1								
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	27	17	23	22	35	28	16	22
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	25	16	25	16	33	27	33	27
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	5	5	5	5	5	5	5	5
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	34	23	34	23	42	35	42	35

Línea (132 kV)			ETAPA 1 (% de Corriente)							
To	From	ID	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	46	39	46	39	51	47	51	47
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	46	39	46	39	51	47	51	47
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	46	39	46	39	51	47	51	47
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	14	13	14	13	14	14	14	14
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	32	32	32	32	32	32	32	32
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	27	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	91	88	91	89	92	91	91	91
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	5	8	5	8	11	8	11	8
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	18	17	18	17	20	19	20	19
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	54	40	54	40	67	57	67	57
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	64	46	58	40	73	58	67	52
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	62	47	56	41	74	58	68	52

Tabla 6.20 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 1, considerando Contingencia 3

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1								
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	14	9	99	104	18	15	98	100
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	2	12	8	87	92	16	13	86	88
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	27	17	27	17	36	29	36	29
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	5	5	5	5	5	5	5	5
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	38	25	38	26	45	38	46	39
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	53	44	53	45	57	53	58	54
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	53	44	53	45	57	53	58	54
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	53	44	53	45	57	53	58	54
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	17	16	17	16	17	17	17	17
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	33	33	33	33	33	33	33	33
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	26	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	28	27	28	27	28	28	28	28
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	6	10	6	10	11	8	11	8
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	21	20	21	20	22	22	22	22
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	60	44	61	45	73	63	74	64
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	67	51	26	15	79	63	41	23
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	68	51	26	15	80	63	41	24

Tabla 6.21 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 2, considerando Contingencia 3

A pesar de esto sólo aparece sobrecarga en la línea PAlta – BBCA ID 1 en los escenarios Valle de Verano y Valle de Invierno en la Etapa 2. Además la mayor sobrecarga es de tan sólo un 4%, porcentaje bajo en relación a las demás contingencias.

En este punto es donde se demuestra la considerablemente mayor importancia del camino 1 con respecto al camino 2 para evacuar la potencia, ya que con la pérdida del camino 2 completo, el sistema puede seguir evacuando la totalidad de la potencia en casi todos los escenarios, y en los que no, la sobrecarga es leve.

Esto era de esperarse ya que el camino 1 sólo son dos líneas en paralelo (en caso de la Etapa 2), mientras que el camino 2 está compuesto de varias líneas en serie y estaciones transformadoras intermedias.

Como consecuencia de esta contingencia queda operando de forma radial el corredor que comienza en PQBB y que finaliza en PBuena. Es por esto que las cargas de estas líneas sólo se modifican a causa de las diferencias de demanda entre las distintas estaciones y momentos del día. Más allá de esto, como se puede ver en las tablas, no implica un problema en este caso, ya que no se presentan cargas ni tensiones fuera de los rangos admisibles.

En cuanto a las tensiones ocurre lo mismo que en el corredor recién descripto, no se presentan tensiones en ninguna barra fuera de los rangos admisibles de operación.

Contingencia 4

Se corresponde esta contingencia con la salida de servicio de la línea PBuena – UrbanaBB. Lo que al igual que en la contingencia anterior, elimina la posibilidad de evacuar potencia a través del camino 2. Sólo con la salvedad de que la demanda de la ET PBuena puede ser alimentada desde el parque.

Las cargas en las líneas y transformadores son las siguientes:

Línea (132 kV)			ETAPA 1 (% de Corriente)							
To	*From*	*ID*	*E01 Inv P S/P*	*E02 Inv V S/P*	*E03 Inv P C/P*	*E04 Inv V C/P*	*E05 Ver P S/P*	*E06 Ver V S/P*	*E07 Ver P C/P*	*E08 Ver V C/P*
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	5	5	5	5	5	5	5	5
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	31	21	22	19	39	33	16	21
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	25	16	25	16	33	27	33	27
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1								
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	29	19	29	19	37	30	37	30
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	45	38	45	38	50	45	50	46
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	45	38	45	38	50	45	50	46
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	45	38	45	38	50	45	50	46
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	14	13	14	13	14	14	14	14
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	32	32	32	32	32	32	32	32
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	27	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	90	88	91	88	91	91	91	91
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	5	7	5	7	12	8	12	8
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	17	17	17	17	19	18	19	18
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	53	39	53	39	66	56	66	56
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	64	46	58	40	73	58	67	52
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	62	47	56	41	74	58	67	52

Tabla 6.22 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 1, considerando Contingencia 4

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	5	5	5	5	5	5	5	5
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	16	11	97	102	20	17	96	98
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	2	14	10	86	90	18	15	85	87
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	27	17	27	17	36	29	36	29
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1								
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	32	20	33	21	40	33	41	33
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	51	43	52	43	56	52	56	52
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	51	43	52	43	56	52	56	52
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	51	43	52	43	56	52	56	52
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	17	16	17	16	17	17	17	17
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	33	33	33	33	33	33	33	33
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	26	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	28	27	28	27	27	28	28	28
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	6	9	6	9	11	9	12	9
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	20	19	20	19	21	21	22	21
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	60	43	60	44	72	62	73	63
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	67	51	26	14	79	63	40	23
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	68	51	26	14	80	63	41	23

Tabla 6.23 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 2, considerando Contingencia 4

Ocurre un fenómeno similar al caso anterior. Dado que el principal camino de evacuación de potencia es el número 1, y al estar este en servicio, sólo se presenta una leve sobrecarga de un 2% en la línea PAlta – BBCA ID 1.

Es interesante observar qué ocurre con la parte izquierda del sistema (se define como parte izquierda a las barras a la izquierda de la UrbanaBB y por debajo de Norte II, y como parte derecha a las barras que están a la derecha de PBuena). En esta parte las cargas de las líneas casi no se modifican cuando el parque está en servicio o no. Debido a la contingencia que estamos tratando, toda la potencia inyectada por este es evacuada a través del camino 1. Esto produce un efecto de "desacople" de la carga de estas líneas en referencia a la inserción del parque, es decir que el parque esté inyectando potencia o no sólo produce cambios apreciables en la parte derecha del sistema.

Lo mismo recién descripto sucede para las contingencias donde el camino 2 es interrumpido.

Con respecto a los perfiles de tensión, se observan valores adecuados dentro de los rangos admisibles de operación en todas las barras y para todos los escenarios.

Contingencia 5

Contingencia semejante en cuanto a impacto en la operación del sistema a la anterior. Las cargas de las líneas y transformadores son las siguientes:

Línea (132 kV)			ETAPA 1 (% de Corriente)							
To	From	ID	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	35	24	34	23	44	36	42	35
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	59	39	28	12	76	62	37	29
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	26	16	25	16	34	27	33	27
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	28	18	28	17	36	29	35	28
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1								
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	37	32	37	32	39	37	39	37
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	37	32	37	32	39	37	39	37
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	37	32	37	32	39	37	39	37
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	14	13	14	13	14	14	14	14
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	31	32	31	32	32	32	31	31
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	26	27	26	27	27	26	26	26
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	90	88	90	88	91	90	90	90
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	6	5	6	5	16	11	16	10
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	12	13	12	13	13	14	13	14
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	49	36	49	36	60	51	60	51
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	64	46	58	40	73	58	67	51
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	62	47	56	41	74	58	67	52

Tabla 6.24 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 1, considerando Contingencia 5

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	35	24	35	24	43	36	43	36
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	31	20	84	94	38	32	82	86
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	2	27	18	74	83	34	28	73	76
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	28	17	27	17	36	29	36	29
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	30	19	30	19	38	31	38	31
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1								
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	42	37	42	38	44	43	45	43
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	42	37	42	38	44	43	45	43
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	42	37	42	38	44	43	45	43
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	17	16	17	16	17	17	17	17
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	33	32	33	33	32	33	33	33
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	26	26	26	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	28	27	28	27	27	27	28	28
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	6	6	6	6	16	11	16	11
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	15	16	15	16	15	16	15	16
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	54	40	54	40	65	57	66	57
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	67	51	25	13	79	63	39	22
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	68	51	26	13	80	63	39	22

Tabla 6.25 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 2, considerando Contingencia 5

Se determina que no se presentan sobrecargas en ningún equipamiento del sistema. Al igual que en el caso anterior, debido a la interrupción del camino 2, aumentan los flujos de potencia transmitidos por el camino 1, con la salvedad de que en este caso dicho camino es capaz de evacuar toda la potencia en todos los escenarios estudiados.

Con los perfiles de tensión se puede observar que están comprendidos dentro de los rangos y no se presenta problema alguno en este caso.

Contingencias 6, 7 y 8

Esta contingencia corresponde a la salida de servicio de una de las tres líneas que conectan la ET PQBB con la ET BBCA. Dado que los parámetros de las tres líneas son similares, se estudiará lo ocurrido con la pérdida de sólo una, entendiéndose que las pérdidas individuales de las otras dos causan efectos similares. Analicemos la carga en las líneas y transformadores:

Línea (132 kV)			ETAPA 1 (% de Corriente)							
To	From	ID	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	20	19	33	32	21	20	34	33
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	46	35	27	15	54	47	32	28
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	25	16	25	16	24	27	33	27
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	15	14	27	26	15	15	28	27
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	14	5	8	10	22	15	9	9
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1								
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	56	47	51	42	63	57	57	52
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	56	47	51	42	63	57	57	52
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	14	13	14	13	14	14	14	14
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	32	32	32	32	33	32	32	32
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	27	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	91	89	91	88	92	91	91	91
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	9	12	6	9	9	9	9	7
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	24	22	21	19	27	25	23	22
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	60	44	57	41	74	63	70	60
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	64	46	58	40	73	58	67	52
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	63	47	56	41	74	58	67	52

Tabla 6.26 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 1, considerando Contingencias 6, 7 y 8

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	34	30	83	79	36	34	83	82
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	30	23	60	66	35	32	60	62
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	2	27	20	53	59	31	28	53	55
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	28	17	27	17	36	29	36	29
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	29	25	78	75	31	30	79	78

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	2	7	54	61	8	4	52	56
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1								
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	59	49	41	32	65	60	49	43
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	59	49	41	32	65	60	49	43
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	17	16	17	16	17	17	17	17
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	33	33	33	33	33	33	33	33
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	27	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	28	27	28	27	28	28	28	28
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	9	12	4	3	10	10	11	7
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	25	23	14	12	26	26	17	16
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	64	47	54	37	77	67	69	58
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	67	51	25	12	79	63	39	22
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	68	51	26	13	80	63	40	22

Tabla 6.27 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 2, considerando Contingencias 6, 7 y 8

Era de esperarse estos resultados. Estamos tratando con un corredor donde existen tres líneas en paralelo donde cada una posee una relativa buena capacidad de transmitir potencia.

No se presentan sobrecargas en ningún equipamiento. Es más, el equipo con mayor carga es la línea PAlta – PBuena ID 1 en los escenarios E11 y E15 con una carga del 83%, valor aceptable en operación normal y considerando además que dado la ocurrencia de la contingencia estamos en un estado de emergencia, los valores que se obtienen son más que satisfactorios para la operación de la Red.

Lo mismo se puede afirmar sobre los perfiles de tensión, obteniendo que estos están dentro de los rangos en todas las barras para todos los escenarios.

Contingencias 9 y 10

Saquemos de servicio uno de los dos transformadores instalados entre la barra de 500 kV Bahía Blanca y la de 132 kV BBCA que alimentan una considerable parte de esta área del sistema y analicemos qué sucede con las cargas en las líneas y el transformador restante:

Línea (132 kV)			ETAPA 1 (% de Corriente)							
To	From	ID	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	13	13	26	27	12	13	28	26
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	38	29	26	8	48	40	23	20
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	25	16	25	16	35	27	33	27
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	8	8	21	21	7	7	22	20
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	21	11	16	5	31	23	13	11
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	42	36	39	31	49	44	43	40
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	42	36	39	31	49	44	43	40

Línea (132 kV)			ETAPA 1 (% de Corriente)							
To	From	ID	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	42	36	39	31	49	44	43	40
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	13	13	14	13	14	14	14	14
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	31	32	32	32	33	32	32	32
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	26	27	26	27	28	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	90	89	90	88	94	92	91	91
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	4	6	4	4	13	9	15	9
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	16	15	14	13	18	17	15	15
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	52	38	50	35	67	56	62	53
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1								
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	115	86	104	74	136	107	123	95

Tabla 6.28 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 1, considerando Contingencias 9 y 10

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	25	23	77	75	27	25	78	77
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	26	20	63	67	32	27	59	63
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	2	25	17	55	59	28	24	52	55
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	28	18	27	17	37	30	36	29
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	20	18	73	71	22	20	73	72
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	11	2	49	57	18	12	45	51
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	45	38	31	24	51	47	36	33
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	45	38	31	24	51	47	36	33
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	45	38	31	24	51	47	36	33
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	17	16	17	16	17	17	17	17
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	33	33	33	33	34	33	33	33
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	27	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	28	27	28	27	29	28	28	28
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	5	6	10	4	14	10	19	13
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	17	16	8	7	18	18	9	9
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	56	41	49	33	71	60	62	52
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1								
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	123	94	46	20	149	117	69	39

Tabla 6.29 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 2, considerando Contingencias 9 y 10

Como era de esperarse, en varios de los escenarios se presentan sobrecargas en el transformador que continúa en servicio. Analicemos el sistema donde aparece la mayor sobrecarga, este corresponde al escenario E13, Pico de Verano en la Etapa 2 sin el parque entregando potencia:

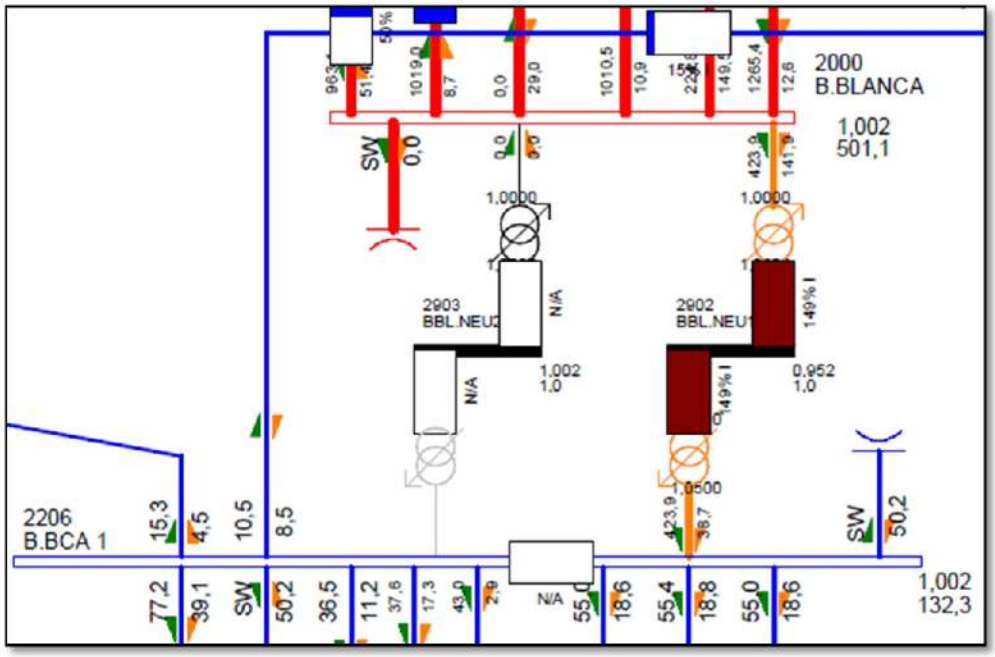


Figura 6.13 Unifilar en escenario Pico de Verano en la Etapa 2 considerando contingencias 9 y 10, con el parque fuera de servicio

Estos transformadores representan el único nodo de interconexión del área con la red de 500. La pérdida de uno de ellos significa una importante contingencia en esta área del sistema ya que, dejando de lado la potencia inyectada por el nuevo Parque Eólico Offshore Punta Alta, la mayoría de la potencia que alimenta las demandas en dicha áreas proviene de esta interconexión.

Al salir fuera de servicio uno de estos transformadores la carga de las líneas no se modifica demasiado ya que la potencia proveniente del sistema de 500 kV hacia esta área del sistema es similar con ambos transformadores en servicio o con sólo uno de ellos. El inconveniente está en que toda esta potencia debe ser transmitida por un sólo transformador, el que no posee tanta capacidad.

Es importante ver el efecto positivo del nuevo parque es este sentido. De las tablas se puede concluir, como ya se ha mencionado, que la inyección de potencia por parte del nuevo parque provoca el efecto positivo para la red de disminuir la potencia transmitida al área desde esta interconexión y por lo tanto descargar los transformadores. Se hace evidente que la presencia del nuevo parque eólico reduce los inconvenientes causados por las dos contingencias que se están tratando.

Para comprender mejor este concepto observemos la figura 6.14.

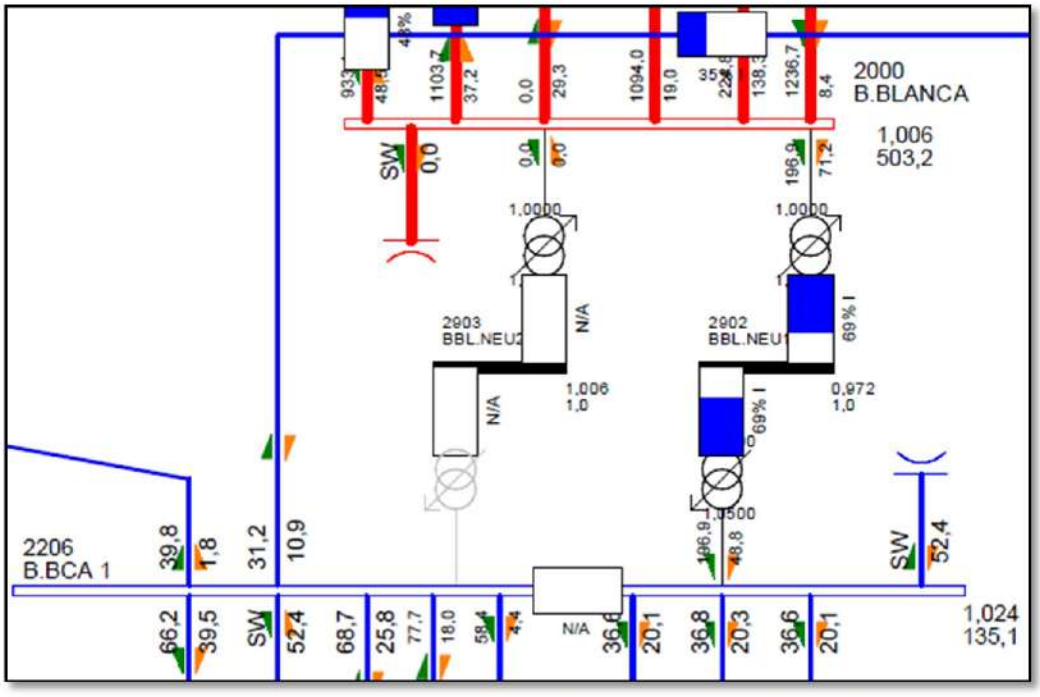


Figura 6.14 Unifilar en escenario Pico de Verano en la Etapa 2 considerando contingencias 9 y 10, con el parque entregando máxima potencia

En esta figura se observa el mismo escenario que en la figura 6.13, Pico de Verano Etapa 2, pero con el Parque Eólico Offshore despachando la totalidad de su potencia. El transformador en servicio pasa de una carga del 149% a una del 69%, lo que demuestra el importante efecto positivo provocado por el parque en esta contingencia. A pesar de esto en necesario recordar que estamos hablando de una fuente de potencia no gestionable, por lo que la entrega de potencia máxima por parte del parque no será posible en todo momento.

Viendo esta figura se puede observar además el valor de la disminución de la potencia inyectada en el área desde la red de 500 kV, pasando de unos 423,9 MW sin el parque entregando potencia a unos 169,9 MW con el parque en su máximo.

Dado la importancia de esta contingencia analicémosla un poco más observando la tabla 6.30, donde se muestra de forma resumida, el efecto que tiene la conexión del parque en la descarga del transformador restante.

Resulta natural que sea en la Etapa 2 donde más disminuya la carga, ya que es donde el parque puede entregar el máximo de su potencia. Esto origina que en la Etapa 1 queden todavía dos escenarios donde la sobrecarga está presente.

Con lo referido a las tensiones, dado los buenos márgenes que se poseen en esta aérea del sistema, no se presentan sobretensiones ni subtensiones en ninguna barra.

Escenario	Transformador (% de Corriente)			
	S/P	C/P	Baja	¿Sobrecarga C/P?
Inv P ET1	115	104	11	SI
Inv V ET1	86	74	12	NO
Ver P ET1	136	123	13	SI
Ver V ET1	107	95	12	NO
Inv P ET2	123	46	77	NO
Inv V ET2	94	20	74	NO
Ver P ET2	149	69	80	NO
Ver V ET2	117	39	78	NO

Tabla 6.30 Comparación de la descarga del transformador en servicio con el parque entregando el máximo de su potencia

Contingencia 11

Esta contingencia consiste en la pérdida o en la indisponibilidad de la generación ubicada en el nodo Solalban. En todos los escenarios, en condiciones normales, esta generación inyecta al sistema la suma de 96 MW.

Como en todas las demás contingencias, analicemos primero la carga por las líneas y transformadores:

Línea (132 kV)			ETAPA 1 (% de Corriente)							
To	From	ID	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	26	26	43	44	25	26	46	44
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	51	42	27	20	60	53	34	28
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	26	17	25	16	35	28	33	27
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	20	20	35	37	19	19	38	36
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	10	2	10	21	18	11	9	9
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	67	59	61	53	73	68	65	62
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	67	59	61	53	73	68	65	62
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	67	59	61	53	73	68	65	62
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	40	39	39	38	41	40	39	39

Línea (132 kV)			ETAPA 1 (% de Corriente)							
To	From	ID	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	6	6	6	6	6	6	6	6
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	6	6	6	6	6	6	6	6
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	94	92	92	90	95	95	93	92
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	13	19	11	16	10	12	10	10
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	30	29	27	26	32	31	28	28
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	66	52	63	48	80	70	75	65
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	77	63	71	55	90	74	82	66
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	77	63	71	55	91	75	82	67

Tabla 6.31 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 1, considerando Contingencia 11

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	41	38	92	89	42	41	92	91
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	34	27	55	61	39	35	53	55
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	2	30	24	48	53	34	31	47	49
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	28	18	27	17	37	30	36	29
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	36	33	87	85	37	36	87	87
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	5	14	62	71	2	5	57	62
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	69	61	53	46	73	70	58	54
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	69	61	53	46	73	70	58	54
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	69	61	53	46	73	70	58	54
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	44	42	43	42	44	44	43	43
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	7	7	7	7	7	7	7	7
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	7	7	7	6	7	7	7	7
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	29	28	28	27	29	29	28	28
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	14	19	3	10	9	11	7	3
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	30	30	21	20	31	31	22	22
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	71	54	61	45	83	74	75	65
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	82	67	39	25	96	80	54	36
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	83	68	40	25	97	80	54	37

Tabla 6.32 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 2, considerando Contingencia 11

La primer consecuencia que se desprende, comparando con el caso donde todo el equipamiento está en servicio, es el aumento de carga de las tres líneas entre las ETs PQBB y BBCA. Dado la pérdida de potencia por parte de los generadores en Solalban, más potencia debe ser transmitida desde el sistema de 500 kV a través de estas, lo que provoca el aumento de carga. Esto también produce un aumento de carga en los dos transformadores de 500 a 132 kV.

Otro efecto es el aumento de carga en las líneas del denominado camino 2, que al igual que en el caso anterior, responde a la mayor necesitad de transmitir potencia desde otros nodos hacia las barras cercanas a esta generación que ahora está fuera de servicio.

Por último se observa una considerable disminución de la carga en las líneas salientes de la ET Solalban. Es esta situación este nodo es sólo una barra pasante entre dos líneas que alimentan en parte la demanda de la ET CLOR-SOD. Como sabemos, los flujos de potencia buscan recorrer los caminos de menor impedancia, esta es la razón por la que en la línea PQBB – CLOR-SOD se aumenta

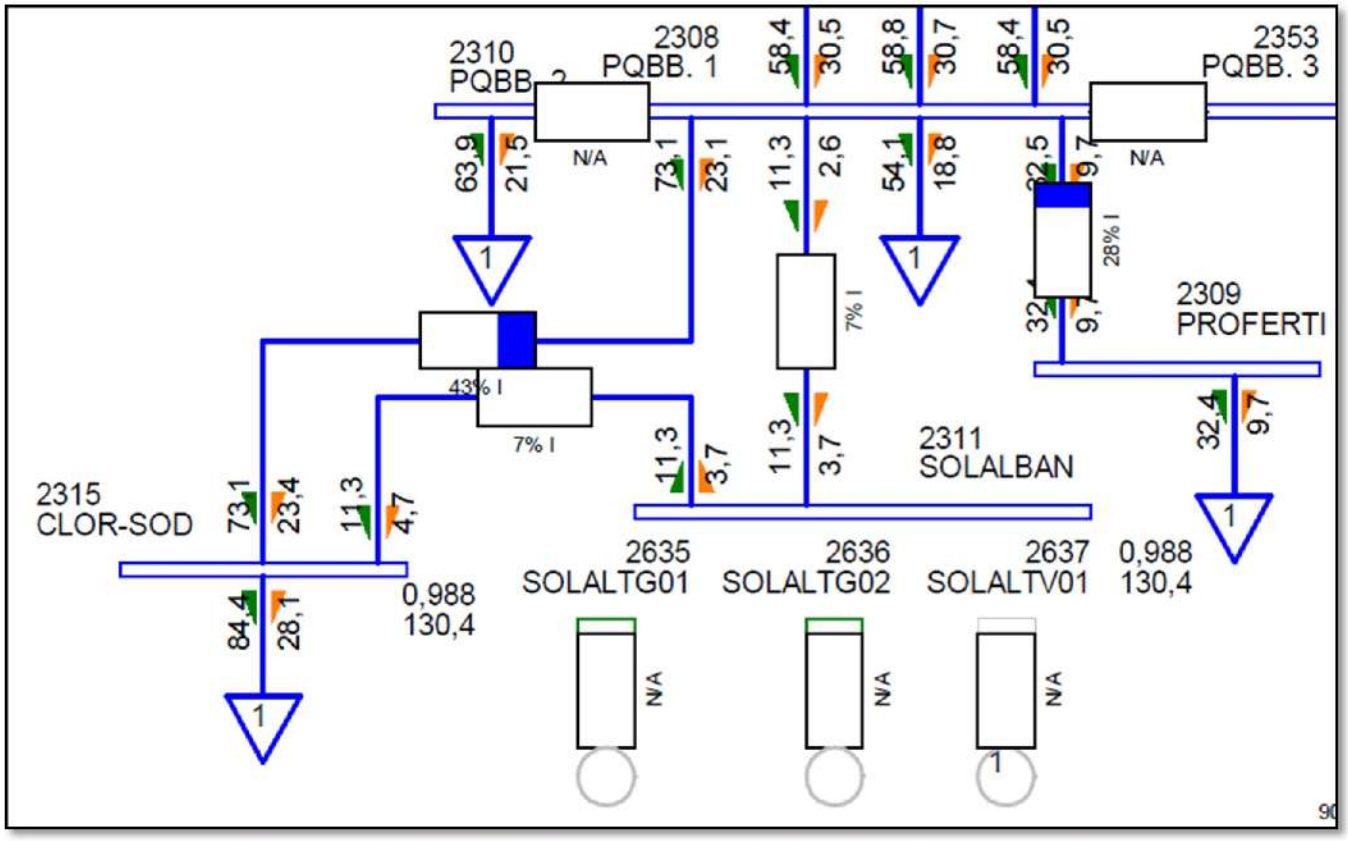


Figura 6.15 Flujo por líneas Clor-Sod – PQBB, Clor-Sod – Solalban y PQBB - Solalban

la carga y en las otras dos líneas recién descriptas se reducen a un promedio del 7% en todos los escenarios. Veamos esto en la figura 6.15.

Se repite aquí las conclusiones obtenidas en gran parte de este estudio, dada la inyección de potencia por parte del nuevo Parque Eólico Offshore Punta Alta, se reducen las consecuencias de la pérdida de generación convencional en el área y además se disminuye la potencia transmitida desde el sistema de 500 kV en el área estudiada.

Más allá de los aumentos de carga en las líneas mencionas y en los transformadores, no se presentan sobrecargas en ningún equipamiento para ningún escenario. Los equipos más solicitados son los transformadores en el escenario E13, Pico de Verano Etapa 2 sin el parque entregando potencia, llegando a un 97% de su carga máxima. Este nivel de carga en totalmente aceptable en condiciones de emergencia como las que estamos tratando.

Hablando de las tensiones, al igual que en los casos anteriores, no se presentan valores fuera de los rangos admisibles de operación en ninguno de los escenarios.

ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS MAYORES

Luego de estudiar qué sucede cuando se producen las Contingencias N-1 que más influencia tienen en la operación de esta área del sistema, se hace necesario estudiar tres contingencias más que, a pesar de que sus probabilidades de ocurrencia son menores, representan un estado se severa gravedad comparando con las ya analizadas.

Como ya sabemos, entre las ETs PQBB y BBCA hay tres líneas en paralelo que forman parte de la principal vía de intercambio de potencia con la parte izquierda del área; y en la Etapa 2, entre las ETs PAlta y BBCA, existen dos líneas en paralelo que constituyen el principal camino de evacuación de la potencia inyectada por el Parque Eólico Offshore.

La pregunta es, *¿qué desbalances se pueden producir en el sistema con la salida de servicio completa, por alguna perturbación, de alguno de estos dos importantes vínculos?* Analicemos esto.

La primera observación que surge es, *¿es posible que salgan de servicio las tres líneas en simultáneo en el primer caso, y las dos líneas en el segundo?* La respuesta es que es una probabilidad menor que las Contingencias N-1 analizadas anteriormente, pero su ocurrencia es posible, y algunos de los motivos serán estudiados a continuación.

Lo que se intenta hacer durante la etapa de planificación es lograr como resultado la menor franja de servidumbre posible, siempre respetando las distancias de seguridad entre las mismas líneas y con el medio que las rodea. Dada esta cercanía, perturbaciones comunes como fallas entre dos o más fases debido al contacto con alguna rama de tamaño considerable o con algún objeto depositado sobre las líneas por el viento o vandalismo, pueden causar la salida de 2 o más líneas en paralelo. Además esto se ve facilitado cuando se utilizan más de una terna por torre, hecho muy común en la red dado su reducido costo.

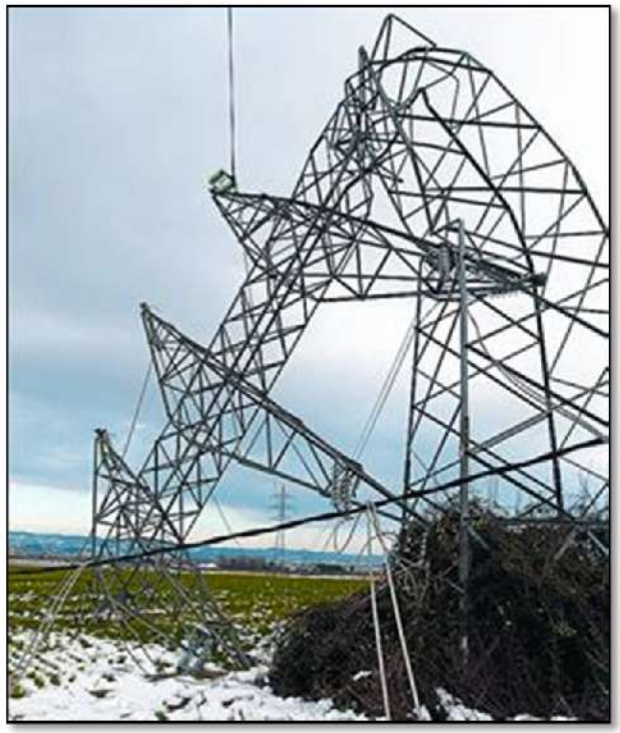


Figura 6.16 Ejemplo de consecuencia de un fuerte viento sobre una torre de una line aérea de alta tensión

Otro inconveniente puede ser la salida del corredor entero o parte de este a causa de alguna fuerte tormenta que derriba una de las torres y esta a su vez afecta a las demás líneas. No parece un hecho de gran ocurrencia, pero se han dado casos en el sistema de potencia Argentino donde una o más torres han caído a causa de los fuertes vientos, incidente que fácilmente podría causar perturbaciones en líneas contiguas y la posible salida de servicio de estas. A modo de curiosidad, observemos en la figura 6.16 lo que un fuerte viento puede provocar en una torre de una línea aérea de alta tensión.

Una causa, también relacionada con el medio que rodea a las líneas, es la presencia de grandes incendios en las inmediaciones de los corredores. Al producirse estos acontecimientos, por motivos de seguridad, deben salir de servicio las líneas. Más aun, dada la proximidad de estas, al avanzar el incendio es más que probable que todas las líneas se vean afectadas por igual, no sólo sacando las líneas de servicio, sino que inhabilitando la utilización del corredor hasta mitigar el incendio y realizar las tareas de mantenimiento y reparación.

El último de las posibles causas de la salida de alguno de los dos corredores referida con condiciones medioambientales sobre las líneas, es la caída de una o más descargas atmosféricas sobre estas. Normalmente son fallas fugases, es decir, la línea vuelve a estar en servicio luego de aplicado un recierre exitoso. A pesar de esto puede ocurrir que, por ejemplo si el recierre está deshabilitado, o los descargadores fallaron, se produzcan sobretensiones por las líneas que afecten tanto a la que recibió la descarga como a las líneas contiguas, pudiendo causar la salida de servicio de una o más de ellas.

Otra posible causa de la pérdida de los corredores es la salida de servicio de equipamiento en las Estaciones Transformadoras. Han ocurrido casos en la red Argentina donde por ejemplo, descargas atmosféricas que producen incendios en las ETs, ocasionan que equipamientos vitales para la operación como los mismos transformadores salgan de servicio, pudiendo significar esto la salida de servicio de todas las líneas que acometen a la ET.

Sin embargo esto es de rara ocurrencia ya que, debido a la importancia de las ETs, se toman medidas de seguridad para evitar la salida de estos equipos mitigando todas las perturbaciones posibles. Puede ocurrir por ejemplo que algún descargador no proteja a la ET de una sobretensión proveniente de una línea, o que los servicios auxiliares no estén provisto del adecuado respaldo en caso de su pérdida, pero son hechos cada vez menos probables debido a los avances que se están realizando en materia de seguridad y protecciones en las ETs del Sistema Eléctrico Argentino.

La última causa que se describe es la de una falla en la operación. Es posible la ocurrencia de un error humano que provoque serios problemas en la operación del sistema. Tanto por una mala coordinación de las protecciones como por maniobras erróneamente realizadas que provoquen daños en equipos como interruptores o seccionadores, puede salir de servicio una o más líneas de estos corredores.

Una vez visto esto, pasemos al propio análisis de las contingencias mayores:

Contingencia Mayor 1. Salida del Corredor Completo PAlta – BBCA

Esta contingencia sólo puede ocurrir en la Etapa 2, instancia donde es construida y puesta en servicio la segunda línea entre las ETs PAlta Y BBCA. Veamos qué ocurre con los flujos de carga en las demás líneas y transformadores:

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	31	19	204	215	40	32	198	204
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1								
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	2								
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	29	18	27	17	38	31	36	29
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	35	23	201	211	45	37	195	201
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	70	46	188	209	88	73	181	191
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	62	50	31	34	69	63	36	35
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2	62	50	31	34	69	63	36	35
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3	62	50	31	34	69	63	36	35
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	17	16	17	16	17	17	17	17
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	33	33	33	33	33	33	33	33
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	27	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	28	27	28	27	28	28	28	28

PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	10	13	31	29	10	10	34	32
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	26	23	19	22	29	28	19	20
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	66	47	39	26	80	69	54	45
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	67	51	27	17	80	63	41	24
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	68	51	27	17	80	64	41	24

Tabla 6.33 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 2, considerando Contingencia Mayor 1

Como era de suponer se presentan grandes sobrecargas en varios de los escenarios en las líneas correspondientes al camino 2, el que no posee suficiente capacidad para evacuar la potencia inyectada por el parque. Observemos la siguiente figura correspondiente a uno de los escenarios donde se producen las mayores sobrecargas, el Pico de Verano:

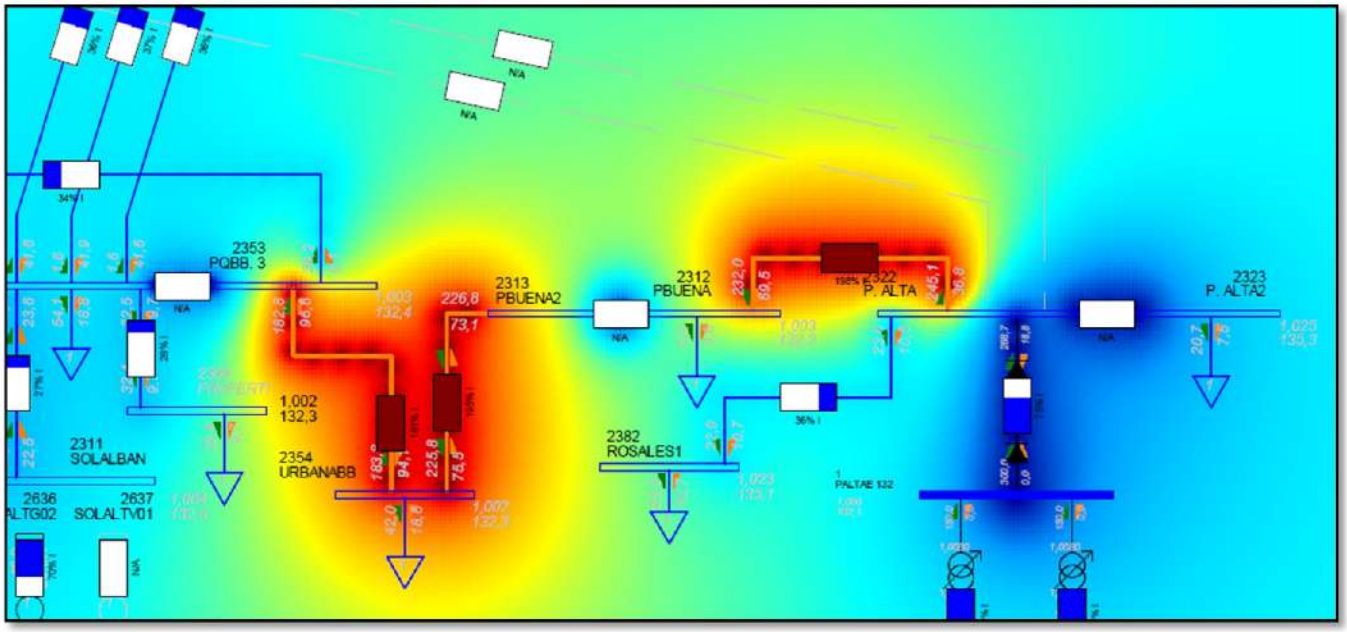


Figura 6.17 Flujos en líneas y transformadores en escenario Pico de Verano considerando la Contingencia Mayor 1. Visualización mediante herramienta de PSS/E Contour

Comparemos esta situación con la de la figura 6.18 donde se puede ver el sistema en el mismo escenario pero con todo su equipamiento en servicio.

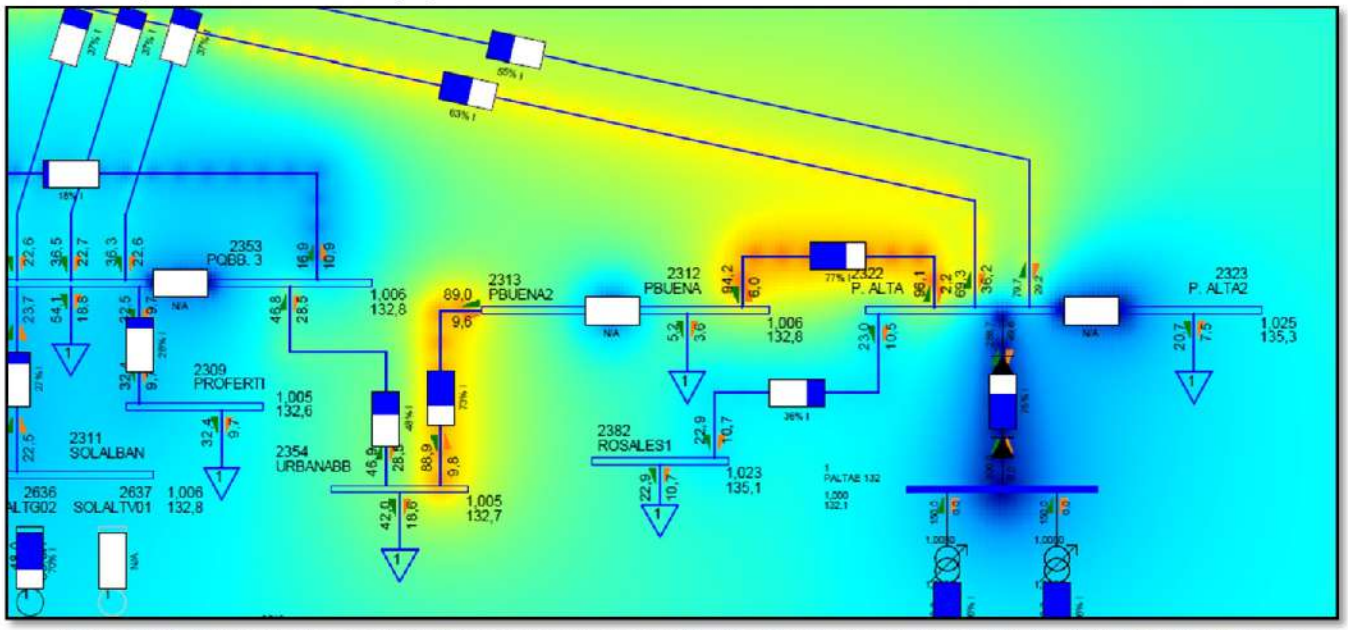


Figura 6.18 Flujos en líneas y transformadores en escenario Pico de Verano en Condición N. Visualización mediante herramienta de PSS/E Contour

Se puede apreciar cómo la potencia debe ser transmitida por las líneas del camino 2, provocando la sobrecarga de estas. Además se observa cómo cambia el sentido de los flujos de potencia por las tres líneas en paralelo que conectan las ETs PQBB y BBCA. Dado que, como ya se mencionó, la demanda local de esta área es menor a la potencia inyectada por el parque en su Etapa 2, y el principal camino de evacuación de la potencia está fuera de servicio, esta potencia se ve redirigida a través de estas líneas hacia el resto del sistema

También, por los mismos motivos, se produce un aumento de la carga por la línea PQBB – Chanares, línea que como se describió en todas las anteriores tablas, está generalmente con un nivel de carga muy bajo.

Las cargas por los dos transformadores son prácticamente iguales ya que, dado que la generación del área no se modificó, la potencia inyectada desde el sistema de 500 kV es la misma. En realidad existe una elevación de esta carga debido al aumento de las pérdidas en el área provocado por la modificación de los caminos de los flujos de potencia, pero esto es algo ínfimo que es poco apreciable en la práctica.

Sobre las tensiones se observan valores dentro de los rangos. Esto demuestra en parte la "fortaleza" del área manteniendo las tensiones en valores admisibles de operación luego de haberse producido tal severa contingencia.

Contingencia Mayor 2. Salida de Dos de las Tres Líneas entre PQBB y BBCA

En esta segunda contingencia mayor estudiemos qué efectos tiene en el sistema la salida de servicio de dos de las tres líneas en paralelo que conectan las ETs PQBB y BBCA. En la siguiente tabla se resumen los flujos de carga por las demás líneas y transformadores:

Línea (132 kV)			ETAPA 1 (% de Corriente)							
To	From	ID	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	35	32	47	44	38	36	51	48
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	60	47	37	23	71	62	44	38
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	26	16	25	16	34	27	33	27
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	29	25	40	37	31	29	43	40
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	3	9	13	21	7	5	9	14
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	84	69	75	61	95	86	84	77
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2								
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3								
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	14	13	14	13	14	14	14	14
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	33	32	32	32	33	33	33	32
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	28	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	93	90	92	89	94	93	92	92
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	24	25	20	21	22	23	17	18
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	40	36	36	31	46	42	39	37
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	75	57	71	52	92	79	85	74
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	64	47	58	40	74	58	67	52
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	63	47	57	41	75	59	68	52

Tabla 6.34 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 1, considerando Contingencia Mayor 2

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	53	45	94	87	56	53	97	94
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	39	30	55	63	45	40	55	57
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	2	35	27	49	55	40	36	49	51
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	28	17	27	17	36	30	36	29
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	48	40	90	83	51	48	92	89
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	18	23	65	69	15	19	62	65
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1	86	72	59	46	94	87	70	62
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2								
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3								
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	17	16	17	16	17	17	17	17
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	34	33	33	33	33	33	33	33
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	27	27	27	27	27	27	27	27
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	28	27	28	27	28	28	28	28
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	24	25	7	10	20	22	2	5
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	41	36	25	21	44	42	29	27
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	79	60	64	45	94	82	81	69
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	67	51	26	12	80	63	39	22
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	68	52	26	12	81	64	39	22

Tabla 6.35 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 2, considerando Contingencia Mayor 2

Contrario a lo que la intuición dictamina, la única de las tres líneas que queda en servicio no posee sobrecarga en ninguno de los escenarios analizados. Es más, pese a la severidad de esta contingencia no se presentan sobrecargas en ninguna otra línea o transformador en el sistema, siendo la carga más alta que se presenta un 97% en la línea PAlta – PBuena ID 1 en el escenario E15.

Los principales efectos que se producen luego de esta contingencia, además del aumento de carga por la línea que queda en servicio y el esperado aumento de la carga por el camino 1, es una redistribución del flujo a través del corredor conformado por las líneas PQBB – Chanares, Chanares – Norte II y Norte II – BBCA, aumentando así también sus cargas.

Esto ocurre en todos los escenarios de la Etapa 1. En la Etapa 2 la carga de las líneas Chanares – Norte II y Norte II – BBCA también aumentan en todos los escenarios, pero la de la línea PQBB – Chanares sólo lo hace cuando el parque no está inyectando potencia.

Esto se debe a que en la Etapa 2, con el parque inyectando la totalidad de su potencia, se disminuye la cantidad que debe ser transmitida desde el sistema de 500 kV, y dado que el camino 2 está limitado, es los escenarios donde no está en funcionamiento el parque parte de la potencia que antes era transmitida por las tres líneas en paralelo lo hace ahora a través del corredor PQBB – Chanares, Chanares – Norte II, Norte II – BBCA. Cuando el parque inyecta máxima potencia en la Etapa 2, no se hace necesario transmitir tanta potencia a través de este corredor, razón por la cual la carga en la línea PQBB – Chanares no se ve aumentada.

Por otro lado, al igual que en el caso anterior, todos los perfiles de tensión se encuentran dentro de los rangos aceptables de operación, haciendo cada vez más valedera la afirmación sobre que el

sistema representa un área "fuerte" en cuanto a mantener los niveles de esta variable dentro de los rangos aceptables.

Contingencia Mayor 3. Salida de las tres líneas entre PQBB y BBCA

Estamos ante una de las contingencias más severas para esta área del sistema. Analicemos los flujos por las líneas y transformadores:

Línea (132 kV)			ETAPA 1 (% de Corriente)							
To	From	ID	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	102	81	87	76	90	82	97	89
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	80	68	69	50	121	106	80	70
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	26	17	25	16	35	28	33	27
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	70	59	77	66	79	72	86	79
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	43	43	52	52	44	45	53	53
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1								
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2								
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3								
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	15	13	14	13	15	15	14	14
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	34	34	33	33	35	35	33	33
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	28	28	28	28	29	29	28	28
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	97	94	94	91	101	99	95	94
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	71	64	59	52	75	71	60	58
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	88	75	75	63	102	92	84	78
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	121	94	108	82	146	127	126	112
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	64	48	60	41	76	59	68	52
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	64	48	60	41	76	59	68	52

Tabla 6.36 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 1, considerando Contingencia Mayor 3

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	PBUENA 2312	1	101	85	125	110	111	103	134	126
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	1	63	50	43	54	72	64	45	47
P. ALTA 2322	B.BCA 1 2206	2	56	44	38	48	63	57	40	41
P. ALTA 2322	ROSALES1 2382	1	28	18	27	17	37	30	36	29
PBUENA2 2313	URBANABB 2354	1	96	80	121	106	105	98	129	121
URBANABB 2354	PQBB. 3 2353	1	68	64	96	93	70	70	97	97
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	1								
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	2								
PQBB. 1 2308	B.BCA 2 2208	3								
PQBB. 1 2308	CLOR-SOD 2315	1	18	17	18	16	18	18	18	18
SOLALBAN 2311	CLOR-SOD 2315	1	35	34	34	34	35	35	34	34

Línea (132 kV)			ETAPA 2 (% de Corriente)							
To	From	ID	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
SOLALBAN 2311	PQBB. 1 2308	1	28	28	28	27	28	28	28	28
PQBB. 1 2308	PROFERTI 2309	1	30	28	29	28	30	30	29	29
PQBB. 3 2353	CHANARES 2291	1	65	60	34	31	65	64	35	34
CHANARES 2291	NORTE II 2290	1	84	71	52	42	92	86	63	57
NORTE II 2290	B.BCA 1 2206	1	121	93	91	65	141	125	113	97
Transformador (500/132/33 kV)										
B.BLANCA 2000	B.BCA 1 2206	1	68	52	26	11	82	65	39	22
B.BLANCA 2000	B.BCA 2 2208	2	69	52	27	11	82	65	39	22

Tabla 6.37 Flujos de potencia en líneas y transformadores Etapa 2, considerando Contingencia Mayor 3

Simplemente con una leve mirada en estas tablas se desprende el enorme impacto que esta contingencia realiza sobre el sistema. Existen elementos sobrecargados en 13 de los 16 escenarios propuestos para los estudios. En algunos casos se llega a valores de carga mayores al 140%.

Dada la importancia de esta contingencia analicemos el peor escenario con el Parque Eólico Offshore Punta Alta fuera de servicio, y el peor escenario cuando el parque se encuentra entregando el máximo de su potencia en la Etapa 2.

Tomemos para analizar primero el escenario E13, correspondiente al Pico de Verano en Etapa 2 sin el parque entregando potencia. Examinando los flujos de potencia en la figura 6.19, se concluye que las cargas de las líneas del denominado camino 2, y las del corredor PQBB – Chanares, Chanares – Norte II, Norte II – BBCA, se ven severamente aumentadas hasta sobrepasar el máximo en varias de sus líneas. La razón de esto es que la principal vía por la cual se alimentan las demandas de las ETs PQBB, Proferti, Solalban y Clor-Sod, cuando el nuevo parque no está entregando potencia, está fuera de servicio.

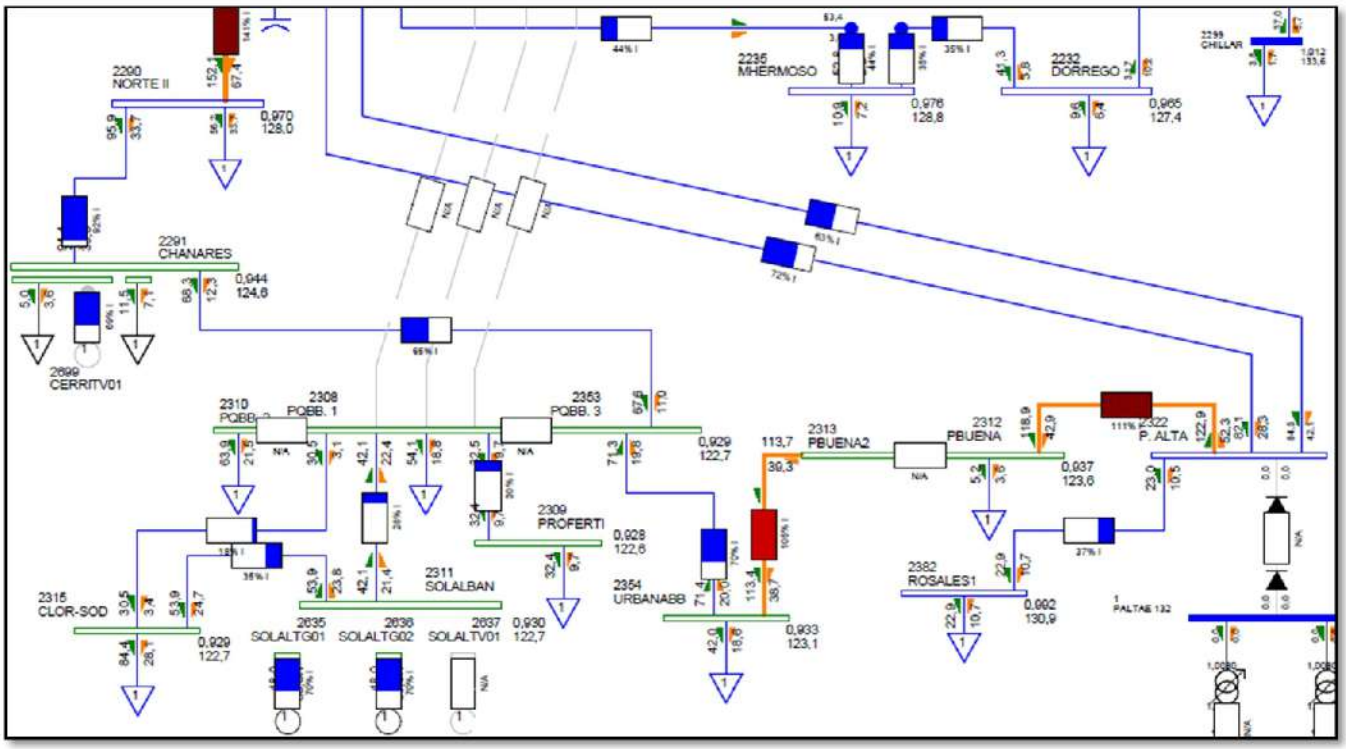


Figura 6.19 Flujos en líneas y transformadores en escenario Pico de Verano considerando la Contingencia Mayor 1 con el parque fuera se servicio

En los transformadores se aprecia un leve aumento de carga promediando el MW entre todos los escenarios. Esto motivado por el aumento de pérdidas en las líneas del área. Se debe tener en cuenta que se está transmitiendo la mima potencia, ya que las demandas no se modifican, por caminos de mayor impedancia, causando en este caso, un leve aumento en la pérdidas de transmisión.

Analicemos ahora por medio del escenario E15, Pico de Verano en Etapa 2, cómo afecta esta contingencia mayor al sistema con el parque entregando el máximo de su potencia. Veamos primero esto en la figura 6.20:

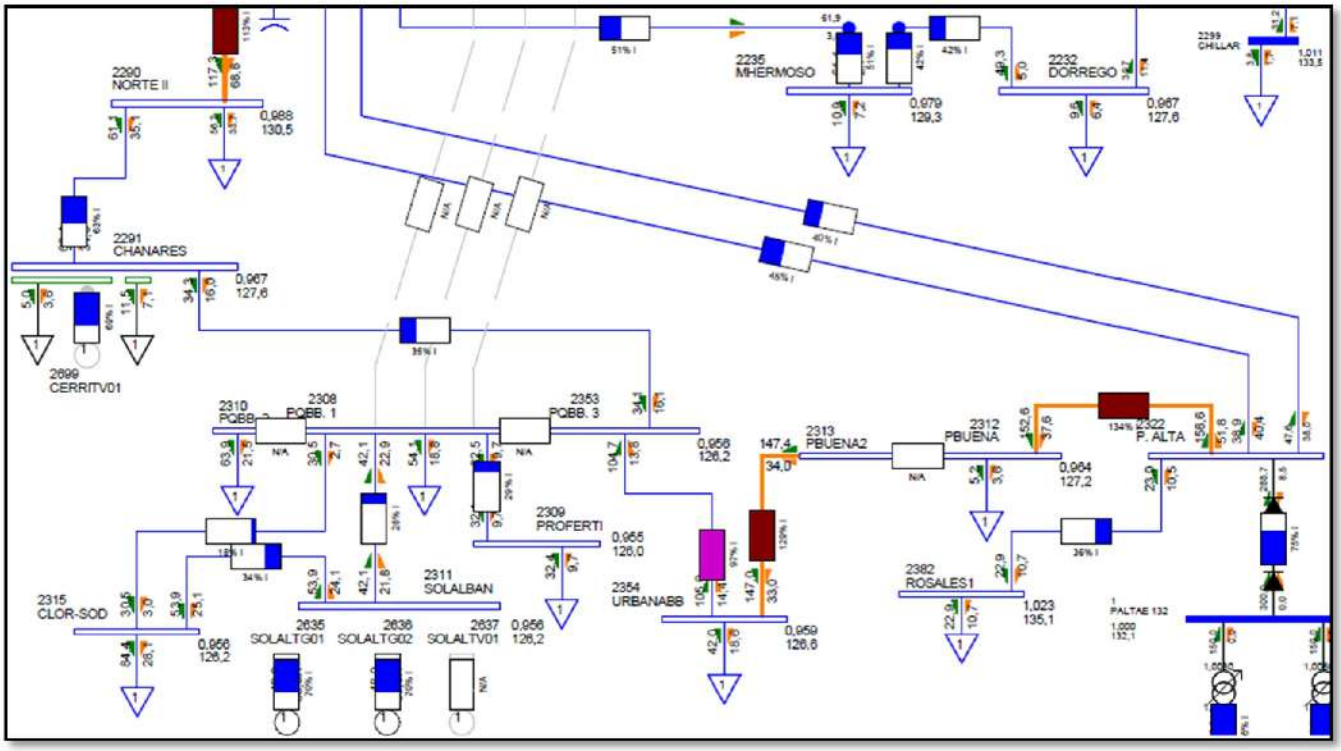


Figura 6.20 Flujos en líneas y transformadores en escenario Pico de Verano considerando la Contingencia Mayor 1 con el parque entregado el máximo de su potencia

Se observa una disminución del flujo de potencia transmitido por el corredor PQBB – Chanares, Chanares – Norte II, Norte II – BBCA, motivado por el aporte que realiza el nuevo parque en el suministro de la demanda de las ETs PQBB, Proferti, Solalban y Clor-Sod, fenómeno que también da como resultado el aumento de carga por las líneas del camino 2, aumentando los niveles de sobrecarga en estos.

Comparando ahora esta situación con el escenario E15 sin contingencias se observa cómo disminuye la potencia transmitida por el camino 1, esto producido por el fenómeno recién explicado de la redistribución del flujo hacia la parte izquierda del área del sistema.

Una vez visto lo ocurrido con los flujos de carga analicemos los perfiles de tensión en la barras.

A diferencia que con todas las anteriores contingencias, los valores de las tensiones se encuentran por fuera de los rangos de operación admisibles. En este caso se observan en varios de los escenarios subtensiones en muchas de las barras, especialmente en las antes mencionas PQBB, Proferti, Solalban y Clor-Sod.

Es por esto que esta contingencia mayor se merece un estudio más profundo de estos perfiles de tensión. Observemos los valores en las siguientes tablas:

Barra	ETAPA 1 (V en PU)							
	E01 Inv P S/P	E02 Inv V S/P	E03 Inv P C/P	E04 Inv V C/P	E05 Ver P S/P	E06 Ver V S/P	E07 Ver P C/P	E08 Ver V C/P
P. ALTA 2322	0,984	0,988	1,025	1,025	0,959	0,977	1,025	1,025
PBUENA 2312	0,950	0,960	0,985	0,991	0,917	0,939	0,976	0,982
ROSALES1 2382	0,983	0,987	1,024	1,024	0,957	0,975	1,023	1,024
URBANABB 2354	0,948	0,958	0,983	0,989	0,915	0,937	0,972	0,979
PQBB. 3 2353	0,946	0,956	0,980	0,987	0,913	0,935	0,970	0,976
PROFERTI 2309	0,945	0,955	0,979	0,986	0,912	0,934	0,969	0,975
SOLALBAN 2311	0,946	0,957	0,981	0,987	0,913	0,935	0,970	0,977
CLOR-SOD 2315	0,946	0,956	0,980	0,987	0,913	0,935	0,970	0,976
CHANARES 2291	0,963	0,971	0,992	0,997	0,913	0,952	0,980	0,988
NORTE II 2290	0,987	0,990	1,010	1,011	0,960	0,978	1,001	1,007
B.BCA 1 2206	1,032	1,024	1,048	1,039	1,021	1,030	1,049	1,050
B.BLANCA 2000	1,004	0,999	1,007	1,003	1,005	0,993	1,011	0,998
MHERMOSO 2235	1,003	1,013	1,015	1,024	0,973	1,004	0,996	1,020
DORREGO 2232	0,996	1,011	1,007	1,020	0,964	0,998	0,984	1,012
TORNQUIS 2378	1,014	1,026	1,026	1,036	0,996	1,013	1,017	1,027

Tabla 6.38 Tensiones en barras Etapa 1, considerando Contingencia Mayor 3

Barra	ETAPA 2 (V en PU)							
	E09 Inv P S/P	E10 Inv V S/P	E11 Inv P C/P	E12 Inv V C/P	E13 Ver P S/P	E14 Ver V S/P	E15 Ver P C/P	E16 Ver V C/P
P. ALTA 2322	0,998	0,999	1,025	1,025	0,993	0,992	1,025	1,025
PBUENA 2312	0,939	0,959	0,971	0,980	0,937	0,940	0,964	0,968
ROSALES1 2382	0,987	0,998	1,024	1,024	0,992	0,991	1,023	1,024
URBANABB 2354	0,936	0,957	0,967	0,997	0,933	0,937	0,959	0,964
PQBB. 3 2353	0,933	0,954	0,964	0,974	0,929	0,934	0,956	0,961
PROFERTI 2309	0,932	0,953	0,963	0,973	0,928	0,933	0,955	0,960
SOLALBAN 2311	0,933	0,954	0,964	0,975	0,930	0,934	0,956	0,961
CLOR-SOD 2315	0,933	0,954	0,964	0,974	0,929	0,934	0,956	0,961
CHANARES 2291	0,948	0,968	0,975	0,985	0,944	0,949	0,967	0,972
NORTE II 2290	0,970	0,986	0,991	0,999	0,970	0,972	0,988	0,991
B.BCA 1 2206	1,015	1,020	1,029	1,026	1,028	1,023	1,039	1,034
B.BLANCA 2000	1,002	0,998	1,006	1,002	1,004	0,991	1,006	0,995
MHERMOSO 2235	0,986	1,007	0,990	1,008	0,976	0,994	0,979	1,002
DORREGO 2232	0,980	1,005	0,982	1,004	0,965	0,989	0,967	0,995
TORNQUIS 2378	1,000	1,021	1,006	1,023	0,998	1,005	1,002	1,010

Tabla 6.39 Tensiones en barras Etapa 2, considerando Contingencia Mayor 3

Se aprecian subtensiones en los escenarios E01, E05, E06, E09, E13 y E14. Dado la nueva distribución de los flujos de potencia por caminos de mayor impedancia, las caídas de tensión en las líneas aumentan considerablemente, lo que provoca que los perfiles de tensión en las barras del sistema se vean reducidos y en algunos casos llegando a estar por debajo de los rangos admisibles.

Es interesante observar cómo se recuperan los perfiles de tensión con la inserción del parque. En todos aquellos escenarios donde el parque está entregando el máximo de su potencia sólo se aprecian

tensiones fuera de los rangos en muy pocas barras. Esto es provocado por dos fenómenos, por una parte debido a la potencia entregada por el parque, lo que gracias a la disminución de la potencia que debe transmitirse desde el sistema de 500 kV, se disminuye la carga en diferentes líneas y con esto las caídas de tensión, y por otra, debido a la capacidad de controlar tensión que tiene el parque junto con la tecnología HVDC - VSC. Más adelante se realiza un profundo estudio sobre la capacidad de controlar tensión de esta tecnología.

6.7 SOLUCIONES A CONTINGENCIAS

Por medio de diferentes recursos operativos que se irán mostrando durante este desarrollo, se encontrarán soluciones a todas las contingencias recién estudiadas donde se presenten equipos sobrecargados o perfiles de tensión fuera de los rangos admisibles para todos los escenarios propuestos.

El criterio de selección de las soluciones se basa en obtener como resultado un estado de operación estable, sin equipos sobrecargados y con todos los perfiles de tensión dentro de los rangos, manteniendo el correcto abastecimiento de la demanda cuando sea posible. Además se considera el criterio económico, dado que soluciones como por ejemplo despachar generación, poseen un alto costo operativo. Sin embargo veremos en lo siguiente que estos dos criterios no siempre se pueden respetar.

En la operación de los sistemas de potencia se dice que el sistema está en estado ***Normal*** cuando *todas las variables del sistema se encuentran dentro del rango normal y ningún equipo está sobrecargado* [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994]. Cuando ocurre una severa contingencia que provoque que *las tensiones en muchas barras sean bajas y/o la carga del equipamiento exceda su capacidad máxima, se está en un estado de* ***Emergencia***. El objetivo de todas estas soluciones es llegar, mediante diferentes acciones de control, a un estado de ***Alerta***. En este estado el nivel de seguridad desciende, pero *todas las variables del sistema están dentro del rango aceptable y todas las restricciones operativas son satisfechas* [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994]. Justamente, ya que hay equipos fuera de servicio, es que se está en estado de ***Alerta*** y no en ***Normal***. Luego de la puesta en funcionamiento del equipo que estaba fuera de servicio, según cada contingencia, se vuelve al estado ***Normal*** del sistema.

Antes de comenzar interesa hacer la siguiente pregunta, *¿por qué en lugar de buscar soluciones que en varios casos significan corte de demanda o despacho de generación, no se agrega más equipamiento como nuevas líneas, transformadores o recambio de TIs?* La respuesta se desprende cuando se analiza el gran costo económico que significa instalar todo este equipamiento. En los grandes sistemas de potencia es antieconómico proveer equipamiento para que sea estable para todas las contingencias posibles. De hecho, por la complejidad de las redes eléctricas, esto sería una tarea de inmensurable complejidad.

Es por esto que se busca tener un sistema "fuerte" para varias contingencias, tanto mayores como menores, y una amplia gama de soluciones operativas para lograr estados estables de operación cuando ocurran aquellas contingencias que provocan problemas en la red.

ESCENARIO 1

Contingencia 9 y 10

Al salir fuera de servicio uno de los dos transformadores instalados entre la barra de 500 kV del sistema interconectado con la de 132 kV BBCA, se produce una sobrecarga en el que queda en servicio.

Conjunto de soluciones operativas propuestas:

- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Despacho de la turbina de Vapor SolalTV01 en 30 MW (se debe tener en cuenta que esta TV está en constante funcionamiento alimentando la propia planta de *Solvay Indupa S.A.I.C*, y que en caso de requerirlo, la potencia máxima que puede entregar a la red es 40 MW).

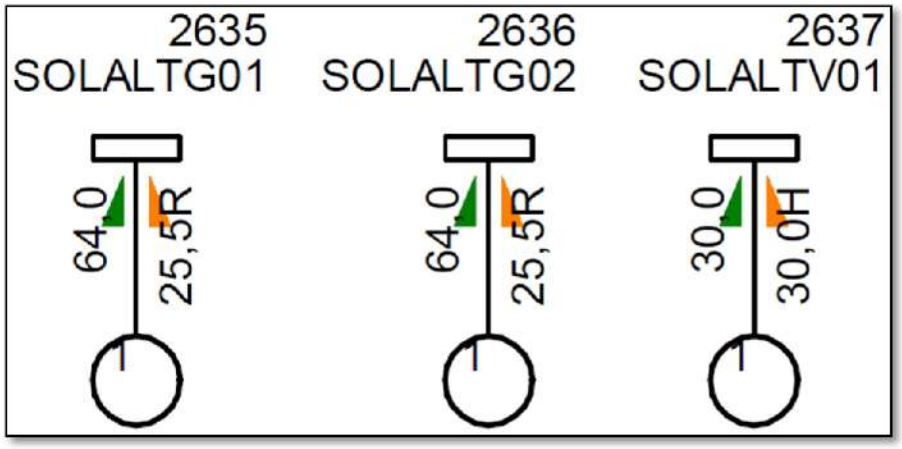


Figura 6.21 Despacho de generación en las turbinas TG01, TG02 y TV01 en la ET Solalban

Con esto el transformador en servicio llega a una aceptable carga en estado de emergencia del 98% (figura 6.22).

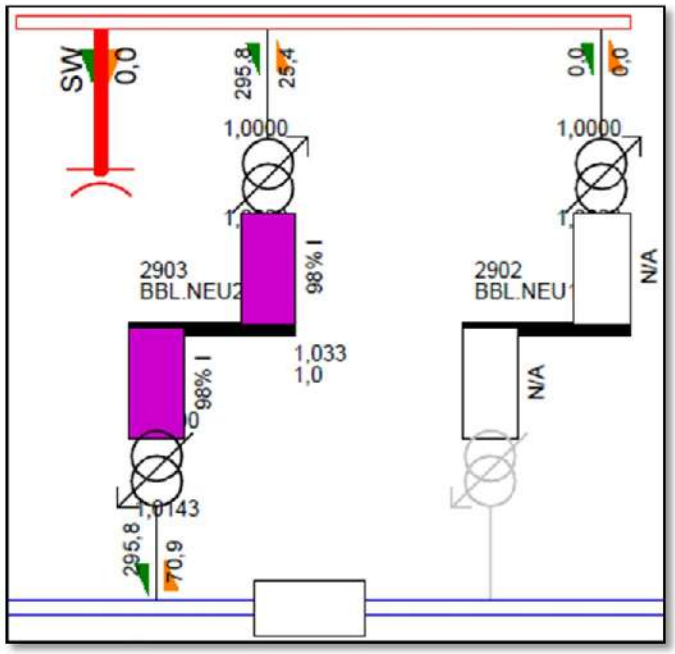


Figura 6.22 Carga en el transformador en servicio luego de aplicar la solución propuesta

Contingencia Mayor 3. Salida de las tres líneas entre PQBB y BBCA

La salida de servicio de estas tres líneas en conjunto produce en este escenario un fuerte desequilibrio en las tensiones, con valores por debajo de los límites en muchas de las barras, y sobrecarga de algunas líneas.

Conjunto de soluciones operativas propuestas:

- ✓ Aumento de generación de la Turbina de Gas SolaITG01 y SolaITG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Control de tensión por parte del sistema HVDC - VSC en la barra PAlta, seteando esta en 1,025 pu. La conversora opera en modo control de tensión sin entregar potencia activa al sistema desde el parque y entregando la potencia reactiva necesaria para llegar al set point de tensión establecido. Sólo absorbe 4 MW destinados a abastecer las pérdidas de la conversora Onshore que es la encargada de regular tensión en el punto de conexión (figura 6.23).

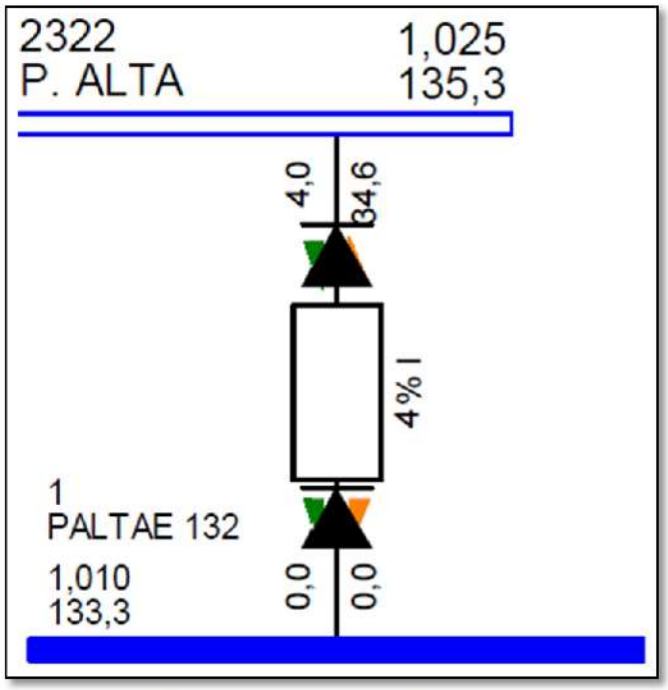


Figura 6.23 Conversora VSC en modo regulación de tensión en la barra de conexión sin transmisión de potencia activa

ESCENARIO 2

No se presentan sobrecargas ni perfiles de tensión fuera de los rangos en ningún equipamiento.

ESCENARIO 3

Contingencia 9 y 10

Al igual que en el escenario 1, al salir fuera de servicio uno de los dos transformadores se produce una sobrecarga en el restante.

Conjunto de soluciones operativas propuestas:

- ✓ Aumento de generación de la Turbina de Gas SolaITG01 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Aumento de generación de la Turbina de Gas SolaITG02 de 48 MW a 52 MW, llegando a su máximo técnico.

Contingencia Mayor 3. Salida de las tres líneas entre PQBB y BBCA

Para evitar la leve sobrecarga producida en la línea Norte II – BBCA se propone:

- ✓ Aumento de generación de la Turbina de Gas SolaITG01 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Aumento de generación de la Turbina de Gas SolaITG02 de 48 MW a 52 MW, llegando a su máximo técnico.

Con esto se pasa de la situación de la figura 6.24 izquierda a la de la figura 6.24 derecha:

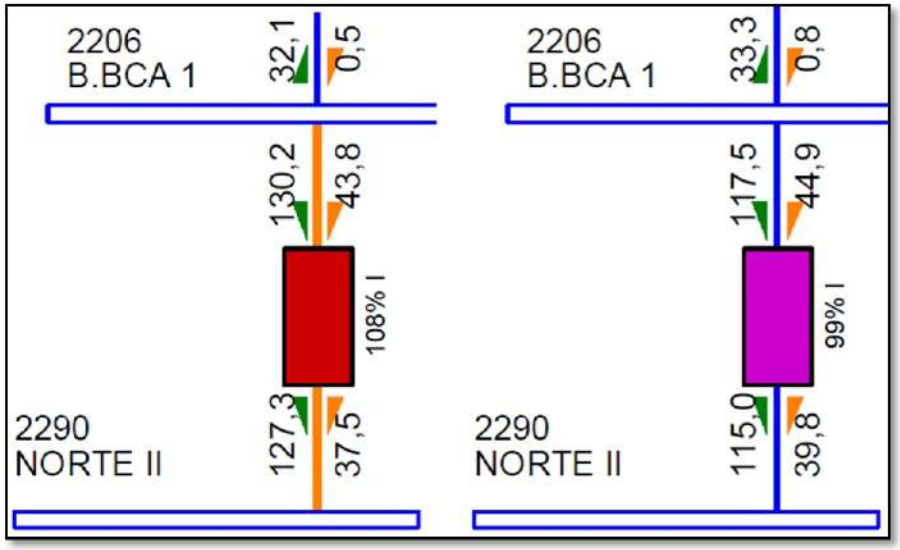


Figura 6.24 Carga en el transformador en servicio antes de aplicar la solución propuesta (izquierda) y luego de aplicarla (derecha)

ESCENARIO 4

No se presentan sobrecargas ni perfiles de tensión fuera de los rangos en ningún equipamiento.

ESCENARIO 5

Contingencia 9 y 10

Al perderse uno de los transformadores el restante queda con una severa sobrecarga del 136%.

Se propone lo siguiente:

- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolaITG01 y SolaITG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Despacho de la turbina de Vapor SolaITV01 en 40 MW.
- ✓ Disminución de los topes del transformador en servicio de 1,036 a 1,02 pu. Con esto se reduce el flujo de potencia reactiva a través del transformador y por lo tanto su carga.
- ✓ Corte completo de la demanda de la ET Norte II. Dada la severidad de esta contingencia en este escenario, y dado que no hay más generación para ser despachada en el área, no queda otra opción que cortar esta demanda.

Contingencia Mayor 3. Salida de las tres líneas entre PQBB y BBCA

Al igual que en casi todos los escenarios donde el nuevo porque eólico no está entregando potencia, se producen grandes caídas en los perfiles de tensión en muchas de las barras del área y se sobrecargan algunos equipos.

Las soluciones propuestas son las siguientes:

- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Despacho de la turbina de Vapor SolalTV01 en 40 MW.
- ✓ Disminución de los topes de los transformadores de 1,036 a 1,02 pu.
- ✓ Corte parcial de la demanda de la ET Norte II, pasando de 52 a 47 MW. Esto se realiza a través del corte en el nivel de Media Tensión en las salidas correspondientes.
- ✓ Control de tensión por parte de la línea HVDC - VSC en la barra PAlta, seteando esta en 1,025 pu.

ESCENARIO 6

Contingencia 9 y 10

La solución propuesta para evitar la sobrecarga en el transformador restante es:

- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.

Contingencia Mayor 3. Salida de las tres líneas entre PQBB y BBCA

Soluciones propuestas:

- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Despacho de la turbina de Vapor SolalTV01 en 20 MW.
- ✓ Disminución de los topes de los transformadores de 1,04 a 1,03 pu.
- ✓ Control de tensión por parte de la línea HVDC - VSC en la barra PAlta, seteando esta en 1,025 pu.

ESCENARIO 7

Contingencia 9 y 10

Las soluciones propuestas son:

- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Despacho de la turbina de Vapor SolalTV01 en 40 MW.
- ✓ Disminución de los topes del transformador en servicio de 1,036 a 1,02 pu.
- ✓ Corte parcial de la demanda de la ET Norte II, pasando de 52 a 42 MW.

Contingencia Mayor 3. Salida de las tres líneas entre PQBB y BBCA

Soluciones propuestas:

- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Despacho de la Turbina de Vapor SolalTV01 en 30 MW.
- ✓ Disminución de los topes del transformador en servicio de 1,036 a 1,02 pu.

ESCENARIO 8

Contingencia Mayor 3. Salida de las tres líneas entre PQBB y BBCA

Soluciones propuestas:

- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Despacho de la Turbina de Vapor SolalTV01 en 30 MW.
- ✓ Disminución de los topes de los transformadores en servicio de 1,046 a 1,03 pu.

ESCENARIO 9

Contingencia 9 y 10

Las soluciones propuestas son:

- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Despacho de la turbina de Vapor SolalTV01 en 40 MW.
- ✓ Disminución de los topes del transformador en servicio de 1,0143 a 1 pu.
- ✓ Corte parcial de la demanda de la ET Norte II, pasando de 46 a 26 MW.

Contingencia Mayor 3. Salida de las tres líneas entre PQBB y BBCA

Soluciones propuestas:

- ✓ Control de tensión por parte de la línea HVDC - VSC en la barra PAlta, seteando esta en 1,025 pu.
- ✓ Corte parcial de la demanda de la ET Norte II, pasando de 46 a 22 MW.

ESCENARIO 10

No se presentan sobrecargas ni perfiles de tensión fuera de los rangos en ningún equipamiento.

ESCENARIO 11

Contingencia 2

Al salir fuera de servicio la nueva línea entres las ETs PAlta y BBCA, aparecen sobrecargas en varias de las líneas que quedan en servicio.

Solución propuesta:

- ✓ DAG de 25 MW en el nuevo Parque Eólico Offshore.

La DAG (Desconexión Automática de Generación) es un proceso realizado mediante diferentes controladores programados de forma previa a la ocurrencia de la posibles contingencias, donde parte o la totalidad de alguna generación en el sistema es sacada de servicio para lograr obtener un sistema estable ante la pérdida de equipamiento en la red como líneas de alta tensión o transformadores.

En este caso la DAG consiste en sacar automáticamente de servicio uno de los bloques de 25 MW de generación presentes en el nuevo parque eólico, con lo que se logra descargar las líneas PAlta – BBCA ID 1 y la PAlta – PBuena, líneas que sin la presencia del vínculo que se encuentra fuera de servicio, no poseen la capacidad de evacuar la totalidad de la potencia inyectada por el parque.

Contingencia Mayor 1. Salida del corredor completo PAlta – BBCA

Solución propuesta:

- ✓ DAG de 140 MW en el nuevo Parque Eólico Offshore (figura 6.25). Esto implica sacar de servicio 5 bloques completos de aerogeneradores de 25 MW cada uno y sacar de servicio parte de los aerogeneradores de otro de los bloques.

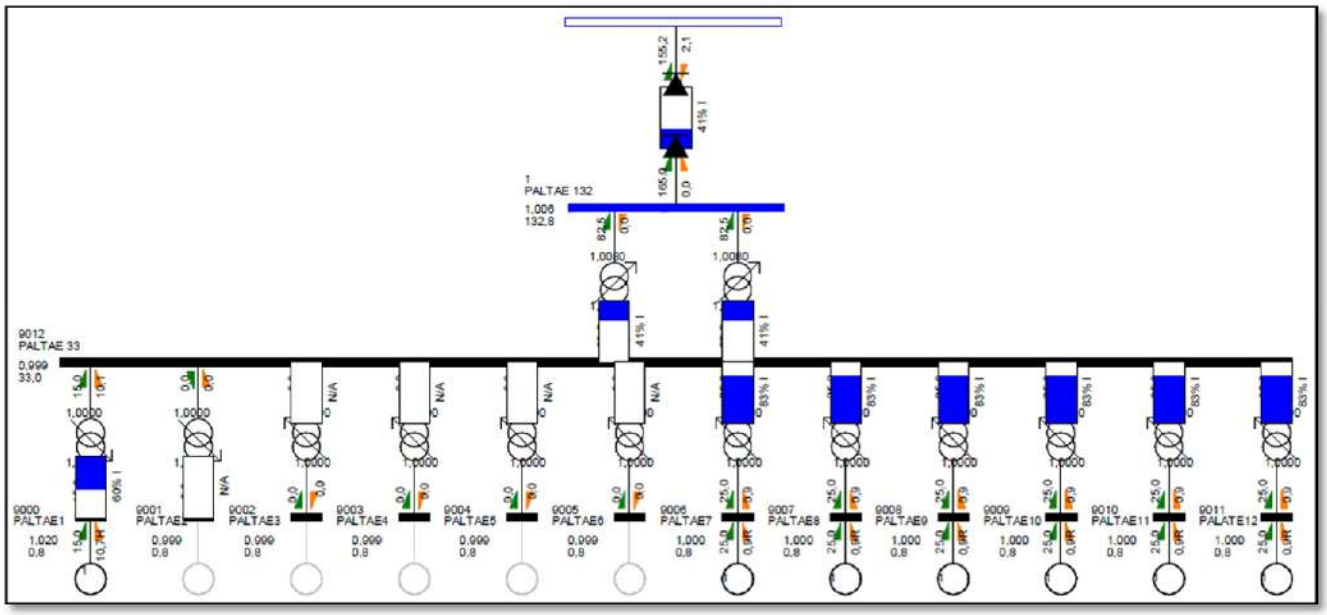


Figura 6.25 DAG de 140 MW en el nuevo Parque Eólico Offshore Punta Alta

Contingencia Mayor 3. Salida de las tres líneas entre PQBB y BBCA

Soluciones propuestas:

- ✓ DAG de 50 MW en el nuevo Parque Eólico Offshore.
- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.

ESCENARIO 12

Contingencia 2

Solución propuesta:

- ✓ DAG de 35 MW en el nuevo Parque Eólico Offshore.

Contingencia 3

Solución propuesta:

- ✓ DAG de 15 MW en el nuevo Parque Eólico Offshore.

Contingencia 4

Solución propuesta:

- ✓ DAG de 10 MW en el nuevo Parque Eólico Offshore.

Contingencia Mayor 1. Salida del corredor completo PAlta – BBCA

Soluciones propuesta:

- ✓ DAG de 150 MW en el nuevo Parque Eólico Offshore.
- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.

Contingencia Mayor 3. Salida de las tres líneas entre PQBB y BBCA

Solución propuesta:

- ✓ Aumento de generación de la Turbina de Gas SolalTG01 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.

ESCENARIO 13

Contingencia 9 y 10

Soluciones propuestas:

- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Despacho de la turbina de Vapor SolalTV01 en 40 MW.
- ✓ Disminución de los topes del transformador en servicio de 1,05 a 1,02 pu.
- ✓ Corte completo de las demandas de la ETs Norte II y Proferti.

Contingencia Mayor 3. Salida de las tres líneas entre PQBB y BBCA

Soluciones propuestas:

- ✓ Aumento de generación de la Turbina de Gas SolalTG01 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Disminución de los topes de los transformadores de 1,05 a 1,02 pu.

- ✓ Control de tensión por parte de la línea HVDC - VSC en la barra PAlta, seteando esta en 1,025 pu.
- ✓ Corte parcial de la demanda de la ET Norte II, pasando de 56 a 30 MW.

Se utiliza este caso a modo de ejemplo para visualizar de forma gráfica en la siguiente figura cómo se ven afectados los perfiles de tensión en una importante cantidad de barras del sistema, luego de ocurrida esta contingencia:

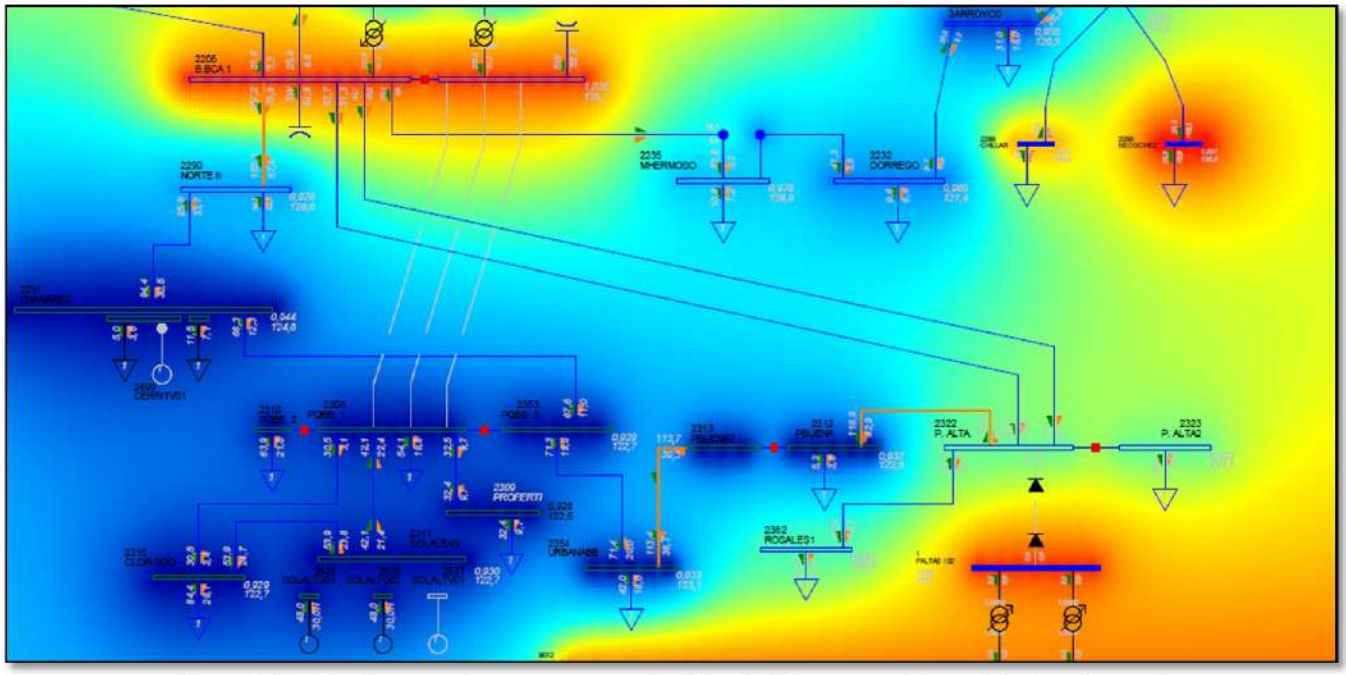


Figura 6.26 Tensiones en barras en escenario Pico de Verano considerando la Contingencia Mayor 3. Visualización mediante herramienta de PSS/E Contour

Al aplicar las acciones de control especificadas, se puede ver en la siguiente figura cómo se recuperan los perfiles de tensión:

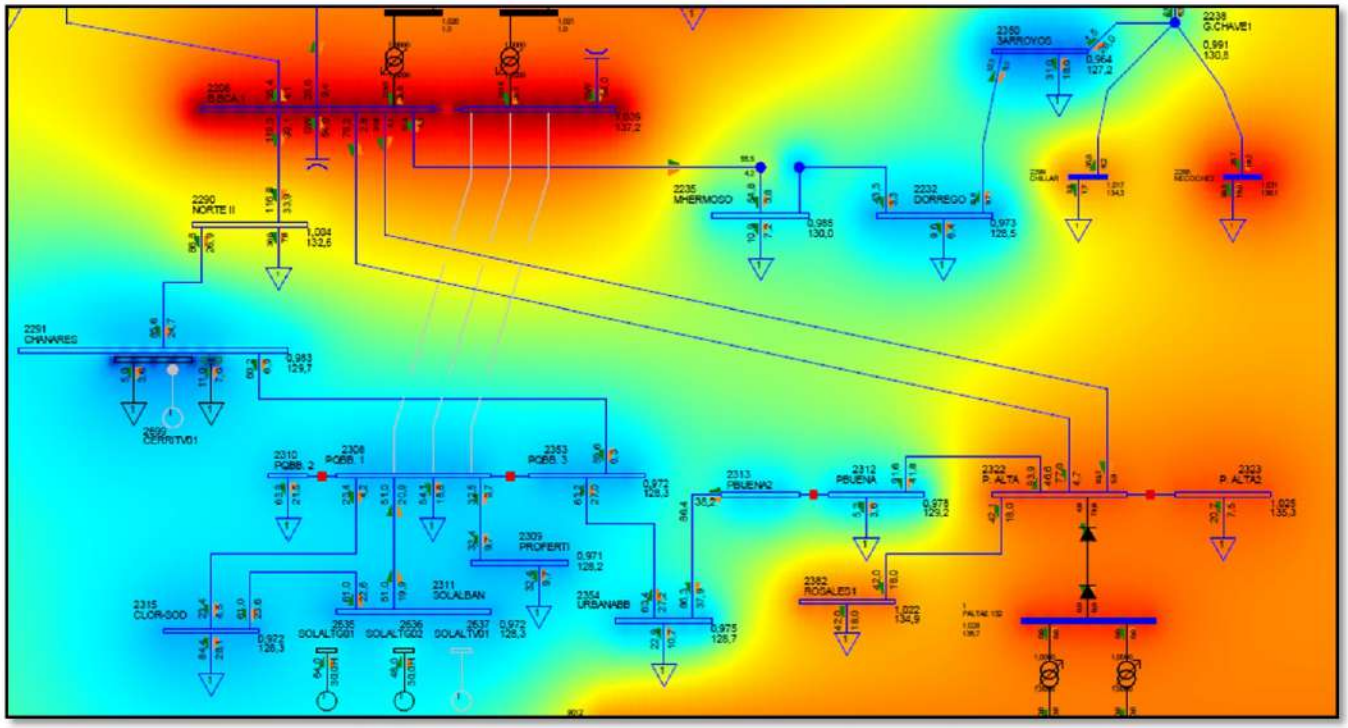


Figura 6.27 Tensiones en barras en escenario Pico de Verano considerando la Contingencia Mayor 3 y aplicadas las soluciones propuestas. Visualización mediante herramienta de PSS/E Contour

Con lo que se comprueba de forma gráfica las acciones de las soluciones propuestas. Las tensiones que se observan no se aproximan a las del sistema en *Condición N*, como se puede ver en la figura 6.28, pero están dentro de los rangos de operación aceptables y además cabe recordar que se está en un escenario de emergencia, donde se tiene una contingencia N-3, por lo que su severidad en de gran importancia.

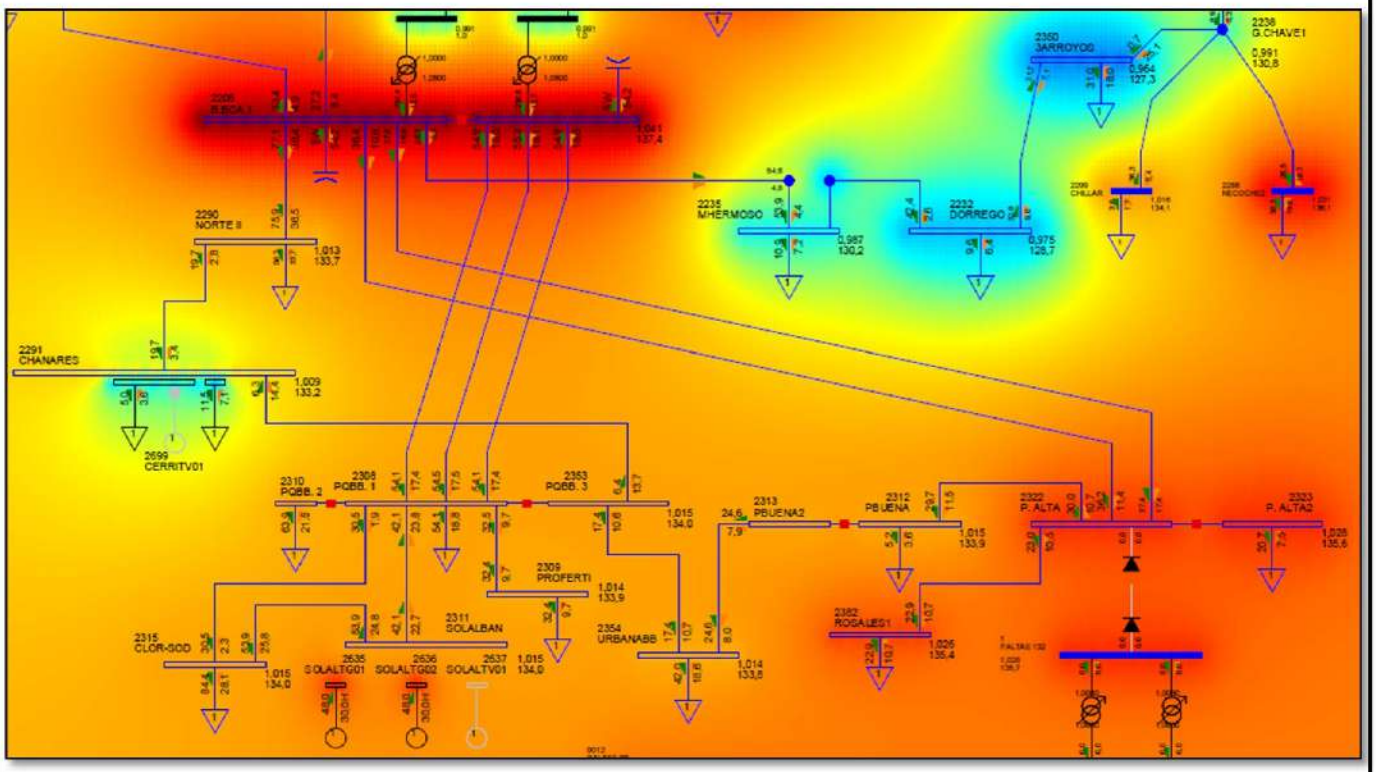


Figura 6.28 Tensiones en barras en escenario Pico de Verano en Condición N. Visualización mediante herramienta de PSS/E Contour

ESCENARIO 14

Contingencia 9 y 10

Soluciones propuestas:

- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Despacho de la Turbina de Vapor SolalTV01 en 40 MW.

Contingencia Mayor 3. Salida de las tres líneas entre PQBB y BBCA

Soluciones propuestas:

- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Despacho de la Turbina de Vapor SolalTV01 en 40 MW.
- ✓ Control de tensión por parte de la línea HVDC - VSC en la barra PAlta, seteando esta en 1,025 pu.

ESCENARIO 15

Contingencia 2

Solución propuesta:

- ✓ DAG de 25 MW en el nuevo Parque Eólico Offshore.

Contingencia Mayor 1. Salida del corredor completo PAlta – BBCA

Solución propuesta:

- ✓ DAG de 125 MW en el nuevo Parque Eólico Offshore.

En este caso, a modo de ejemplo, se muestra cómo queda el sistema luego de aplicar estas soluciones utilizando la herramienta ***Contour*** de PSS/E para una mejor visualización de los efectos de las acciones de control propuestas:

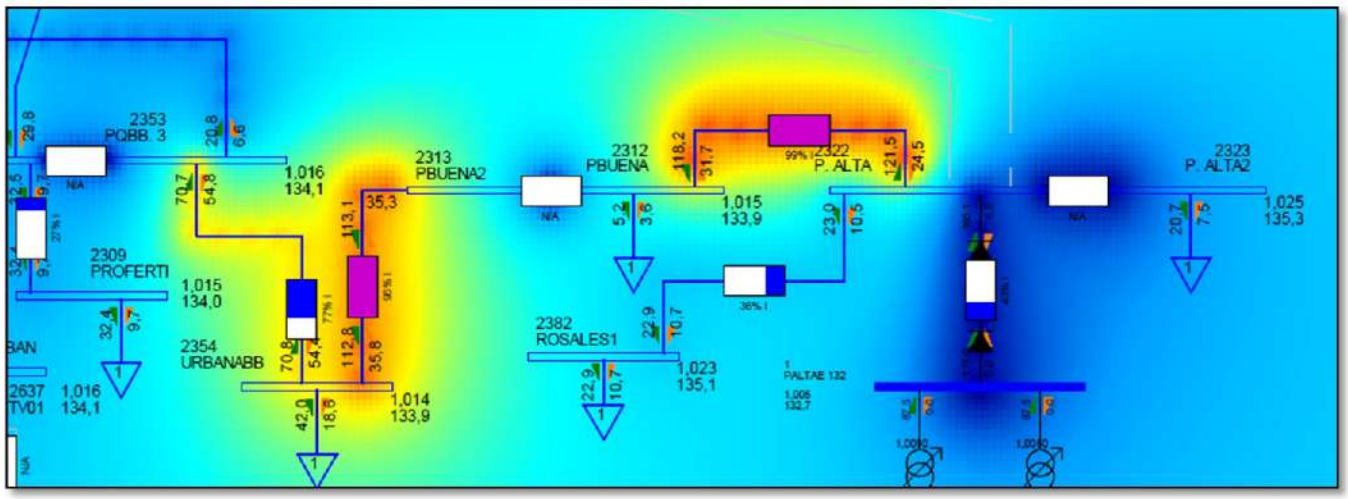


Figura 6.29 Flujos en líneas y transformadores en escenario Pico de Verano considerando la Contingencia Mayor 1 y aplicadas las soluciones propuestas. Visualización mediante herramienta de PSS/E Contour

Comparando con la figura 6.17, se puede apreciar de forma gráfica el descenso en las cargas de las líneas hasta llegar a parámetros normales de operación.

Contingencia Mayor 3. Salida de las tres líneas entre PQBB y BBCA

Soluciones propuestas:

- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Despacho de la Turbina de Vapor SolalTV01 en 40 MW.
- ✓ Corte parcial de una de las demandas de la ET Chanares, pasando de 11,5 a 5 MW.

ESCENARIO 16

Contingencia 2

Solución propuesta:

- ✓ DAG de 25 MW en el nuevo Parque Eólico Offshore.

Contingencia 3

Solución propuesta:

- ✓ DAG de 15 MW en el nuevo Parque Eólico Offshore.

Contingencia Mayor 1. Salida del corredor completo PAlta – BBCA

Solución propuesta:

- ✓ DAG de 135 MW en el nuevo Parque Eólico Offshore.

Contingencia Mayor 3. Salida de las tres líneas entre PQBB y BBCA

Soluciones propuestas:

- ✓ Aumento de generación de las Turbinas de Gas SolalTG01 y SolalTG02 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ DAG de 155 MW en el nuevo Parque Eólico Offshore.

6.8 ESTABILIDAD EN TENSIÓN. ANÁLISIS CON CURVAS PV Y QV

6.8.1 INTRODUCCIÓN

Se considera para comenzar el análisis el sistema de la figura 6.30 donde se tiene una línea que conecta un extremo emisor con otro recetor.

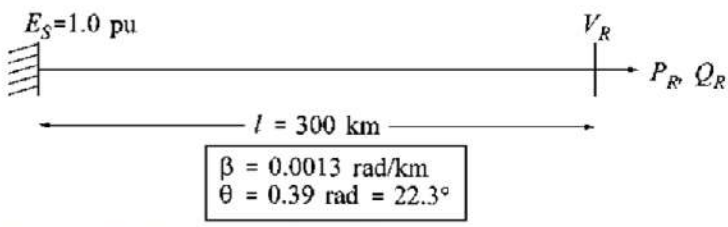


Figura 6.30 Sistema simple con línea que conecta extremo emisor con receptor [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994]

En la figura 6.31 se muestra una relación típica entre la tensión del extremo receptor y la carga, para una tensión fija del extremo emisor. La carga está normalizada dividiendo P_R por P_0, la carga natural (SIL), de manera que los resultados son aplicables a las líneas aéreas de todas las tensiones [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994].

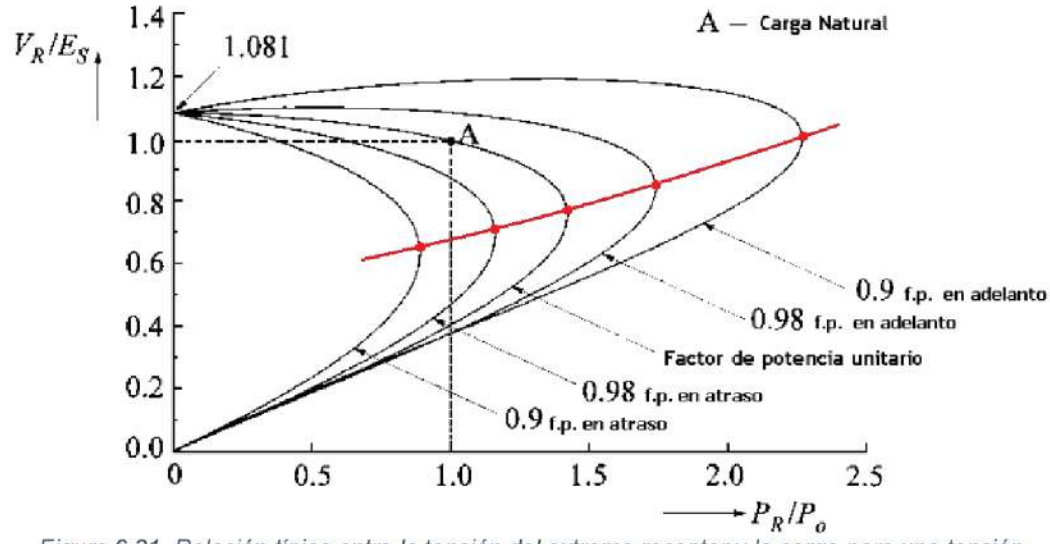


Figura 6.31 Relación típica entre la tensión del extremo receptor y la carga para una tensión fija del extremo emisor [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994]

Observando esta figura se llega a las siguientes conclusiones [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994]:

- Existe un límite máximo inherente para la potencia que puede transmitirse a cualquier factor de potencia de la carga.
- Cualquier valor de potencia por debajo del máximo puede transmitirse a dos diferentes valores de V_R. La operación normal es al mayor de los valores, con límites estrechos alrededor del 1.0 pu. A la menor tensión, la corriente es mayor y puede exceder los límites térmicos. La factibilidad de la operación a la menor tensión también depende de las características de la carga y puede conducir a una condición de inestabilidad de la tensión.
- El factor de potencia de la carga tiene una significativa influencia sobre V_R y la máxima potencia que puede transmitirse. El límite de potencia y V_R son menores con factores de potencia en atraso (carga inductiva, Q_R positivo). Con factores de potencia en adelanto (carga capacitiva, Q_R negativo), la porción superior del perfil de tensión tiende a ser más plana y la máxima potencia es mayor. Esto significa que la tensión en el extremo receptor puede regularse mediante la incorporación de compensación capacitiva.
- La curva roja se corresponde con el lugar geométrico de los puntos de operación críticos del sistema. Normalmente, sólo los puntos de operación que están por encima de esta curva representan condiciones de operación satisfactorias. Más adelante se explica de donde surgen estos puntos.

Estabilidad en Tensión. Colapso de tensión

La estabilidad de la tensión es la habilidad del sistema de potencia para mantener estacionariamente tensiones aceptables en todas las barras del sistema bajo condiciones operativas normales y luego de ser sometida a una perturbación. El sistema entra a un estado de inestabilidad en tensión cuando una perturbación, incremento en la demanda de carga, o cambio en las condiciones del sistema, causa una progresiva e incontrolable caída de tensión. El principal factor que provoca la inestabilidad es la falta de habilidad del sistema de potencia para satisfacer a la demanda de potencia reactiva. El corazón del problema es usualmente la caída de tensión que ocurre cuando la potencia activa y la potencia reactiva fluyen a través de las reactancias inductivas asociadas con una red de transmisión, lo que limita la capacidad del sistema para transferir potencia [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994].

Un criterio para la estabilidad de la tensión es que, a una cierta condición de operación para cada barra del sistema, la magnitud de la tensión aumenta en la medida que se incrementa la inyección de potencia reactiva en la misma barra. Un sistema es inestable en tensión si, para al menos una barra en el sistema, la magnitud de su tensión disminuye cuando la inyección de potencia reactiva en la misma barra se incrementa [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994]. En otras palabras, un sistema es estable en tensión si la sensibilidad Q-V es positiva para cada barra e inestable en tensión si la sensibilidad Q-V es negativa para al menos una barra.

Consideremos el circuito equivalente de la figura 6.32. Este consiste de una fuente de tensión constante $\tilde{E}_S$ alimentando una carga ($\tilde{Z}_{LD}$) a través de una impedancia serie ($\tilde{Z}_{LN}$). Es representativo de una alimentación radial simple o de un área de carga alimentada por un gran sistema a través de una línea de transmisión.

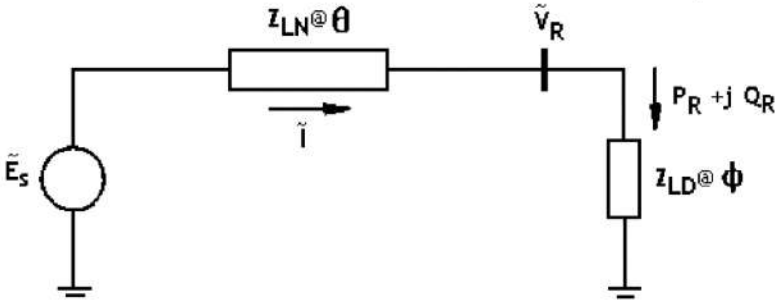


Figura 6.32 Circuito equivalente utilizado para el análisis [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994]

La corriente $\tilde{I}$ se obtiene como:

$$\tilde{I} = \frac{\tilde{E}_S}{\tilde{Z}_{LN} + \tilde{Z}_{LD}}$$

Con:

$$\tilde{Z}_{LN} = Z_{LN\theta}$$

$$\tilde{Z}_{LD} = Z_{LD\Phi}$$

El módulo de la corriente se calcula como:

$$I = \frac{E_S}{\sqrt{(Z_{LN} \cdot \cos\theta + Z_{LD} \cdot \cos\Phi)^2 + (Z_{LN} \cdot \sin\theta + Z_{LD} \cdot \sin\Phi)^2}}$$

Esta se puede expresar de la siguiente manera:

$$I = \frac{E_S}{Z_{LN} \cdot \sqrt{F}}$$

Donde:

$$F = 1 + \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right)^2 + 2 \cdot \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right) \cdot \cos(\theta - \Phi)$$

El módulo de la tensión en el extremo receptor está dada por:

$$V_R = Z_{LD} \cdot I = \frac{Z_{LD}}{Z_{LN} \cdot \sqrt{F}} \cdot E_S$$

La potencia suministrada a la carga es:

$$P_R = V_R \cdot I \cdot \cos\theta = \frac{Z_{LD}}{F} \cdot \left(\frac{E_S}{Z_{LN}}\right)^2 \cdot \cos\theta$$

Analicemos ahora la figura 6.33 donde se muestran las gráficas de I, V_R y P_R como una función de Z_{LN}/Z_{LD}, para el caso donde tan(θ) = 10.0 y cos(ϕ) = 0.95. Para que los resultados sean aplicables a cualquier valor de Z_{LN}, los valores de I, V_R y P_R están apropiadamente normalizados.

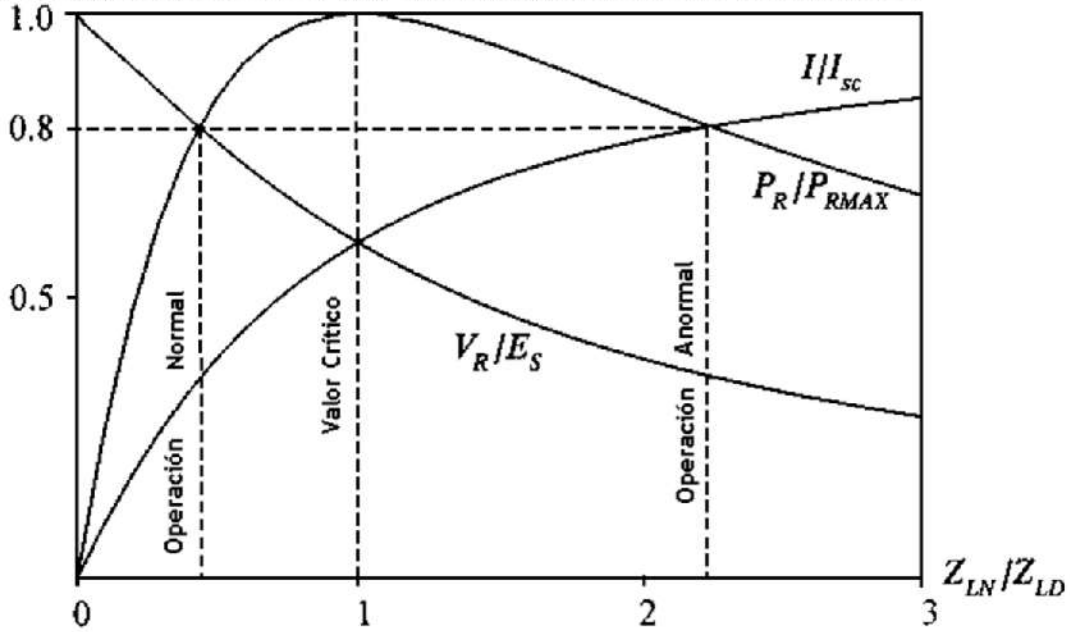


Figura 6.33 Gráficas de I, V_R y P_R como una función de Z_{LN}/Z_{LD}, para el caso donde tan(θ) = 10.0 y cos(ϕ) = 0.95 [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994]

Tenemos que, dado que la demanda de la carga se incrementa por la disminución de Z_{LD}, P_R se incrementa rápidamente al principio y luego más lentamente antes de alcanzar un máximo, luego del cual decrece. Aparece entonces un valor máximo de potencia activa que puede transmitirse a través de una impedancia desde una fuente de tensión constante [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994].

La potencia transmitida es máxima cuando la caída de tensión en la línea es igual en magnitud a V_R, esto es cuando Z_{LN}/Z_{LD} = 1. Cuando Z_{LD} disminuye gradualmente, la corriente I se incrementa y V_R decrece. Inicialmente, para los altos valores de Z_{LD}, el incremento de corriente domina sobre la disminución en V_R y por tanto P_R se incrementa rápidamente con la disminución de Z_{LD}. Cuando Z_{LD} se aproxima a Z_{LN}, el efecto del incremento en la corriente es solamente un poco mayor que el decrecimiento en V_R. Cuando Z_{LD} es menor que Z_{LN}, el decrecimiento en V_R domina sobre el incremento de corriente, y el efecto neto es una disminución de P_R [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994].

La condición operativa crítica, correspondiente a la máxima potencia, representa el límite de la operación satisfactoria. Para una demanda de carga mayor, el control de la potencia por la variación de la carga puede ser inestable; esto es, una disminución en la impedancia de carga reduce la potencia, obteniendo así un punto inestable del sistema [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994].

Por otro lado, la influencia de las características de potencia reactiva de los dispositivos en el extremo receptor (cargas y dispositivos de compensación) es más evidente en la figura 6.34. Esta muestra una familia de curvas donde cada una representa la relación entre V_R y Q_R para un valor fijo de P_R.

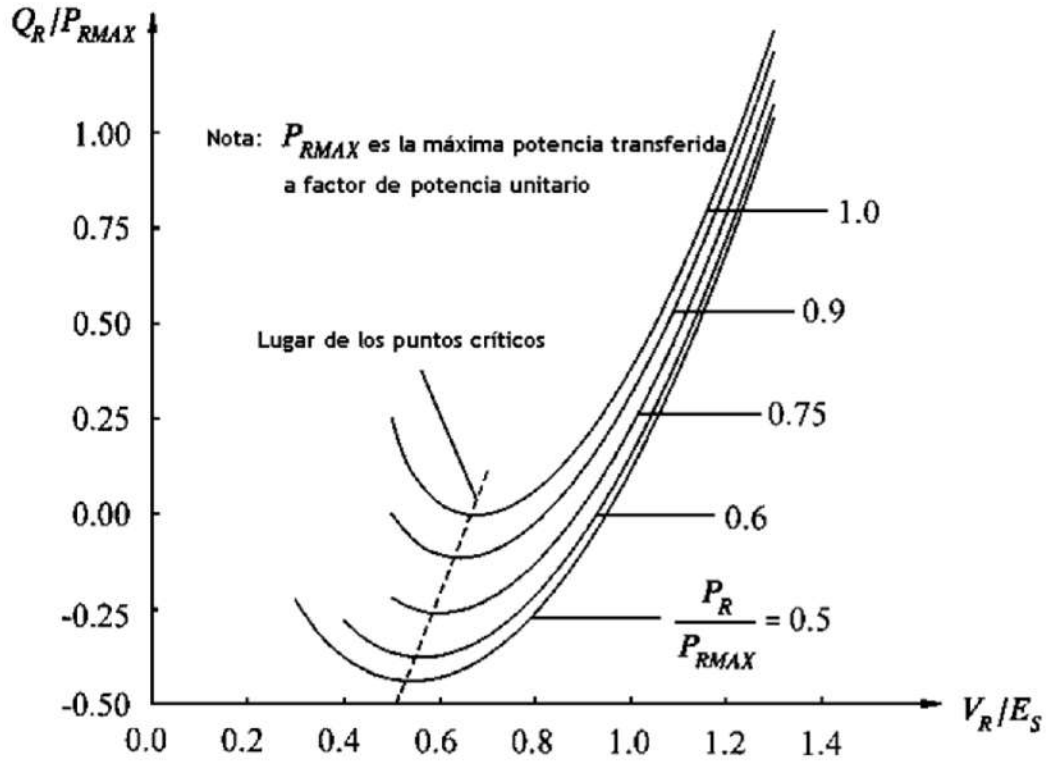


Figura 6.34 Familia de curvas representativa de la relación QV [J. Cano-2016] [P. Kundur-1994]

El sistema es estable en la región donde la derivada dQ_R/dV_R es positiva. Cuando esta derivada es cero (puntos de operación críticos) se alcanza el límite de estabilidad en tensión cuando. Es por esto que las partes de las curvas QV a la derecha del mínimo representan una operación estable, y las partes a la izquierda representan la operación inestable.

Una vez vistos estos conceptos básicos sobre estabilidad, volvamos al caso de estudio.

6.8.2 ANÁLISIS MEDIANTE CURVAS PV

El objetivo de esta parte del capítulo es analizar los efectos sobre los límites de estabilidad y operativos del nuevo Parque Eólico Offshore Punta Alta en el sistema y en particular de la tecnología HVDC - VSC, utilizando las curvas PV de diferentes barras del área en estudio.

Para esto se utiliza la herramienta propia del PSS/E denominada ***PV Analysis.***

Esta herramienta genera las curvas PV seleccionando dos subsistemas donde la transferencia de potencia entre ellos se va incrementando por pasos definidos, mientras que las tensiones de las barras, la potencia entregada por los generadores y los flujos de potencia por las líneas son monitoreados. Al mismo tiempo que se aumenta la inyección de potencia se incrementan con los mismos pasos las demandas del sistema fuente.

Cuando se representan las tensiones de las barras en función de la transferencia incremental de potencia, se obtienen las curvas PV. Uno de los subsistemas debe ser definido como el sistema de entrega de potencia (fuente) y el otro como el sistema de estudio (sumidero). La potencia fluye desde el subsistema fuente hasta el subsistema sumidero.

El subsistema fuente debe ser una o más barras que posean la capacidad de generación suficiente para lograr las transferencias de potencia para trazar las curvas. En este caso se seleccionó la barra número 2620 (número correspondiente a la base de datos de CAMMESA), la que corresponde a Atucha que es una barra Slack, por lo que posee la capacidad necesaria.

Por el lado del subsistema sumidero se seleccionaron todas aquellas barras pertenecientes al área en estudio, la que está ubicada en el sur de la provincia de Buenos Aires.

6.8.2.1 Límites de Estabilidad

Comencemos analizando los límites de estabilidad del sistema sin el nuevo parque conectado. Se toma como ejemplo para hacer este estudio al escenario E13 y E15, los que se corresponden con el Pico de Verano en la Etapa 2. Analicemos la siguiente figura:

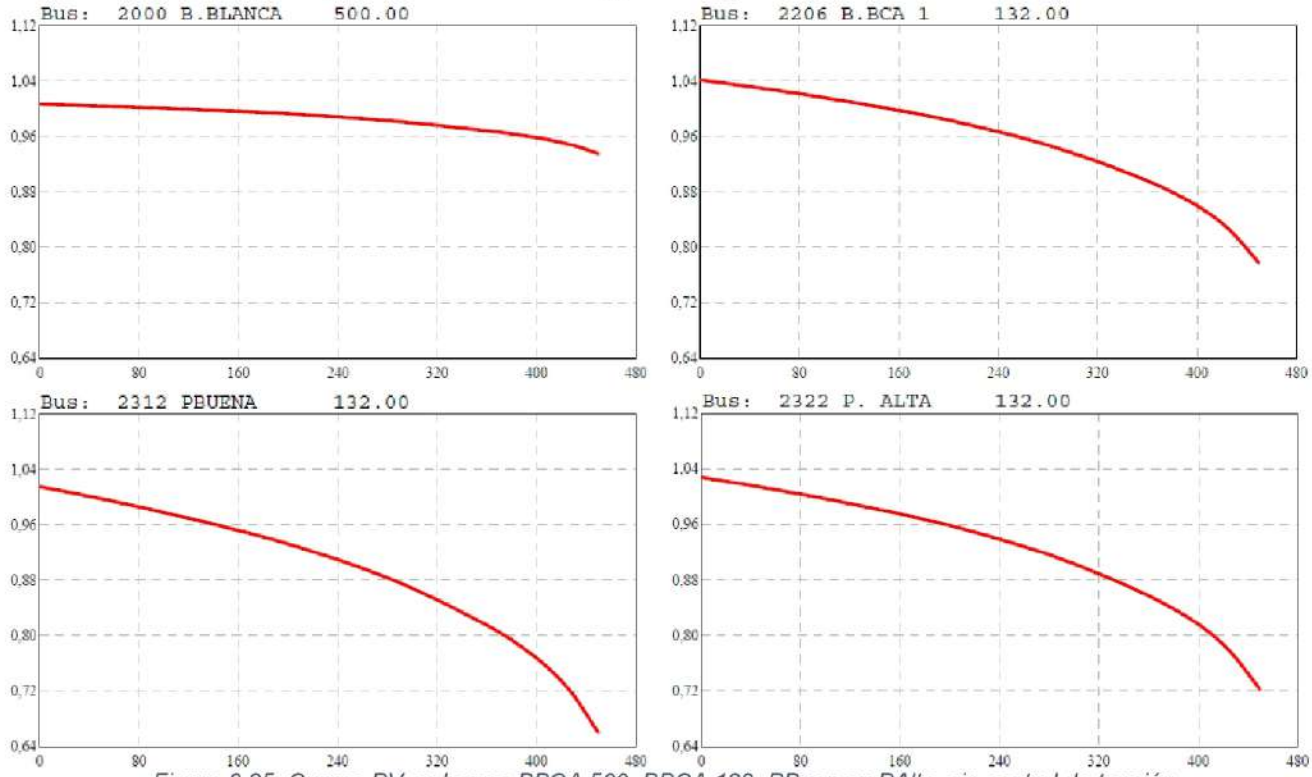


Figura 6.35 Curvas PV en barras BBCA 500, BBCA 132, PBuena y PAlta, sin control de tensión de la Conversora VSC. Límites de estabilidad

En esta se muestran las curvas PV de las barras PAlta, PBuena, BBCA 132 y BBCA 500, las que son tomadas como las más interesantes para utilizar como ejemplo para estos análisis.

Lo primero que se observa en que el límite de estabilidad del sistema es de 460 MW. Con un incremento de la potencia transferida desde el subsistema fuente más allá de este valor, se produce un colapso de tensión y el sistema ya no es estable.

También se aprecia cómo en la barra de 500 kV la tensión posee un perfil más plano. Esto es de esperarse ya que en el sistema de 500 kV los perfiles de tensión son más altos y constantes que en niveles de tensión inferiores.

Conectemos el nuevo parque y comparemos estos resultados. En la figura 6.36 se observan las curvas PV de las mismas barras que el la figura 6.35, pero con esta modificación.

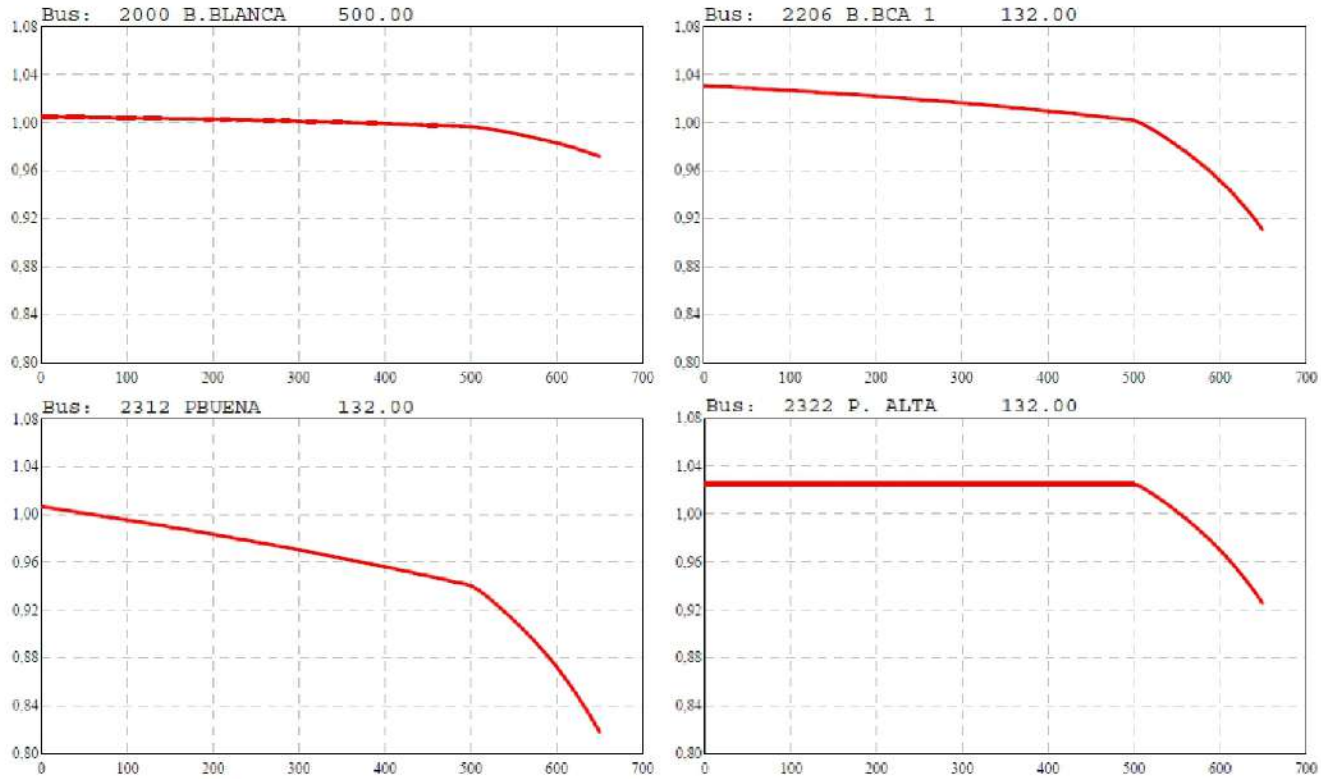


Figura 6.36 Curvas PV en barras BBCA 500, BBCA 132, PBuena y PAlta, con control de tensión de la Conversora VSC. Límites de estabilidad

Aparecen importantes cambios en las curvas. Primero se aprecia que el límite de estabilidad se ve considerablemente aumentado, llegando a un valor de 650 MW.

Esto se debe a dos cuestiones. Una de ellas es a la propia cantidad de potencia activa que está inyectando el parque, que al ser un gran valor (300 MW), aumenta en gran medida la capacidad de gestionar potencia del sistema.

Y la segunda es al control sobre las tensiones ejercido por el sistema HVDC - VSC. Como se explicó el capítulo 3, esta tecnología tiene la capacidad de controlar en el punto de conexión con el sistema la potencia activa inyectada y la potencia reactiva inyectada o absorbida de manera independiente. Esto le confiere la capacidad de controlar los valores de tensión en el punto de conexión (o incluso en barras remotas, tema abordado en la sección 6.12), ventaja más que interesante frente a la tecnología HVDC - LCC o ante líneas de corriente alterna convencionales (ver capítulo 2 para una comparación entre estas tecnologías).

Este control de tensión se puede ver claramente utilizando las curvas PV de la figura 6.36. Tomando la curva de la barra donde está conectada la línea de continua, PAlta, la parte recta de la curva entre potencia inyectada nula y 500 MW surge del control sobre la tensión realizado por la conversora onshore, donde se fija como set point un valor de 1,025 pu. Se comprueba mediante simulaciones lo expuesto en la teoría.

También se puede ver el efecto del control de tensión en otras barras del sistema. De la figura 6.36 se observa que los perfiles se mantienen más planos con una mayor inyección de potencia.

Se desprende de este análisis el efecto positivo sobre los perfiles de tensión de la tecnología HVDC - VSC en las barras cercanas al punto de conexión de la línea.

Otra cuestión interesante para observar es la razón por la cual se produce el punto de inflexión de las curvas a los 500 MW aproximadamente.

A partir de ese punto la pendiente con la que se reduce la tensión aumenta considerablemente. Esto es así porque se han alcanzado los límites de potencia reactiva de la conversora VSC. Como se analizó en el capítulo 3, cada conversora HVDC - VSC posee una curva de capabilidad donde se especifican los límites de potencia activa y reactiva que esta puede absorber o entregar.

En este caso, al alcanzarse los límites de potencia reactiva, la conversora ya no tiene capacidad para entregar más Q para mantener los perfiles de tensión que vienen en descenso. En este punto las tensiones continúan su caída hasta que se produce el colapso.

Más adelante se modifican estos límites de potencia para ensayar qué sucede con el control ejercido por esta tecnología.

Ahora bien, *¿es aceptable en un sistema de potencia real llegar hasta una tensión de 0,64 pu como sucede en algunas barras al llegar al límite de estabilidad?* La respuesta es que estos valores son sólo teóricos. El equipamiento que conforma un sistema de potencia, y su operación, no están diseñados ni preparados para operar a tan bajas tensiones. Otro inconveniente importante es el hecho de que los topes de los transformadores AT/MT no poseen la capacidad de mantener las tensiones en los secundarios y terciarios dentro de los rangos de operación en MT. Es por esto que como límites prácticos se toman los Límites Operativos, los que serán tratados a continuación.

6.8.2.2 Límites Operativos

Los Límites Operativos están determinados por dos límites prácticos. El primero de ellos es el de los flujos de potencia por las líneas, donde no se permite superar el límite de su carga máxima en ninguna de las líneas del sistema.

El segundo es el límite de tensión donde no se permiten valores menores, en niveles de 132 kV, a los 0,85 pu (112,2 kV).

Este valor de tensión es el utilizado por EPESF (Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe), y se corresponde con el mínimo valor de tensión con la cual los topes de los transformadores AT/MT poseen la capacidad de llegar a tensiones dentro de los rangos admisibles en la red de MT.

A pesar de esto, operar con estos valores de tensión no es para nada recomendable. Se debe recordar que estamos tratando con situaciones límites dentro de la operación. Además al tener tensiones tan bajas, no queda margen de error en caso de que se de alguna fluctuación de la demanda no esperada.

Pasemos a analizar las curvas PV de las mismas barras que en el caso anterior, comenzando con el parque sin conectar al sistema:

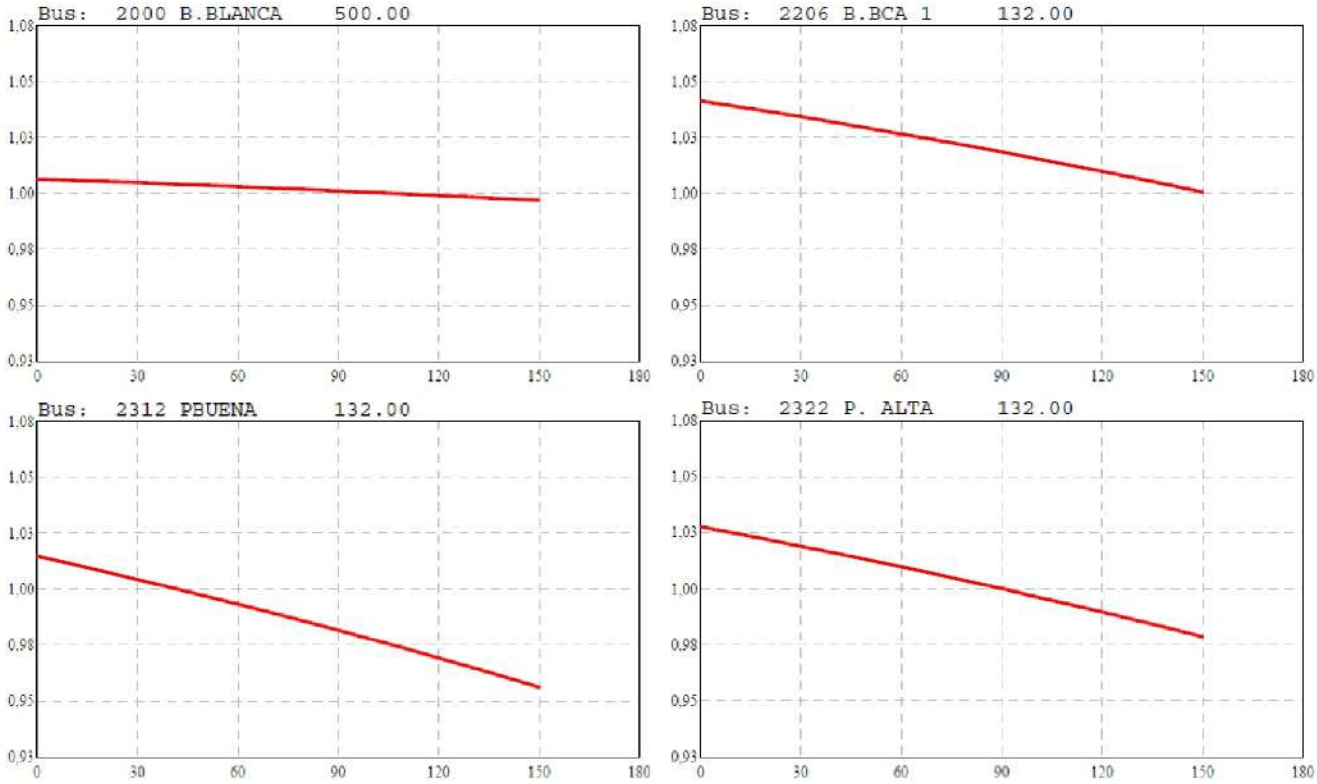


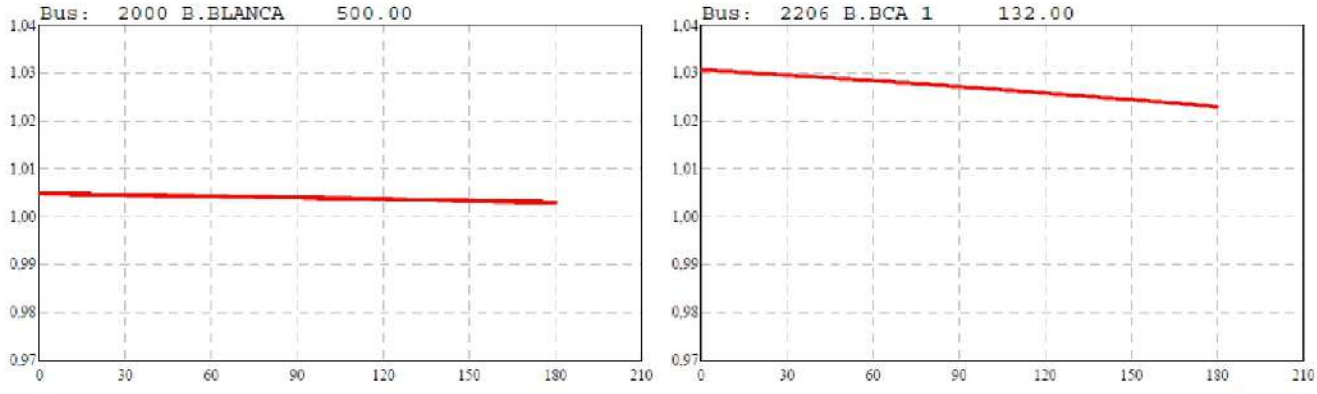
Figura 6.37 Curvas PV en barras BBCA 500, BBCA 132, PBuena y PAlta, sin control de tensión de la Conversora VSC. Límites operativos

Lo primero que se observa es la esperada fuerte reducción del límite de la potencia inyectada en el sistema, que en este caso es de 150 MW.

También se aprecia que en ninguna de las tensiones de estas 4 barras, ni en las demás, la tensión desciende por debajo de 0,95 pu, valor lejano al límite de 0,85 pu establecido.

Esto se debe a que se alcanza primero el límite de carga por una o más líneas y/o transformadores que dicho límite de tensión. Esto ocurre en este sistema, pero no implica que sea así en todos. En sistemas donde los perfiles de tensión sean más débiles en todos los escenarios, o donde las demandas son más bajas en relación con la capacidad de potencia de las líneas, es más probable que se alcance primero el límite de tensión mínima.

Veamos ahora qué sucede si se considera el parque en servicio a su máxima potencia y controlando tensión. Las curvas PV correspondientes son las siguientes:



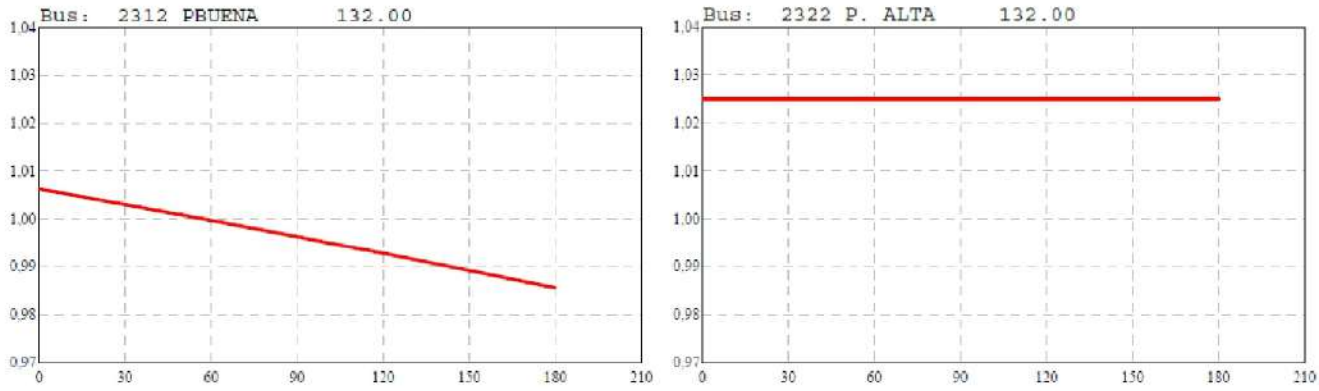


Figura 6.38 Curvas PV en barras BBCA 500, BBCA 132, PBuena y PAlta, con control de tensión de la Conversora VSC. Límites operativos

Se puede ver que se aumentan los límites operativos pero en una considerablemente menor proporción que en los de estabilidad, llegando en este caso a los 180 MW. Además este límite se alcanza nuevamente por llegar al límite de carga máxima de una o más líneas y/o transformadores, y no por una caída de las tensiones por debajo del límite impuesto de 0,85 pu.

Otra importante diferencia con respecto al caso de la figura 6.37 es que la menor tensión a la cual llega una barra es de 0,96 pu, en contraste con los 0,95 pu del caso anterior. Estos 1320 V no son una gran diferencia pero sirve para comprobar las características del parque para controlar tensión.

La última de las conclusiones se desprende de la curva PV de la barra PAlta de la figura 6.38. En ella se puede ver una línea recta, donde la tensión es mantenida contante en 1,025 pu con todo incremento de potencia hasta el límite operativo. Esto demuestra que la capacidad de entregar potencia reactiva de la conversora VSC es suficiente para mantener el set point de tensión dentro de todo el rango de valores de operación. Los límites de potencia reactiva fueron correctamente seleccionados.

6.8.3 ANÁLISIS MEDIANTE CURVAS QV

Analicemos cómo se modifican los márgenes de estabilidad del sistema con la inserción del parque, esta vez utilizando las curvas QV.

Para esto se utiliza la herramienta propia del PSS/E denominada ***QV Analysis.***

En PSS/E las curvas QV se generan introduciendo artificialmente un generador sincrónico con altos límites de potencia reactiva en la barra donde se quiere obtener la curva para convertirla en un nodo tipo PV. A medida que el set point de tensión de la barra PV se varía en pasos, se calculan los flujos de potencia y la potencia reactiva absorbida o generada por el generador es monitoreada. El proceso termina cuando el sistema llega al colapso de tensión y la resolución ya no converge. Cuando se representa la potencia reactiva como una función de la tensión de la barra, se obtienen las curvas QV.

Se analizarán las curvas QV en las barras 2322 y 2206, con la aclaración de que el PSS/E no permite obtener curvas QV en nodos donde esté conectada una línea de HVDC, ya que esta interfiere con los flujos de potencia reactiva por lo que la curva no puede ser trazada. Es por esto que en lugar de obtener la curva QV de la barra 2322, se trazará para la barra 2323, la que está conectada con la 2322 con un acoplamiento de impedancia despreciable, por lo que la forma de curva será la casi idéntica.

Comenzamos con el sistema sin el parque conectado. En la figura 6.39 y 6.40 se pueden ver las curvas QV de las barras 2206 y 2323 respectivamente.

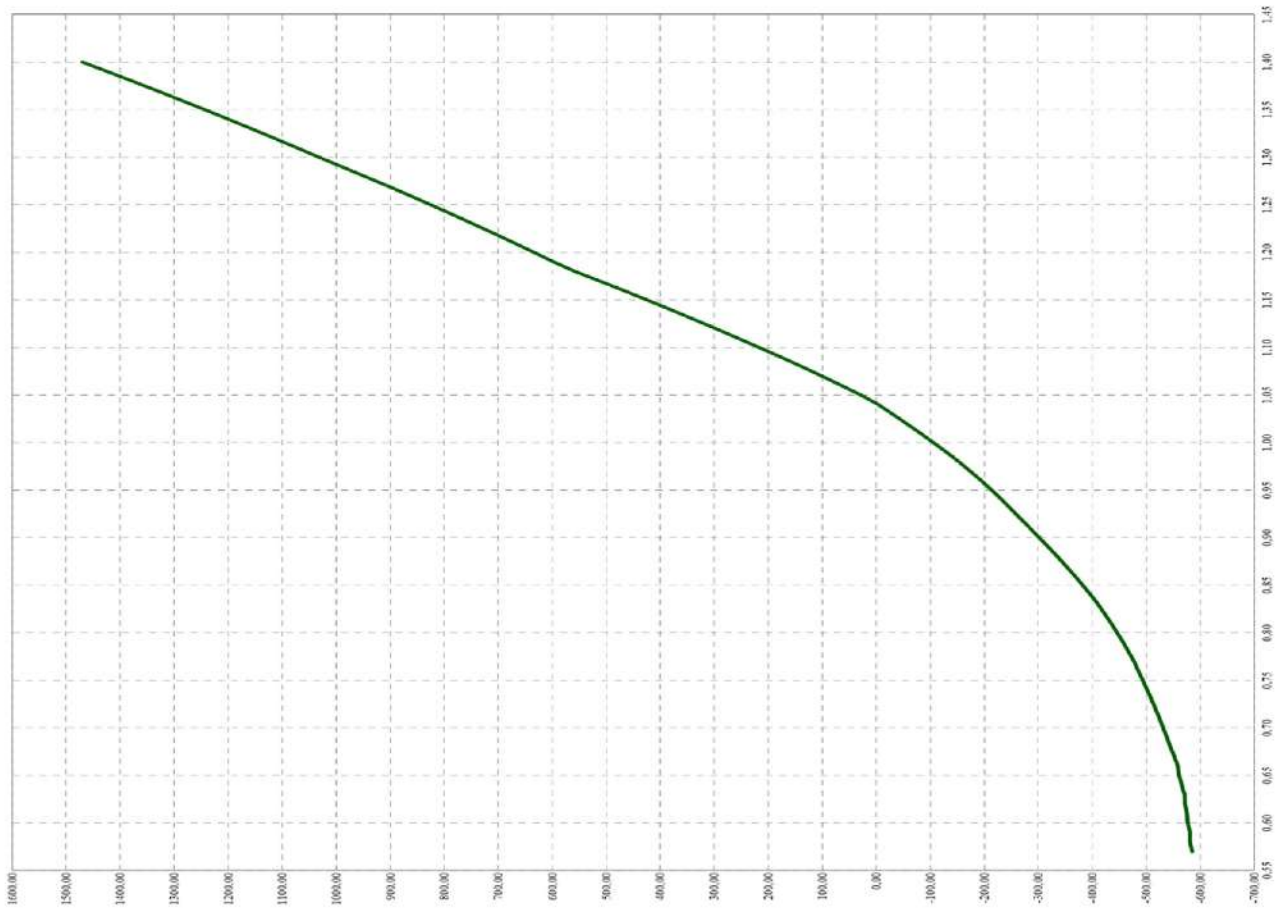


Figura 6.39 Curva QV en barra BBCA 132, sin control de tensión de la Conversora VSC

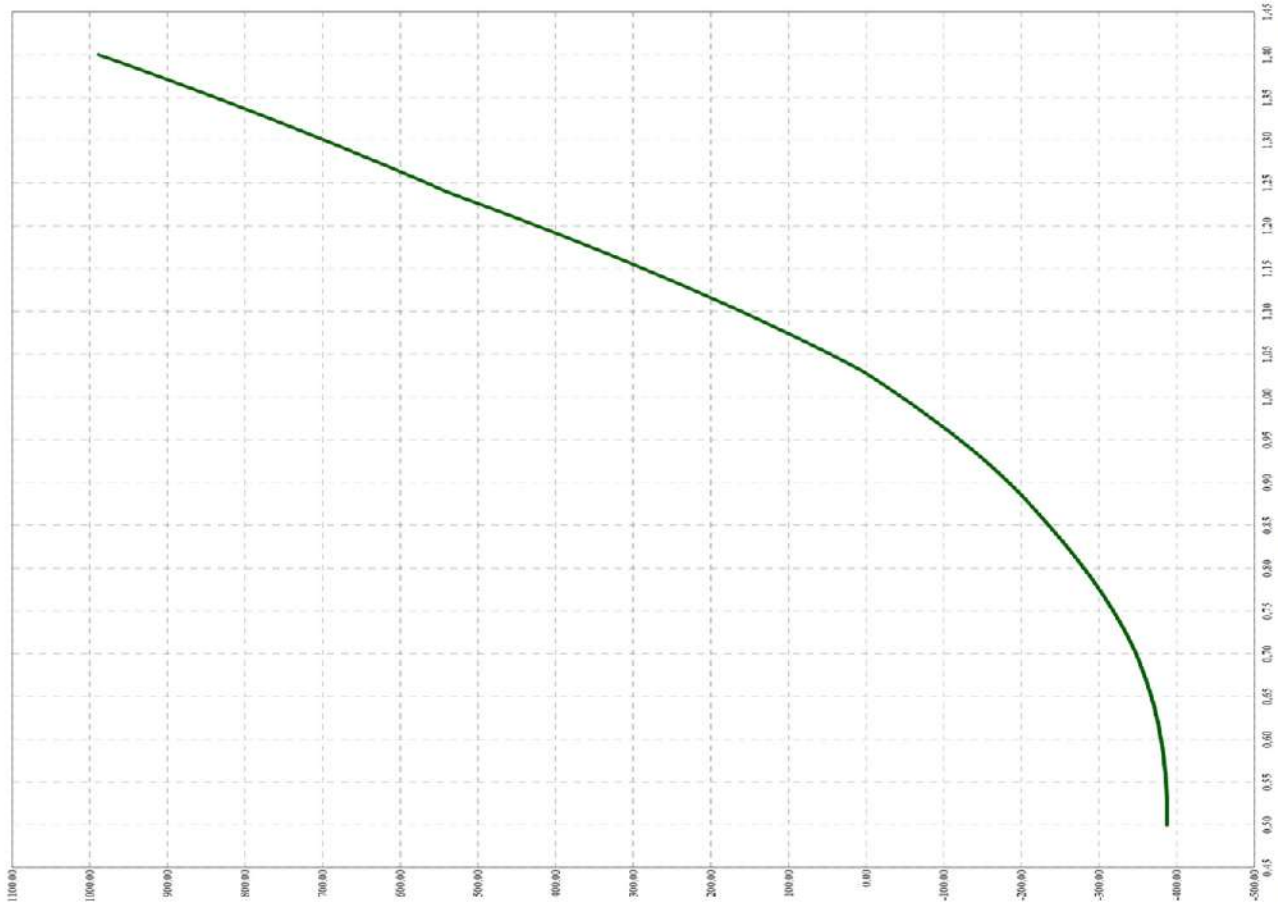


Figura 6.40 Curva QV en barra PAlta, sin control de tensión de la Conversora VSC

Teniendo en cuenta, como se explicó en la introducción, que el punto de inestabilidad en tensión es cuando dQ/dV se hace 0 y comienza a ser negativa, se observa que en la barra 2206 se tiene un margen de estabilidad en tensión de -590 MVAr, mientras que en la 2323 un margen de -390 MVAr. Esta diferencia es esperada ya que la primer barra está más cercana eléctricamente al sistema de 500 kV, donde los márgenes son más altos que en la 2323.

Ahora se conecta el nuevo Parque Eólico Offshore obteniendo las curvas QV de las mismas barras en las figuras 6.41 y 6.42.

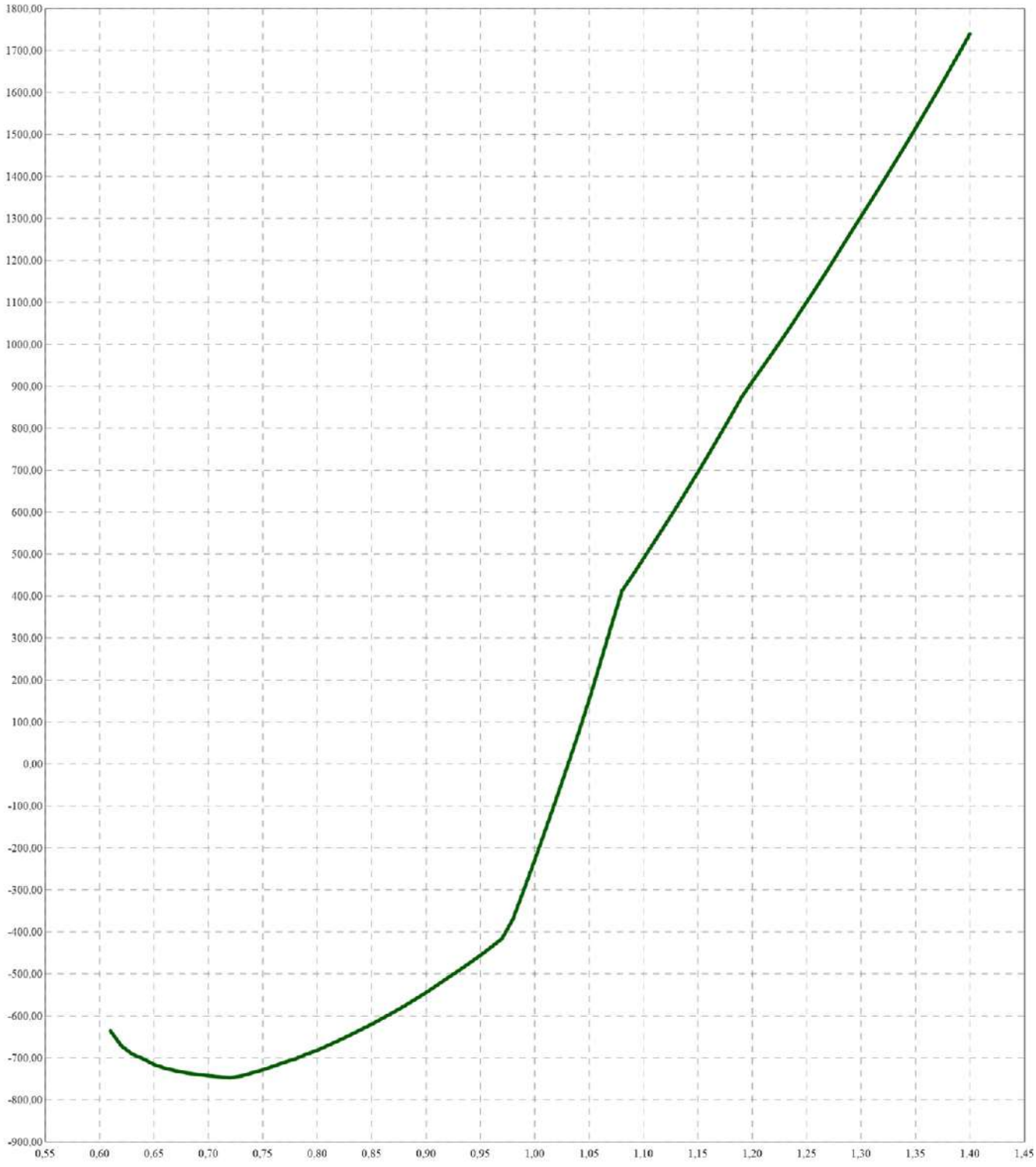


Figura 6.41 Curva QV en barra BBCA 132 con control de tensión de la Conversora VSC

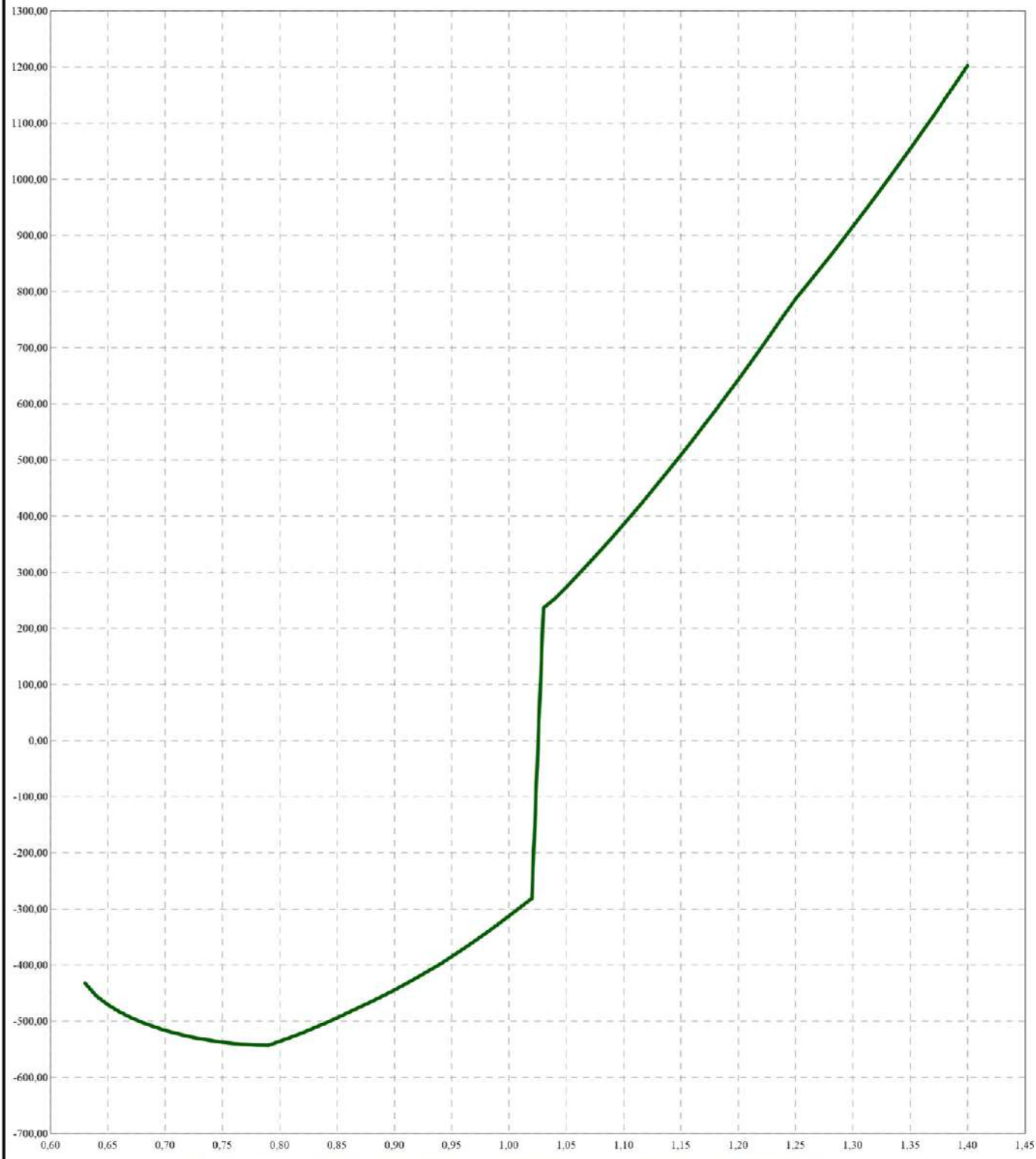


Figura 6.42 Curva QV en barra PAlta con control de tensión de la Conversora VSC

Aparecen importantes diferencias, tanto en los márgenes como en la forma de las curvas.

En la barra 2206 el margen de estabilidad pasa de -590 MVAr en el caso anterior, a -740 MVAr con el parque conectado, mientras que en la barra 2323 se pasa de los -390 MVAr a un valor de -535 MVAr.

Se llega a la misma conclusión que con el análisis de curvas PV, los márgenes de estabilidad, tanto en barras eléctricamente cercanas como lejanas a la de conexión del parque, se ven aumentados en una importante proporción.

Con respecto a la forma que adquieren estas curvas QV con la inserción del parque, la razón ya ha sido adelantada en el estudio de las curvas PV.

El control realizado por la conversora VSC sobre la tensión provoca que para un determinado flujo de potencia reactiva desde el generador sincrónico artificial, los perfiles de tensión se mantengan con una característica mucho más plana.

Una vez alcanzados los límites de potencia reactiva de la conversora, esta deja de controlar tensión y las curvas QV vuelven a tener su forma característica.

La pequeña pendiente que posee la curva en la zona donde la conversora controla tensión en la barra 2323 debería ser nula, ya que idealmente la tensión es igual al set point establecido en 1,025 pu. Esta pendiente puede ser originada por dos fenómenos o una combinación de ellos.

Primero se debe recordar que no estamos tomando las mediciones en la barra 2322, sino que en la 2323. Como se mencionó, están unidas por un acoplamiento que tiene una impedancia muy pequeña pero no nula. Esta puede causar una leve diferencia de tensión con respecto a la barra donde está conectada la conversora.

El segundo es el error de cálculo que posee el método numérico de resolución del mismo PSS/E. A pesar de que se trabaja con métodos numéricos que ofrecen buena precisión, estamos tratando en esta parte de la curva con magnitudes considerablemente pequeñas, por lo que estos errores son factibles.

En la figura 6.43 se puede ver un acercamiento de la figura 6.42 donde se aprecia de forma más sencilla que el punto medio de la zona donde la conversora VSC está controlando tensión, se corresponde con 1,025 pu, set point de tensión previamente fijado.

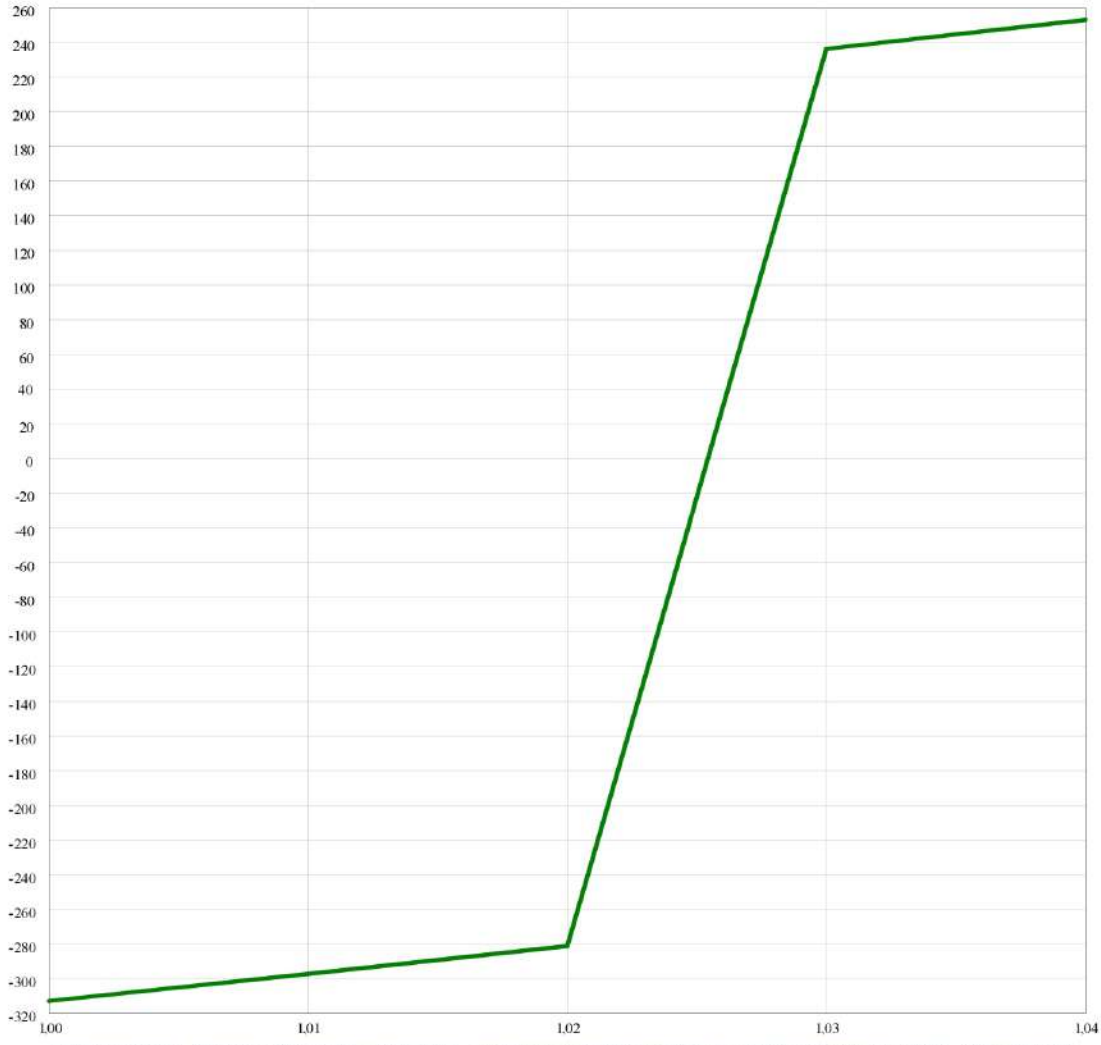


Figura 6.43 Curva QV en barra PAlta, con control de tensión de la Conversora VSC. Ampliación

6.8.4 EFECTO DE NO CONSIDERAR LÍMITES EN LAS CONVERSORAS

Aprovechando que el PSS/E nos permite jugar con los modelos y hacer modificaciones que son físicamente imposibles en la práctica, analicemos que ocurriría en el sistema si eliminamos los límites de las conversoras.

Con esto se quiere decir que consideraremos que no hay límite de potencia activa ni reactiva que ambas conversoras puedan absorber o entregar.

Veamos primero las curvas PV de las mismas barras y en el mismo escenario que estamos tratando (E15):

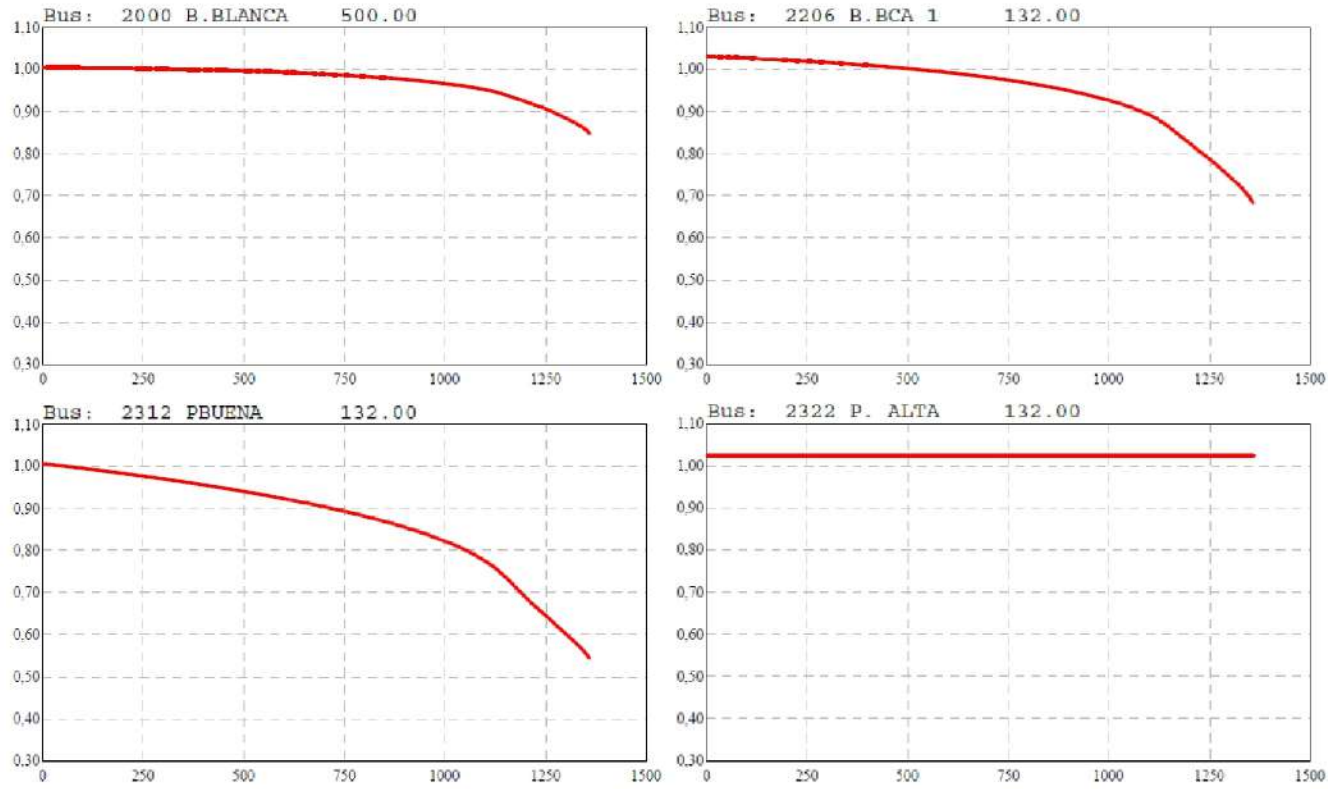


Figura 6.44 Curvas PV en barras BBCA 500, BBCA 132, PBuena y PAlta, con control de tensión de la Conversora VSC. Sin límites de potencia activa y reactiva

Dos fenómenos se desprenden de inmediato al mirar estas curvas.

En primer lugar se observa el enorme aumento en los límites de estabilidad, pasando de 650 MW con los correctos parámetros en los límites de las conversoras, a aproximadamente 1375 MW, un valor que por demás esta fuera de los parámetros de la realidad.

En segundo lugar se puede apreciar en la barra 2322 que la tensión se mantiene constante en el set point seleccionado de 1,025 pu para toda transferencia de potencia. Al no tener límites de potencia reactiva que el parque puede entregar, este posee la capacidad de mantener la tensión sin importar que tan altos sean los flujos de potencia por las líneas y transformadores o que tan bajo sean los perfiles de tensión en las demás barras.

Además se puede ver que al momento del colapso las tensiones en algunas barras llegan a valores irrisoriamente bajos (0,45 pu es la menor de ellas en la barra Norte II).

Veamos qué ocurre con las curvas QV de las barras 2206 y 2323:

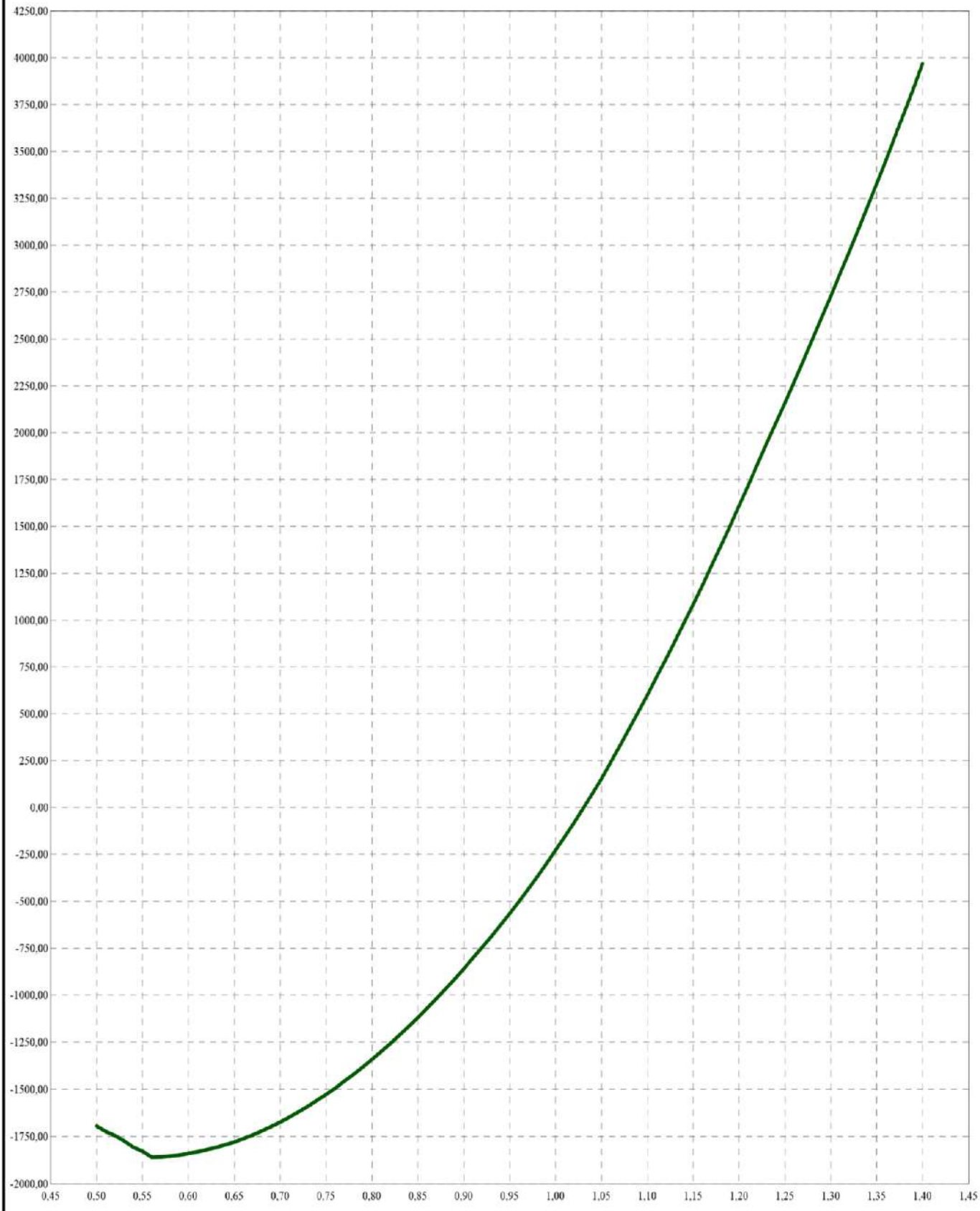


Figura 6.45 Curva QV en barra BBCA 132 con control de tensión de la Conversora VSC. Sin límites de potencia activa y reactiva

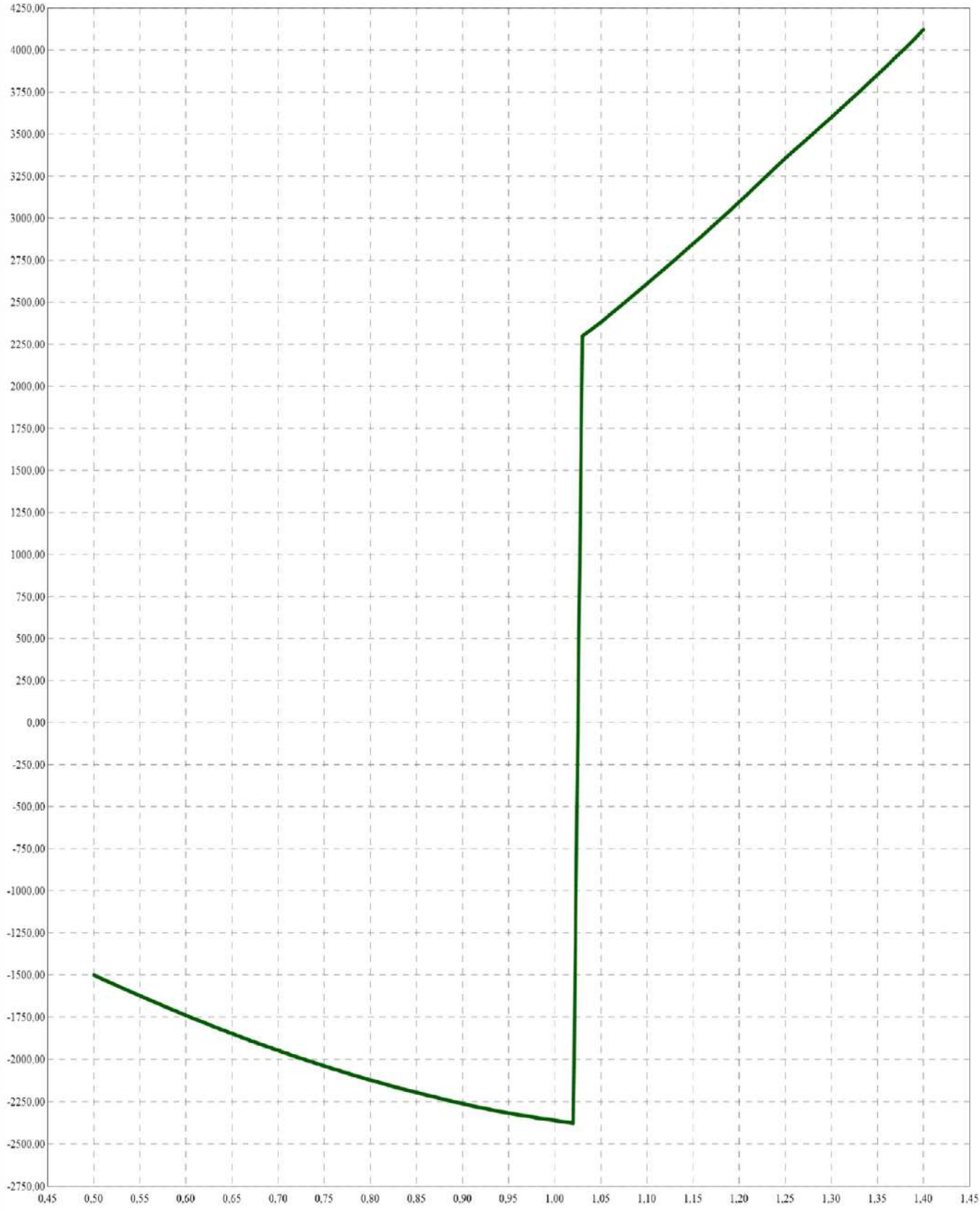


Figura 6.46 Curva QV en barra PAlta con control de tensión de la Conversora VSC. Sin límites de potencia activa y reactiva

Ocurre el mismo efecto que con las curvas PV. El margen de inestabilidad se ve enormemente aumentado desde -740 MVAr hasta -1875 MVAr en la barra 2206, y desde -535 MVAr hasta -2375 MVAr en la barra 2323.

El sistema llega al colapso de tensión ya que los otros elementos del sistema sí tienen límites en sus parámetros, y a pesar de que el parque al no tener límites en sus parámetros, produce un enorme aumento de los límites de estabilidad, igual el sistema llega al punto de colapso.

Este análisis sólo sirve para ver qué sucede en el caso hipotético de que las conversoras no posean límites. Lejos está de un caso real, pero si nos es útil para comprender un poco más de que se trata esta tecnología.

6.8.5 CURVAS PV Y QV. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Otra importante aplicación que poseen las curvas PV y QV es su utilización para el análisis de contingencias. Cuando sale de servicio equipamiento en el sistema, las potencias que la red puede manejar son menores, es decir, se reducen los márgenes de estabilidad de la red. El objetivo de esta sección es comprobar esto utilizando una de las contingencias más severas.

Se analizará la Contingencia Mayor 3, que se corresponde con la salida en conjunto de las tres líneas en paralelo ubicadas entre las ETs PQBB y BBCA. Se utiliza como ejemplo el escenario E13, Pico de Verano Etapa 2 sin el parque en servicio.

Luego de ocurrida la contingencia, se tienen las siguientes curvas PV:

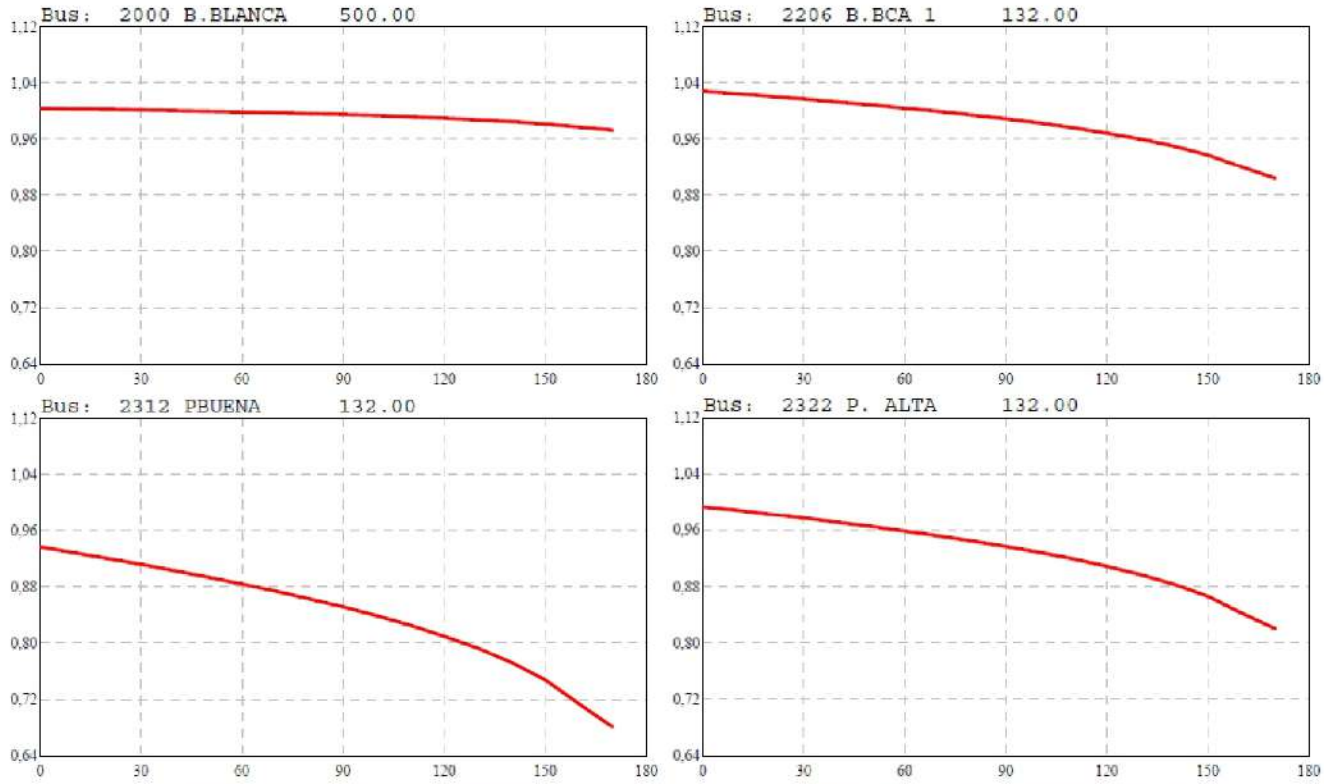


Figura 6.47 Curvas PV en barras BBCA 500, BBCA 132, PBuena y PAlta, en escenario Pico de Verano en la Etapa 2 con el parque F/S y con Contingencia Mayor 3

Comparando estas curvas con las de la figura 6.35, donde se muestran las curvas del mismo escenario pero en Condición N, se puede comprobar que el margen de estabilidad cae fuertemente desde 460 MW los a los 172 MW, comprobándose así mediante simulaciones lo mencionado anteriormente.

Con respecto a los márgenes de potencia reactiva, comparando la curva QV de esta situación con la de la figura 6.40, se observa una disminución de los márgenes, por ejemplo en la barra 2323, de unos -390 MVAr a unos -310 MVAr con la contingencia.

A continuación se aplican las soluciones propuestas para ver qué sucede con estos márgenes. De la sección 6.7, las acciones de control a aplicar con la ocurrencia de esta contingencia son:

- ✓ Aumento de generación de la Turbina de Gas SolaITG01 de 48 MW a 64 MW, llegando a su máximo técnico.
- ✓ Disminución de los topes de los transformadores de 1,05 a 1,02 pu.
- ✓ Control de tensión por parte de la línea HVDC - VSC en la barra 2322, seteando esta en 1,025 pu.
- ✓ Corte parcial de la demanda de la ET Norte II, pasando de 56 a 30 MW.

Las curvas PV que se obtienen son las siguientes:

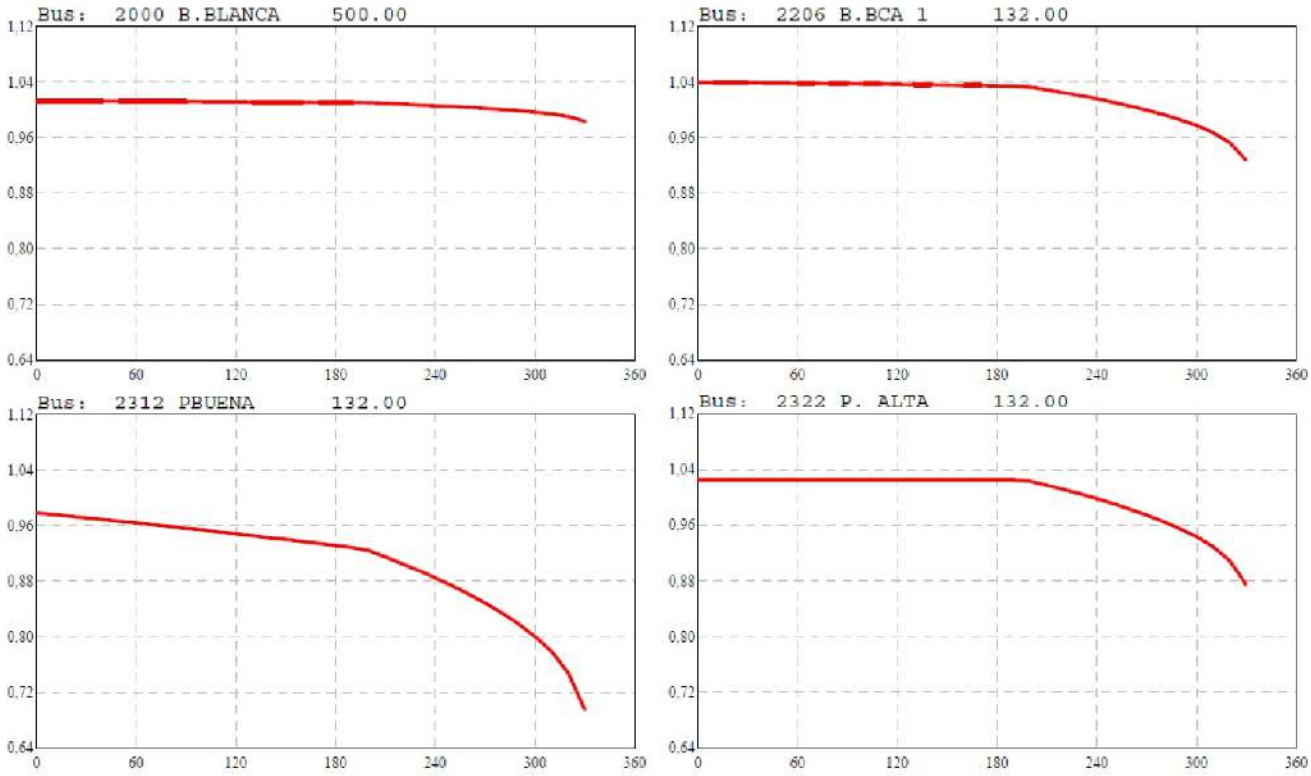


Figura 6.48 Curvas PV en barras BBCA 500, BBCA 132, PBuena y PAlta, en escenario Pico de Verano en la Etapa 2 con el parque F/S y con Contingencia Mayor 3, luego de aplicar las soluciones propuestas

Al aplicar las soluciones se obtiene una considerable recuperación de los márgenes de estabilidad, pasando de los 172 MW con la contingencia a los 330 MW con las acciones de control aplicadas.

También se observa una recuperación en los márgenes de potencia reactiva, pasando de los -310 MVAr con la contingencia, a unos -550 MVAr.

Llegamos gracias a este análisis a una importante conclusión. El nuevo Parque Eólico Offshore Punta Alta mejora considerablemente los márgenes de estabilidad de potencia reactiva del sistema gracias a sus capacidades de control de dicha potencia. Ya sea que esté transmitiendo potencia activa, o sólo operando como elemento de compensación de potencia reactiva para controlar tensión, el sistema HVDC - VSC posee un importante impacto positivo en estos márgenes de estabilidad.

Esto se comprueba con el hecho de que cuando la conversora controla tensión, se llega en este escenario a un margen de estabilidad mayor que el que se tenía con el sistema en *Condición N* sin el parque en servicio.

6.9 ESTUDIO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Sabemos de la teoría que el aumento en la potencia de cortocircuito en el punto de conexión de una línea HVDC es despreciable en comparación con una línea de HVAC.

El objetivo de esta sección es comprobar este hecho por medio de simulaciones. Se calculan las potencias y corrientes de cortocircuito un la ET de conexión PAlta y en las demás ETs del área con el parque conectado para compararlas con un escenario donde el parque no esté en servicio y con otro donde se considera que la inyección de los 300 MW es realizada a través de un generador sincrónico convencional. Para todo esto se toma como ejemplo el escenario de demanda Pico de Verano en la Etapa 2, situación que debido a la altos niveles de carga en el sistema, posee loas mayores valores de potencia de cortocircuito en el sistema.

Antes de comenzar se detalla el modelo con el generador sincrónico utilizado. Este se puede ver en la figura 6.49.

El modelo está formado por el generador sincrónico y un transformador de bloque. Los parámetros de cada elemento han sido tomados de otros equipos para que representen de manera fiel el comportamiento real.

Estos parámetros son de vital importancia en estos estudios ya que el valor de potencia y corriente de cortocircuito dependen de ello. Los parámetros más importantes en este caso son los de cortocircuito, que son los que utiliza el PSS/E para calcular dichas corrientes o potencias.

Valores demasiado grandes de estos parámetros darán como resultados corrientes y potencias de corto menores a los esperados en la práctica, y con valores pequeños ocurrirá el caso contrario.

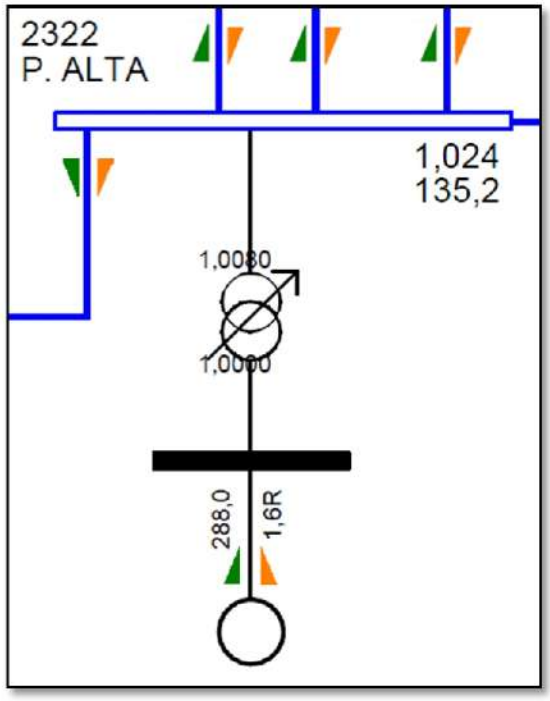


Figura 6.49 Modelo en PSS/E del generador sincrónico convencional utilizado

De forma adrede se configuró al generador para que entregue al sistema 288 MW. Esto es lo mismo que entrega el Parque Eólico Offshore teniendo en cuenta las pérdidas en el sistema HVDC - VSC.

Por último se modificaron los topes del transformador de bloque para que la tensión en la barra PAlta sea lo más similar posible al set point establecido para la conversora VSC que controla tensión en dicho punto (1,025 pu).

6.9.1 CÁLCULO DE LAS POTENCIAS Y CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

PSS/E permite realizar diferentes estudios de fallas ya sean simétricas o asimétricas, y en cualquier barra del sistema.

El análisis de fallas en PSS/E se basa en la representación en componentes simétricas del sistema. El modelo de secuencia positiva del sistema utilizado para el cálculo de los flujos de potencia es el mismo que se emplea en el análisis de fallas. La representación de secuencia negativa y cero se establecen simplemente añadiendo los valores de los parámetros de secuencia negativa y cero a las listas de parámetros que describen la red para la obtención de los de flujos de potencia [Siemens-2010].

El archivo de flujo de potencia siempre incluye la provisión de parámetros de secuencia negativa y cero de cada componente del sistema. Estos datos pueden introducirse en cualquier momento, y después de ser introducidos, se guardan y recuperan como parte integral de un caso guardado.

Al configurar las redes de secuencia negativa y cero, PSS/E asume las siguientes hipótesis [Siemens-2010]:

- Todas las ramas de transmisión (líneas y transformadores) tienen la misma impedancia, carga y características en derivación, tanto en la secuencia negativa como en la secuencia positiva.
- Todos los transformadores tienen un desplazamiento de fase en la secuencia negativa igual y opuesto a la de secuencia positiva.
- Toda la carga de potencia constante y toda la de corriente constante especificada en los datos de secuencia positiva, se convierten automáticamente en admitancia constante en derivación en la red de secuencia positiva.
- Todas las cargas se representan automáticamente por la misma admitancia en derivación en la secuencia negativa como en la secuencia positiva a menos que se especifique una admitancia en derivación de secuencia negativa diferente.
- Las cargas son circuitos abiertos en la secuencia cero a menos que se represente específicamente un valor admitancia en derivación.
- Las líneas consideradas ramas de impedancia cero en la secuencia positiva se consideran como impedancia cero en la secuencia negativa y cero.

Luego de tener los circuitos equivalente de las tres secuencias armados y parametrizados, el PSS/E simula diferentes tipos de fallas y da como resultado las corrientes y potencias de cortocircuito en aquellas barras que se seleccionen. El programa considera todo el sistema para la obtención de estos valores.

Para realizar los cálculos se utiliza el menú ***Fault*** (figura 6.50), el cual brinda una importante cantidad de opciones para realizar diferentes tipos de cálculos de corrientes y potencias de cortocircuito para diferentes condiciones y según diferentes normas. La elección dependerá del tipo de estudio que se esté realizando y de los requerimientos del contexto en el cual se esté trabajando.

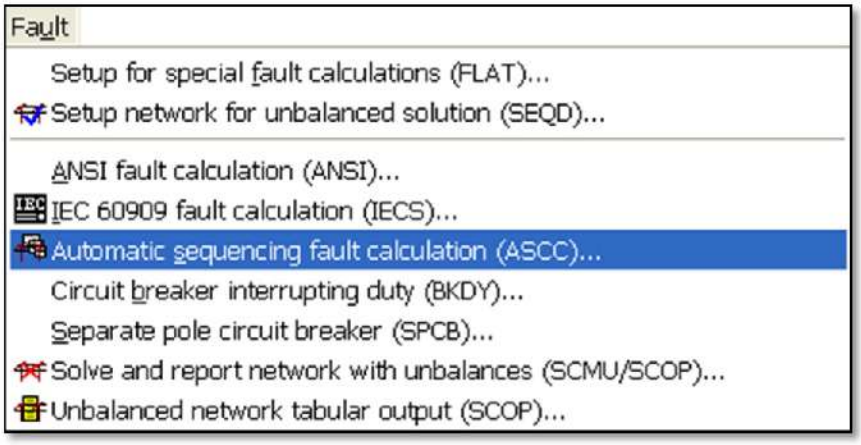


Figura 6.50 Menú de cálculo de fallas en PSS/E. La opción Automatic sequencing fault caculation (ASCC) utilizada está destacada

En este caso se utiliza la opción ***Automatic sequencing fault caculation (ASCC)*** (figura 6.50), el que permite obtener de forma simultanea la intensidad de corriente de cortocircuito al aplicar una determinada falla en cada una de las barras del sistema o subsistema especificado.

Además esta opción permite configurar las opciones de salida de los resultados después de aplicar la falla, configurar las opciones para habilitar o deshabilitar los taps de los transformadores, y configurar que en el cálculo de la falla se considere o no la capacitancia de las líneas así como también la demanda de las barras.

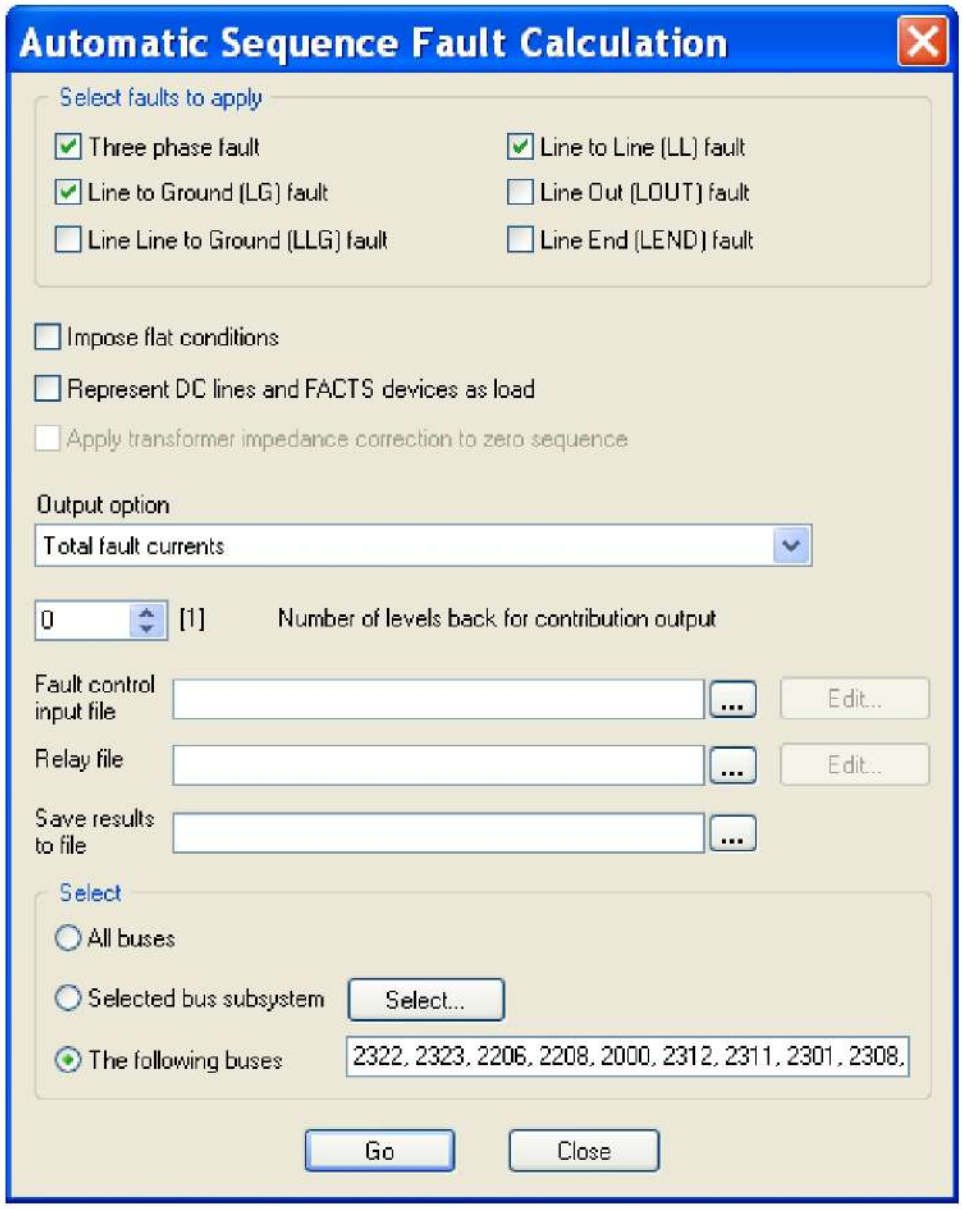


Figura 6.51 Ventana de diálogo de la herramienta para el cálculo de fallas en PSS/E, Automatic sequencing fault caculation (ASCC)

Los resultados serán presentados en tablas para lograr una mejor visualización, pero a modo de ejemplo, se muestra en la siguiente figura cómo es la salida de los valores seleccionados para una barra del sistema.

			<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X			MVA	AMP	DEG
2208 [B.BCA2	132.00]	3PH	4300.28	18808.8	-70.33
		LG	4942.21	21616.6	-71.61
		LL	3703.13	16197.0	-160.27

Figura 6.52 Presentación de los resultados de los cortocircuitos por parte de PSS/E

Se calculan fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas con impedancia de falla a tierra nula. Los valores obtenidos se corresponden con el módulo de la potencia aparente de cortocircuito en MVA, y el módulo y ángulo de la corriente inicial simétrica de cortocircuito, determinada por la componente fundamental de la corriente de falla en estado subtransitorio.

6.9.2 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

En la tabla 6.40 se observan los valores de las potencias de cortocircuito en las barras del área, considerando fallas trifásicas y monofásicas, que son los tipos de fallas que se analizan en este tipo de estudios, comparándolos con las potencias de cortocircuito que se tienen con el nuevo parque eólico en funcionamiento:

Barra	VSC Fuera de Servicio		VSC en Servicio		Diferencia	
	$S_{CC_{3\Phi}}(MVA)$	$S_{CC_{1\Phi}}(MVA)$	$S_{CC_{3\Phi}}(MVA)$	$S_{CC_{1\Phi}}(MVA)$	$S_{CC_{3\Phi}}(\%)$	$S_{CC_{1\Phi}}(\%)$
BBCA	3554	4203	3537	4182	-0,5	-0,5
NORTE II	1794	1585	1785	1576	-0,5	-0,6
CHANARES	1737	1389	1728	1381	-0,5	-0,6
PQBB	2589	2654	2578	2642	-0,4	-0,5
PROFERTI	2330	2204	2320	2193	-0,4	-0,5
SOLALBAN	2563	2630	2552	2618	-0,4	-0,5
PBUENA	2189	1995	2179	1985	-0,5	-0,5
CLOR-SOD	2573	2639	2563	2627	-0,4	-0,5
PALTA	2096	1834	2085	1824	-0,5	-0,5
URBANABB	2326	2251	2316	2240	-0,4	-0,5
ROSALES	1743	1392	1734	1383	-0,5	-0,6

Tabla 6.40 Comparación de potencias de cortocircuito considerando sistema HVDC - VSC F/S y E/S

En la tabla 6.41 se muestra lo mismo que en la anterior pero comparando con el generador sincrónico convencional:

Barra	VSC Fuera de Servicio		Generador Convencional		Diferencia	
	$S_{CC_{3\Phi}}(MVA)$	$S_{CC_{1\Phi}}(MVA)$	$S_{CC_{3\Phi}}(MVA)$	$S_{CC_{1\Phi}}(MVA)$	$S_{CC_{3\Phi}}(\%)$	$S_{CC_{1\Phi}}(\%)$
BBCA	3554	4203	4300	4942	21,0	17,6
NORTE II	1794	1585	1963	1669	9,4	5,3
CHANARES	1737	1389	1904	1458	9,6	5,0
PQBB	2589	2654	3023	2982	16,8	12,4
PROFERTI	2330	2204	2673	2421	14,7	9,8
SOLALBAN	2563	2630	2985	2948	16,5	12,1
PBUENA	2189	1995	2564	2251	17,1	12,8
CLOR-SOD	2573	2639	3001	2962	16,6	12,2
PALTA	2096	1834	3074	3091	46,7	68,5
URBANABB	2326	2251	2718	2529	16,9	12,4
ROSALES	1743	1392	2373	2014	36,1	44,7

Tabla 6.41 Comparación de potencias de cortocircuito considerando sistema HVDC - VSC y generador sincrónico convencional

En la tabla 6.40 se comprueba mediante las simulaciones lo estudiado en la teoría. No se produce modificación en las potencias de cortocircuito en los diferentes nodos del sistema, luego de la inserción de un Parque Eólico Offshore conectado con una línea HVDC - VSC al sistema.

Los muy pequeños porcentajes negativos en la columna de diferencias se deben al error propio de cálculo del método numérico. Esto se puede comprobar al analizar el hecho de que en todas las barras

se estos valores diferencia son casi idénticos. En caso de un aumento o disminución de la potencia de cortocircuito, deberían observarse valores diferentes en barras que estén alejadas eléctricamente del punto de inserción del parque. Tomando por ejemplo las barras Chanares o Norte II, se ve que su diferencia es igual a la de la barra Rosales, la que está mucho más cerca eléctricamente a la barra PAlta.

Caso contrario ocurre con el generador convencional. En la tabla 6.41 se aprecian importantes aumentos en las potencias de cortocircuito a causa de la inserción de este generador de una capacidad de 300 MW. Como es de esperar, el mayor aumento se da en la barra de inserción del generador, PAlta con un 46,7% para la potencia trifásica y un 68,5% para la monofásica.

En las demás barras también aparecen importantes incrementos de las potencias de corto. Es interesante observar lo mencionado en el caso anterior. Cuanto más lejos esté la barra al punto de inserción del generador, menores serán los aumentos de las potencias. Esto se ve comparando la barra Rosales con un aumento del 36,1% y 44,7% en las potencias de corto trifásica y monofásica respectivamente, con la barra más alejada eléctricamente de PAlta, Norte II, donde los aumentos fueron de 9,4% y 5,3% para los mismos tipos de fallas.

Para finalizar esta parte del estudio se debe aclarar que en ninguno de los casos se superó la potencia de cortocircuito admisible de la ET PAlta. Esta corresponde a un valor de 5700 MVA. Lo mismo ocurre con las demás Estaciones Transformadoras.

6.10 MÁXIMA POTENCIA INYECTABLE EN ET PALTA

El objetivo de esta sección es obtener la máxima potencia posible a inyectar en el nodo PAlta, sin sobrecargar ningún equipamiento de la red.

Para hacerlo más interesante se compararán diferentes escenarios. Se considerara primero que no se ha agregado el equipamiento descrito en la sección 6.3, y se realizará el estudio considerando la inyección de potencia por parte del nuevo Parque Eólico Offshore, y luego con el generador sincrónico convencional de la figura 6.49. Todo esto se realiza para los escenarios de Pico de Verano y Valle de Invierno, ambos en la Etapa 2.

Dado que los flujos de potencia reactiva son importantes en las cargas de las líneas, se considera en todos los escenarios estudiados que la tensión en la barra de inserción PAlta es de 1 pu. En el caso del parque eólico se setea la tensión en este valor, y en el caso de generación convencional se lleva en cada caso la tensión de la barra a 1 pu por medio de la modificación de los topes del transformador de bloque.

Es cada caso se muestra qué línea (ya que ningún transformador llegó a su máximo durante los estudios) es la que llega al límite de su carga, y el elemento limitante de dicho equipo, ya sea su transformador de intensidad (TI), o el mismo conductor.

Escenario			Potencia Máxima	Línea con Carga Máxima	Elemento Limitante
Sin Equipamiento Agregado	Pico de Verano	Parque c/ VSC	141 MW	UrbanaBB – PQBB	TI
		Generador Convencional	141 MW	UrbanaBB – PQBB	TI
	Valle de Invierno	Parque c/ VSC	127 MW	UrbanaBB – PQBB	TI
		Generador Convencional	127 MW	UrbanaBB – PQBB	TI

Tabla 6.42 Potencia máxima posible a inyectar en la barra PAlta. Sin equipamiento agregado

La potencia que se puede inyectar sin agregar ni actualizar ningún equipamiento está lejos de la potencia máxima del nuevo parque. Como se aprecia en la tabla 6.42, la línea culpable de estos bajos límites es en todos los casos la UrbanaBB – PQBB, que como ya se analizó, posee un límite de transferencia de potencia muy bajo (46 MVA), que está dado por la baja capacidad de sus TIs.

Veamos ahora en la siguiente tabla qué sucede si agregamos el equipamiento:

Escenario			Potencia Máxima	Línea con Carga Máxima	Elemento Limitante
Con Equipamiento Agregado	Pico de Verano	Parque c/ VSC	396 MW	PAlta – PBuena	Conductor
		Generador Convencional	396 MW	PAlta – PBuena	Conductor
	Valle de Invierno	Parque c/ VSC	375 MW	PAlta – BBCA ID 1	Conductor
		Generador Convencional	375 MW	PAlta – BBCA ID 1	Conductor

Tabla 6.43 Potencia máxima posible a inyectar en la barra PAlta. Con equipamiento agregado

Con el nuevo equipamiento hay capacidad de sobra en *Condición N* para poder evacuar toda la potencia inyectada por el nuevo Parque Eólico Offshore, conclusión a la que ya se había arribado en secciones anteriores.

Otras dos interesantes conclusiones se desprenden de estas tablas. Primero que es posible inyectar la misma potencia con el sistema HVDC - VSC que con el generador convencional considerando los mismos escenarios. La máxima potencia inyectada depende de las capacidades del sistema, no de la tecnología por la cual se genere o transmita. Esto se cumple en este caso ya que, para igualar condiciones, se llevó de forma adrede la tensión en cada caso a 1 pu, por lo que los flujos de potencia reactiva no tienen mayor importancia en un caso que en otro.

La otra importante conclusión es que en el Pico de Verano es posible inyectar más potencia que en el Valle de Verano. Surge un cuestionamiento similar al de la sección 6.2, *¿porque es posible esto si en el Pico de Verano las demandas son considerablemente mayores que en el Valle de Invierno, por lo que el sistema en su totalidad está más cargado en el primer escenario que en el segundo?*

La respuesta también es la misma. Lo que sucede es que en el Pico de Verano, al ser las demandas en las barras cercanas al punto de inserción del parque mayores, una menor proporción de la potencia inyectada es evacuada hacia el resto del sistema ya que se está alimentando en parte a estas demandas. En el escenario Valle de Invierno, al ser las demandas mucho menores, una mayor proporción de la potencia inyectada debe ser evacuada por los caminos 1 y 2, por lo que la potencia máxima posible a inyectar es menor.

6.11 ESTUDIOS SOBRE EL SISTEMA HVDC - VSC

6.11.1 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS EN LA TRANSMISIÓN

Al transmitir potencia a través del sistema HVDC - VSC, como sucede en cada equipo eléctrico de cualquier índole, aparecen pérdidas. En este caso se corresponden es su mayoría a las pérdidas generadas en las conversoras al rectificar o alternar la corriente. También existen pérdidas en los cables de continua por el propio efecto Joule. Estos dos factores son los principales que caracterizan las pérdidas de los sistemas HVDC. En el capítulo 4 se explicó cómo se modelan estas pérdidas.

El objetivo de esta sección es analizar cómo afecta este fenómeno a la transmisión de diferentes cantidades de potencia activa.

Para esto tomamos como ejemplo el escenario E15, correspondiente al Pico de Verano de la Etapa 2, y al escenario E12, correspondiente al Valle de Invierno en la Etapa 2. Con esto se busca comparar las situaciones de mayor y menor carga en el sistema.

Simulando la red en todo el rango de potencia que el parque puede entregar (se realiza hasta 400 MW por ser la potencia nominal de las conversoras), se obtiene las siguientes curvas que relacionan la potencia generada por el parque con aquella potencia que es inyectada en el sistema.

Para Pico de Verano Etapa 2:

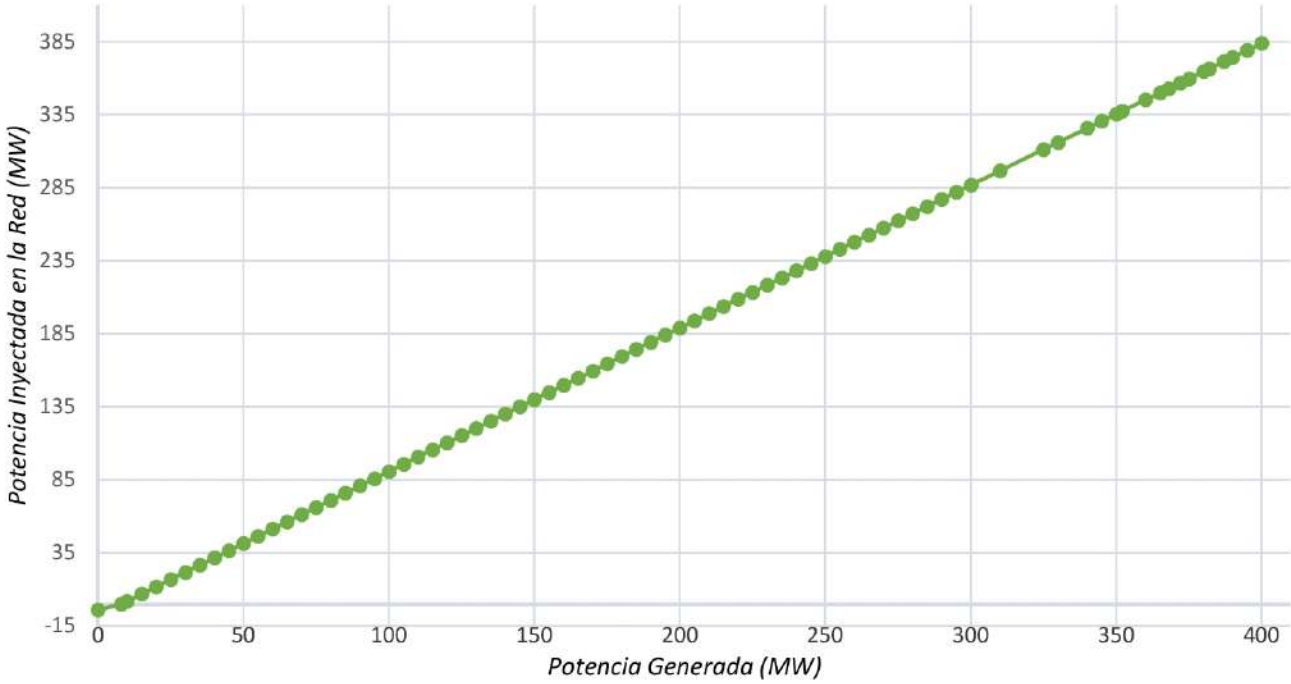


Figura 6.53 Potencia inyectada en la red en función de la potencia generada por el parque. Pico de Verano Etapa 2

Para Valle de Invierno Etapa 2:

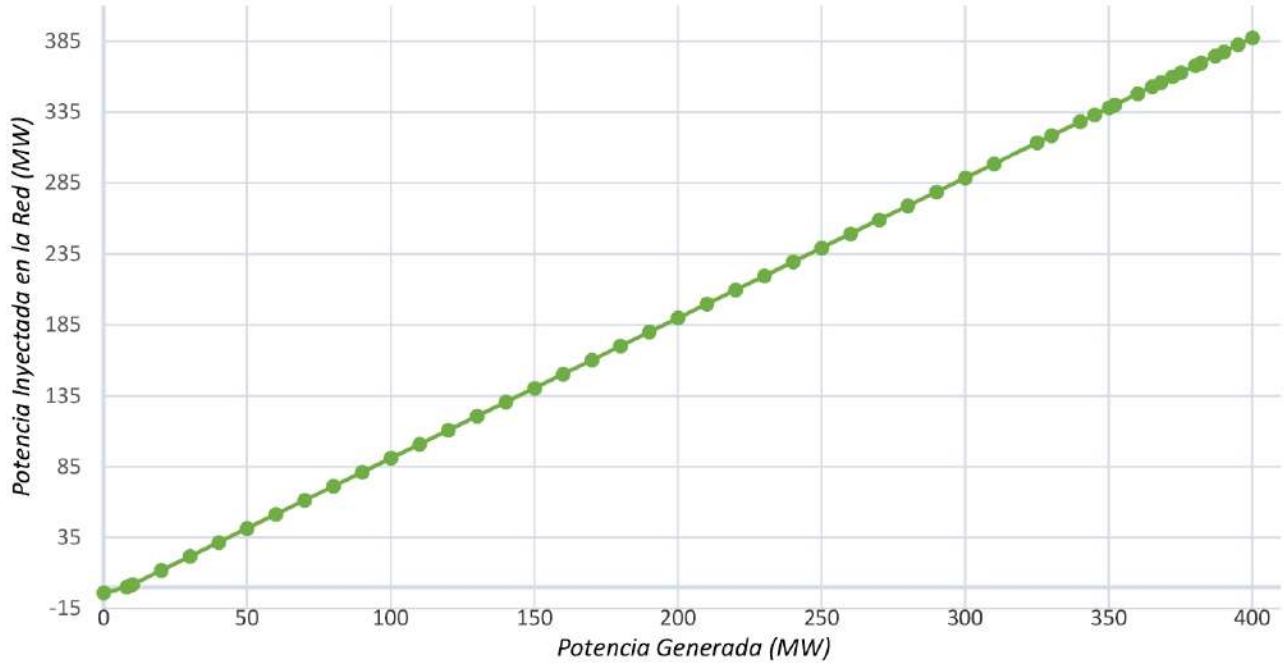


Figura 6.54 Potencia inyectada en la red en función de la potencia generada por el parque. Valle de Invierno Etapa 2

En ambos casos se aprecia una disminución de la potencia inyectada a causa de las pérdidas en las conversora y en los cables de continua submarinos.

Resulta interesante comparar las pérdidas en cada caso. Esto se puede apreciar en la siguiente gráfica:

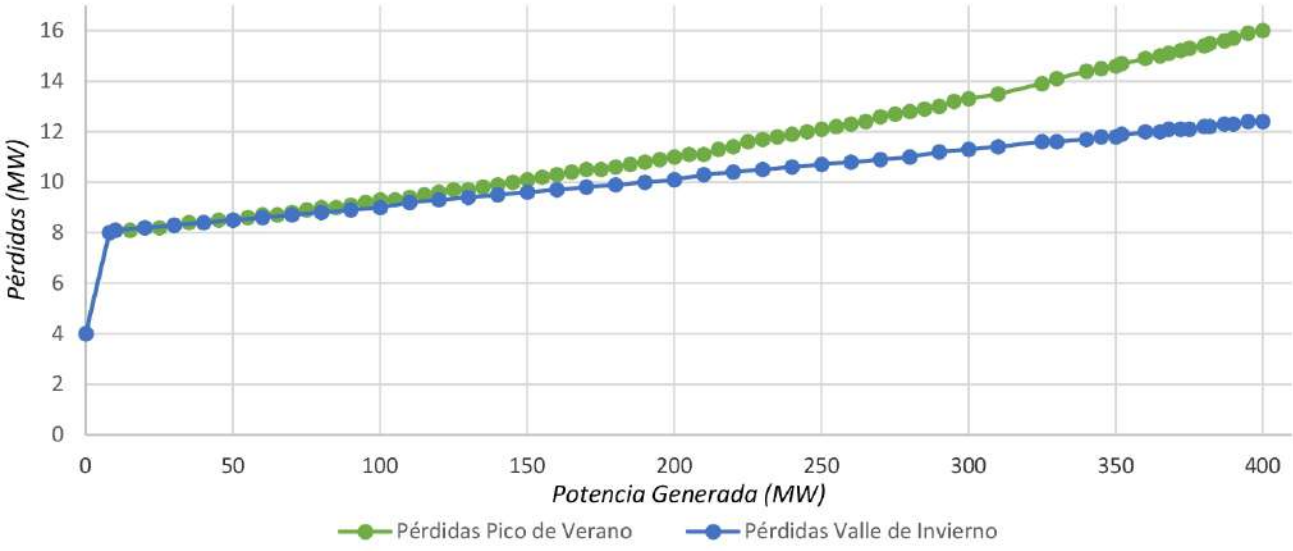


Figura 6.55 Comparación de pérdidas en sistema HVDC - VSC entre Pico de Verano y Valle de Invierno

Lo primero que se observa es el importante salto que dan las pérdidas en ambos escenarios al pasar de una potencia generada por el parque nula, a que este genere 8 MW. En ambos casos cuando el parque no está generando (y si la conversora onshore está controlando tensión), por lo que el set point de potencia de la conversora offshore es 0 (esta en realidad está fuera de servicio), el sistema HVDC - VSC absorbe del sistema 4 MW que se utilizan para satisfacer las pérdidas de la conversora que está en servicio controlando tensión.

Luego, al comenzar a generar potencia el parque, se comienza a alimentar las mismas pérdidas del sistema HVDC. Cuando el parque genera 8 MW la potencia inyectada al sistema es nula, esto es porque se llegó a un equilibrio en el que lo generado alimenta las pérdidas de ambas conversoras (4 MW cada una). Las pérdidas en los cables son despreciables en esta situación.

Al continuar el aumento de generación por parte del parque se comienza a inyectar potencia en el sistema de forma controlada y con una pendiente suave como se puede ver en el resto de la gráfica de la figura 6.55.

El otro punto interesante para analizar es la razón de las mayores pérdidas en el escenario Pico de Verano que en el Valle de Invierno. La pregunta que surge es: *¿tienen influencia en las pérdidas del sistema HVDC - VSC el escenario en el cual se encuentra el resto del sistema?*

La respuesta ya es conocida, lo que resta es explicar el por qué.

Como es de esperar, este fenómeno tiene que ver con la potencia reactiva. Es conocido que en líneas convencionales de corriente alterna, la potencia reactiva también aporta a las pérdidas de transmisión. En este caso estamos hablando de un sistema que posee la capacidad de controlar esta potencia, por lo que esta afirmación tiene aún más sentido.

Para dar con una respuesta más sustancial observemos las siguientes figuras, donde se muestran la absorción o entrega de potencia reactiva por parte del sistema HVDC - VSC en función del set point de potencia activa y considerando un set point de tensión constante e igual a 1.025 pu:

Para Pico de Verano Etapa 2:

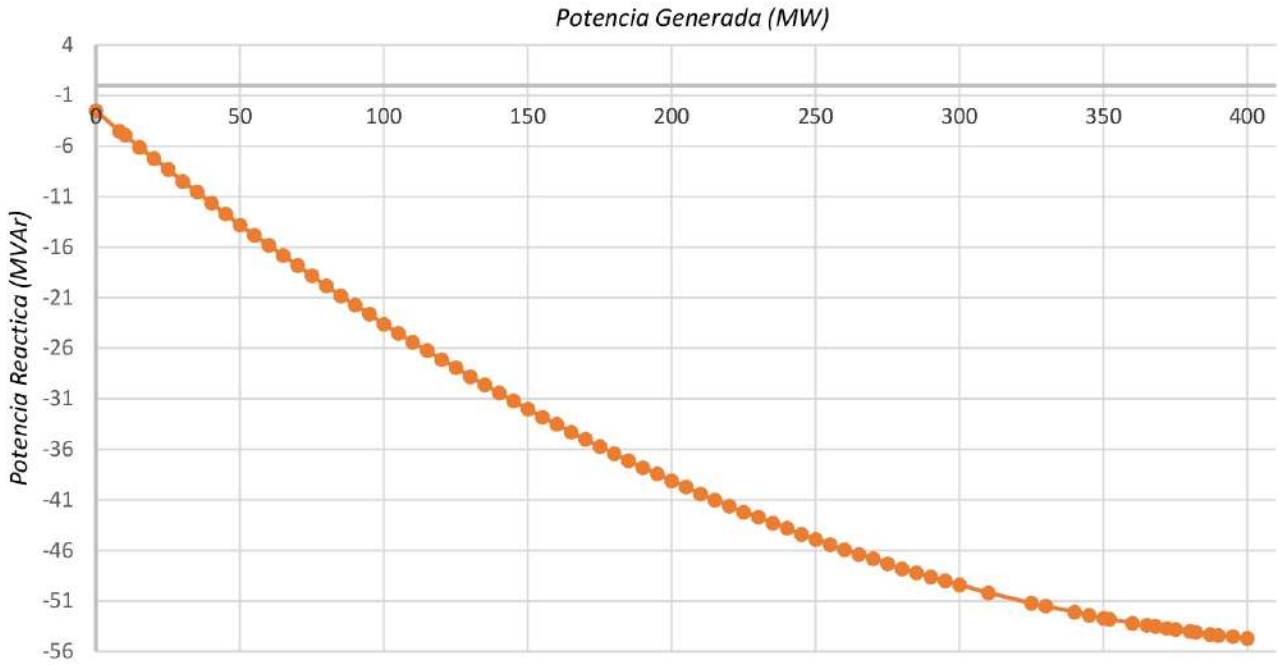


Figura 6.56 Potencia reactiva absorbida por la Conversora VSC en función del set point de potencia activa para Pico de Verano Etapa 2. Set point de tensión en 1,025 pu

Para Valle de Invierno Etapa 2:

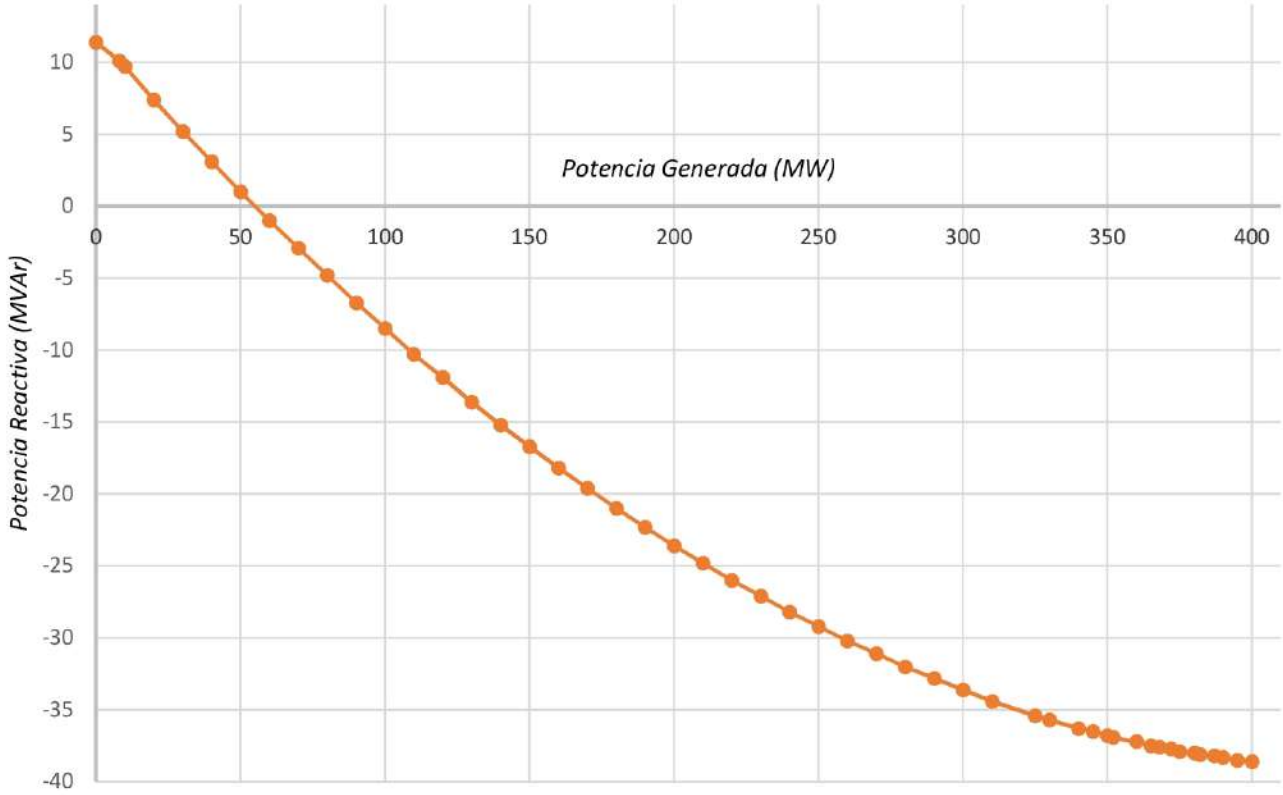


Figura 6.57 Potencia reactiva entregada y absorbida por la Conversora VSC en función del set point de potencia activa para Valle de Invierno Etapa 2. Set point de tensión en 1,025 pu

Aparecen a simple vista las importantes diferencias.

Entre un set point de potencia de 0 hasta poco menos de 50 MW, en el escenario de Valle de Invierno la conversora debe inyectar potencia reactiva al sistema para mantener los 1,025 pu de tensión en la barra de conexión. A partir de ese punto la conversora comienza a absorber potencia.

Situación diferente ocurre en el escenario Pico de Verano, donde para todo set point de potencia activa la conversora absorbe potencia reactiva para mantener el set point de tensión.

Observar que para cada valor de potencia activa luego de los 50 MW en el escenario Valle de Invierno, la conversora absorbe menos potencia reactiva que en el mismo punto en el escenario Pico de Verano. Esto está dando la pauta de que el Pico de Verano los perfiles de tensión son más altos que el Valle de Invierno, por lo que la conversora debe absorber más potencia reactiva en el primero para mantener la tensión en el valor de consigna. Además también se deduce de forma inmediata que la tensión real de la barra es superior que los 1,025 pu de consigna en ambos escenarios salvo para el Valle de Invierno hasta los 50 MW de set point de potencia activa.

Con esto ya es posible responder el cuestionamiento antes realizado.

Se desprende que la razón por la cual las pérdidas en el sistema HVDC - VSC son mayores en el escenario Pico de Verano que en el de Valle de Invierno es que en el primero se tienen para todo set point de potencia activa, una mayor transferencia (ya sea absorbida o entregada) de potencia reactiva. Y como sabemos de la teoría, el mayor flujo de potencia reactiva a través las conversoras provoca un aumento de sus pérdidas, ya que aumenta la corriente que estas deben gestionar.

En resumen, al tener en el primer escenario un mayor requerimiento de compensación de potencia reactiva, la potencia aparente convertida por el sistema VSC es mayor que en el segundo escenario, provocando así, una mayor cantidad de pérdidas en el primero.

Luego de haber comprendido este concepto, de la explicación surge inmediatamente otro cuestionamiento: *¿Cuál es la razón de que los perfiles de tensión en el escenario de Pico de Verano sean mayores que en Valle de Invierno?, ¿al tener demandas mucho más bajas en el Valle de Invierno que en el Pico de Verano, no deberían las tensiones ser mayores en el primer escenario ya que las líneas y cables poseen un nivel de carga menor?*

La respuesta a la segunda pregunta es que sí, deberían ser mayores las tensiones en situaciones de baja demanda, pero esto sólo se cumple cuando comparamos escenarios donde no se realizan acciones de control sobre los perfiles de tensión.

Para explicar este fenómeno se debe analizar la forma en la que es operado el sistema.

Lo que sucede en este caso es que en el Pico de Verano la empresa encargada de la operación de la red ha tomado variadas acciones de control para elevar los perfiles de tensión. Estas acciones consisten fundamentalmente de la elevación de los topes de los transformadores que acometen desde el sistema de 500 kV, y la puesta en servicio de grandes bancos de capacitores en el nivel de 132 kV en la barra BBCA. Esto se puede ver en la figura 6.58.

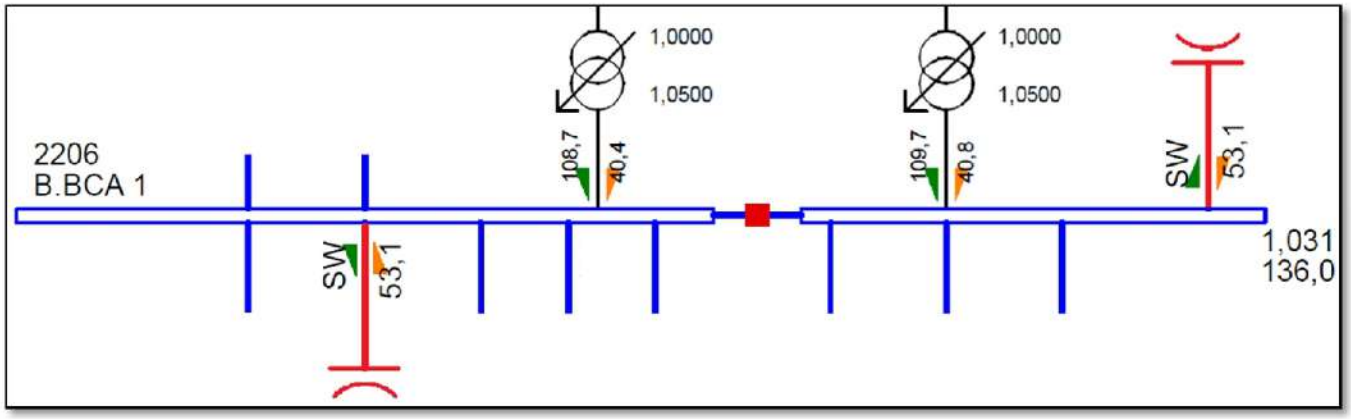


Figura 6.58 Acciones de control para elevar tensiones en la red en los escenarios de Verano

Estos bancos de capacitores inyectan una gran cantidad de potencia reactiva en la barra aumentando los perfiles de tensión en esta y en las barras cercanas en gran medida. Están en servicio en todos los escenarios de Verano.

En la figura 6.58 también se observa que los topes de los transformadores están seteados en 1,05, lo que, junto con los bancos de capacitores, provocan en BBCA una tensión de 136 kV (1,031 pu), la cual es otra muestra de las elevadas tensiones que se consigue con estas acciones.

Caso contrario ocurre en el escenario Valle de Invierno, donde se aplican acciones de control para reducir los perfiles de tensión.

Estas acciones se corresponden con la disminución de los topes de los transformadores y la puesta en servicio de un gran reactor que absorbe potencia reactiva, y que está instalado en la barra de 500 kV BBlanca. Esto se puede observar en la figura 6.59. Se puede ver también que los bancos de capacitores están fuera de servicio, de la misma manera que el reactor esta fuera de servicio en los escenarios de Verano.

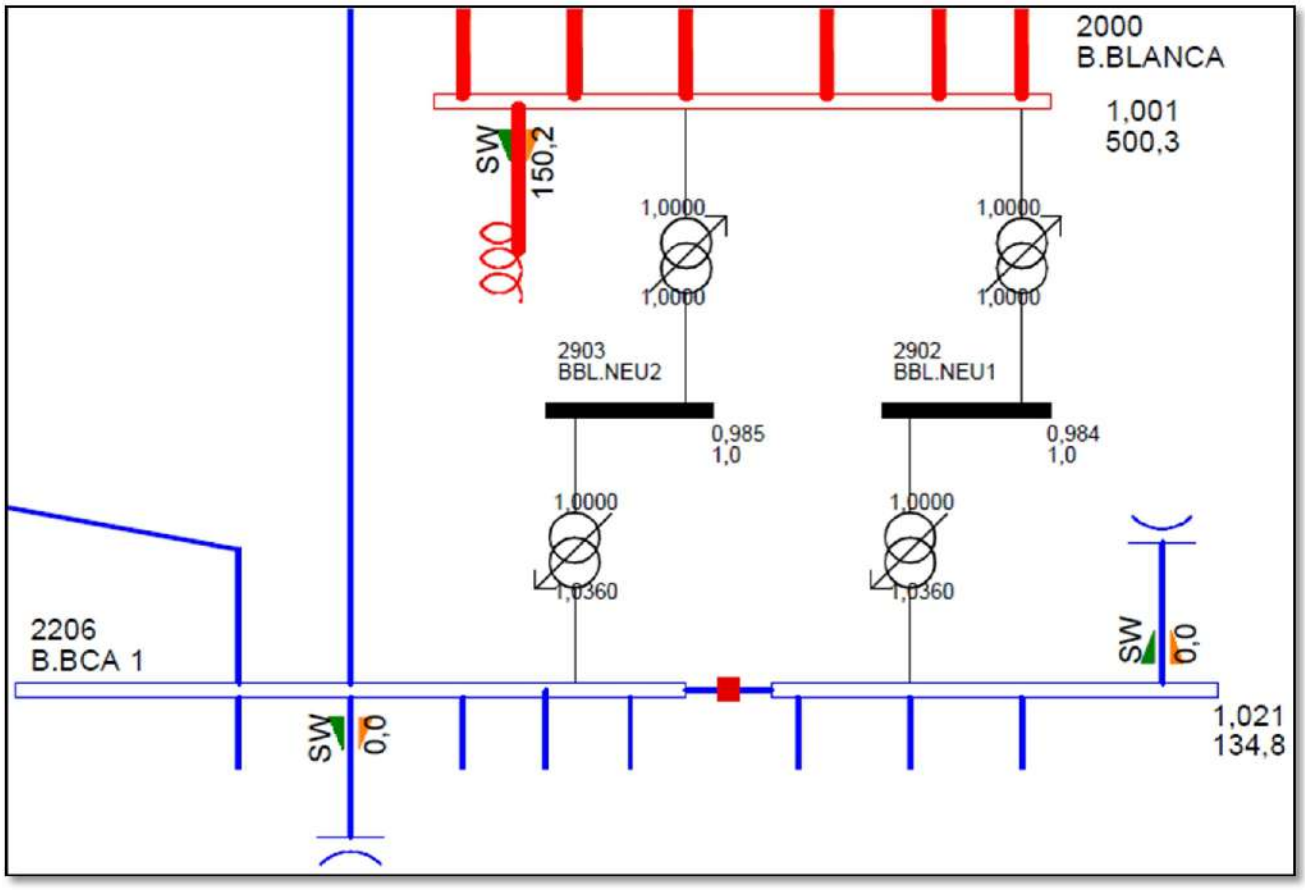


Figura 6.59 Acciones de control para disminuir tensiones en la red en los escenarios de Invierno

Como se observa en esta figura, la tensión en la barra BBCA posee un valor de 134,8 kV, tensión menor al caso anterior.

Todo esto da como resultado que en escenarios de alta demanda como los de Pico de Verano, se tengan mayores perfiles de tensión que es escenarios de baja demanda como lo son Valle de Invierno. Queda respondido el cuestionamiento planteado.

6.11.2 CONTROL DE TENSIÓN. CURVAS VQ

Ya se ha mencionado las interesantes capacidades que posee el sistema HVDC - VSC para controlar tensión en el punto de conexión (o en una barra remota). En esta sección llevaremos a los límites estas capacidades para comprender aún más el funcionamiento de esta tecnología.

Como herramienta se utilizan las curvas denominadas en este proyecto como curvas VQ. Estas no son las mismas que las curvas QV estudiadas para calcular los márgenes de estabilidad.

Las curvas VQ relacionan un set point de tensión establecido con la potencia reactiva absorbida o entrega al sistema, necesaria para llevar el perfil de tensión de la barra al valor del set point. Cada curva se obtiene de forma manual para una potencia activa entregada al sistema constante.

Una vez elegida la potencia activa, por medio del control del set point de tensión, se busca el menor valor al que la Conversora VSC puede llegar absorbiendo potencia reactiva. Este valor depende de su curva de capabilidad, la que será estudiada en próximas secciones.

Por medio de reiteradas simulaciones se setean set points de tensión cada vez más bajos hasta llegar a aquel valor de tensión tal que el método numérico ya no converja, y las tensiones en la barra

controlada ya no desciendan. Se obtiene así el menor valor de tensión al que se puede llegar controlando con la Conversora VSC.

Luego de esto se selecciona un delta de tensión, que en este caso es de 0,02 pu, y se va subiendo el set point de tensión hasta llegar al valor máximo que la conversora puede lograr según su curva de capabilidad. En este punto el método numérico converge con grandes errores, indicando la situación límite.

Durante todo este proceso se monitorea la potencia reactiva absorbida o entregada por la conversora al sistema. Con esto y las variaciones de los valores de tensión se obtiene la denominada curva VQ.

La primer curva a obtener en la correspondiente a la potencia máxima del parque, 300 MW. Esta se trazará considerando un escenario Pico de Verano en la Etapa 2. Luego de reiteradas corridas de flujo, se obtiene la siguiente curva:

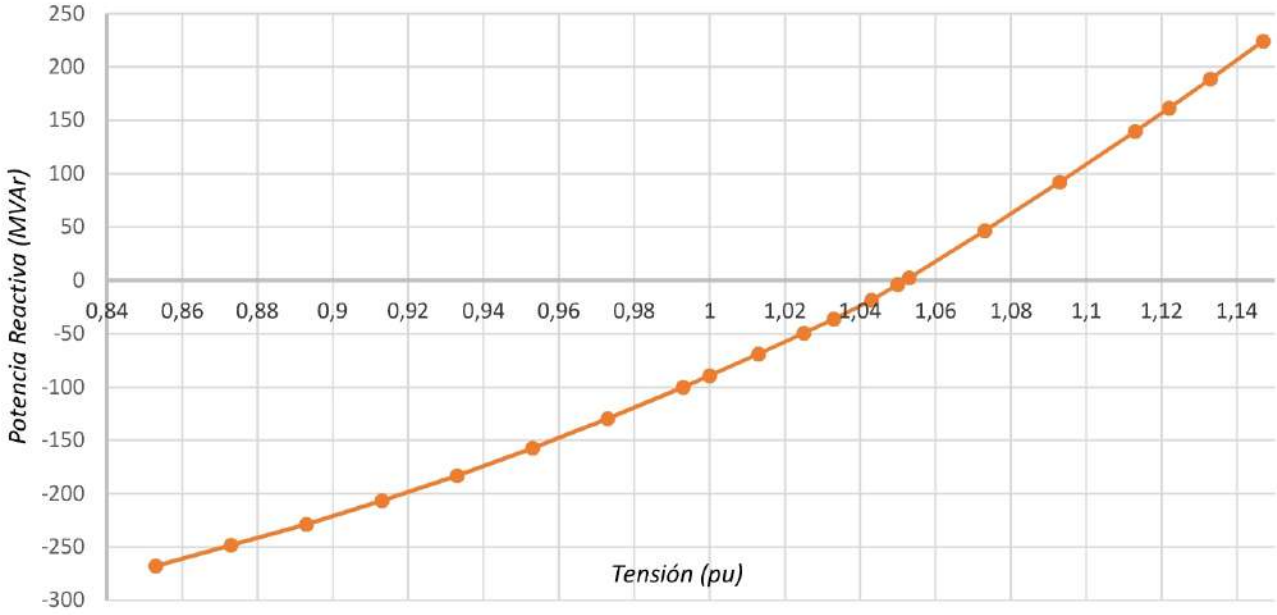


Figura 6.60 Potencia reactiva entregada y absorbida por la Conversora VSC en función del set point de tensión para Pico de Verano Etapa 2. Set point de potencia activa en 300 MW

En la siguiente figura se puede ver la carga en porcentaje de la corriente máxima de la línea HVDC para esta situación:

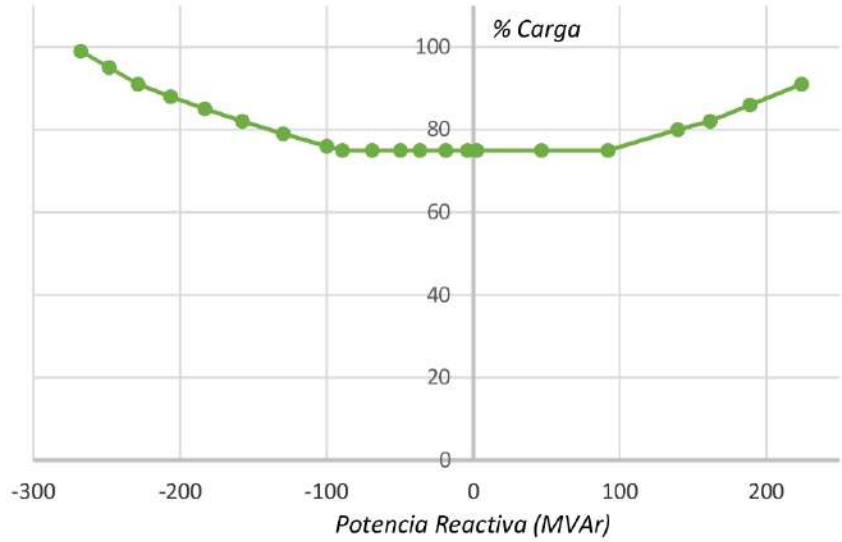


Figura 6.61 Carga en la linea HVDC - VSC en función de la potencia reactiva entregada y absorbida por la Conversora VSC para Pico de Verano Etapa 2. Set point de potencia activa en 300 MW

En la curva VQ de la figura 6.60 se observa cómo se va modificando el flujo de potencia reactiva por parte de la conversora VSC a medida que se modifica el set point de tensión.

El mínimo valor de tensión alcanzable corresponde a 0,853 pu, con una potencia reactiva absorbida por la conversora VSC igual a -267,8 MVAr. El máximo valor alcanzable es de 1,147 pu, con una potencia entregada de 224 MVAr. Estos dos valores de potencia reactiva son los máximos negativo y positivo a los que puede llegar la conversora en este escenario.

Muchos de los valores de tensión que se obtendrán con estas curvas están por fuera de los rangos admisibles de operación. Olvidaremos estos rangos en esta parte para dedicarnos a una tarea más didáctica donde el objetivo es lograr una mayor comprensión de cómo funciona y los límites de la tecnología HVDC - VSC.

Valores de tensión menores a los 1,05 pu, provocan una absorción de potencia reactiva por parte de la conversora. Valores mayores a este set point causan una necesidad de entrega de potencia reactiva al sistema.

En esta curva se puede apreciar también el fenómeno que ya se ha mencionado varias veces en este estudio, los perfiles de tensión en el sistema son relativamente altos en todas las barras del sistema.

En cuando a la curva de carga de la figura 6.61, se observa que la línea HVDC está por encima del 75 % para todo valor de tensión. Esto es esperable ya que cabe recordar que estamos transmitiendo 300 MW, lo que contribuye fuertemente a la carga en la línea. Además también se observa cómo con las tensiones más bajas y con las tensiones más altas, la carga de la línea aumenta. Esto es así porque para estos valores de tensión la potencia reactiva (tanto absorbida en un caso, como entregada en el otro), es mayor que para valores de set point cercanos al valor que posee la barra sin compensar, es decir, el módulo de la potencia reactiva es mayor para los menores y mayores valores de tensión.

Analicemos qué ocurre ahora si la potencia generada del parque en nula, continuando con el escenario Pico de Verano en la Etapa 2. La curva VQ y la de carga de la línea HVDC que se corresponden con esta situación son las de las figuras 6.62 y 6.63:

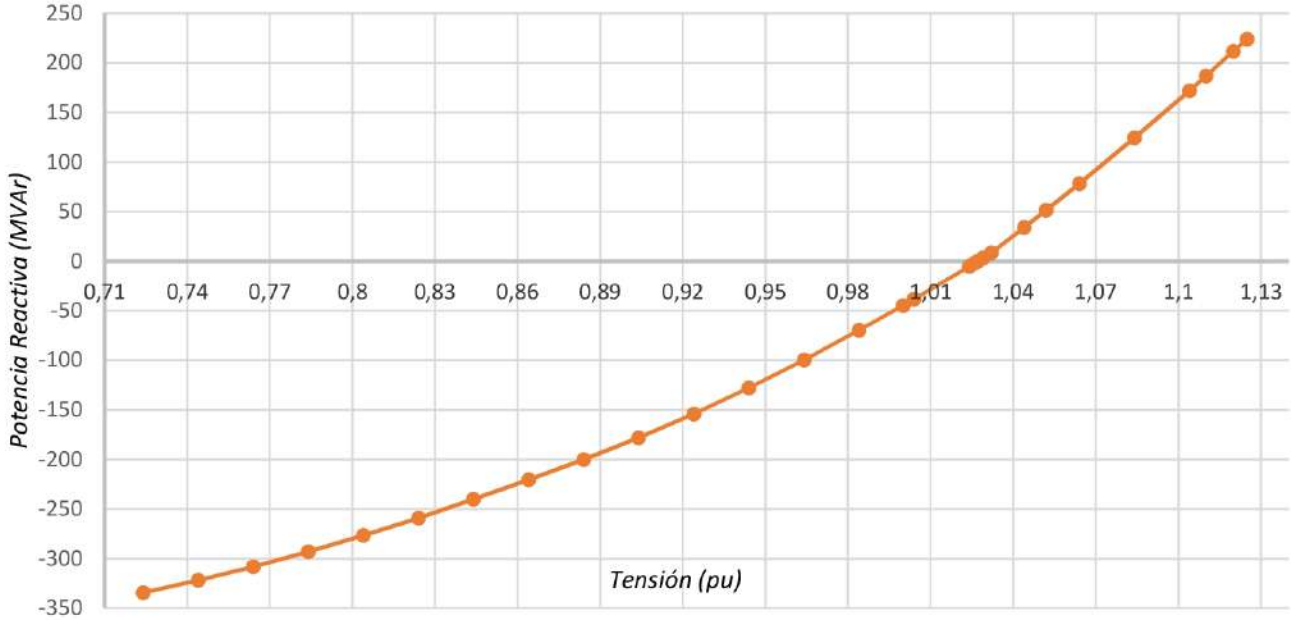


Figura 6.62 Potencia reactiva entregada y absorbida por la Conversora VSC en función del set point de tensión para Pico de Verano Etapa 2. Set point de potencia activa en 0 MW

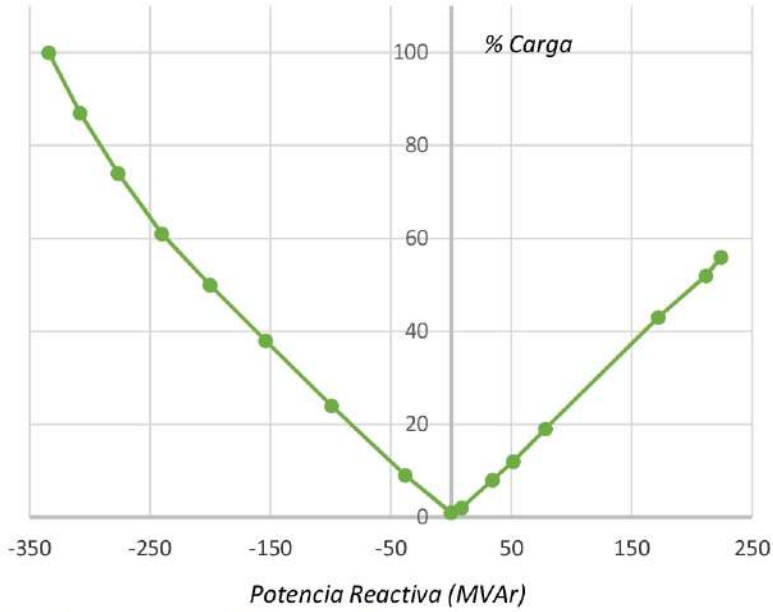


Figura 6.63 Carga en la línea HVDC - VSC en función de la potencia reactiva entregada y absorbida por la Conversora VSC para Pico de Verano Etapa 2. Set point de potencia activa en 0 MW

En este caso la mínima tensión a la cual es posible llegar es de 0,724 pu, con una potencia reactiva absorbida de -334,3 MVAr, y la máxima es de 1,125 pu, con una potencia reactiva entregada de 224 MVAr. Se han aumentado considerablemente los límites de tensión a los que la conversora VSC puede llegar.

Esto, como es de esperarse, se debe a que al estar descargada la línea y las conversoras por ser nula la potencia activa transmitida, los márgenes de potencia reactiva que la conversora puede absorber o entregar se ven considerablemente aumentados. Es por esto que posee la capacidad de alcanzar menores y mayores valores tensión que en el caso anterior.

Esto se comprenderá mejor cuando se analicen las curvas de capabilidad del sistema HVDC - VSC.

Por el lado de la carga en la línea que se puede ver en la figura 6.63, se puede apreciar que alcanza el 1% para valores de tensión de aproximadamente 1,027 pu, y el 100 % con el mínimo valor de tensión posible. Cuando la carga es la menor, la tensión real que posee la barra es muy similar al valor de set point seteado, por lo que el flujo de potencia reactiva es muy pequeño, y sumado a que no se está transmitiendo potencia activa, da como resultado esta baja carga. Cuando se tiene el máximo de la carga, se está en un punto límite donde la conversora está absorbiendo toda la potencia reactiva que su curva de capabilidad le permite, razón por la cual la carga es alta.

Un punto que llama la atención son los 224 MVAr que se repiten en ambas situaciones como la potencia reactiva máxima que la conversora entrega. Más adelante se explica el porqué de este valor, el que aparece en todas las curvas VQ.

Carga de Potencia Activa Máxima

La potencia nominal para la cual están diseñadas las conversoras es de 400 MVA. Es interesante analizar qué ocurre con la capacidad de control de tensión, y en consecuencia con las capacidades de controlar la potencia reactiva, cuando se está al máximo de la potencia activa transferible. Se simula que la línea transmite 400 MW. Continuando con el escenario tomado como ejemplo, Pico de Verano, se obtienen las siguientes curvas VQ y de carga de la línea:

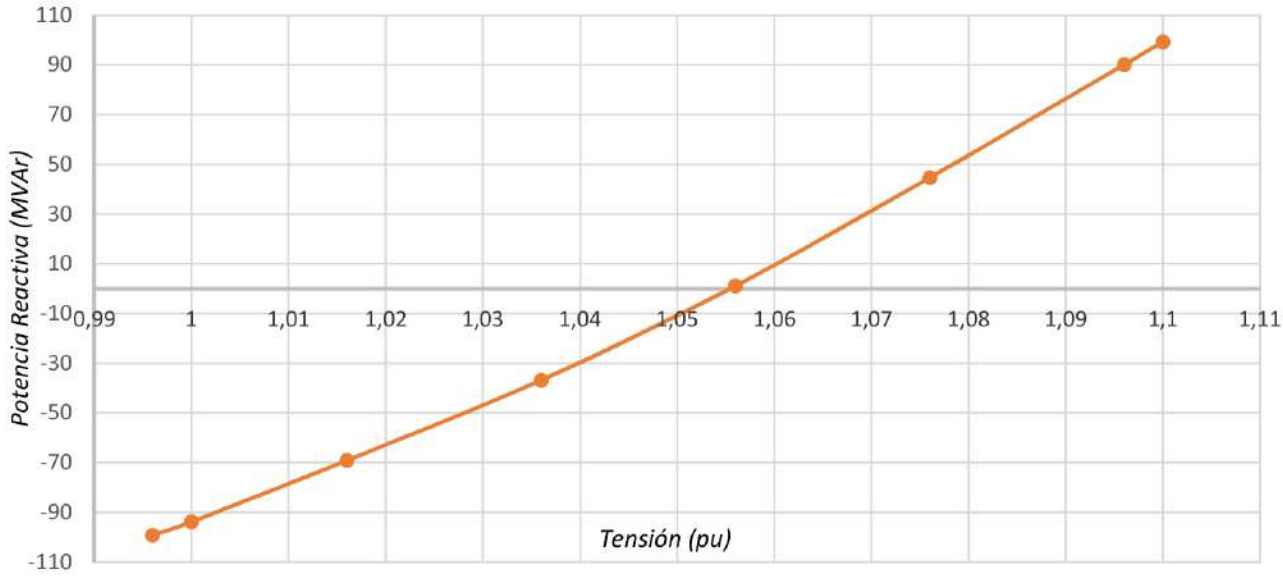


Figura 6.64 Potencia reactiva entregada y absorbida por la Conversora VSC en función del set point de tensión para Pico de Verano Etapa 2. Set point de potencia activa en 400 MW

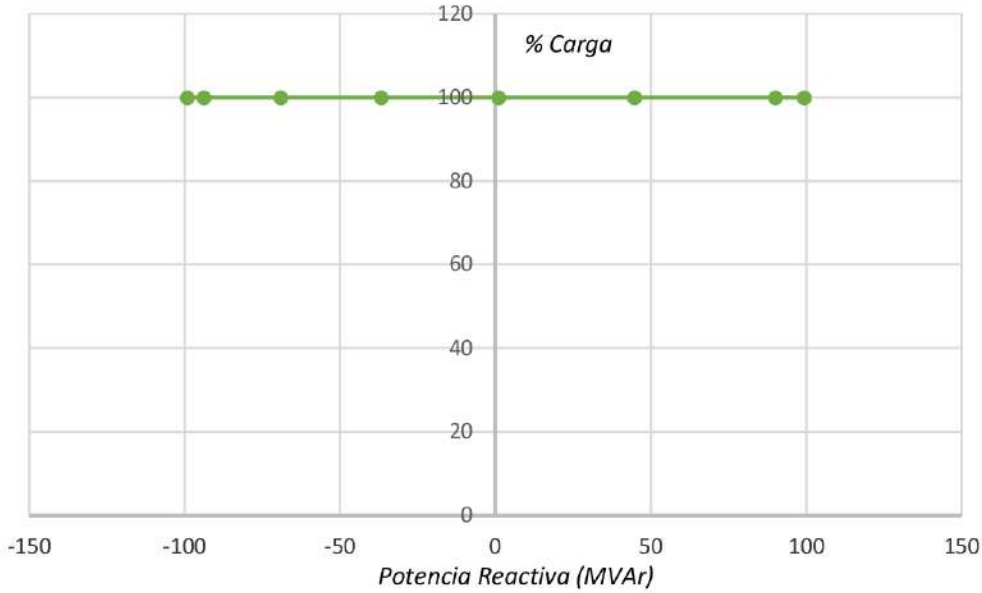


Figura 6.65 Carga en la línea HVDC - VSC en función de la potencia reactiva entregada y absorbida por la Conversora VSC para Pico de Verano Etapa 2. Set point de potencia activa en 400 MW

La tensión mínima a la cual puede llegarse a través del control con la conversora VSC es de 0,996 pu, con una potencia reactiva absorbida del sistema de -99,2 MVAr. La tensión máxima que puede alcanzarse es de 1,1 pu con una potencia reactiva inyectada en la barra controlada de 99,3 MVAr.

Mirando la curva de carga se aprecia que la línea está, para todo valor de tensión, al 100% de su capacidad.

Dado la gran cantidad de potencia activa con la que está cargada la línea HVDC y las conversoras, la capacidad remanente para absorber o entregar potencia reactiva se ve fuertemente limitada. Es por esta razón que no se alcanza un amplio rango de regulación en tensión.

Todo esto será mejor entendido cuando se analicen las curvas de capabilidad.

Curva VQ sin Límites en las Conversoras

Al igual que se ha realizado en anteriores secciones, utilicemos la versatilidad que nos brinda el PSS/E y analicemos una situación que no puede darse de forma física. Eliminemos los límites de la potencia reactiva que las conversoras pueden absorber o entregar al sistema. Cabe volver a aclarar que este análisis se hace con objetivos exclusivamente didácticos y para la comprensión de la física de esta tecnología, ya que no es una situación que se pueda realizar en un sistema de potencia real.

La curva VQ obtenida, considerando Pico de Verano Etapa 2 y con set point de potencia activa nulo, es la siguiente:

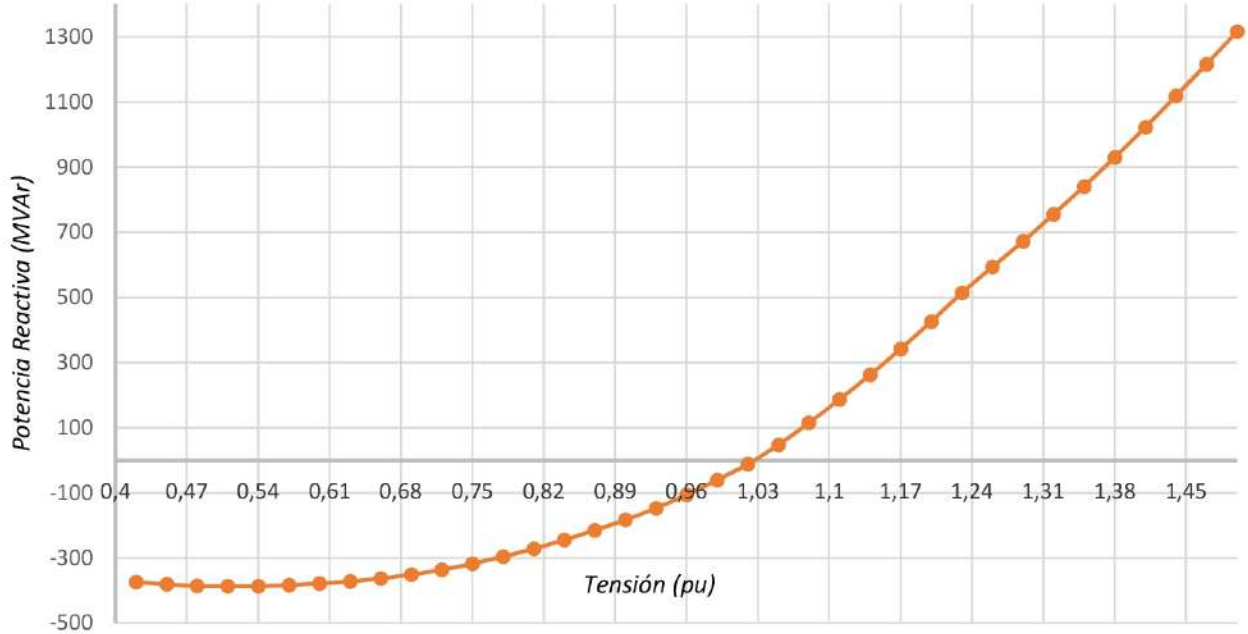


Figura 6.66 Potencia reactiva entregada y absorbida por la Conversora VSC en función del set point de tensión para Pico de Verano Etapa 2. Set point de potencia activa en 0 MW. Sin límites en parámetros de la conversora

Con una simple inspección de la gráfica surgen grandes diferencias con las anteriores. La menor tensión a la cual se puede llegar en la barra de conexión es 0,42 pu, con una potencia reactiva inyectada de -373,7 MVAr. La mayor tensión alcanzables es 1,5 pu, con una potencia reactiva entregada al sistema de 1316 MVAr.

Surge el cuestionamiento de por qué no se pueden obtener aún mayores y menores tensiones dado que no existen límites en las conversoras y en la línea. La respuesta es que con una mayor potencia reactiva absorbida o inyectada, ya no convergen los métodos de resolución. Ya que el sistema está lejos de estar preparado para gestionar tal cantidad de reactivo, no es posible encontrar una solución de los flujos de potencia tal que se sobrepasen los límites vistos en la figura 6.66.

Habiendo ya jugado con los límites del sistema, continuemos con los estudios.

Curvas VQ para Escenario Valle de Invierno

Hasta ahora hemos trazado todas las curvas considerando un sólo escenario, el Pico de Verano en la Etapa 2. Veamos qué ocurre en el escenario opuesto en cuanto a cantidad de demanda, el Valle de Invierno.

Para comenzar se muestra en la figura 6.67 la curva VQ para una potencia transmitida de 300 MW, y en la figura 6.68 el porcentaje de carga de la línea:

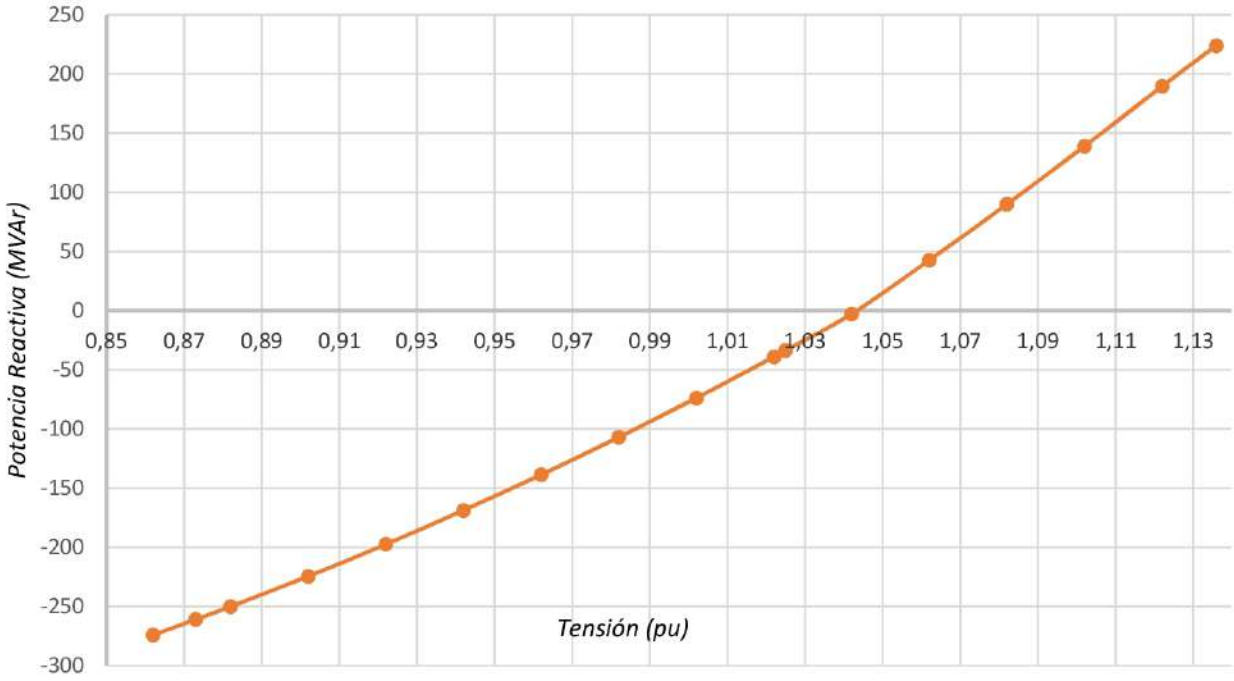


Figura 6.67 Potencia reactiva entregada y absorbida por la Conversora VSC en función del set point de tensión para Valle de Invierno Etapa 2. Set point de potencia activa en 300 MW

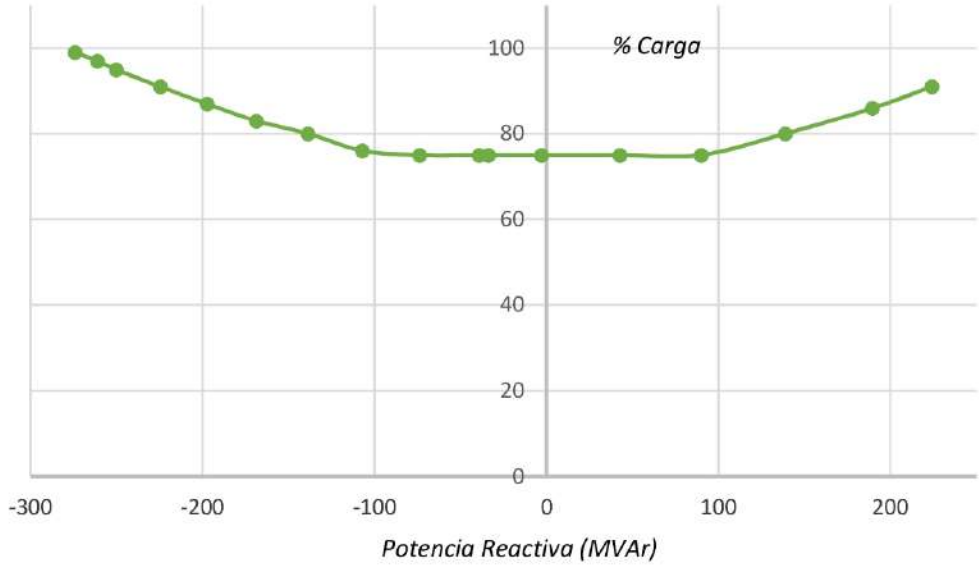


Figura 6.68 Carga en la línea HVDC - VSC en función de la potencia reactiva entregada y absorbida por la Conversora VSC para Valle de Invierno Etapa 2. Set point de potencia activa en 300 MW

Se observa en la curva VQ un mínimo de tensión alcanzable de 0,862 pu con una potencia reactiva absorbida de -274,1 MVAr, y un máximo de tensión de 1,136 pu, con una potencia reactiva inyectada de 224 MVAr.

Con respecto a la carga en la línea, dado que se están transmitiendo 300 MW, para todo valor de set point de tensión se tiene una alta carga en la línea, la que aumenta cuando el módulo de la potencia reactiva absorbida o inyectada crece.

Lo interesante en este caso para obtener nuevas conclusiones, es comparar esta curva con la del escenario Pico de Verano antes analizado. Esto se puede observar en la figura 6.69:

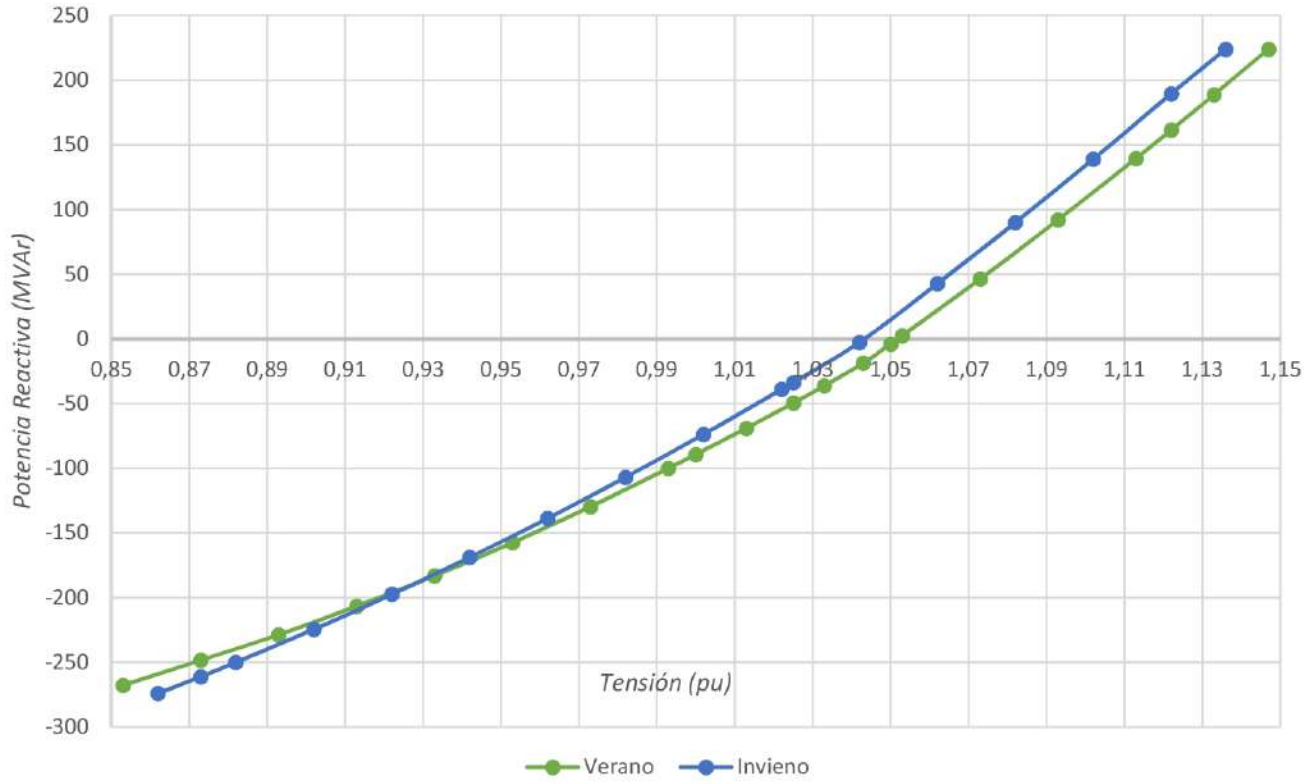


Figura 6.69 Comparación de potencia reactiva entregada y absorbida por la Conversora VSC en función del set point de tensión entre Pico de Verano y Valle de Invierno Etapa 2. Set point de potencia activa en 300 MW

Se puede apreciar que en el escenario Pico de Verano el rango de tensiones alcanzables es más alto, tanto para la tensión mínima, como para la máxima. Esto se debe fundamentalmente a las diferencias en las tensiones en estos dos escenarios.

Como se analizó en el capítulo 3, la potencia reactiva absorbida o inyectada por la conversora depende de la diferencia entre la misma tensión de la conversora y la tensión de la barra de conexión. Mientras más cercana sea la tensión de la barra a la de set point de la conversora VSC, menos requerimientos de potencia reactiva serán necesarios para llegar a dicho set point.

A pesar de esto resulta mucho más provechoso para la comprensión del funcionamiento del control de tensión del sistema HVDC - VSC, comparar situaciones similares. Lo que se hizo es comparar dos escenarios completamente diferentes, con demandas distintas y perfiles de tensión dispares.

A continuación se realiza una mejor comparación. A partir de un mismo escenario, Pico de Verano en la Etapa 2 con el parque entregando 300 MW, se modifican por medio de los topes de los transformadores los perfiles de tensión en la red.

Por un lado se disminuyen todas las tensiones seteando los topes de los dos transformadores que acometen a la red de 132 kV desde el sistema de 500 kV, en un valor de 0,95 pu, con lo que se obtiene una tensión en la barra BBCA igual a 0,938 pu, y en la barra PAlta una tensión de 0,922 pu. Por otro lado, se elevan los topes de estos transformadores a 1,06 pu, obteniendo en la barra BBCA una tensión de 1,050 pu, y en la barra PAlta, 1,036 pu.

Estos valores aseguran una correcta visualización del fenómeno que quiere estudiarse sin tener tensiones fuera de los rangos admisibles, es por esto que fueron elegidos.

En la figura 6.70 se muestran las curvas VQ para su comparación.

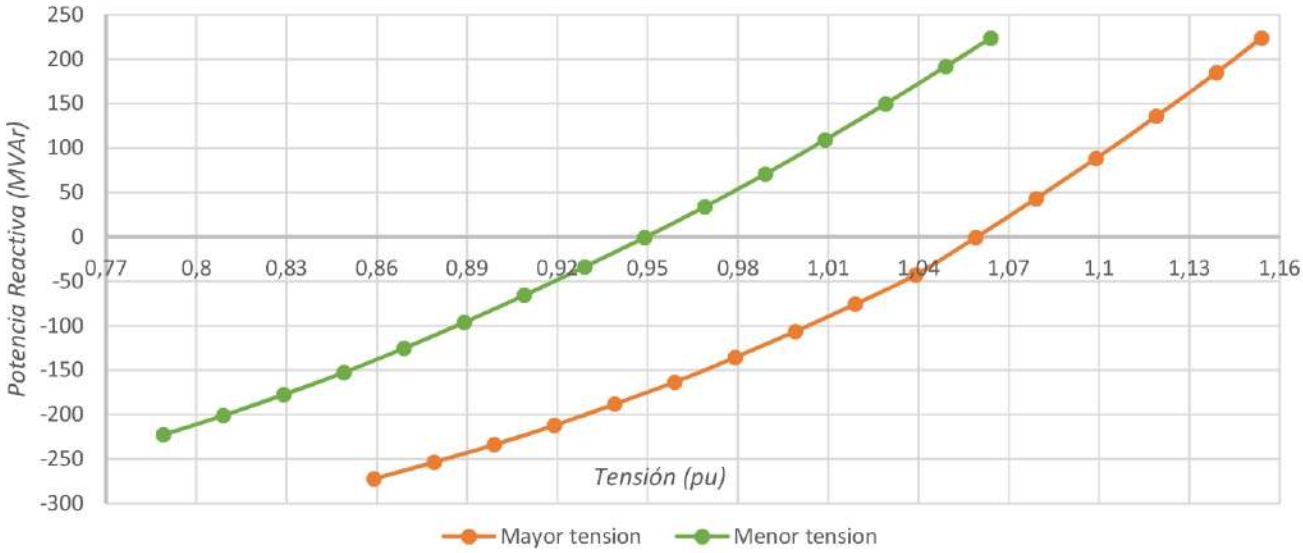


Figura 6.70 Comparación de potencia reactiva entregada y absorbida por la Conversora VSC en función del set point de tensión en Pico de Verano Etapa 2 considerando diferentes valores de tensión en el sistema. Set point de potencia activa en 300 MW

En la situación donde las tensiones son mayores, es posible alcanzar una tensión mínima mediante el control de la conversora VSC en la barra PAlta igual a 0,859 pu, con una potencia reactiva absorbida del sistema de -272,3 MVAr. En la situación donde las tensiones son menores es posible llegar a un set point mínimo de tensión de 0,789 pu, con una absorción de potencia reactiva de -222,7 MVAr.

Se puede ver que cuando los perfiles de tensión del sistema son más altos, la capacidad de absorber potencia reactiva de la conversora es mayor que cuando las tensiones son menores.

Lo que sucede es que, como se analizó en el capítulo 3, los límites de absorción o inyección de potencia de las conversoras, es decir su curva de capabilidad, depende de las tensiones originales del sistema sin compensación. Cuando las tensiones del sistema son mayores, el radio teórico de la curva de capabilidad aumenta, dando como resultado una mayor capacidad de absorción de potencia reactiva.

Es por esto que en la figura 6.70 se aprecia un mayor valor de potencia reactiva absorbida en el escenario con los topes más altos de los transformadores.

Esta misma conclusión podrá ser analizada con más detalle mediante las curvas de capabilidad en la siguiente sección.

Más allá de esto, resulta llamativo el hecho de que por más que en la situación de mayores tensiones sea posible una mayor absorción de potencia reactiva por parte de la conversora VSC, la tensión mínima a la cual puede llegar no es tan baja como en la situación de menores tensiones. Esto se debe a que, como ya se ha analizado, la tensión a la cual se llega mediante el control de la conversora depende de la diferencia entre la tensión de la misma conversora y la tensión real de la barra que se está controlando. Por más que en la situación de mayores tensiones la conversora absorba más potencia reactiva, las tensiones serán menores en la situación de menores tensiones en el sistema.

Lo mismo sucede con las máximas tensiones. Es sabido que el máximo de potencia reactiva que la conversora puede entregar sin importar las condiciones del sistema en 224 MVAr. A pesar de esto en la situación de mayor tensión en el sistema, se alcanza una tensión máxima controlada por la conversora de 1,154 pu, y en la situación de menores tensiones en el sistema, la máxima tensión alcanzada es 1,064 pu.

Ambas tensiones se logran mediante la inyección por parte de la conversora de la misma cantidad de potencia reactiva. Lo que provoca la diferencia en los valores es, al igual que en el caso anterior, la diferencia en las tensiones del sistema. En el primer caso los perfiles de tensión en general de todo el sistema son mayores, por lo que a igual cantidad de potencia reactiva inyectada, se alcanza una mayor tensión que en la otra situación.

6.11.3 SISTEMA HVDC - VSC. CURVAS DE CAPABILIDAD

En el capítulo 3 se estudió de donde surge y la interpretación física de la curva de capabilidad para un sistema HVDC - VSC. En este estudio eléctrico se plantea el objetivo de comprobar mediante simulaciones la forma de esta curva y los límites que posee, explicando qué sucede si es que se presenta alguna diferencia con la curva teórica.

No resulta sencillo la obtención de la curva de capabilidad utilizando el PSS/E. Esta debe ser trazada punto por punto buscando los valores límites.

Lo que se hace es para varios valores de potencia activa transmitida, buscar el máximo y mínimo set point de tensión que la conversora puede lograr en la barra de conexión. Estos mínimos y máximos de tensión se corresponden con un máximo de potencia reactiva que la conversora puede absorber o inyectar en la barra respectivamente. Estos valores de potencia activa y reactiva se grafican en una gráfica PQ para obtener finalmente la curva de capabilidad.

La obtención de cada punto límite de potencia reactiva implica realizar un gran número de corridas de flujo de potencia buscando los límites en la capacidad de control de la conversora. Se buscan puntos donde las tensiones sean máximas y mínimas considerando un error de cálculo relativamente pequeño. Comúnmente cada punto posee un error de 0,5 a 2 MVA en relación a todo el sistema, es decir 2 MVA de error máximo en un sistema con una potencia instalada de 25.000 MVA es un error considerablemente pequeño y aceptable.

Sin más preámbulo se continúa mostrando la curva de capabilidad para el escenario Pico de Verano en la Etapa 2 como se viene trabajando hasta aquí:

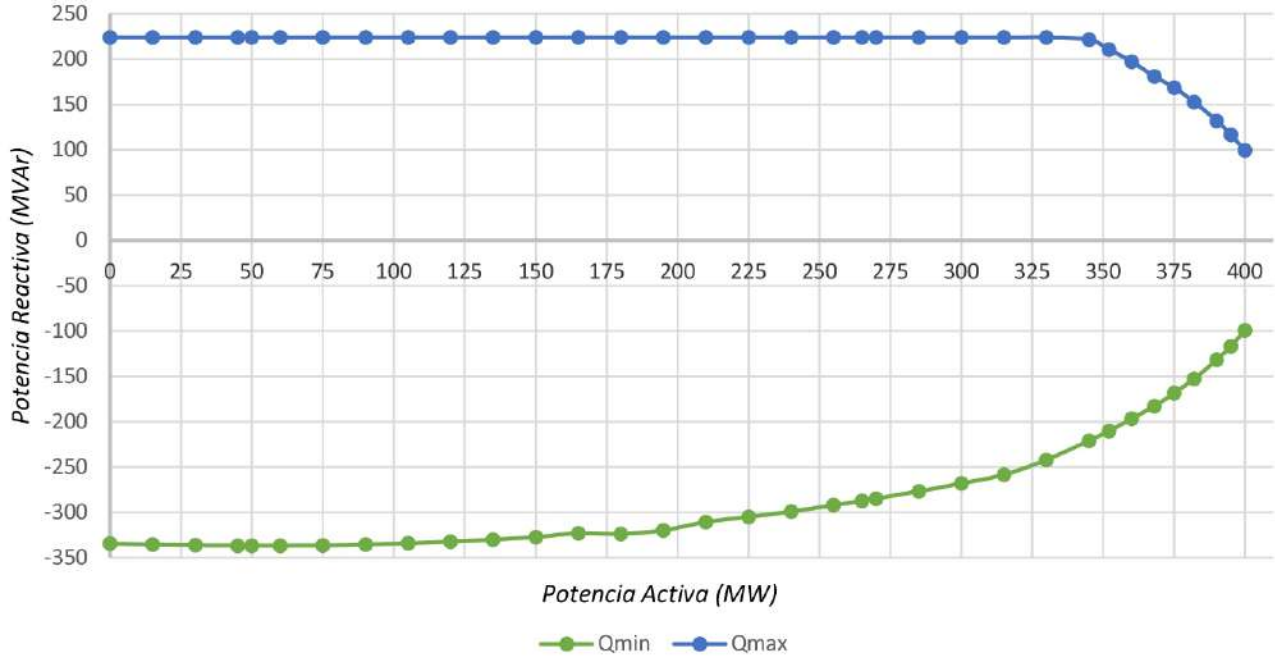


Figura 6.71 Curva de capabilidad del sistema HVDC - VSC sin considerar pérdidas. Pico de Verano Etapa 2

Como primera observación hay que afirmar que la curva es similar en forma y características a la vista en la teoría.

Sólo ha sido trazada la parte de la curva correspondiente a potencias activas positivas, es decir, potencia activa entregada al sistema. La otra parte se corresponde con un sistema HVDC - VSC utilizado de forma bi-direccional, es decir, para la interconexión entre dos sistemas y el intercambio de potencia entre ellos. Sólo puede haber potencia activa absorbida cuando el parque está fuera de servicio y la conversora onshore opera controlando tensión. Como ya se ha mencionado, esta potencia absorbida corresponde a las pérdidas de dicha conversora.

Para obtener una curva que se aproxime más a la realidad, de aquí en adelante se graficarán teniendo en cuenta en el eje de la potencia activa, las pérdidas generadas por los cables HVDC y por las conversoras.

Finalmente la curva de capabilidad del sistema HVDC - VSC correspondiente al escenario Pico de Verano en la Etapa 2 es la de la siguiente figura:

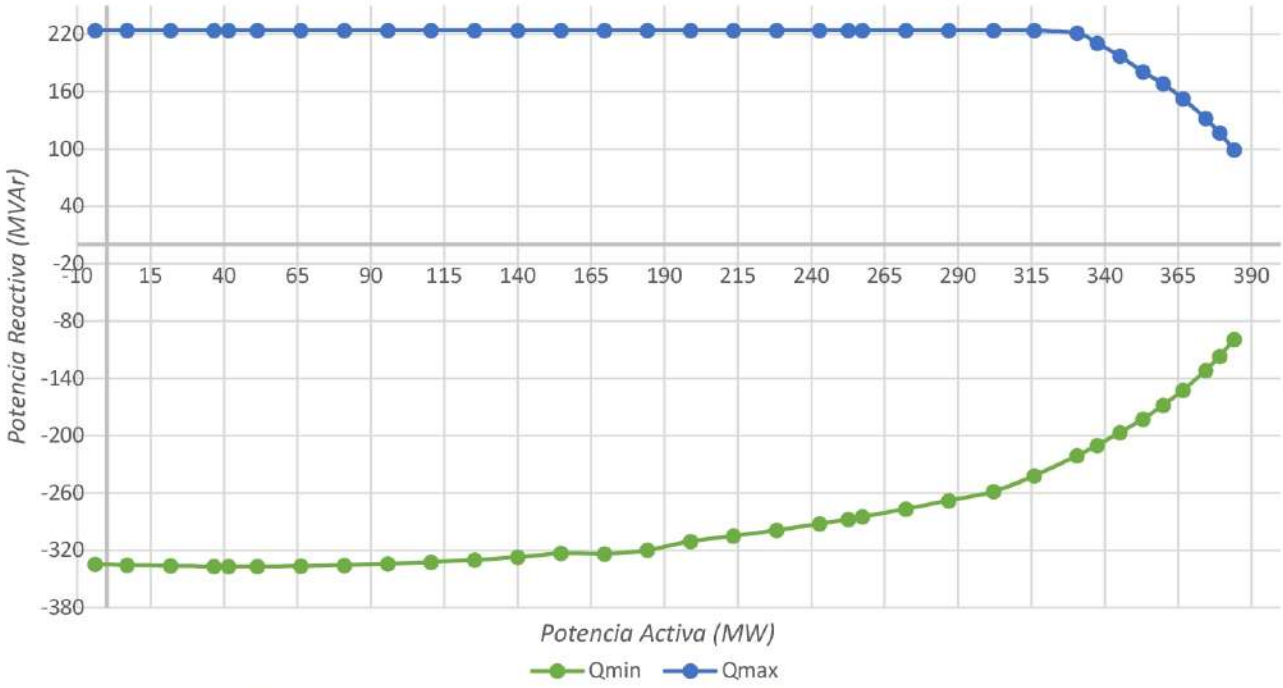


Figura 6.72 Curva de capabilidad del sistema HVDC - VSC considerando pérdidas. Pico de Verano Etapa 2

Se puede observar que a medida que la potencia activa entregada al sistema aumenta, la capacidad de absorber potencia reactiva por parte de la conversora se reduce, aumentando la pendiente con la que llega a las potencias más altas.

En la parte de la curva correspondiente a la potencia reactiva positiva o entregada, se observa que hasta un cierto valor igual a aproximadamente 330 MW de potencia activa transmitida, la potencia reactiva inyectada al sistema se mantienen constante e igual 224 MVAr. Este es el valor que se introdujo como parámetro de máxima potencia reactiva que puede inyectar la conversora.

Como se analizó en el capítulo 3, este valor está limitado por el máximo valor de tensión continua que el sistema HVDC - VSC puede soportar.

Cuando se está en situación de inyección de potencia reactiva al sistema, y se llega a una potencia activa transmitida de 330 MW aproximadamente, la parte superior de la curva deja de tener un valor constante e igual a 224 MVAr, para decaer con gran pendiente.

Lo que sucede es que en este punto de inflexión cambian los limitantes físicos que afectan a la conversora. La curva superior, hasta los 330 MVAr, está dominada por la máxima tensión continua que la conversora puede soportar. Más allá de este valor de potencia reactiva, dado la gran cantidad de potencia activa que se está transmitiendo y la importante cantidad de potencia reactiva que se está entregando al sistema, la conversora comienza a estar limitada por la máxima corriente que los IGBTs pueden soportar. Este límite se representa de forma teórica como una circunferencia con centro en el origen, donde el radio depende de las tensiones del sistema (ver capítulo 3, sección 3.5). Es por esto que a partir del valor de potencia reactiva mencionado, las capacidades de la conversora para controlar tensión comienzan a decaer, ya que su entrega de potencia reactiva disminuye fuertemente.

Volviendo por un momento a la parte plana de la curva superior se hace necesario aclarar que, como se estudió en el capítulo teórico, esta parte de la curva no es plana, sino que está representada como una circunferencia de radio $\frac{U_{conv} \cdot U_L}{X_{conv}}$ y centro en $\left(0, -\frac{{U_L}^2}{X_{conv}}\right)$ (donde U_L es la tensión alterna del sistema en la barra de conexión, U_{conv} es la tensión alterna de la conversora generada a partir de la tensión de continua, y X_{conv} es la reactancia equivalente entre el sistema HVDC - VSC y la red) (capítulo 3). *En el modelo de PSS/E este límite se representa como un valor constante, que en este caso es igual a 224 MVAr.* Esto es lo que provoca que en todas las curvas se repita este valor. El modelo en este caso, no representa de manera completa lo estudiado en la teoría.

Con respecto a la parte inferior de la curva, correspondiente a potencia reactiva absorbida del sistema, la totalidad de su forma dentro de todo el rango de potencia activa transmitida, está dominada por el límite de la corriente que los IGBTs de la conversora pueden soportar.

En la teoría se analizó que este límite se corresponde con una circunferencia centrada en el origen y con un radio que depende tanto de la tensión de la red, como de la tensión continua del sistema HVDC - VSC.

Observando la figura 6.72, es claro que las simulaciones dieron como resultado una curva que no se corresponde en forma a una circunferencia. La razón es más sencilla de lo que parece. Para respaldar esta explicación será necesario la siguiente figura donde se muestra para cada punto de la curva de capabilidad de la figura 6.72, el valor de tensión al cual se llega en la barra controlada por la conversora onshore:

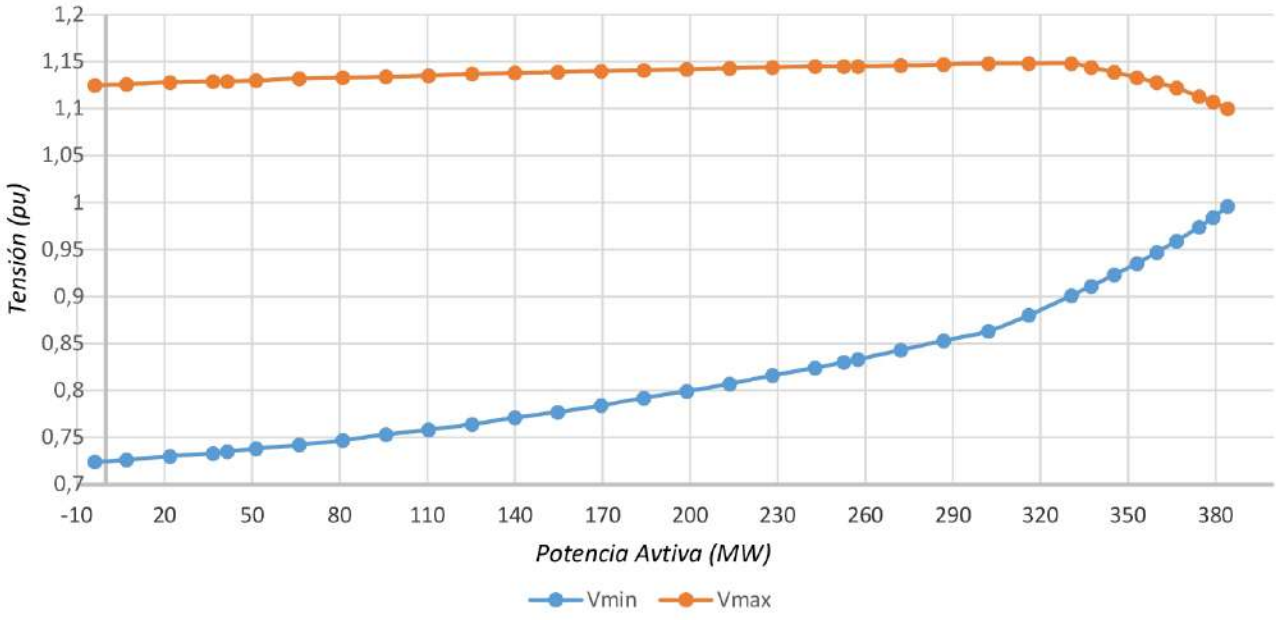


Figura 6.73 Valores de tensión alcanzados por la Conversora VSC para cada punto de la curva de capabilidad. Pico de Verano Etapa 2

Observar que la tensión mínima alcanzable por la conversora es menor a medida que la potencia transmitida en más chica. Esto, como ya se explicó, se corresponde con una menor capacidad de absorber potencia reactiva a medida que aumenta la potencia activa transmitida.

Ahora bien, esta forma de control no es unidireccional, sino que posee un lazo de retroalimentación, donde la capacidad de potencia reactiva está afectada, no sólo por la potencia activa transmitida, sino también por la tensión de la barra controlada, es decir, la potencia reactiva depende de la tensión de set point a la cual se quiere llegar con dicha potencia reactiva. Aquí es donde está el lazo retroalimentado del control de la tensión.

Con esto explicado se argumenta que en la práctica, la forma de la curva límite de corriente a través de los IGBTs de las conversoras no es una circunferencia perfecta, ya que su radio depende de la tensión de la barra controlada, y esta obviamente no es la misma para todo valor de potencia reactiva. Lo que sucede es que con valores de potencia activa pequeños, el radio de la circunferencia es considerablemente más pequeño que con altos niveles de transmisión de potencia activa.

Esto se debe a que cuando la potencia activa transmitida es pequeña, las tensiones mínimas son mucho menores que cuando la potencia activa es alta, y debido a estas diferencias en las tensiones, es que se producen estas diferencias en el radio de la circunferencia (cuanto menor es la tensión en la barra de conexión, menor es el radio de la circunferencia).

Por último en la curva de capabilidad de la figura 6.72, se puede apreciar un límite en la transferencia de potencia activa, tanto para la curva de potencia reactiva absorbida como inyectada. Este se corresponde, como se estudió en el capítulo 3 de forma teórica, con la máxima corriente continua que los cables submarinos pueden soportar.

Dado que la conversora posee una potencia nominal de 400 MVA, el cable HVDC fue seleccionado para transmitir una corriente algo superior a la que se corresponde con esta potencia. Es por esto que este límite de 400 MVA no es alcanzado por la conversora, aun operando al máximo de su capacidad. Si este límite se pudiera observar, el cable estaría dimensionado de forma incorrecta con respecto a la potencia de las conversoras. Nunca se podría llegar a su límite de operación.

Es por esto que el límite de potencia activa que se observa en la figura 6.72 se relaciona con la máxima potencia que el sistema HVDC - VSC puede transmitir considerando las pérdidas. Límite que, como se mencionó, se aproxima al límite impuesto de forma teórica como la máxima corriente continua que los cables pueden soportar.

Antes de continuar con más estudios, ampliemos un poco más las conclusiones obtenidas sobre la curva de tensiones de la figura 6.73.

Ya se analizó cómo está conformada la parte inferior de la curva correspondiente a las tensiones mínimas, donde a medida que la potencia activa transmitida aumenta, la capacidad de la conversora onshore que está controlando tensión para absorber potencia reactiva, se ve reducida. Es por esto que las tensiones mínimas alcanzables cada vez son mayores.

En la parte de las máximas tensiones se aprecia un aumento con una leve pendiente de las tensiones máximas alcanzables por la conversora hasta llegar a los 330 MW. Como ya se expuso, luego de este punto comienza a dominar el límite por corriente máxima en los IGBTs, y las tensiones máximas caen con una considerable pendiente.

Lo que se observa antes de superar los 330 MW de potencia activa transmitida no se corresponde del todo con lo que ocurre en la práctica porque el modelado de los límites máximos de potencia reactiva, como se mencionó antes, no es del todo correcto, ya que considera que este límite es una constante igual a 224 MVAr.

Como se analizó en la teoría, cuando aumenta la tensión en la red, la curva límite de potencia reactiva inyectada al sistema, la que se corresponde con la tensión continua máxima, disminuye. Caso contrario ocurre con la circunferencia que se corresponde con el límite de corriente por los IGBTs, donde como ya se mencionó, al aumentar la tensión alterna de la red, el radio de esta circunferencia aumenta.

Volviendo a la curva de la figura 6.73, se concluye que este leve aumento de la tensión cuando se eleva la transmisión de potencia activa, se produce gracias a que la diferencia entre las tensiones de la red y la generada por la conversora partiendo de la continua, aumenta con la elevación de la potencia reactiva.

Es importante recordar que este resultado es meramente teórico, ya que el modelo utilizado para modelar los límites de inyección de potencia reactiva (un valor constante e igual a 224 MVAr), no representa del todo bien al modelo teórico. Debería ser como lo expresado en párrafos anteriores, que varíe con la tensión al igual que lo hace el límite por máxima corriente en los IGBTs.

De todas maneras el resultado obtenido es suficiente para el estudio eléctrico que se está realizando, ya que aporta a la comprensión del funcionamiento del sistema HVDC - VSC, objetivo principal de este estudio.

Variación de la Curva de Capabilidad con la Tensión del Sistema

Al igual que se realizó en secciones anteriores con un mismo escenario, Pico de Verano, se comparan las curvas de capabilidad obtenidas considerando diferentes valores en los perfiles de tensión en las barras del sistema.

Para esto se plantean dos situaciones. En la primera por medio de un aumento de los topes de los transformadores que acometen desde el sistema de 500 kV a un valor de 1,06 pu, se elevan todos los perfiles de tensión en las barras del área. Luego se traza la curva de capabilidad del sistema HVDC - VSC. Lo mismo se realiza con una disminución de los topes hasta un valor de 0,95 pu, con lo que se disminuyen todas las tensiones en las barras del área.

Las curvas de capabilidad obtenidas son las siguientes:

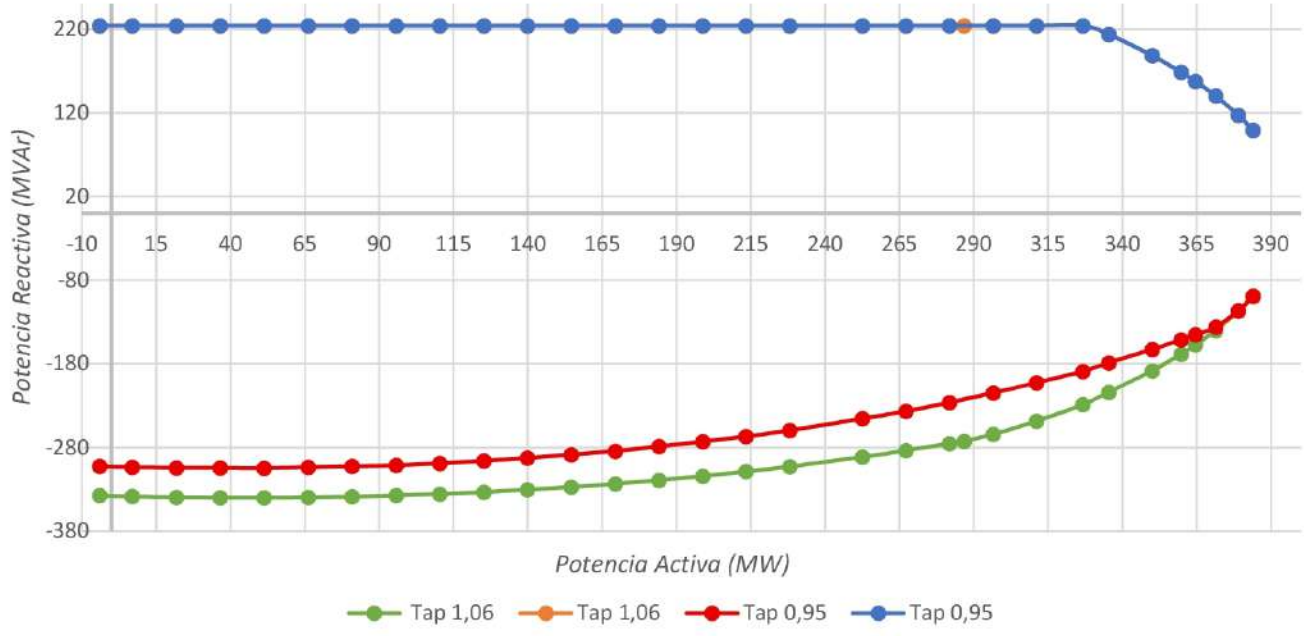


Figura 6.74 Comparación de curvas de capabilidad del sistema HVDC - VSC considerando diferentes tensiones en el sistema. Pico de Verano Etapa 2

Se observa una diferencia en las curvas de mínima potencia reactiva (absorbida de la red). En la situación donde los perfiles de tensión son más altos, como se desprende de la teoría, la curva posee una mayor extensión. Esto, como ya se mencionó, se debe a que a medida que son mayores las tensiones, el límite correspondiente a la corriente máxima por los IGBTs aumenta.

En la parte de máxima potencia reactiva (inyectada a la red), ambas curvas son iguales hasta llegar a los 330 MW aproximadamente. Esto es esperable ya que este límite se corresponde con un valor constante e igual a 224 MVAr, y por cuestiones del modelado, no depende la tensión de la barra en la cual el sistema HVDC - VSC está conectado.

Siguiendo con la misma curva, para valores de potencia activa transmitida mayores a 330 MW, estas curvas no deberían ser iguales. Esto se debe a que a partir de dicho valor, la capacidad de inyectar potencia reactiva al sistema deja de estar limitado por el valor constante para pasar a estar limitado por la corriente máxima que soportan los IGBTs al igual que la curva de potencia reactiva absorbida. Ya se analizó que esta se modifica con la tensión, fenómeno que no sucede con esta curva.

Es por esto que se comprueba que el modelado del control de la potencia reactiva inyectada a la red no se condice en su totalidad con lo expuesto en la teoría.

Luego de esto y recordando lo analizado sobre el valor constante de la máxima potencia reactiva inyectada, surge la pregunta, *¿utilizar este modelo del sistema HVDC - VSC implementado en el PSS/E, es de utilidad para estudiar esta tecnología?*

La respuesta es que sí. Hay que recordar que se está tratando con valores límites de operación de la tecnología, donde los errores de cálculo del método numérico aumentan y la precisión se reduce. Además también es importante observar que para estos valores las tensiones están en la mayoría de los casos muy por afuera de los rangos de operación admisibles. Es por esto que para trabajar con un sistema de potencia, donde en la realidad no se alcanzaran nunca estos límites, el modelo proporciona una muy buena herramienta para realizar todos estos análisis.

Sólo a modo ilustrativo, se modificó de forma artesanal la curva de la figura 6.74, para poder observar una aproximación de cómo debería ser la curva de capabilidad si los límites de la curva de potencia reactiva inyectada fueran los teóricos:

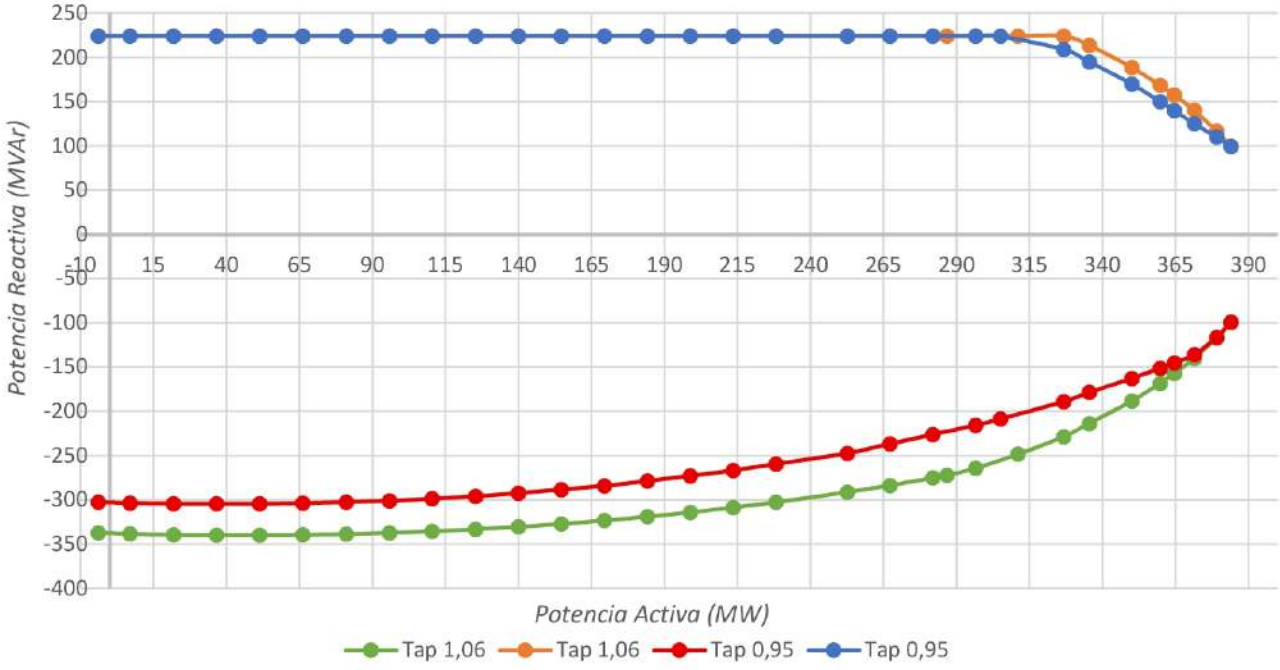


Figura 6.75 Comparación de curvas de capabilidad del sistema HVDC - VSC considerando diferentes tensiones en el sistema. Pico de Verano Etapa 2. Modificación para representar los límites teóricos

Se aprecia cómo en las curvas superiores se modifican los límites en función de las tensiones del sistema de la misma manera que se realiza con las curvas inferiores.

Luego de estas aclaraciones retomemos la comparación original y analicemos la siguiente figura donde se muestran las tensiones máximas y mínimas alcanzadas por el control de la conversora VSC, para los dos escenarios que se están estudiando:

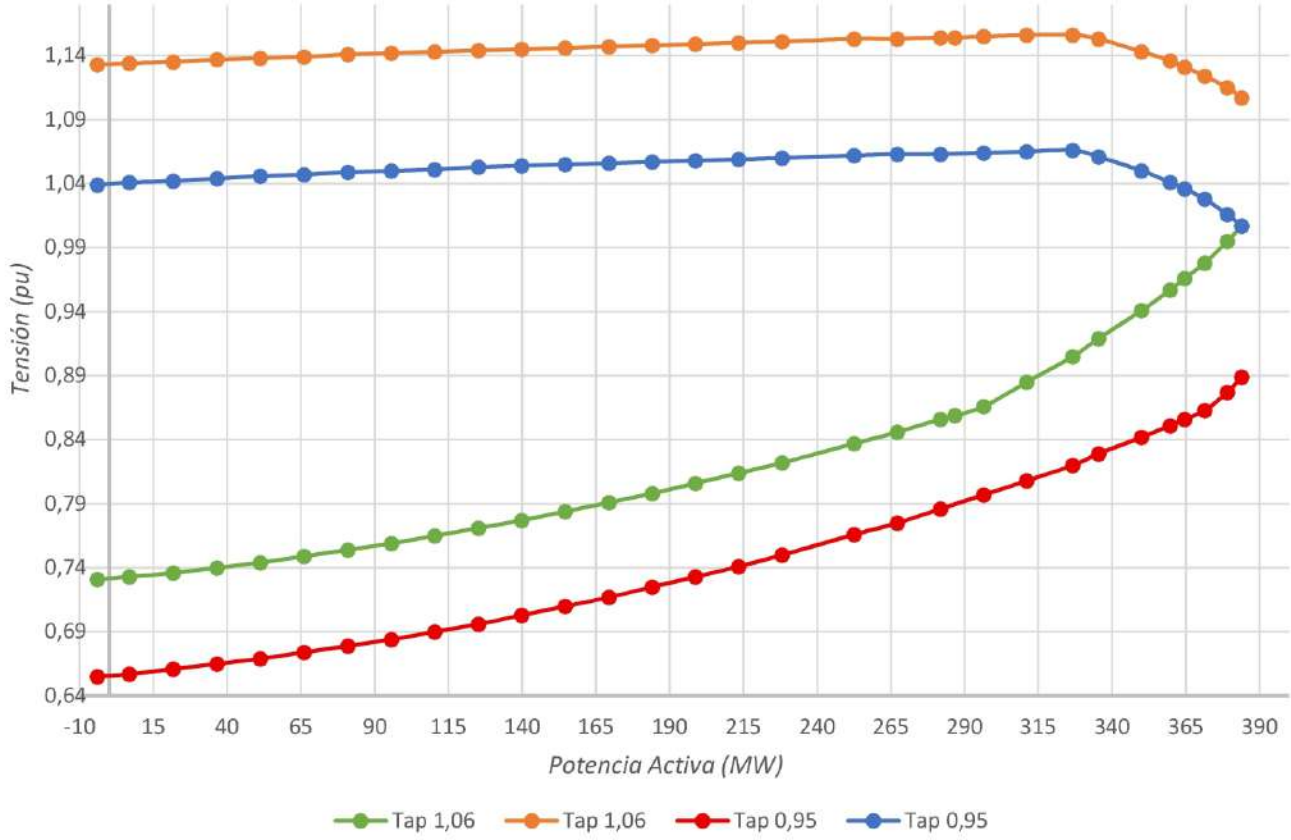


Figura 6.76 Comparación de valores de tensión alcanzados por la Conversora VSC para cada punto de la curva de capabilidad para diferentes tensiones en el sistema en Pico de Verano Etapa 2

Comenzando a analizar las máximas tensiones se observa que, a pesar de que en ambos casos la potencia reactiva máxima inyectada es la misma, en el escenario de mayores tensiones se alcanzan valores máximos más altos. Esto se debe a que dado que las tensiones en general del sistema son más altas, a igual inyección de potencia reactiva, mayor es la tensión alcanzada, es decir, el controlador parte de una tensión original más alta que en el caso donde las tensiones del sistemas son mayores.

Con respecto a las tensiones mínimas ocurre un fenómeno parecido. La capacidad de absorber potencia reactiva del sistema es mayor en el escenario de mayores tensiones. A pesar de esto, en el escenario con los menores perfiles de tensión en el sistema se alcanzan valores mínimos menores que en el otro. Esto es así porque, a pesar de absorber menos potencia reactiva, el efecto de las tensiones más bajas en el sistema supera la capacidad que se tiene en el otro escenario para absorber potencia reactiva.

Para finalizar con el estudio de las curvas de capabilidad analicemos de forma breve cómo se comporta el sistema HVDC - VSC, frente el escenario de menor demanda, Valle de Invierno.

En la siguiente figura se puede observar la comparación de las curvas de capabilidad entre el escenario Valle de Invierno con los topes de los transformadores en 1,036, valor normal de operación, y la curva que se corresponde con perfiles de tensión más altos en el sistema, que al igual que en el caso anterior, se logra subiendo los topes de los transformadores a 1,05.

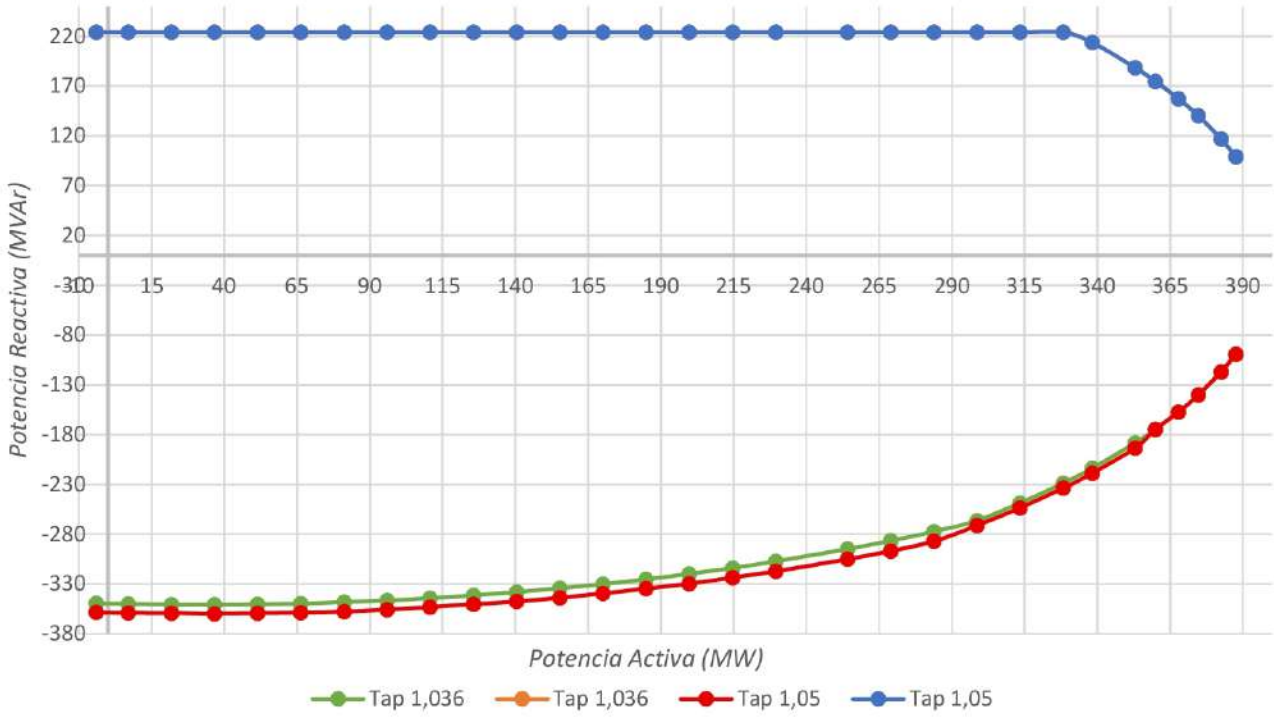


Figura 6.77 Comparación de curvas de capabilidad del sistema HVDC - VSC considerando diferentes tensiones en el sistema. Valle de Invierno Etapa 2

Se observa el mismo fenómeno que con el escenario de mayor demanda, cuando los perfiles de tensión son mayores la curva correspondiente a las máximas potencias reactiva absorbida posee mayor amplitud. Dado que las diferencias entre las tensiones en ambos escenarios son menores, la diferencia entre ambas curvas es menos notable.

Con respecto a las tensiones máximas y mínimas se tiene la siguiente gráfica:

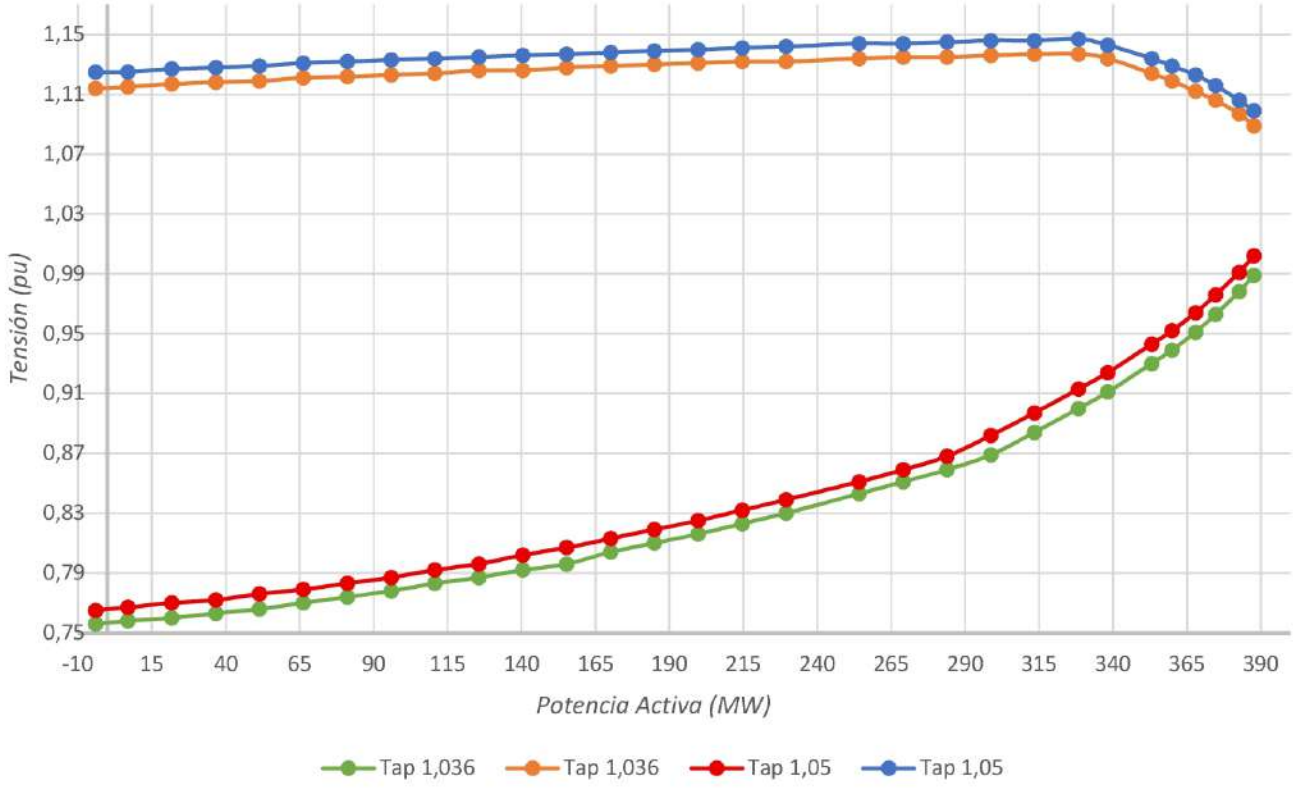


Figura 6.78 Comparación de valores de tensión alcanzados por la Conversora VSC para cada punto de la curva de capabilidad para diferentes tensiones en el sistema en Valle de Invierno Etapa 2

También se aprecian los mismos fenómenos que para el escenario de mayor demanda. Con las máximas tensiones la potencia reactiva inyectada es la misma, pero dado que las tensiones de partida del escenario son mayores que en el otro, se obtienen como resultado una tensión máxima alcanzable por la conversora más alta.

Por el lado de las mínimas tensiones, a pesar de la mayor capacidad de absorber potencia reactiva del escenario con los mayores perfiles de tensión, en este las tensiones mínimas son mayores que en el otro porque en este último las tensiones de partida son más pequeñas, y la mayor capacidad del primero no compensa este hecho.

6.12 CONTROL DE TENSIÓN EN LA RED CON CONVERSORA VSC. BARRA REMOTA

Ya se ha analizado cómo es el funcionamiento del sistema HVDC - VSC en lo referido al control de la tensión en la barra de conexión. Es interesante ahora estudiar otras de las atractivas capacidades de esta tecnología.

Además de controlar la tensión en la barra de conexión, esta tecnología posee la capacidad de controlar tensión en alguna barra remota. Una vez introducido en el sistema de control la barra en la cual se quiere ejercer el control, el sistema HVDC - VSC inyecta o absorbe del sistema la potencia reactiva necesaria para llevar la tensión de dicha barra al set point establecido.

En el PSS/E se selecciona la barra en la cual se quiere controlar el perfil de tensión mediante la ventana de diálogo propia de la conversora. En la figura 6.79 se muestra la parte de esta ventana correspondiente a la conversora 2, que es la encargada de controlar la tensión:

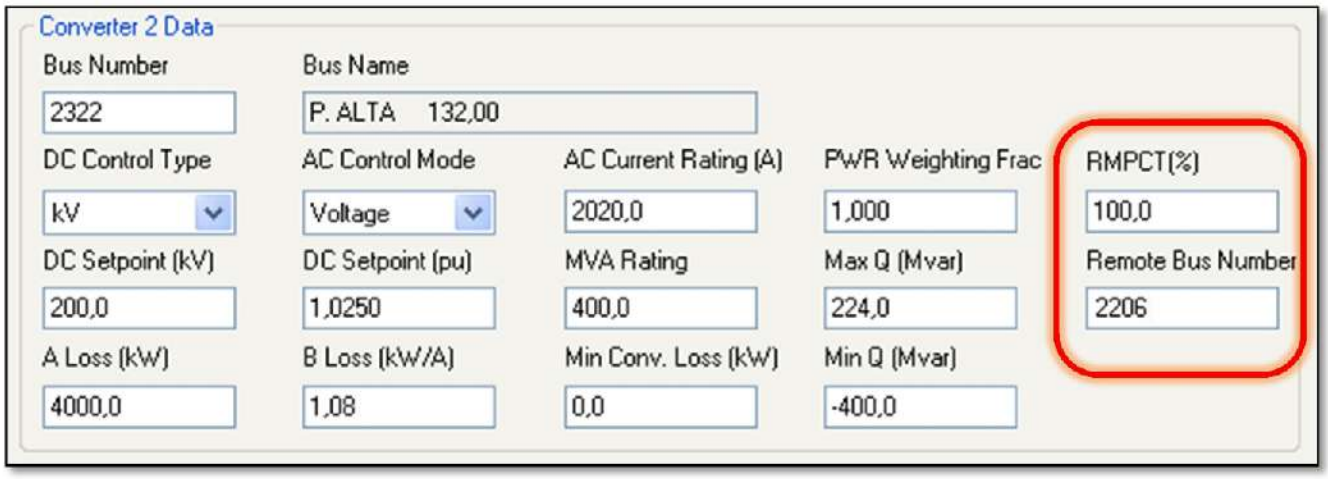


Figura 6.79 Parte de la ventana de diálogo del sistema HVDC - VSC donde se aprecian los parámetros de la conversora 2. Destacado los controles de barra remota

En la casilla ***Remote Bus Numer*** se introduce el número de la barra en la cual se quiere controlar la tensión. En este caso la barra 2206 se corresponde con una de las barras de 132 kV en la ET BBCA.

En la casilla ***RMPCT*** se introduce el porcentaje de la potencia reactiva total requerida para mantener la tensión en la barra seleccionada que debe ser aportado por la conversora VSC. Introducir el valor de este porcentaje sólo es necesario cuando se está controlando una barra de forma remota y si hay más de un dispositivo de control de tensión local o remoto (generador sincrónico, compensador conmutado, elemento de compensación tipo FACT u otra conversora del tipo VSC), que controla la tensión en esta

barra remota según un valor de set point. Es decir, es un porcentaje que indica el nivel de participación en el control de la tensión en una barra remota entre el sistema HVDC - VSC y algún otro equipo que esté controlando tensión en dicha barra.

Para visualizar esto se realizara un breve estudio sobre el control de la tensión de forma remota en la barra BBCA 132 kV.

Comenzamos el estudio utilizando el escenario Pico de Verano en la Etapa 2.

La primer situación analizada es con el parque eólico y el sistema HVDC - VSC fuera de servicio. La tensión en la barra BBCA es igual a 1,041 pu:

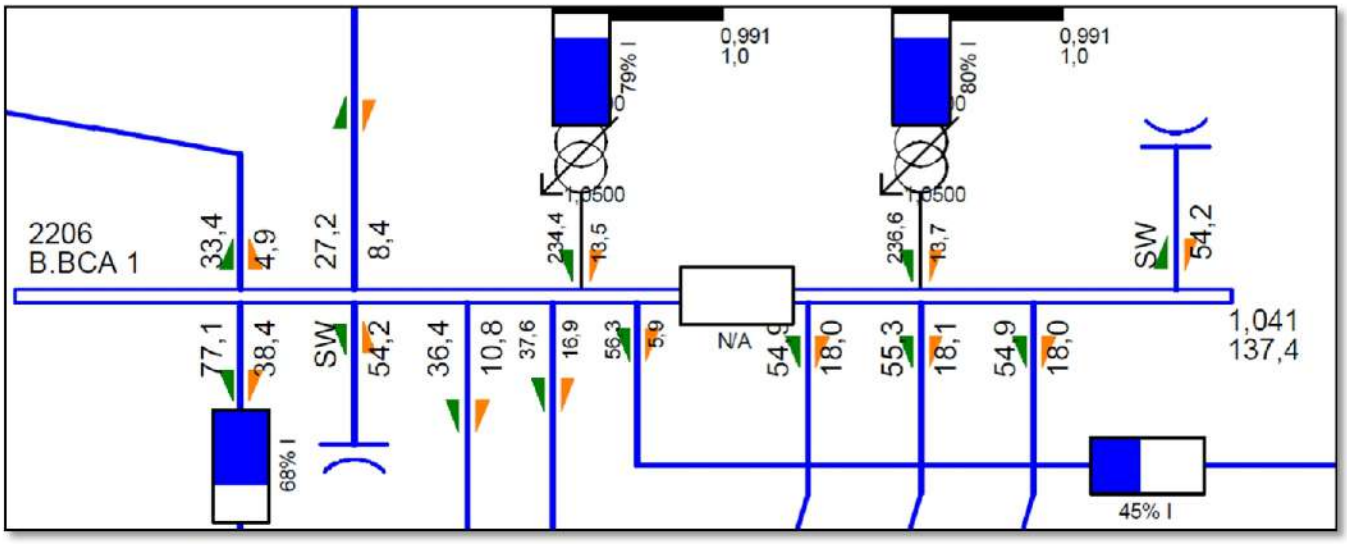


Figura 6.80 Tensión en la barra BBCA 132 kV con el parque y el sistema HVDC - VSC F/S

Suponemos ahora que por una falla salen de servicio ambos bancos de capacitores en el nivel de 132 kV (figura 6.81). A causa de esto la tensión de la barra cae a 1,002 pu, valor con el cual se tienen subtensiones en varias barras aguas abajo en el sistema.

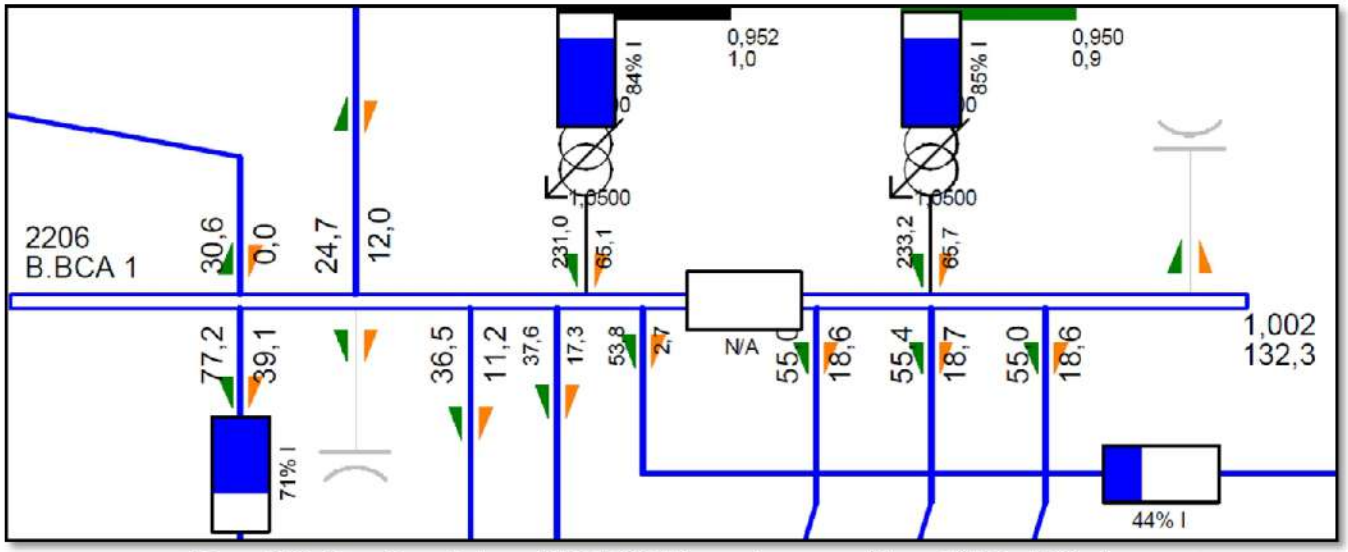


Figura 6.81 Tensión en la barra BBCA 132 kV con el parque, sistema HVDC - VSC y bancos de capacitores F/S

Como solución, en este caso, se controlará de forma remota la tensión de esta barra (el objetivo es analizar esta función ya que otras acciones de control más sencillas y efectivas pueden aplicarse, como

por ejemplo la modificación de los topes de los transformadores). Se setea un valor de tensión buscada de 1,041 pu, valor que poseía la barra antes de perder los bancos de capacitores:

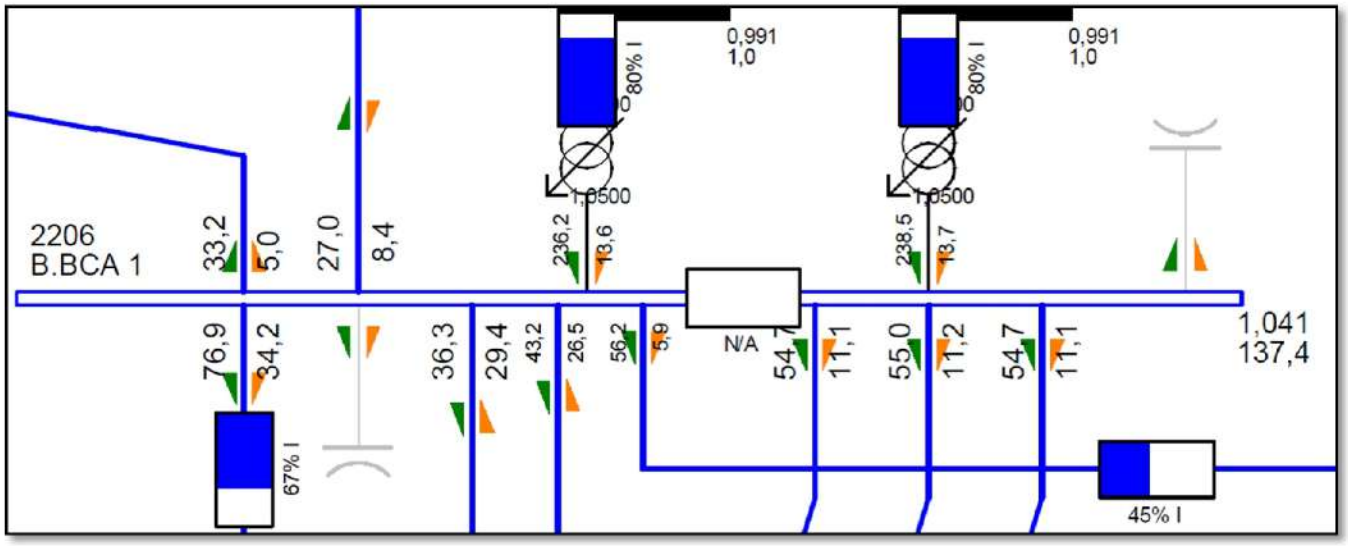


Figura 6.82 Tensión en la barra BBCA 132 kV con capacitores F/S y controlando tensión con sistema HVDC - VSC

La conversora VSC inyecta una cantidad potencia reactiva en el sistema tal que la tensión de la barra BBCA llegue al valor de set point establecido. Lo que sucede es que por un lado se reduce en gran medida la potencia reactiva que debe aportar al sistema esta barra. Esto se puede ver con la reducción del flujo de reactivo por las tres líneas en paralelo que conectan las ETs BBCA y PQBB.

Por otro lado, a través de las dos líneas que conectan las ETs PAlta y BBCA, es inyectada potencia reactiva en la barra, lo que al igual que el fenómeno del párrafo anterior, aumenta la tensión de la barra.

Estos dos fenómenos recién explicados ocurren de manera diferente para cada escenario, ya que lo único que hace la conversora VSC es inyectar potencia reactiva al sistema, luego por las características del mismo, se redistribuyen los flujos de potencia.

En cuanto a las curvas PV y QV se observa una forma similar a la vista en la barra PAlta cuando se controla la tensión de esta barra. En las figura 6.83 y 6.84 se pueden ver estas curvas:

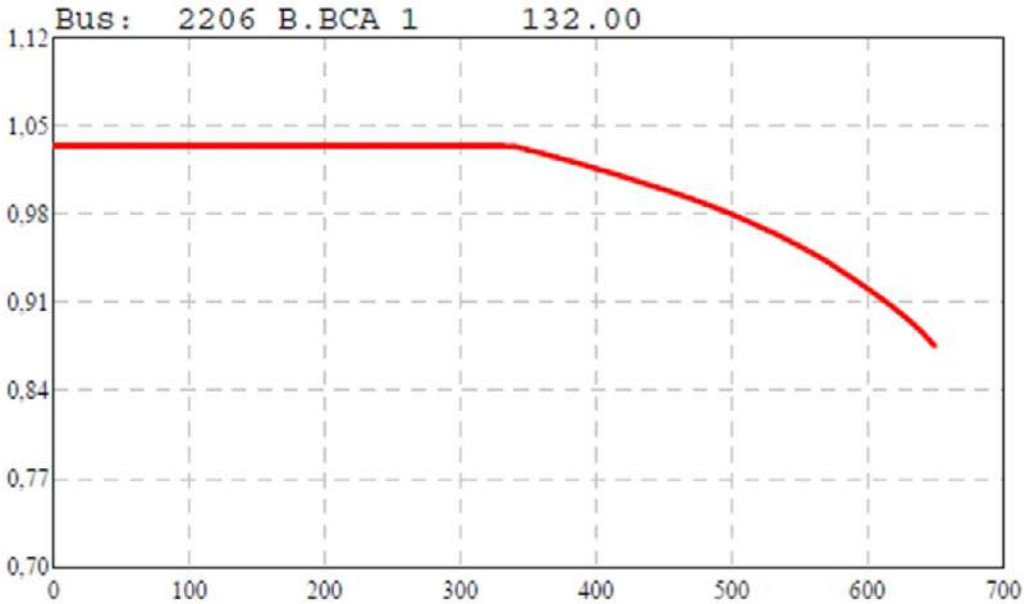


Figura 6.83 Curva PV de la barra BBCA 132 kV con los bancos de capacitores F/S y controlando tensión con el sistema HVDC - VSC

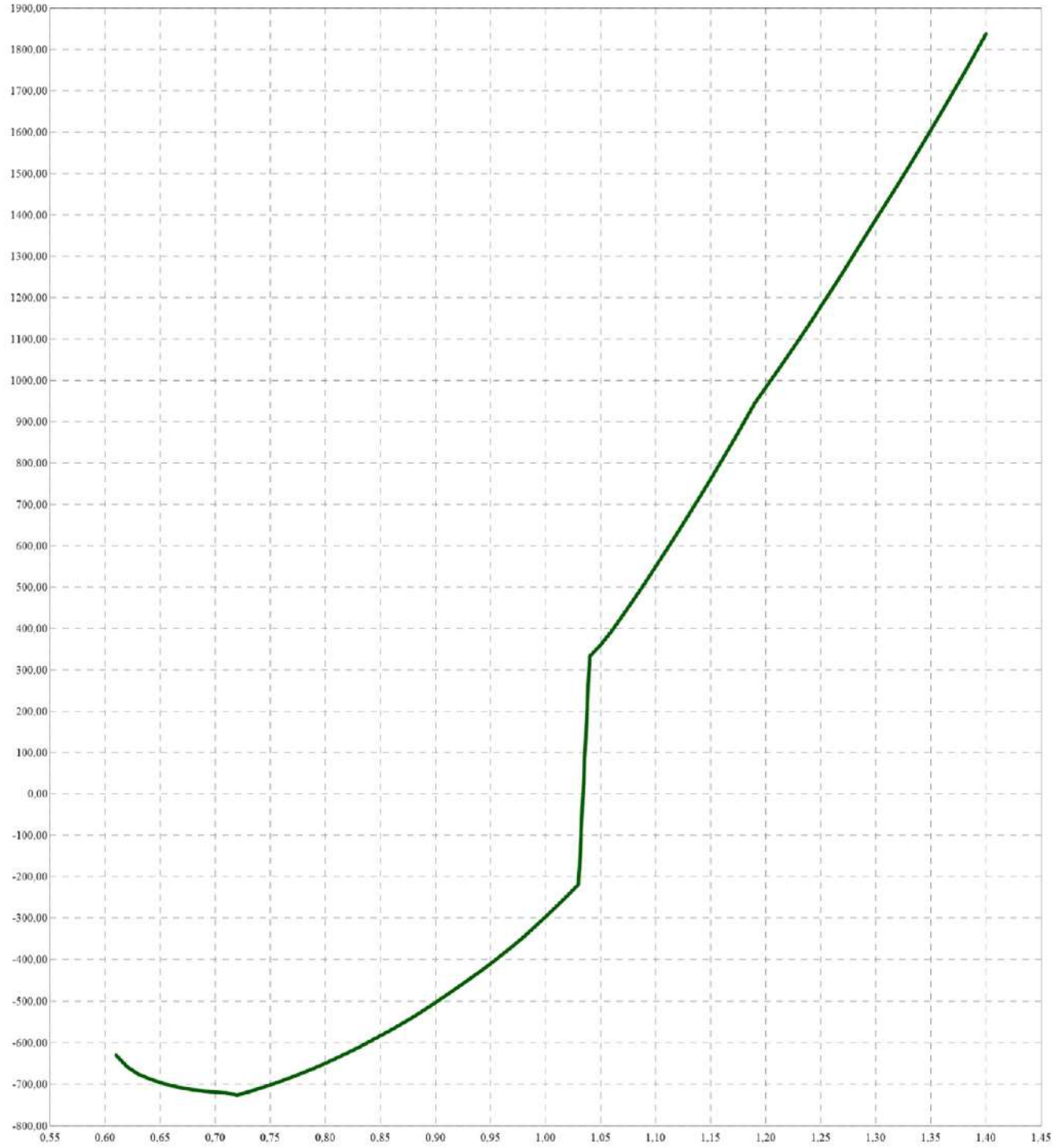


Figura 6.84 Curva QV de la barra BBCA 132 kV con los bancos de capacitores F/S y controlando tensión con el sistema HVDC - VSC

Se puede apreciar claramente en estas curvas el control ejercido por la conversora sobre esta barra remota.

Si ahora consideramos que el parque está inyectando el máximo de su potencia, se ve que también es posible controlar la tensión de esta barra. En esta situación la tensión de la barra BBCA es de unos más que aceptables 1,031 pu, y sin la presencia de subtensiones en el sistema. Luego de la salida de los bancos de capacitores la tensión de esta barra baja a 1,017 pu, tensión que continúa siendo alta, pero que aun así se presentan subtensiones en las barras Dorrego y 3Arrollos.

Al ejercer el control de tensión de la barra BBCA con el sistema HVDC - VSC, la tensión en dicha barra se eleva hasta su valor original de 1,031 pu, recuperando así los perfiles de tensión en el sistema.

Esto demuestra que a pesar de estar entregando la máxima potencia activa que el parque es capaz de generar, dado la mayor capacidad de las conversoras, es posible continuar controlando tensión aún en una barra remota.

Analicemos qué sucede ahora con el escenario opuesto en cuanto a cantidad de demanda, el Valle de Invierno.

En una primera instancia se considera que el parque eólico está fuera de servicio, y que no se está controlando tensión por medio de la conversora VSC. La tensión en la barras BBCA 132 kV y en la BBlanca 500 kV es de 1,027 pu y 1 pu respectivamente.

Si sale de servicio por alguna falla el reactor de la barra de 500 kV, las tensiones aumentan a 1,038 pu en la barra BBCA 132 kV y a 1,011 en BBlanca 500 kV. En el área se producen en todas la barras aumentos en las tensiones que no están fuera de los rangos, pero sí llegan a valores que pueden causar problemas en la operación normal. Por ejemplo si con estas altas tensiones, se produce por alguna falla la pérdida intempestiva de una demanda relativamente grande, se pueden provocar sobretensiones que son peligrosas para el equipamiento de la red, pudiendo provocar más salidas de servicio de otros elementos.

Como se mencionó antes, existen métodos de control de tensión que son más efectivos y de mayor rendimiento, pero para analizar el funcionamiento del sistema HVDC - VSC, se controlará tensión en la barra BBCA de forma remota desde la conversora onshore.

Se selecciona como set point la tensión antes de la contingencia, 1,027 pu. Con esto se recuperan las correctas tensiones que se tenían antes de la salida de servicio del reactor. Lo que realiza la conversora en este caso es absorber una cantidad de potencia reactiva suficiente para llegar a la tensión deseada.

En la siguiente figura se puede ver el resultado del control.

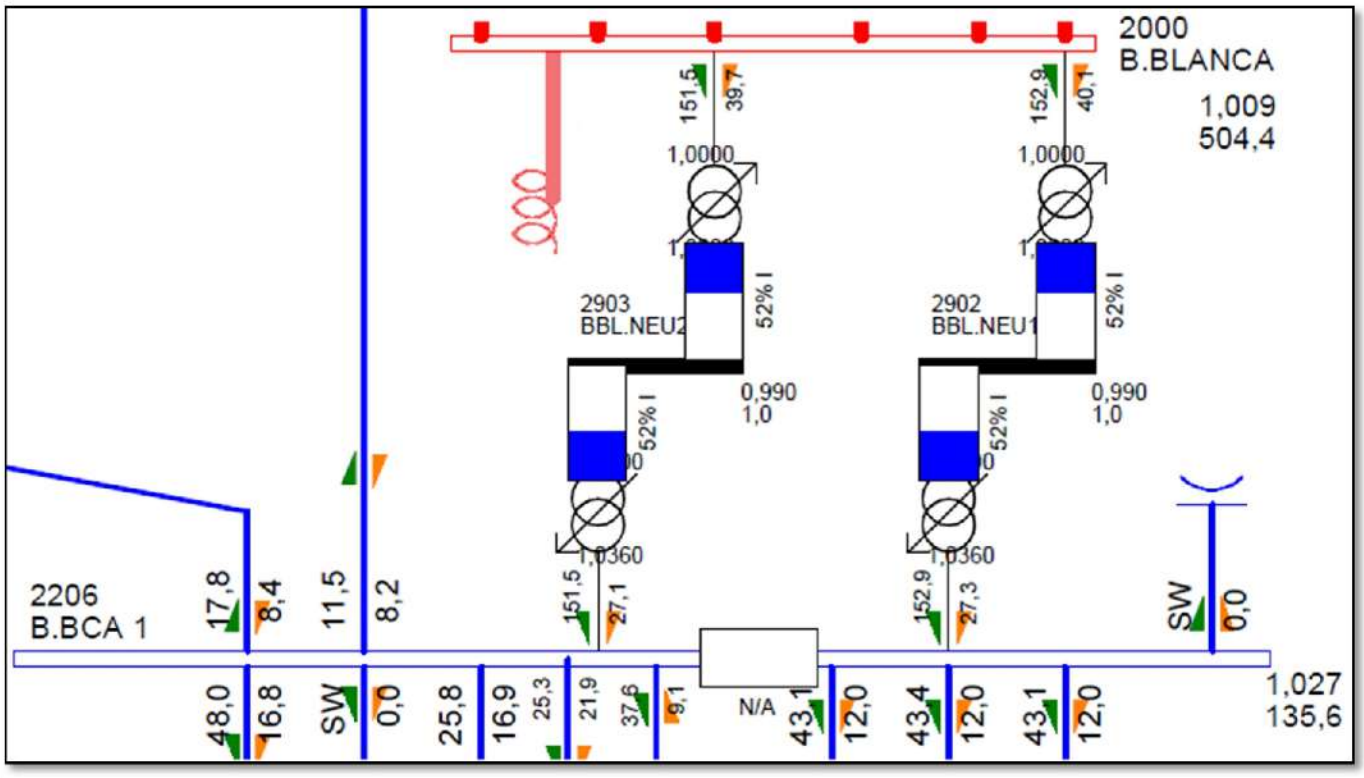


Figura 6.85 Tensión en la barra BBCA 132 kV con reactor F/S y controlando tensión con sistema HVDC - VSC

Es posible que luego de este análisis surja la siguiente pregunta, *¿por qué no realizar el control de la tensión de forma remota en la barra de 500 kV BBlanca?*

En una primera instancia hay que decir que según los estudios en PPS/E, esto es posible. Ahora bien, es altamente no recomendable e incluso irrealizable en la práctica.

La razón por lo que esto no es realizable en un sistema real es sencillamente por la enorme cantidad de potencia reactiva que la conversora debería absorber. A pesar de tener la capacidad de hacerlo, (son aproximadamente 136 MVAr), esta cantidad de flujo representa un enorme aumento de las pérdidas en el sistema, tensiones demasiado bajas en el resto de barras del área e importantes dificultades en la operación del sistema.

Es por todo esto que el control de forma remota de una barra de 500 kV, no es para nada conveniente, e irrealizable en un sistema real. Además tampoco tiene mucho sentido ya que se logran mejores resultados controlando la barra de 132 kV, y reduciendo en gran medida los inconvenientes recién descriptos. Esta conclusión en válida para cualquier escenario de demanda.

Conclusión Control en Barra Remota

Como ya se ha adelantado en párrafos anteriores, esta forma de control, al menos en ese caso, no es practicable en el sistema real. Lo realizado aquí es sólo para analizar las capacidades del sistema HVDC - VSC.

Esto se debe primero al considerable aumento de la potencia reactiva que fluye por las líneas y demás equipos, con el aumento de las pérdidas que esto representa. Además es sabido que no es factible transmitir potencia reactiva a través de grandes distancias por inconvenientes como la necesidad de importantes gradientes de tensión para lograr esta transmisión, gradientes no existentes en el sistema ya que siempre se buscan perfiles de tensión dentro de los acotados rangos de operación. Además cabe recordar que, a diferencia de la frecuencia, el control de la tensión es un fenómeno local, donde lo más conveniente y recomendable es controlar estos perfiles lo más cerca posible de la barra en cuestión.

7 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICO PARA EL PARQUE EÓLICO OFFSHORE PUNTA ALTA

7.1 INTRODUCCIÓN ¿POR QUÉ UN ANÁLISIS ECONÓMICO?

Luego de los extensos e interesantes estudios eléctricos realizados en el capítulo anterior, es el momento de considerar el análisis sobre la otra variable importante en un proyecto de estas características además de la corriente, la tensión y la potencia, el ***dinero***.

Por más que los estudios eléctricos sobre el parque y el sistema de potencia tengan resultados más que favorables, si no resulta rentable el proyecto, no será llevado a cabo.

En este capítulo analizamos si la construcción y operación del Parque Eólico Offshore Punta Alta da resultados económicos positivos considerando una vida útil de alrededor de 20 años, cantidad de tiempo estándar para la práctica de este tipo de estudios. Esto significa estimar si el proyecto es rentable teniendo en cuenta los costos iniciales y los costos de operación y mantenimiento anuales, y los ingresos por la energía generada.

El primer paso a realizar es la búsqueda de valores de referencia para cuantificar todos los costos implicados en el proyecto. Esto último investigando en un gran número de referencias ya que los datos sobre algunos de los equipos aquí utilizados son poco comunes y hasta en algunos casos contradictorios entre sí.

Luego se considera un precio al que el parque venderá la energía generada al mercado y se calculan las ganancias estimadas durante el periodo de operación del parque. Finalmente, mediante algunos indicadores económicos y el flujo de caja, se evaluará si el parque es rentable o no.

Recordemos antes de comenzar con los cálculos que este Proyecto Final de Ingeniería Eléctrica está dirigido por decisión de su autor y directores hacia el diseño del parque y los posteriores estudios eléctricos del capítulo 6. Más allá de esto, se considera importante llevar a cabo una evaluación económica ya que es un factor que va de la mano con las cuestiones eléctricas en la práctica.

Además resulta más que interesante obtener una noción desde el punto de vista monetario, sobre la forma en la que se evalúa la economía y la rentabilidad de un proyecto de un parque eólico, y más aún cuando se trata de cuestiones no convencionales como el hecho de que el parque bajo estudio sea del tipo marino, y que se decida utilizar la tecnología HVDC - VSC para la transmisión de la energía generada hacia la costa, tecnología con muy poca difusión para esta aplicación actualmente en el mundo (ver Anexo A).

Comencemos ahora sí la evaluación económica partiendo del cálculo de la inversión inicial.

7.2 COSTO DE LA INVERSIÓN EN EQUIPAMIENTO PARA UN SISTEMA HVDC - VSC

Nos proponemos obtener los costos de todos los equipos que en el Parque Eólico Offshore Punta Alta se implementan, así también como sus costos de instalación.

Con el avance de esta tarea, se descubre que no es una práctica nada sencilla. Estamos tratando con equipos poco comunes en el mercado de los parques eólicos, por lo que la información también es escasa.

Dado la recién mencionada dificultad para encontrar valores correctos sobre los costos de estos equipamientos, se buscó en diferentes publicaciones y proyectos realizados por diferentes autores de varios países, referencias y valores que serán expuestos a continuación, para al final seleccionar el valor que será utilizado para la realización de este análisis económico.

Se debe considerar también que para tener conocimiento sobre los costos, en la práctica se contacta directamente con los proveedores, donde hay que considerar además, como se menciona en anteriores capítulos, que no existen catálogos donde se puedan seleccionar, por ejemplo, qué Conversora VSC es la más adecuada para el proyecto que se está llevado a cabo. Esto implica un proyecto de ingeniería en sí mismo, el que se lleva a cabo junto con el fabricante.

En las secciones siguientes se obtienen los costos de todos los equipos implicados en el proyecto. Todos los precios son considerados en Euros, ya que es en Europa donde la mayoría de este tipo de tecnología es comercializada (ver Anexo A). Ahora bien, en el estudio de factibilidad económica realizado al final de este capítulo, consideraremos los valores en dólares ya que es la moneda con la que se calculan este tipo de proyectos.

7.2.1 CONVERSORAS HVDC - VSC

Como se estudió en el capítulo 3, los componentes más importantes de una estación HVDC - VSC son la conversora de potencia VSC, el reactor de fase, los filtros de armónicos AC y los transformadores con sus correspondientes equipos de maniobra. Pocos autores informan explícitamente sobre el costo de las estaciones conversoras para los sistemas HVDC - VSC. Los precios se incorporan a menudo en contratos más grandes, que cambian de un proyecto a otro y suelen ser confidenciales. Además no siempre está claro si los precios se refieren a HVDC Light (ABB) o HVDC Plus (Siemens). El coste de la estación depende de la potencia nominal la conversora y se expresa normalmente en €/kVA.

Una primera referencia sobre el costo de la estación se encuentra en [M. Rashwan-2005]. El autor afirma un costo de 177,72 €/kVA para la estación (2005). El estudio para el proyecto del parque eólico offshore en Cabo Cod[52] [U.S. Department of Energy-2009] indica un costo de 151,87 €/kVA para la estación (2003). En [Montana Alberta-2002] se utiliza un costo de estación de 127,62 €/kVA.

También se han encontrado valores de 150 €/kVA en [M. A. Parker-2013], 111 €/kVA en [T. Ackermann-2005] y 122 €/kVA en [B. Van Eeckhout-2008]. Todos estos también tomados como referencia en [J. Ruddy-2015].

Un valor más reciente se menciona en [Cigré-2012], 102 €/kVA (2012). Este valor es también utilizado en [L. Brand- 2014] y obtenido de la misma fuente. Como se aprecia, los valores van bajando con el paso

[52] *Cabo Cod (en inglés: Cape Cod), es una península en el extremo oriental del estado de Massachusetts, al noreste de Estados Unidos.*

de los años, lo que indica un aumento de la utilización de la tecnología y una fabricación cada vez más automatizada.

Por último se obtienen los datos de tres referencias en las que ABB se menciona como fuente [Electricity Commission NZ-2007], [ABB Power Technologies-2004], [I. Pardon-2006]. Los precios de las conversoras indicados en estas referencias varían entre 43 y 50 M€ por estación. Estos dos valores corresponden a un módulo M5 HVDC Light, por lo que los precios por kVA van de 114 €/kVA a 133 €/kVA. Estas referencias, las que a su vez son mencionadas y utilizadas en [B. Van Eeckhout-2008], se consideran las más relevantes y realistas.

En base al Módulo M5 HVDC Light utilizado (capítulo 5), que tiene una capacidad de potencia de 376 MVA, teniendo en cuenta todos los valores encontrados para el costo de las conversoras HVDC, y considerando el leve descenso de precios que se observa con los años, ***se estima para la realización de este estudio económico del Parque Eólico Offshore presentado en el capítulo 5, que el precio de cada conversora es de 46 M€, obteniendo un total de 92 M€ sumado la conversora offshore y la onshore[53].***

7.2.2 CABLES DE CORRIENTE CONTINUA SUBMARINOS

Como se desarrolló en el capítulo 5, la transmisión de potencia hacia la costa se realiza a través de una topología bipolar. Esta configuración está compuesta por dos cables unipolares del tipo XLPE con un largo de 60 km.

Es importante recordar que dado que estamos tratando con cables submarinos de importante capacidad, del tipo XLPE, que no son ampliamente utilizados en la actualidad para este tipo de proyectos como se explicó en el capítulo 3 y que la información pública es escasa, lo que se muestra a continuación son aproximaciones, en su mayoría obtenidas de información disponible en otros proyectos similares, pero que serán suficientemente buenas para calcular el costo que representan los cables en el proyecto del parque.

Al igual que en caso anterior, se buscaron diferentes publicaciones que especifiquen valores de cables HVDC con características similares a los cables utilizados en el proyecto:

En [J. Ruddy-2015] se realiza una recopilación de valores y se expresa que los costos de capital para los cables HVDC son de 640.000 €/km en el inicio del 2008 [Djapic, Strbac-2008], y 518.000 €/km al inicio del 2011 [Entso-e-2011].

En [B. Van Eeckhout-2008] se informa un costo de cables HVDC en el inicio del año 2005 igual a 439.600 €/km obtenido de [M. Rashwan-2005], y un costo de 429.000 €/km al inicio del 2003 indicado en [Cape Wind Associates-2003].

Todos estos valores incluyen los dos cables necesarios para la configuración bipolar, y poseen una capacidad similar a lo requerido por el parque en estudio.

La variación del precio de los cables está fuertemente ligada al precio del cobre. Este ha tenido amplias variaciones en los últimos años. Lo que se realiza para tener esto en cuenta es analizar esta variación para extrapolar los valores antes mencionados al inicio del 2015, año en el que se considera la adquisición e instalación de los cables en el parque descripto en el capítulo 5.

---

[53] Este valor incluye a todos los equipos mencionados que comprenden a una conversora HVDC - VSC, pero sin considerar los transformadores de potencia.

Esto es también realizado en [B. Van Eeckhout-2008], donde se extrapola el precio del cobre del año 2005 al año 2008, obteniéndose un aumento del valor del 110%, por lo que el autor considera el precio de los cables HVDC en 600.000 €/km.

La evolución del precio del cobre en los mercados internacionales de metales se muestra en la figura 7.1[54].

Figura 7.1 Cotización del cobre de alta pureza desde mediados del año 2012 hasta la actualidad. El eje de los precios está expresado en dólares estadounidenses la Libra. La gráfica fue realizada con una herramienta de análisis financiero y estadístico, de la página web www.Investing.com

En este proyecto se decide darle más importancia a los últimos valores encontrados, los del 2008 y 2011, dado que es en estos períodos donde aumenta la producción de estos cables, con lo que sus precios disminuyen. Observar de los valores antes mencionados que a pesar de que el cobre aumenta enormemente comparado los años 2003 y 2005, con los años 2008 y 2011, el precio de los cables no ha tenido este mismo aumento, lo que indica que el precio de los cables está en caída.

Luego de este análisis, extrapolando y promediando los valores de los años 2008 y 2011 al año 2015, se llega a una estimación de 370.000 €/km. Con lo que se tiene un costo en cables HVDC submarinos de 22,2 M€ para los 60 km.

El costo de instalación de los cables debe ser añadido al costo de inversión del sistema de transmisión. Ambos cables son instalados por medio de buques especiales que son contratados especialmente para este tipo de tareas. Son enterrados a 1 m de profundidad en el lecho marino para protegerlos del entorno submarino.

Sólo una referencia se encontró sobre el costo de la instalación. Este depende en gran medida de la compañía a cargo del trabajo, del país del que se trate y fundamentalmente de las condiciones naturales de la zona en cuestión.

En [B. Van Eeckhout-2008] se revisa [Cape Wind Associates-2003], donde se informa un costo de instalación de los cables HVDC de 215.000 €/km.

Al no tener otra referencia para comparar y dado la alta dependencia de este precio para cada proyecto, es el valor que se considerará para la instalación de los cables HVDC. ***Esto da como resultado un costo total de instalación de 12,9 M€.***

[54] *Este gráfico fue creado gracias a las herramientas de análisis económico que ofrece la página web www.Investing.com. Este es un portal financiero fundado en 2007 que ofrece cotizaciones en tiempo real, gráficos interactivos, noticias y análisis técnicos sobre acciones, divisas y materias primas, entre otros.*

Sumando los valores calculados se obtiene que el costo total de los cables HVDC submarinos ya instalados del sistema de transmisión de potencia a la costa es de 35,1 M€.

7.2.3 CABLES DE CORRIENTE CONTINUA SUBTERRÁNEOS

Como se define en el capítulo 5, desde el punto donde el cable submarino llega a la costa de la ciudad de Punta Alta, se instalan otros 5 km de cables HVDC hasta acometer a la ET Punta Alta. Dado las estructuras existentes propias de la ciudad y de las industrias en la zona, el tendido de este bipolo se realiza de forma subterránea.

Estos dos cables que conforman el bipolo son de las mismas características que los submarinos en cuanto a capacidad de transmisión y aislación. Sólo difieren en la protección que requieren ante el medio en el que se los instala. En el caso de estos cables subterráneos, los requerimientos de protección ante el medio es menor, principal cuestión que provoca que su costo sea considerablemente menor que los cables submarinos. Además su instalación también es de menor costo, ya que no requiere la logística que implica instalar un cable en un medio marino.

Sólo en una referencia se encontró un valor para estos cables. En [ABB Power Technologies-2004] se menciona que el costos de un bipolo HVDC de estas características, de la capacidad que estamos tratando y considerando en este caso el costo de instalación, es de 142.000 €/km, en el año 2004.

Lo que debemos realizar es extrapolar este valor al momento de adquisición de los cables durante la construcción del sistema de transmisión del parque considerando la variación del valor del cobre, parámetro que como ya se mencionó, es el principal factor de variación de los costos de estos tipos de cables con el paso de los años.

Teniendo en cuenta la variación de los precios del cobre de la figura 7.1, y extrapolando el valor recién mencionado al inicio del año 2015, ***se obtiene un costo de 355.000 €/km para los cables HVDC subterráneos incluyendo su instalación.***

Finalmente, teniendo en cuenta los 5 km de cables subterráneos, se tiene un costo total para estos de 1.77 M€.

7.2.4 TRANSFORMADORES DE POTENCIA OFFSHORE

Las características de los transformadores utilizados en la Estación Transformadora Offshore, que elevan la tensión del sistema colector del parque de 33 kV a la tensión de alimentación de la Conversora VSC Offshore de 132 kV, se pueden ver en la tabla 5.5.

Estos equipos se fabrican a pedido, por lo que obtener una estimación de su valor en el mercado no es para nada sencillo.

Lo que realizaremos será considerar el valor de un transformador de 200 MVA, misma potencia que los transformadores que estamos tratando, pero con diferente relación de transformación, dado en [J. Cano-2016]. Este valor es de 1.870.000 U$S para cada transformador.

Considerando los dos equipos instalados en la ET Offshore, se tiene un costo para los transformadores de potencia igual a 3.740.000 U$S o 3.181.917 €[55].

[55] *Se considera que 1 U$S = 0,842003 €. Valor correspondiente a septiembre del 2017. Fuente: Conversor de Divisas del sitio http://www.xe.com.*

7.2.5 PLATAFORMA OFFSHORE

Una plataforma offshore es necesaria para instalar la estación conversora M5 y todo el demás equipamiento en alta mar. El costo de una estructura de este tipo no está claro. La experiencia de los parques eólicos offshore es limitada y las empresas de construcción de plataformas se muestran reacias a proporcionar datos de costos porque varían mucho de una situación a otra [B. Van Eeckhout-2008].

El costo de una plataforma offshore junto con su instalación depende de la profundidad del agua y del peso y volumen de la instalación. Una forma de ponderar el valor de la plataforma es teniendo en cuenta su volumen, por lo que el costo se expresa en €/m^3.

En [B. Van Eeckhout-2008] se revisan datos proporcionados por ABB en [D. Larsson-2005], y se obtiene que el tamaño de la subestación offshore de una potencia de entre 250 - 300 MVA es de 30 x 40 x 20 m (largo x ancho x altura).

Para el cálculo del costo, en [B. Van Eeckhout-2008] se calcula un valor para una plataforma offshore igual 792 €/m^3, lo que considerando las dimensiones recién mencionadas, da como resultado una inversión de 19.008.000 €. En esta misma publicación se considera a este valor como incierto, por lo que sus autores se comunican con personal de ABB y deciden utilizar un valor de 1000 €/m^3 o 24.000.000 € considerando el volumen total necesario. ***En este valor están considerados los costos de instalación de la misma plataforma y de instalación de las estaciones HVDC - VSC sobre esta.***

En el caso de este proyecto, el módulo VSC utilizado posee una potencia de 376 MVA. Se considera que el valor recién calculado para una plataforma de un máximo de 300 MVA no es una aproximación suficientemente buena para realizar una evaluación económica.

Es por esto que se buscan dimensiones de plataformas acorde a la potencia que estamos tratando en este parque eólico. Luego de revisar la base de datos de la página web *www.4coffshore.com*, se encontró que las dimensiones de la plataforma offshore del parque eólico offshore ***BorWin Alpha***[56] son de 50 x 33,5 x 22 m, donde la conversora VSC utilizada posee una potencia de 400 MVA. Dado la menor diferencia que existe con la potencia del módulo aquí utilizado, y que además ABB fabrica sus plataformas considerando un rango de 50 MVA en algunos casos, se utilizarán estas dimensiones para calcular el costo de la plataforma offshore que forma parte del parque que estamos estudiando.

Finalmente, considerando el valor de 1000 €/m^3 obtenido por [B. Van Eeckhout-2008] y teniendo en cuenta el volumen de la plataforma del parque BorWin Alpha, se tiene que el costo de la estación offshore, considerando su instalación, es de 36,85 M€.

7.2.6 ALGUNAS CONSIDERACIONES

Del capítulo anterior sabemos que las pérdidas eléctricas en todo el sistema HVDC - VSC varían considerablemente bajo cada punto de operación. Diferentes escenarios y además diferentes set points de las variables que las Conversoras VSC pueden controlar, dan como resultado diferentes valores de pérdidas. Es por esto que en este estudio de factibilidad económico no se consideran dichas pérdidas. Llevar a cabo el análisis teniendo en cuenta esta variable aumentaría en gran medida la complejidad de los cálculos y el número de escenarios a considerar, y dado que el centro de este proyecto son el diseño del parque y los estudios eléctricos sobre el mismo, y no el estudio económico, es que se realiza esta simplificación.

[56] *De este Parque Eólico Offshore ya se ha hablado en el capítulo 3 (ver cita 37).*

La segunda consideración será que los equipamientos agregados al sistema de potencia para hacer factible la inserción del parque (capítulo 6, sección 6.3) estarán a cargo de la empresa transportista del área. Se decide suponer que esta empresa, ante la inserción del parque, accede a hacerse cargo de la actualización de su red, con el posterior beneficio que le significará la explotación de estos equipos en referencia a la potencia que el nuevo parque inyectará.

Por último, en motivo de la dificultad que representaría, no se consideran los costos de importación de todos estos equipos a la Argentina. Todos los elementos que constituyen al parque eólico offshore y al sistema de transmisión son fabricados en Europa. Habría que tener en cuenta complicadas consideraciones económicas para cuantificar el costo de importar y trasladar todos los equipos a la Argentina. Además la mano de obra para instalar y poner en servicio el parque también proviene del viejo continente. Es por todo esto que estas cuestiones no se tendrán en cuenta, por lo que al obtener los resultados sobre la rentabilidad económica del proyecto, se debe considerar que en la práctica, ese escenario será considerablemente menos favorable.

7.3 COSTO DE LA INVERSIÓN EN EQUIPAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE

7.3.1 AEROGENERADORES

Lo siguiente es calcular el costo de los aerogeneradores ***Senvion 6.2M 152*** elegidos para instalar en el parque. Dado que el fabricante no hace público los valores de sus equipos (se debe tener en cuenta que estos son fabricados a pedido, y que su precio varía según una gran cantidad de cuestiones), se tiene en cuenta el costo de cada equipamiento y partes que lo conforman individualmente. Como se analizó en el capítulo 5, los aerogeneradores utilizados son del tipo Generador de Inducción Doblemente Alimentado (DFIG por sus siglas en inglés). Los cálculos aquí realizados sobre los costos están referidos a este tipo de aerogenerador.

Se comienza con las tres partes principales que conforman el denominado tren de potencia, estas son el generador, la caja de velocidades y el conversor. Luego se finaliza con las palas, la góndola, los controles y el transformador.

Costo del Generador

El costo para el generador de inducción utilizado en un aerogenerador del tipo DFIG es de 80 €/kW según la información obtenida por [B. Van Eeckhout-2008] de las publicaciones [E. Hau-2006] y [c-power Website]. Al ***igual que con las demás partes***, en el valor mencionado, además de los materiales y la construcción, ***está incluido el costo de la instalación en el aerogenerador.***

Teniendo en cuenta los 6,15 MW de potencia que posee cada turbina de viento, se obtiene como resultado que el precio del generador de cada una es de 492.000 €.

Costo de la Caja de Velocidades

El costo de una caja de engranajes planetarios de tres etapas es obtenido de [H. Polinder-2005] en un valor de 73,33 €/kW. ***Esto, en vista de los 6,15 MW que posee cada aerogenerador, da como resultado un costo de 450.979 €.***

Costo del Convertidor

Como se sabe del capítulo 1, el conversor no maneja la potencia nominal del estator, su potencia nominal está en un 25 - 30% de la capacidad del generador [Jan Machowski-2008]. Esto también es mencionado en [H. Polinder-2005] y [B. Van Eeckhout-2008], donde se estima un 30%, y en [E. Hau-2006] donde se habla de la tercera parte de la potencia nominal de la turbina.

El costo de un convertidor electrónico de potencia se deriva de [H. Polinder-2005], donde al igual que se realiza en [B. Van Eeckhout-2008], se extrapola el valor de un equipo similar correspondiente a una turbina eólica de 3 MW (40.000 €), obteniendo un costo de 13,33 €/kW, donde en este valor ya está considerado el 30% de la potencia nominal del aerogenerador mencionado en el párrafo anterior.

Es por esto que, considerando los 6,15 MW de potencia nominal del aerogenerador, se tiene que el costo del conversor de cada turbina es de 82.000 €.

Costo de la Palas

En [B. Van Eeckhout-2008], y de las referencias [G. Sterzinger-2004] y [H. Kooijman-2000], se realiza una cuantificación del costo de cada parte de un aerogenerador del tipo DFIG expresada en porcentaje del precio total. Se tiene que para las palas del rotor de la turbina el costo representa un 25% del total.

Con este valor, y sabiendo que la suma de los costos del generador y el conversor equivale a un 13% del total, se calcula que ***el precio de las palas, incluyendo los mecanismos de rotación para el control del ángulo, la fabricación y la instalación, es de 1.103.805 €.***

Costo de la Góndola, Controladores, Transformador y Mecanismo de Giro del Aerogenerador

Aplicando la misma consideración que el caso recién expuesto, y obteniendo de [B. Van Eeckhout-2008], [G. Sterzinger-2004] y [H. Kooijman-2000] que la góndola, los controladores del aerogenerador, el trasformador que eleva la tensión de salida del generador de inducción a los 33 kV de la red de colección de energía y el mecanismo que rotación para la orientación de las palas en favor del viento, representan un 27% del costo total, se desprende que ***el costo de estos equipos para cada aerogenerador, considerando su fabricación e instalación, es de 1.192.110 €.***

Total Aerogeneradores

Una vez obtenidos los costos de todos los componentes que conforman al aerogenerador, se realiza la suma para obtener el valor total:

El costo de un aerogenerador para instalación Offshore de tipo DFIG de 6,15 MW de potencia es de 3.320.873 €.

Considerando ahora los 49 aerogeneradores, se obtiene un costo total en estos equipos igual a 162.722.777 €.

7.3.2 ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Del diseño del Parque Eólico Offshore Punta Alta realizado en el capítulo 5, es sabido que las estructuras de soporte para los aerogeneradores fueron definidas del tipo monopilote.

Para la cuantificación del costo de estas estructuras debemos tener en cuenta que, además del tipo y potencia del aerogenerador, depende fundamentalmente de la profundidad de las aguas y de las características del lecho marino. Además, dado que como casi todo equipamiento en este proyecto, las estructuras de soporte son proyectadas y fabricadas a pedido teniendo en cuenta los factores recién mencionados, se decide utilizar dos referencias encontradas para obtener una aproximación de los costos.

Por un lado se obtiene de [E. Hau-2006], un costo de 237.283 €/MW. Este valor incluye, además de los materiales de la propia estructura, su fabricación, traslado e instalación.

El segundo valor es encontrado en [Wind Energy the Facts], y se corresponde con un costo de 350.000 €/MW, incluyendo lo mismo que en el caso anterior.

Dado que el segundo valor es más reciente, y además para ponerse en la peor situación dado que es mayor al primero, es el precio que se selecciona para evaluar el costo económico de estas estructuras.

Se concluye que el costo de cada estructura de soporte del tipo monopilote, incluyendo los costos de materiales, fabricación, traslado e instalación, y considerando los 6,15 MW de las turbinas utilizadas, es de 2.152.500 €.

Lo que considerando los 49 aerogeneradores, se obtiene un costo total en estructuras de soporte de 105.472.500 €.

7.3.3 SISTEMA COLECTOR DE ENERGÍA INTERNO DEL PARQUE

Más escasa que para los equipos ya descriptos es la información acerca de los costos de cables de alterna de 33 kV con aislación XLPE y del tipo submarino. Es este último factor lo que hace complejo encontrar un valor de referencia del costo, ya que, al igual que la mayoría del equipamiento utilizado para la aplicación que estamos tratando, se fabrican a pedido. Además también por este mismo factor, no resulta factible compararlo con los costos de cables que son dispuestos bajo tierra, ya que las características constructivas y de instalación son considerablemente diferentes.

Para el sistema colector del parque sólo se encontró información acerca de sus costos en [B. Van Eeckhout-2008]. En esta referencia se menciona que el costo de un cable de alterna de 33 kV tripolar con aislación XLPE es de 123.000 €/km en el año 2008, para una sección de 270 mm^2, incluyendo el costo de instalación por kilómetro.

A pesar de ser esta sección diferente a las utilizadas en el parque, sólo uno de los cables la supera, el de 300 mm^2, y dado que es el único dato encontrado, utilizaremos este valor para calcular el costo de todo el sistema colector. Con esto nos ponemos en la peor condición, ya que estamos considerando que el costo de menores secciones son iguales a la de las mayores. Además no se puede extrapolar los costos de las diferentes secciones ya que esta función no es enteramente lineal.

De la misma forma que fue realizado con el cálculo de costo para los cables de transmisión HVDC, dado que el valor del precio de los cables está fuertemente ligado al costo del cobre, se extrapola el valor obtenido del año 2008 a inicio del 2015 considerando la figura 7.1, dando como resultado 94.615 €/km.

Teniendo en cuenta este valor, se tiene que el costo del sistema colector de energía interno del parque en 33 kV con un largo total de cables de 41,4 Km y su instalación, es de 3.888.676 €.

7.4 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Como en toda planta de energía, para la evaluación de la factibilidad económica del proyecto se deben considerar los costos de operación y mantenimiento anuales que el Parque Eólico Offshore en estudio requiere.

Para lograr un mayor grado de precisión en los cálculos, se realiza una cuantificación de forma separada, donde por un lado se tienen en cuenta los costos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión de potencia, es decir las conversoras VSC, junto con la plataforma offshore, y los cables de corriente continua que conforman el bipolo, y por el otro lado los costos de operación y mantenimiento del parque eólico.

A continuación se muestras los resultados obtenidos.

7.4.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA A LA COSTA

Varias referencias expresan el costo de mantenimiento y operación de las conversas HVDC - VSC y de los cables submarinos de corriente continua. En todas se concluye que estos gastos son considerablemente más altos que un sistema de transmisión HVAC. Esto se debe fundamentalmente a la complejidad de funcionamiento de las Conversoras VSC, y a que es mucho más complejo el acceso a los cables submarinos para una reparación o inspección, en comparación a un sistema de transmisión en tierra con líneas aéreas.

En [Cigré-2012] se estima un costo de mantenimiento y operación para ambas conversoras HVDC - VSC de 0,5% del valor de la inversión de estos dos equipos, y para los cables un costo de mantenimiento de 0,4% de su valor.

Un valor similar se da en [Don Hur-2012] obtenido de [M. Rashwan-2005], donde se estima un costo de operación y mantenimiento anual del 0,5% del costo del capital de los componentes. Esto es para ambas conversoras.

En [L. Brand- 2014] se analiza una evaluación y comparación de sistemas HVDC realizada en [Cigré-2012] y en [Parsons Brinkerhoff-2009], donde el costo de operación y mantenimiento asociado con el sistema HVDC - VSC operativo se ha estimado en un 0,4% - 0,5% del costo de capital de las estaciones conversoras, y en un 0,025% del costo de capital de los cables de corriente continua por año.

Por último en [B. Van Eeckhout-2008] se utiliza un costo de mantenimiento y operación anual de las conversoras HVDC - VSC obtenido también de [M. Rashwan-2005] del 0,5% del coste de capital de los componentes.

Para ponernos en la condición más desfavorable, se toman los mayores valores encontrados, esto es un 0,5% para las conversoras y un 0,4% para los cables. Con esto, y teniendo en cuenta los valores de estos equipos antes calculados, se concluye que:

El costo de operación y mantenimiento anual para las conversoras HVDC - VSC es de 460.000 €, y para los cables de corriente continua que conforman el bipolo, el costo de mantenimiento anual es de 140.400 €.

7.4.2 PARQUE EÓLICO

7.4.2.1 Mantenimiento de los Aerogeneradores tipo DFIG

Ya es conocido que el mantenimiento es caro para parques eólicos situados a varios kilómetros de la costa. Un barco se utiliza comúnmente para acceder al parque eólico. Este acceso puede ser limitado debido a las duras condiciones climáticas durante ciertos períodos del año. Un helicóptero se puede utilizar para acceder a las turbinas de viento. Sin embargo esto resulta en un costo elevado.

La experiencia de los parques eólicos marinos es limitada, con sólo unos cuantos proyectos relevantes operativos durante varios años. Los proyectos relevantes (por ejemplo, Horns Rev[57]) se basan en la misma tecnología del parque que estamos estudiando, una topología DFIG. La demanda de mantenimiento anual de la presente generación de aerogeneradores marinos DFIG es del orden de 40 a 80 horas [G. van Bussel], [B. Van Eeckhout-2008].

La caja de velocidades requiere la mayor parte del mantenimiento. Se necesitan grandes cantidades de lubricante en la góndola. El generador de una turbina DFIG requiere mantenimiento también. Las escobillas de la conexión del rotor a través de los anillos deslizantes por ejemplo, necesitan por lo menos 2 renovaciones al año debido al desgaste.

Se supone que el costo anual de mantenimiento de una turbina eólica aumenta linealmente con la distancia desde la costa. En varias publicaciones e informes recolectados en [B. Van Eeckhout-2008], se dan estimaciones para el costo de mantenimiento anual de una turbina eólica DFIG, considerando una producción de energía promedio característica de los parques eólicos offshore ([H. Kooijman-2000], [C. Morgan-2003], [T. van der Wekken-2007], [Tony Burton-2011], [James F. Manwell] y [S. Herman-2003]).

Los datos recolectados de estas publicaciones son referidos a un aerogenerador del tipo DFIG de 5 MW. Dado que la potencia de cada aerogenerador del parque que estamos estudiando es de 6,15 MW, se considera un 25% más de los valores originales para tener en cuenta esta diferencia de potencia, dado que mientras mayor sea esta, mayor es el mantenimiento necesario y además con esto nos ponemos en condición desfavorable.

Los valores del costo anual de mantenimiento de una turbina del tipo DFIG de 6,15 MW en función de la distancia a la costa se presentan en la figura 7.2 como puntos naranjas. Se muestra también una recta que se corresponde con una tendencia lineal de estos valores para poder estimar los costos para toda distancia de la costa hasta los 100 km.

Los costos de mantenimiento en tierra son principalmente para personal, tiempo de trabajo y componentes. El incremento por kilómetro para el mantenimiento en alta mar se debe a las horas de utilización de los barcos o helicóptero necesarios y al entrenamiento especial para los trabajadores de mantenimiento.

Se considera para la obtención del valor buscado que, a pesar de que el parque eólico está a 60 km de la costa en el punto de conexión, los barcos deben zarpar desde el Puerto de Bahía Blanca. Este se encuentra a 80 km de la ubicación del Parque Eólico Offshore Punta Alta. Además se consideran 4 km más, esto para tener en cuenta de forma aproximada, la distancia de la última fila de aerogeneradores con respecto a la estación transformadora offshore.

[57] *De este parque se habla en el capítulo 2 y se mencionan algunas de sus características en la cita 32.*

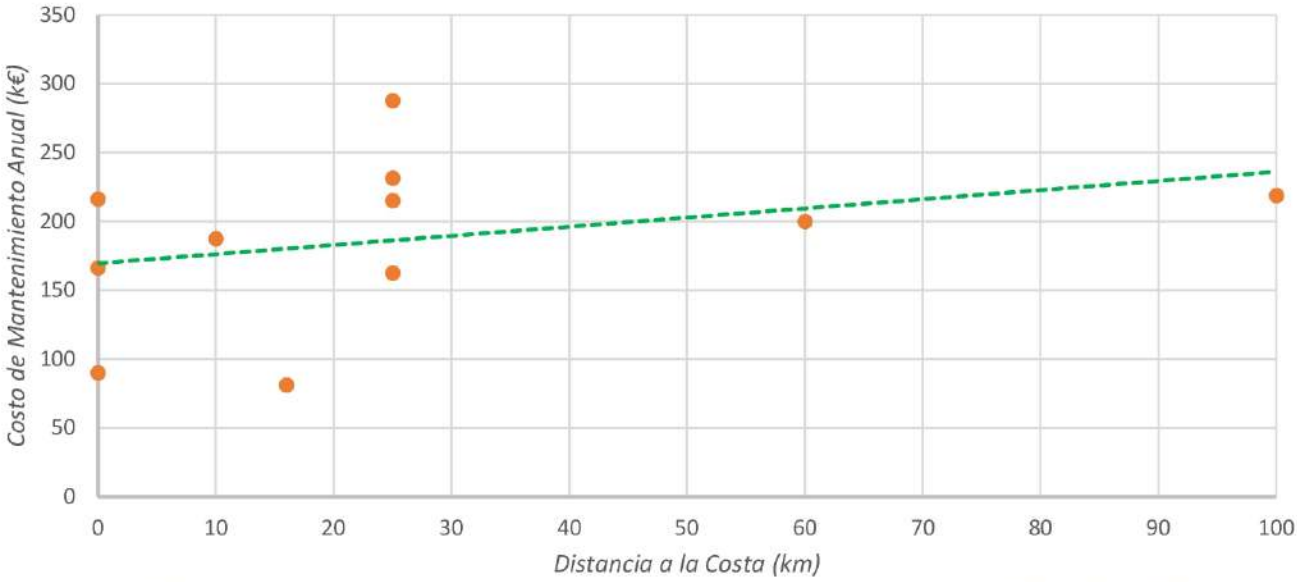


Figura 7.2 Valores del costo anual de mantenimiento de una turbina de viento del tipo DFIG de 6,15 MW en función de la distancia a la costa. La recta representa una tendencia lineal de estos valores

Finalmente, de la gráfica de la figura 7.2, se obtiene que el valor de mantenimiento anual es de aproximadamente 225.000 € por turbina.

Se concluye entonces que el costo de mantenimiento anual en conjunto de todos los aerogeneradores de tipo DFIG y con una potencia de 6,15 MW es de 11.025.000 €.

7.4.2.2 Operación y Mantenimiento General del Parque Eólico

En este apartado se calcula el costo de operación del parque y además el costo de mantenimiento general. Este último incluye el mantenimiento de todos aquellos equipos que conforman el parque eólico offshore, donde los más representativos son el sistema colector, las estructuras de soporte, las palas de los aerogeneradores, los sistemas de control, los sistemas hidráulicos de giro de las palas y el sistema de orientación, entre otros. También se incluye el mantenimiento de los aerogeneradores, que a pesar de haber sido calculado en el anterior apartado, se vuelve a tener en cuenta por dos cuestiones. Primero a que no es accesible el dato del valor de los costos de mantenimiento de cada sistema en particular, y en segundo lugar debido a que, como ya ha sido mencionado, los aerogeneradores del tipo DFIG requieren un mayor grado de mantenimiento que otros tipos de turbinas de viento, por lo que se debe considerar la parte del mantenimiento debida al tren de potencia propio de esta tecnología (calculado en el anterior apartado), y la porción del costo de mantenimiento debida a otras cuestiones, como por ejemplo las mencionadas palas y sus sistemas de control, que son comunes a todas las topologías.

Una de las formas más utilizadas de cuantificar los costos de operación y mantenimiento anuales es a través de la energía producida por el parque a lo largo de un año. Una vez calculado este valor de energía, se multiplica por una constante que depende del tipo de parque y del equipamiento que lo conforma.

Es importante aclarar que el valor que aquí se obtendrá es sólo de carácter indicativo, ya que representa una tarea de gran complejidad estimar estos costos, los que dependen de una enorme cantidad de factores, tanto constructivos como de operación y también naturales, como lo son las condiciones climáticas. Además los valores recolectados corresponden una distancia a las costa fija,

siendo esta variable considerada en el anterior apartado para los aerogeneradores (los que representa el mayor porcentaje del mantenimiento).

Sin embargo, dado que las constantes mencionadas a continuación consideran situaciones pesimistas, es decir costos mayores a los esperados, bien se podrá utilizar el valor obtenido para el estudio de factibilidad económica que estamos realizando.

El primer valor que se presenta fue obtenido de [T. van der Wekken-2007], donde se expresa un valor de operación y mantenimiento anual igual a 0,012 €/kWh. Luego en [James F. Manwell], se presenta un valor de entre 0,01 y 0,02 U$S/kWh, lo que al cambio actual[58] representa entre 0,00842 - 0,0168 €/kWh.

También se expresa en [Dirección Nacional de Energía de Uruguay-2011], un valor de 0,014 - 0,018 U$S/kWh, que es equivalente a 0,0117 - 0,0151 €/kWh, y se obtienen de [Wind Energy The Facts 2] valores de entre 0,012 - 0,015 €/kWh.

Para ponerse una vez más en la peor condición, se toma el más alto de los valores encontrados, este es de 0,0168 €/kWh.

En base a esto se concluye que el costo de operación y mantenimiento, considerando una energía generada esperada durante un año de 1.483.524 MWh, es igual a 24.923.203 €, lo que sumado al costo de mantenimiento de los aerogeneradores DFIG, da un valor total del costo de operación y mantenimiento anuales del Parque Eólico Offshore en estudio de 35.948.203 €.

Considerando ahora los costos para las Conversoras VSC y para los cables HVDC obtenidos en el anterior apartado, se tiene finalmente que el costo de operación y mantenimiento total del Parque Eólico Offshore Punta Alta considerando el sistema de transmisión es de 36.548.603 €.

7.5 SUMATORIA TOTAL DE COSTOS DE INVERSIÓN

Hemos obtenido en las anteriores secciones todos los costos de inversión y de mantenimiento y operación que implican el Parque Eólico Offshore Punta Alta. Nos proponemos en esta sección realizar un resumen de todos estos valores para luego utilizarlos en la evaluación económica y compararlos entre sí para tener la noción de cuáles son los equipos que representan el mayor porcentaje en la inversión.

Se presentan en las figuras 7.3 y 7.4 la comparación de todos los costos de inversión obtenidos.

La suma total de la inversión para todo el Parque Eólico Offshore Punta Alta es de 440,97 M€.

Como se esperaba desde el surgimiento mismo de la idea de estudiar un parque eólico de estas características, los costos resultan considerablemente altos. La utilización de este tipo de tecnología, en referencia al mismo parque eólico y al sistema de transmisión, representa el desembolso de una enorme inversión.

Es clara la diferencia entre los costos de los diferentes equipos. Los mayores costos los representan los aerogeneradores, las estructuras de soporte y las conversoras. El costo de los aerogeneradores no es en demasía superior al costo que tendrían en un parque eólico de la misma potencia construido en tierra.

[58] *Se considera que 1 U$S = 0,842003 €. Valor correspondiente a septiembre del 2017. Fuente: Conversor de Divisas del sitio http://www.xe.com.*

Lo que difiere en gran medida, como ya se ha mencionado en más de una ocasión, es el tipo de instalación offshore. Solo basta observar el enorme costo que representan las estructuras de soporte y su instalación. La relación de costo entre los aerogeneradores y estas estructuras es inmensa comparada con la misma relación para un parque eólico onshore.

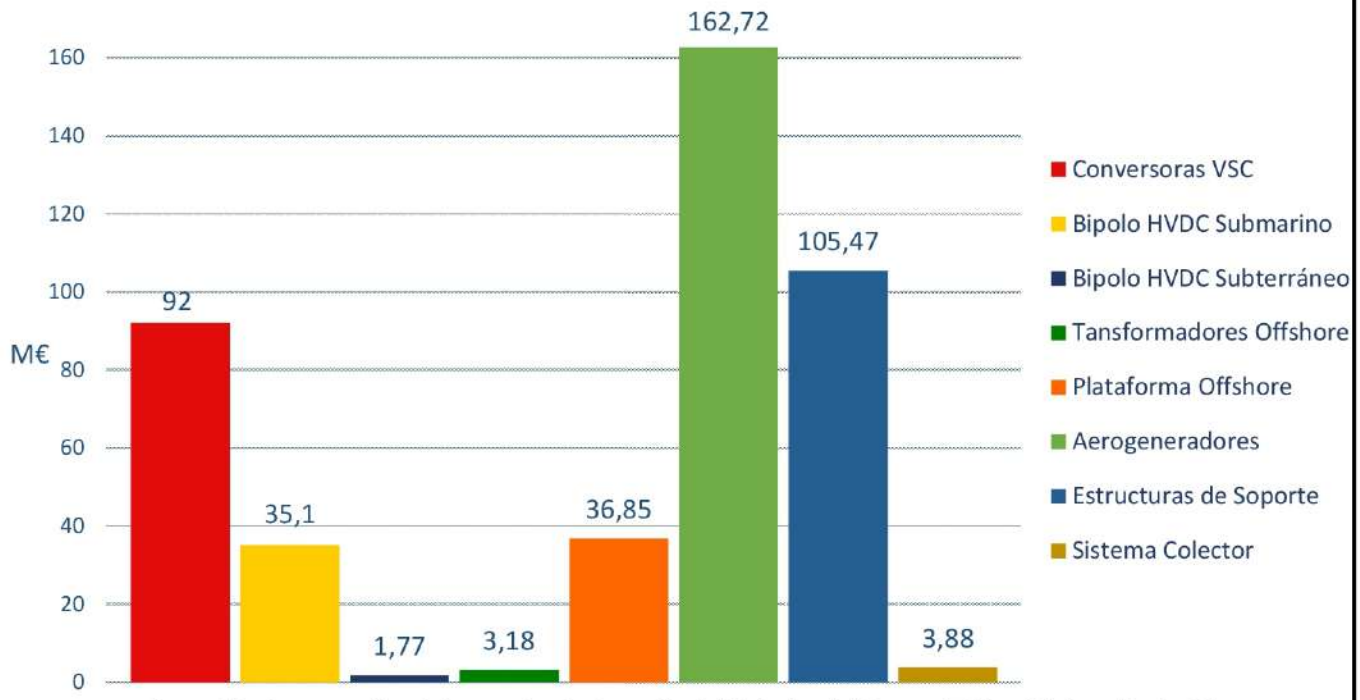


Figura 7.3 Comparación de los costos de inversión individuales del Parque Eólico Offshore Punta Alta

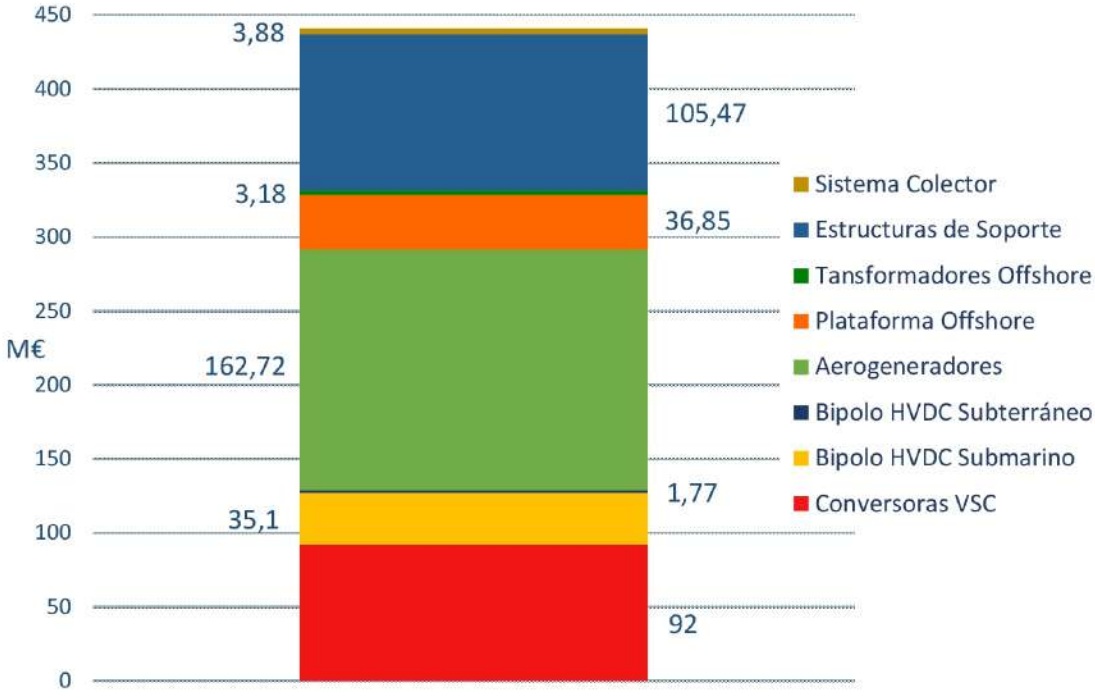


Figura 7.4 Comparación de los costos de inversión del Parque Eólico Offshore Punta Alta. Suma total

Concluimos en este punto lo que ya se venía adelantando, los costos de un parque eólico offshore con transmisión de la energía a tierra del tipo HVDC - VSC son verdaderamente altos.

Ahora bien, la pregunta que debemos hacernos es ***¿la inversión es alta, eso ya lo sabemos, pero, el proyecto es rentable?*** Más adelante responderemos esta pregunta.

7.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Nos proponemos finalmente realizar la evaluación económica del proyecto del Parque Eólico Offshore Punta Alta.

Muchas formas existen para realizar una evaluación económica y financiera de un proyecto, y gran cantidad de variables pueden ser calculadas y procesadas para llegar a una conclusión sobre su factibilidad económica.

Dado lo ya explicado sobre que este proyecto se centra en el diseño del parque y los estudios eléctricos realizados sobre este y la red, la evaluación económica que llevaremos a cabo a continuación será de carácter simplificado. No se considerará lo correspondiente con el financiamiento del proyecto, suponiendo que el dinero para la inversión está disponible desde un comienzo.

Para analizar la factibilidad económica del proyecto se utilizan los dos indicadores de rentabilidad presentados en el siguiente apartado. Estos serán calculados en base a los flujos de caja de cada año de vida útil del proyecto.

También hay que tener en cuenta que no se considerarán los incentivos que ofrece el Estado para la generación de energías renovables. Estos están compuestos por beneficios fiscales y acceso a créditos tanto del sector público como privado, brindando garantías que faciliten la inversión. Dado que no es sencillo considerar este factor ya que depende de una gran cantidad de variables, no será tenido en cuenta. Los resultados que se obtendrán serán de carácter pesimista, considerando la aplicación de estos beneficios en la práctica.

7.6.1 INDICADORES DE RENTABILIDAD

Estudiamos la viabilidad del proyecto desde un punto de vista económico mediante la aplicación de dos indicadores de rentabilidad, estos se describen a continuación:

Valor Actual Neto (VAN)

Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. El VAN se calcula como la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados de una inversión y el valor actual de los egresos producidos.

Al ser un método que tiene en cuenta el valor tiempo del dinero, los ingresos futuros esperados y los egresos deben ser actualizados a la fecha de inicio del proyecto. Para esto se utiliza una *tasa de interés* que es definida por los encargados de evaluar el proyecto de inversión conjuntamente con los inversores.

El VAN se calcula mediante la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{Y_t - E_t}{(1+i)^t} - I_0 = \sum_{t=1}^{n} \frac{BN_t}{(1+i)^t} - I_0 \qquad (7.1)$$

Donde:

- Y_t Ingresos del proyecto.
- E_t Egresos del proyecto.
- I_0 Inversión inicial del proyecto.

- i Tasa de Interés o de Descuento.
- t Período de evaluación.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

El criterio de la Tasa Interna de Retorno (TIR) evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por período, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual. Se puede interpretar a la TIR como "*la tasa de interés más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomaran prestados y el préstamo (principal e interés acumulado) se pagara con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se fuesen produciendo*" [Sapag Chain-2008].

La tasa interna de retorno puede calcularse aplicando la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=1}^{n} \frac{Y_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t} + I_0 \qquad (7.2)$$

Donde *r* es la tasa interna de retorno. Al simplificar y agrupar los términos, se obtiene lo siguiente:

$$\sum_{t=1}^{n} \frac{Y_t - E_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0 \qquad (7.3)$$

Comparando esta ecuación con la (7.1), puede apreciarse que este criterio es equivalente a hacer el VAN igual a cero y determinar la tasa que le permite al flujo actualizado ser cero.

¿Cuándo es viable un proyecto?

Luego del cálculo de los anteriores índices de rentabilidad se debe realizar el análisis de viabilidad del proyecto. Esto se realiza según los siguientes casos:

Caso	VAN	TIR	Decisión sobre el Proyecto
1	> 0	> Tasa de descuento	**Aceptado**
2	= 0	= Tasa de descuento	**Indiferente**
3	< 0	< Tasa de descuento	**Rechazado**

Tabla 7.1 Casos en que un proyecto es rentable o no según los índices de rentabilidad VAN y TIR

En el Caso 1 el VAN es mayor a 0, lo que indica que la inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (i), es decir que los beneficios proyectados son superiores a los costos. Además la TIR es mayor a la Tasa de Descuento, lo que también indica que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida. ***El proyecto debe Aceptarse.***

En el Caso 2 el VAN es nulo y la TIR igual a la Tasa de Descuento. Esto indica que la inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas, es decir, el proyecto renta justo lo que el inversionista exige a la inversión. En este caso la aceptación del proyecto requiere de la aplicación de otros criterios, como por ejemplo la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado.

En el último Caso, el VAN es negativo y la TIR es menor a la Tasa de Descuento. Esto indica que la inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (i), por lo que ***el proyecto debe rechazarse***.

7.6.2 FLUJO DE CAJA Y CÁLCULO DE INDICADORES DE RENTABILIDAD

Lo primero que debemos realizar es calcular el flujo de caja para cada año de vida útil del proyecto. Para esto se considera que los primeros dos años son de construcción e instalación de la primer Etapa del parque, por lo que no habrá ingresos por la venta de energía generada en este período.

En estos dos años se tiene que los egresos se corresponden con la inversión inicial destinada a la ET Offshore con todos sus equipamientos, a los cables HVDC, y a los 8 aerogeneradores[59] con sus respectivas estructuras de soporte y sistema colector, que conforman a la primer Etapa. ***Estos egresos serán distribuidos de formas iguales en los dos años***. En la siguiente tabla se puede ver la inversión de este período expresada en dólares[60]:

Conversoras	U$S 109.123.040
Transformadores	U$S 3.740.000
Bipolo HVDC Submarino	U$S 41.632.812
Bipolo HVDC Subterráneo	U$S 2.081.716
Plataforma Offshore	U$S 4 3.708.522
8 Aerogeneradores	U$S 31.511.948
8 Estructuras de Soporte	U$S 20.424.986
Sistema Colector de Energía (8 Aerogeneradores)	U$S 746.696
TOTAL	**U$S 252.969.720**

Tabla 7.2 Inversión de los primeros dos años de ejecución del proyecto del Parque Eólico Offshore Punta Alta

Una vez finalizada esta Etapa, a partir del tercer año el parque es capaz de generar energía (*49,2 MW es la potencia instalada*), por lo que se comienzan a percibir ingresos. Considerando la energía estimada que genera cada aerogenerador en un año, obtenida en el capítulo 5 (30.276 MWh por año), la energía generada durante el tercer y cuarto año, considerando la operación de los 8 aerogeneradores, es de 242.208 MWh anuales.

A partir del tercer año se tienen los ingresos recién mencionados y los egresos se corresponden con el costo de operación y mantenimiento de los equipos en operación y con la inversión necesaria para llevar a cabo la segunda Etapa. En la tabla 7.3 se pueden ver los egresos durante estos dos años. Al igual que en el caso anterior, estos egresos se consideran por partes iguales en los dos años correspondientes.

[59] *Recordar que en la primer Etapa el parque tiene una capacidad de casi 50 MW.*

[60] *Todos los costos fueron obtenidos en euros porque, como se mencionó, son en su totalidad manufacturados en Europa. A pesar de esto el estudio económico se expresa en dólares ya que es la moneda internacionalmente más utilizada para estas aplicaciones de estudios de rentabilidad económica de proyectos.*

41 Aerogeneradores	U$S 160.134.304
41 Estructuras de Soporte	U$S 103.794.721
Sistema Colector de Energía (41 Aerogeneradores)	U$S 3.826.818
Operación y Mantenimiento 8 Aerogeneradores	U$S 4.270.032 (Los dos años)
Operación y Mantenimiento Resto del Parque, Sistema HVDC - VSC	U$S 5.538.580 (Los dos años)
TOTAL	**U$S 277.564.455**

Tabla 7.3 Inversión y costos de mantenimiento y operación del segundo y tercer año de ejecución del proyecto del parque. Los costos de operación y mantenimiento del resto de equipos en el parque fueron calculados en base a la energía generada por los 8 aerogeneradores en servicio

Al término del año 4, cuando finaliza la segunda Etapa de construcción, el parque está completo y totalmente operativo, pudiendo generar toda la energía para el que fue diseñado. A partir del año 5, los egresos estarán formados por los costos de operación y mantenimiento del parque completo, y los ingresos por la venta de energía, que del capítulo 5, se estiman en 1.483.524 MWh por año considerando los 49 aerogeneradores. Los egresos mencionados son de 43.351.028 U$S por año.

El precio de la energía considerado es de 60,74 U$S/MWh. Este valor surge de realizar un promedio sobre una lista de valores proporcionada por CAMMESA, donde se explicitan diferentes precios ofertados de energía de origen eólico de varios parques surgidos en las últimas licitaciones, concretamente en Ronda 1 y Ronda 1.5.

El tiempo de vida útil de un parque eólico es típicamente de 20 años, por lo que será el período de tiempo que consideraremos para la evaluación económica del proyecto. Dado que en los dos primeros años de construcción el parque no opera, se considera un flujo de caja de 24 años, donde en el año 3 y 4 operan 8 aerogeneradores, y en el resto de tiempo operan los 49. Se hace la suposición de que los 8 aerogenerador puestos en servicio en el tercer año, continúan generado hasta el final del período de evaluación (es decir, están en servicio 22 años, y los 41 restantes 20).

Con todo esto visto, podemos finalmente armar el flujo de caja. En la siguiente tabla lo podemos observar:

Año	Egresos	Ingresos	Flujo
1	-U$S 126.484.860	–	-U$S 126.484.860
2	-U$S 126.484.860	–	-U$S 126.484.860
3	-U$S 138.782.228	U$S 14.711.714	-U$S 124.070.514
4	-U$S 138.782.228	U$S 14.711.714	-U$S 124.070.514
5	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
6	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
7	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
8	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
9	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
10	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220

11	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
12	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
13	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
14	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
15	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
16	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
17	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
18	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
19	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
20	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
21	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
22	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
23	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220
24	-U$S 43.351.028	U$S 90.109.248	U$S 46.758.220

Tabla 7.4 Flujo de Caja para el estudio de factibilidad económica del Parque Eólico Offshore Punta Alta

Para el cálculo del ***Valor Actual Neto*** se considera como tasa de descuento la tasa del ***BONAR***. Este es un bono lanzado por el Gobierno Nacional el 7 de mayo de 2014. Su nombre completo es Bono de la Nación Argentina en dólares 2024. Se trata de un bono que vencerá el 7 de mayo del año 2024. Está emitido en dólares y todos los pagos que se realizan del mismo se concretan en billetes de la divisa estadounidense.

A quien invierte en este bono, el Gobierno le paga una tasa de interés fija en dólares de ***8,75% al año. Este será el valor considerado como tasa de descuento para calcular el VAN.***

Los valores del VAN y la TIR obtenidos son:

$$VAN \rightarrow -U\$S\ 97.744.977$$

$$TIR \rightarrow 5{,}77\%$$

7.6.3 CONCLUSIONES E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

Lo primero que se observa es que el VAN resulta negativo. De lo analizado en el apartado 7.6.1, se concluye que ***el proyecto no resulta rentable, y por lo tanto es rechazado.***

Por otro lado, observando el valor de la TIR, concluimos que la Tasa de Descuento elegida es demasiado alta para que el proyecto sea rentable. En caso de conseguir un préstamo por ejemplo, con una tasa de descuento menor, el VAN obtenido sería positivo y el proyecto presentaría ganancias, por lo que sería aceptado.

Ahora bien, lo recién mencionado no es para nada sencillo, ya que estamos hablando de tasas muy bajas, por debajo del 5,77%. Buscar la rentabilidad del proyecto a través de esta tasa no resulta viable.

Ahora bien, es interesante plantearse lo siguiente: *¿cómo podríamos hacer que el proyecto sea rentable?*.

Dos son las variables, más allá de la tasa de descuento, que podríamos modificar para intentar lograr que el proyecto sea rentable. Estudiemos esto con un análisis de sensibilidad.

7.6.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El objetivo es estudiar qué tanto debemos variar ***la inversión inicial*** y el ***precio de la energía***, para que el proyecto pase a ser rentable, es decir que posea un VAN positivo y una TIR mayor a la tasa de descuento elegida de 8,75%.

Inversión Inicial

El objetivo es calcular cuánto se debe bajar la inversión para que el proyecto pase a ser rentable. Luego de ensayar con valores de inversión cada vez más bajos, se llegó a que con una reducción del 23%, se logra un VAN igual a U$S 1.244.230, y una TIR de 8,79%, con lo que el proyecto resultaría rentable.

Sin embrago, reducir la inversión un porcentaje tan alto, lo que representa una disminución de 122 millones de dólares, y sin considerar incentivos de parte del gobierno como se menciona en la introducción, no resulta posible con el proyecto que estamos tratando.

Se concluye que no se logra que el proyecto sea rentable modificando esta variable.

Precio de la Energía

Lo mismo se realiza con el precio de la energía vendida al mercado. Luego de aumentar este valor, se llega a que con un precio de 70,4 U$S/MWh, se logra una rentabilidad en el proyecto.

Ahora bien, este valor es demasiado alto comparando con los precios de las últimas licitaciones facilitados por CAMMESA. Los mayores de estos valores oscilan alrededor de los 65 U$S/MWh.

Se concluye que tampoco es posible con el mercado actual, lograr que el proyecto sea aceptado con el aumento del precio de la energía generada.

7.7 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICO

Desde el planteo mismo de la idea de estudiar un parque eólico offshore que transmita la potencia que genera a través de un sistema HVDC - VSC, se esperaba que el proyecto no sea económicamente factible.

Esta especulación fue comprobada con el estudio recién realizado. A pesar de esto, *¿debemos desalentarnos acerca del estudio de esta tecnología?* ***La respuesta está más que clara, NO.***

Lo importante en este Proyecto Final de Ingeniería no es diseñar un parque eólico que sea económicamente rentable, sino investigar y estudiar aquellas nuevas tecnologías que están ganando su lugar en los sistemas de potencia alrededor del mundo. Esto motivado por las amplias ventajas técnicas que ofrece, las que fueron estudiadas con profundidad en el anterior capítulo.

Es muy dificultoso que en un contexto económico y tecnológico como en el que está inmerso la Argentina y gran parte del Continente Americano, lograr beneficios económicos mediante la aplicación de este tipo de tecnologías. Esta afirmación se cumple no sólo para los sistemas eléctricos de potencia, sino también para todos los ámbitos donde el desarrollo de la tecnología a nivel mundial es notable.

A pesar de esto, es importante su estudio, ya que, por más que no se utilicen en nuestra región en el corto plazo, su aprendizaje nos permite desarrollarnos como profesionales, y además el interés y desarrollo de estas nuevas soluciones tecnológicas provoca que sus costos cada vez sean menores, hasta que se llegará, como muchas de las tecnologías masivamente utilizas en la actualidad, a un punto donde sea conveniente económicamente frente a las alternativas convenciones.

REFERENCIAS Y PUBLICACIONES CONSULTADAS

1) J.F. Manwell, J.G. McGowan and A.L. Rogers, "*Wind Energy Explained Theory, Desing and Applicaition*", Ed John Wiley & Sons Ltd, University of Massachusetts, Amherst, USA, 2002.

2) Tony Burton, Nick Jenkins, David Sharpe, Ervin Bossanyi, "*Wind Energy Handbook 2nd Edt*", Ed John Wiley & Sons Ltd, United Kingdom, 2011.

3) Asea Brown Boveri (ABB), "*Cuaderno de aplicaciones técnicas número 12 Plantas eólicas*", Barcelona 2012.

4) José Antonio Carta González, "*Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*", Ed Pearson Education, S.A., Madrid, 2009.

5) Thomas Ackermann, "*Wind Power in Power Systems Second Edition*", Ed John Wiley & Sons Ltd, Energynautics GmbH, Germany, 2012.

6) J. Machowsky J. W. Bialek J. R. Bumby, "*Power System Dynamics Stability and Control*", Ed John Wiley & Sons Ltd, United Kingdom, 2008.

7) María Dolores Esteban Pérez, "*Tesis Doctoral: Propuesta de una Metodología para la Implantación de Parques Eólicos Offshore*", Universidad Politécnica de Madrid, 2009.

8) Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi), "*Offshore Wind Energy: an overview of activities in Germany*", Ed Druckhaus Rihn Blomberg, Berlín, Alemania, febrero del 2015.

9) Wratten, A., Martin, S., Welstead, J., Martin, J., Myers, S., Davies, H. and Hobson, G., "*The Seascape and Visual Impact Assessment Guidance for Offshore Wind Farm Developers*", Enviros Consulting and Department of Trade and Industry, 2005.

10) Thomsen, F., Lüdemann, K., Kafemann, R. and Piper, W., "*Effects of offshore wind farm noise on marine mammals and fish*", Hamburgo, Alemania, julio del 2006.

11) Greenpeace, "*Offshore wind: Implementing a new powerhouse for Europe, grid connection, environmental impact and political framework*", Bruselas, Belgica, 2005.

12) Exo, K. M., Hüppop, O. and Garthe, S., "*Birds and offshore wind farms: A hot topic in marine ecology*", Wader Study Group Bulletin, vol 100, Wilhelmshaven, Alemania, 2003.

13) Danish Energy Authority (DEA), "*Offshore wind farms and the environment: Danish experiences from Horns Rev and Nysted*", Ed Steffen Nielsen, the Danish Energy Authority and the communication agency Operate A/S, Copenhague, Dinamarca, noviembre del 2006.

14) Andrew B, Gill, "*Offshore renewable energy: ecological implications of generating electricity in the coastal zone*", Institute of Water and Environment, Cranfield University, Silsoe, Bedfordshire, England agosto del 2005.

15) Köller, J., Köppel, J. and Peters, W., "*Offshore Wind Energy. Research on Environmental Impacts*", Ed Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Berlín, Alemania, 2006.

16) Juan Antonio Díaz Martín, "*Modelado del generador eólico y de los convertidores HVDC - VSC*", Universidad de Sevilla, Junio del 2013.

17) Snigdha Sharma, "*Comparison Between LCC and VSC*", International Journal of Scientific Research Engineering & Technology (IJSRET), Electrical Department, SIT, Meerut, octubre del 2013.

18) Department of Trade and Industry (DTI), "*Guiadance on the Assesment of the Impact of Offsohre Wind Farms: Seascape and Visual Impact Report*", 2005.

19) Wind Energy the Facts, https://www.wind-energy-the-facts.org. [Página web 1].

20) Economic and environmental advantages, ABB, http://new.abb.com/systems/hvdc/why-hvdc/economic-and-environmental-advantages. [Página web 2].

21) 4c Offshore, http://www.4coffshore.com/

22) The Wind Power, http://www.thewindpower.net/

23) Stijn Cole, "*Steady-state and Dynamic Modelling of VSC HVDC systems for Power System Simulation*", Katholieke Universiteit Leuven – Faculteit Ingenieurswetenschappen Kasteelpark Arenberg 1, Belgium., September 2010.

24) Georgios Stamatiou, "*Converter interactions in VSC-based HVDC systems*", Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden, 2015.

25) Mario Monterrubio Diez, "*Transporte de Energía Eléctrica en Corriente Continua. Enlaces HVDC-VSC*", Escuela de Ingenierías Industriales, Universidad de Valladolid, Marzo 2013.

26) Prabha Kundur, "*Power System Stability and Control*", McGraw-Hill, California, USA, 1994.

27) Ing. Marcelo Cassin, "*Transmisión en Corriente Continua en Alta Tensión, Sistemas HVDC*", Cátedra Sistemas Eléctricos de Potencia I, Universidad Nacional de Rosario, Escuela de Ingeniería Eléctrica, FCEIA, Rosario, Santa Fe, Argentina, 2015.

28) Dr. Ing. José Cano, "*Teoría de los Sistemas de Referencia*", Cátedra Conversión de la Energía II, Universidad Nacional de Rosario, Escuela de Ingeniería Eléctrica, FCEIA, Rosario, Santa Fe, Argentina, 2009.

29) Dr. Ing. José Cano, "*Teoría de las Máquinas Sincrónicas*", Cátedra Conversión de la Energía II, Universidad Nacional de Rosario, Escuela de Ingeniería Eléctrica, FCEIA, Rosario, Santa Fe, Argentina, 2009.

30) Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, "*HVDC Grids For Offshore and Supergrid of the Future*", John Wiley & Sons, Inc, IEEE, 2016.

31) Mohapatra Bikash Kumar Sahoo, "*Dynamic Stability Improvement of Power System with VSC-HVDC Transmission",* Department of Electrical Engineering National Institute of Technology, Rourkela, India, 2014.

32) Neil Kirby, Alstom Grid, "*HVDC Technology Voltage Source Converters*", IEEE PES T&D Expo, Chicago, Abril 2014

33) ABB, "*Submarine Power Cables*", Sweden, Mayo 2006.

34) Dietmar Retzmann, "*HVDC Station Layout, Equipment LCC & VSC and Integration of Renewables using HVDC*", Siemens, Cigré, Octubre 2011.

35) Mike Barnes, Antony Beddard, "*Voltage Source Converter HVDC Links – The state of the Art and Issues Going Forward"*, School of Electrical and Electronic Engineering, University of Manchester, Manchester, UK, Enero 2012.

36) Siemens, "*High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange*", Siemens AG, Energy Sector, Power Transmission Division, Power Transmission Solutions, Erlangen, Germany, 2009.

37) Dimitrios Tzelepisy, Anastasios Oulis Rousis, Adam Dysko, Campbell Boothy, "*Enhanced DC voltage control strategy for fault management of a VSC-HVDC connected offshore wind farm*", University of Strathclyde, Glasgow, UK, Imperial College London, London UK, Junio 2016.

38) Mengran Yu, Adam Dyśko, Campbell D. Booth, Andrew J. Roscoe, Jiebei Zhu, "*A Review of Control Methods for providing frequency response in VSC-HVDC transmission systems*", Department of Electronic and Electrical Engineering, University of Strathclyde, Glasgow, UK Network Strategy Group, National Grid, Warwick, UK, Junio 2016.

39) ABB, "*Johansson Ireland and Great Britain EirGrid East-West Interconnector HVDC Light link*", ABB's high voltage cable unit in Sweden, julio, 2011.

40) Lidong Zhang, "*Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Weak AC Systems*", Royal Institute of Technology School of Electrical Engineering, Electrical Machines and Power Electronics, Stockholm 2010.

41) Cuiqing Du, "*The control of VSC-HVDC and its use for large industrial power systems*", Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden 2003.

42) Stefan G Johansson, Gunnar Asplund, Erik Jansson, Roberto Rudervall, "Power System Stability Benefits with VSC DC-Transmission Systems", ABB, Cigré, Sweden, 2004.

43) Luís Manuel Bento do Amaral, "Offshore wind farm layout optimization regarding wake Effects and electrical losses", Técnico Lisboa, Portugal, Noviembre 2015.

44) Michele Samorani, "*The Wind Farm Layout Optimization Problem*", Alberta School of Business, University of Alberta, Edmonton, Canada, 2013.

45) Chong Ng, Li Ran, "*Offshore Wind Farms Technologies, Design and* Operation", Woodhead Publishing, UK, 2016.

46) Rabia Shakoor, Mohammad Yusri Hassan, Abdur Raheem, Nadia Rasheed, "*The Modelling of Wind Farm Layout Optimization for the Reduction of Wake Losses*", Indian Journal of Science and Technology, August, 2015.

47) Prysmian, "*Cables de Baja Tensión, Catálogo General"*, Prysmian Energía Cables y Sistemas de Argentina S. A., Buenos Aires, Argentina, 2008.

48) Rui M.G. Castro, "*Introdução à Energia Eólica*", Universidade Técnica de Lisboa, InstItuto Superior Técnico DEEC/Secção de Energia, Energias Renováveis e Produção Descentralizada, Lisboa, Portugal, Enero, 2003.

49) S.A. Grady, M.Y. Hussaini, M.M. Abdullah, "*Placement of wind turbines using genetic algorithms*", Elsevier, 2004.

50) Siemens Energy, Inc., "*PSS®E Program Operation Manual*", Schenectady, New York, Octubre 2010.

51) Parque Eólico Arauco, http://www.parqueolicoaraucolr.com.ar/.

52) Ministerio de Planificación Federal y Servicios Públicos, Sistema de Representación Geográfico, Mapa Eólico Nacional. *SIG EÓLICO*.

53) Andrés Fernández Roa, "*Método para Localización Óptima de Centrales de Energías Renovables*", Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile, enero, 2011.
Gamesa, "Catálogo de Plataformas", febrero, 2017.

54) ABB, "*Connecting the power grids of* Ireland *and Great Britain EirGrid East-West Interconnector HVDC Light link*", julio 2011.

55) Senvion, "*Senvion 6.2M 152 Datasheet*", 2017.

56) Vestas Wind Systems, "*V164 8.0 MW*", Denmark, 2011.

57) ABB, "*Cross Sound Cable Proyect, Connecticut - Long Island*", ABB Power Tecnologies AB, 2002.

58) ABB, "*HVDC Light - The original VSC Technology Reference List*", ABB AB Grid Systems - HVDC, 2017.

59) Wind Turbine Models, https://en.wind-turbine-models.com.

60) Rosa de los vientos, PublicacionesDidacticas.com, Nº 51, Octubre 2014.

61) http://www.argentinaeolica.org.ar.

62) http://www.gamesacorp.com/es.

63) https://www.vestas.com.

64) https://www.senvion.com.

65) http://criarpeces.com.ar.

66) windy.com.

67) http://eapcsur.com.

68) crosssoundcable.com.

69) Dr. Ing. José Cano, "*Características Generales de un Sistema de Potencia Moderno*", Cátedra Sistemas Eléctricos de Potencia I, Universidad Nacional de Rosario, Escuela de Ingeniería Eléctrica, FCEIA, Rosario, Santa Fe, Argentina, 2016.

70) Dr. Ing. José Cano, "*Transmisión en Corriente Alterna*", Cátedra Sistemas Eléctricos de Potencia I, Universidad Nacional de Rosario, Escuela de Ingeniería Eléctrica, FCEIA, Rosario, Santa Fe, Argentina, 2016.

71) Dr. Ing. José Cano, "*Introducción al Problema de la Estabilidad en los Sistemas de Potencia*", Cátedra Sistemas Eléctricos de Potencia I, Universidad Nacional de Rosario, Escuela de Ingeniería Eléctrica, FCEIA, Rosario, Santa Fe, Argentina, 2016.

72) Siemens Energy, Inc., "*PSS®E Program Operation Manual*", Schenectady, New York, Octubre 2010.

73) CAMMESA, "*Guía Para Inicio de Estudios de Acceso al SADI de Generación Renovable Intermitente*", Argentina, 2014.

74) CAMMESA, "*ANEXO 40: Generación Eólica*", Argentina, 2014.

75) CAMMESA, "*Conceptos básicos sobre la Inserción de la Generación Eólica en un Sistema Eléctrico de Potencia*", Argentina, 2014.

76) ENRE, "*Tipologías de Instalaciones de Transmisión y Distribución*", http://www.enre.gov.ar, 2011.

77) M. Rashwan, "*Evaluation of HVDC Light as an Alternative for the Vancouver Island transmission Reinforcement (VITR) Project - Appendix Q*", Transgrid Solutions, Report C1023, Tech. Report, April 2005.

78) "*Transmission issues for offshore wind farms with specific application to siting of the proposed Cape Wind Project*", ESS Inc., Consultants to Cape Wind Associates, 2003.

79) Montana Alberta, "*Cost comparison between HVDC Light and HVAC*", Available https://www3.eub.gov.ab.ca/eub/dds/iar_query/ShowAttachment.aspx?DOCNUM=707552.

80) Armani, G.V., Benato, R., Mario, C. di, Lorenzoni, A., Rebolini, M., Renaud, F., "*Application of multi-criteria Methodology for planning an electric transmission line*", Proc. of CIGRE 2008, Paper C3-303, Paris 2008.

81) Dr. Ing. José Cano, "*Problemas de Diseño. Análisis y Planificación Técnico Económica de Sistemas. Simulador Powerworld*", Sistemas Eléctricos de Potencia I, Universidad Nacional de Rosario, Escuela de Ingeniería Eléctrica, FCEIA, Rosario, Santa Fe, Argentina, 2016.

82) Cole, S., Van Hertem, D., Pardon, I., Belmans, R., "*Randstad HVDC*", Research group Electa, KULeuven, Heverlee, August 29, 2006.

83) Cole, S., Van Hertem, D., Belmans, R., "*Direct Current Connections from Belgium to Germany and the UK*", Research group Electa, KULeuven, Heverlee.

84) Dirk Westermannn, Alexander Küster, Dirk van Hertem, Dag Soerangr, Geraldine Real, Gunnar Asplund, Magne Meisingset, Masahiro Takasaki, Tuomas Rauhala, Bernd Klöckl, Michael

Kurra, Benjamin Deppe, Murray Bennett, Rao Atmuri, Kurt Friedrich, "*Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission - Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies*", Cigré, 2012.

85) T. Ackermann, N. Barberis Negra, J. Todorovic, and L. Lazaridis, "*Evaluation of Electrical Transmission Concepts for Large Offshore Wind Farms*", in Copenhagen Offshore Wind-Int. Conf. Exhib., 2005.

86) M. A. Parker and O. Anaya-Lara, "*Cost and losses associated with offshore wind farm collection networks which centralise the turbine power electronic converters*", IET Renew. Power Gener., vol. 7, no. 4, pp. 390 - 400, Jul. 2013.

87) Jonathan Ruddy, Ronan Meere, Terence O'Donnell, "*Comparison of VSC-HVDC with Low Frequency AC for Offshore Wind Farm Design and Interconnection*", Electricity Research Centre, University College Dublin, Ireland, 2015.

88) Les Brand, Ranil de Silva, Errol Bebbington, Kalyan Chilukuri, "*Grid West Project, HVDC Technology Review*", EirGrid, December, 2014.

89) "*North Auckland and Northland Grid Upgrade Project - Attachment E: Assessment of Options*", Transpower, New Zealand, September 2007.

90) "*Middletown - Norwalk Transmission Project - Technical description of VSC HVDC and cable technology*", Prepared for Northeast Utilities by ABB Power Technologies AB, Ludvika, Sweden, October 2004.

91) Bram Van Eeckhout, "*The Economic Value oh VSC HVDC Compared to HVAC for Offshore Wind Farms"*, Katholieke Universiteit Leuven, Faculteit Ingenieurswetenschappen, Leuven, Bélgica, 2008.

92) P. Djapic, G. Strbac, "*Cost Benefit Methodology for Optimal Design of Offshore Transmission Systems*", Centre for Sustainable Electricity and Distributed Generation, July, 2008.

93) Entso-e, "*Offshore Transmission Technology*", European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2011.

94) Economic Considerations Underlying the Adoption of HVDC and Don Hur, "*HVAC for the Connection of an Offshore Wind Farm in Korea*", Journal of Electrical Engineering & Technology Vol 7, Grant of Kwangwoon University, 2012.

95) D. Larsson, "*FACTS and HVDC for grid connection of large wind farms*", Power-Gen Europe, Milano, Italy, November 2005.

96) Website Wind Farm Thornton Bank: www.c-power.be.

97) E. Hau, "*Wind turbines - Fundamentals, Technologies, Application, Economics*", Springer, 2 edition, 2006.

98) H. Polinder, F. van der Pijl, G. de Vilder, P. Tavner, "*Comparison of Direct-Drive and Geared Generator Concepts for Wind Turbines*", Delft University of Technology, The Netherlands, presented at IEEE International Conference on Electrical Machines and Drives, 2005.

99) Wind Energy The Facts, "*Development and Investment Costs of Offshore Wind Power*", www.windenergythefacts.org.

100) G. Sterzinger, M. Svrcek, "*Wind turbine development: Location of Manufacturing Activity*", Renewable Energy Policy Project, Tech. Report, USA, September 2004.

101) H. Kooijman, M. de Noord, C. Volkers, L. Machielse, F. Hagg, P. Eecen, J. Pierikm, S. Herman, "*Cost and potential of Offshore Wind Energy on the Dutch part of the North Sea*", ECN Energy research Centre of the Netherlands, Tech. Report, Petten, The Netherlands, 2000.

102) Parsons Brinkerhoff, "*Tyrone - Cavan Interconnector Second ES Addendum - Appendix 3.1*", February, 2009.

103) C. Morgan, H. Snodin, N. Scott, "*Offshore Wind - Economies of scale, engineering resource and load factors*", Garrad Hassan and Partners, Department of Trade and Industry/Carbon Trust, Tech. Report, December, 2003.

104) T. van der Wekken, F. Wien, "*Leonardo ENERGY Webinar: Wind Energy*", Presentation by KEMA, January, 2007.

105) James F. Manwell, "*An overview of the technology and economics of offshore wind farms*", Renewable Energy Research Laboratory, University of Massachusetts, USA.

106) S. Herman, H. Kooijman, H. Hendriks, "*Variations on a 500 MW offshore wind farm design*", presented at Offshore wind energy in Mediterranean and other European Seas (OWEMES conference), Naples, Italy, April, 2003.

107) G. van Bussel, A. Henderson, "*State of the Art and Technology Trends for offshore wind energy: Operation and maintenance Issues*", Delft University of Technology, Faculty Civil Engineering and Geosciences, Section Wind Energy, The Netherlands.

108) Dirección Nacional de Energía de Uruguay, "*Análisis de Rentabilidad para Parques Eólicos en Uruguay*", Mercedes, Montevideo, Uruguay, Junio, 2011.

109) Wind Energy The Facts 2, "*Operation and Maintenance Costs of Wind Generated Power*, www.windenergythefacts.org.

110) Nassir Sapag Chain, Reinaldo Sapag Chain, "Preparación y Evaluación de Proyectos. Quinta Edición", McGraw-Hill Interamericana S.A., Bogotá, D.C., Colombia, 2008.

ANEXO A

ESTADO DE LOS PARQUES EÓLICOS OFFSHORE Y LOS SISTEMAS HVDC - VSC EN EL MUNDO

ANEXO A

Este Anexo tiene como objetivo mostrar el panorama actual de los parques eólicos offshore alrededor del mundo.

Por medio de la siguiente figura y las siguientes tablas, se resume la información disponible sobre el tema.

A.1 PARQUES EÓLICOS OFFSHORE EN EL MUNDO

En la siguiente gráfica se muestran los parques eólicos offshore en operación en cada país donde este tipo de parque existe. Se presenta para cada uno la suma de la potencia instalada.

Esta gráfica ha sido confeccionada mediante la recopilación de datos sobre parques eólicos offshore de Wikipedia.com, donde a su vez, varios usuarios contribuyeron con la información mediante la búsqueda en otras fuentes en internet.

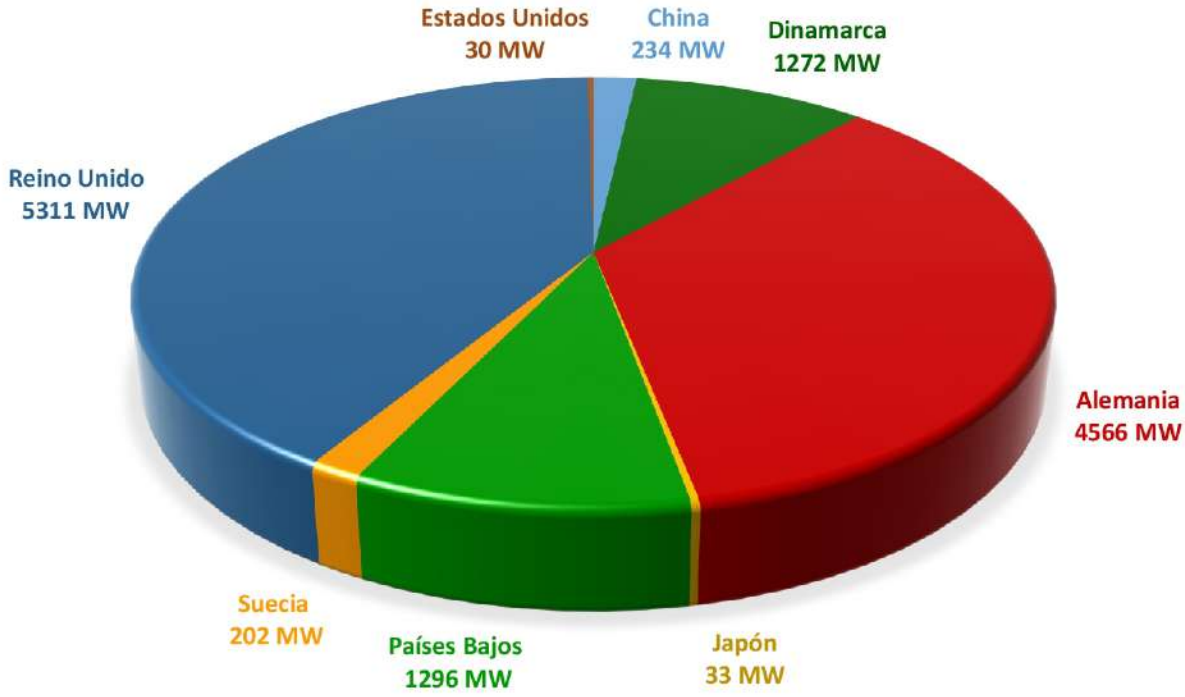


Figura A.1 Parques Eólicos Offshore en cada país

Se aprecia un claro dominio del Reino Unido y Alemania, seguidos por los Países Bajos y Dinamarca.

En Estados Unidos actualmente sólo hay un parque en operación de 30 MW. Este es el único parque eólico offshore en operación en el continente Americano. Entró en servicio hace sólo unos meses, en diciembre del 2016.

Están proyectados y en construcción algunos más en ese país, aunque en el continente Americano estamos más que rezagados con este tipo de parques, una tecnología donde el domino europeo es claro.

A.2 LOS 25 PARQUES EÓLICOS OFFSHORE DE MAYOR POTENCIA ALREDEDOR DEL MUNDO

En la siguiente tabla se muestra una recopilación de los 25 parques eólicos offshore de mayor potencia en operación en el mundo. La fuente de esta información, al igual que en la gráfica anterior, es de una recopilación realizada por usuarios de Wikipedia.com.

Se ordenan según el año en el que fueron puestos en servicio, para tener una noción del avance de esta tecnología que se ha dado en el último tiempo.

El parque más grande corresponde al ***London Array*** con 630 MW, y está ubicado en el Reino Unido.

Parque Eólico Offshore	Total (MW)	Localización	Modelo de Aerogeneradores	Fecha de Puesta en Servicio
Gemini Wind Farm	600	Países Bajos	150 × Siemens SWT-4.0	2017
Gode Wind (fases 1+2)	582	Alemania	97 x Siemens SWT-6.0-154	2017
Gwynt y Môr	576	Reino Unido	160 × Siemens SWT-3.6-107	2015
Global Tech I	400	Alemania	80 × Areva Multibrid M5000 5.0MW	2015
Borkum Riffgrund 1	312	Alemania	78 × Siemens SWT-4.0-120	2015
Nordsee Ost	295	Alemania	48 × Senvion 6.15MW	2015
Amrumbank West	288	Alemania	80 × Siemens SWT-3.6-120	2015
Butendiek	288	Alemania	80 × Siemens SWT-3.6-120	2015
DanTysk	288	Alemania	80 × Siemens SWT-3.6-120	2015
Baltic 2	288	Alemania	80 × Siemens SWT-3.6-120	2015
Meerwind Süd / Ost	288	Alemania	80 × Siemens SWT-3.6-120	2015
Humber Gateway	219	Reino Unido	73 × Vestas V112-3.0MW	2015
Westermost Rough	210	Reino Unido	35 × Siemens SWT-6.0-154	2015
West of Duddon Sands	389	Reino Unido	108 × Siemens SWT-3.6-120	2014
Northwind	216	Bélgica	72 × Vestas V112-3.0MW	2014
Anholt	400	Dinamarca	111 × Siemens SWT-3.6-120	2013
BARD Offshore 1	400	Alemania	80 × BARD 5.0MW	2013
Lincs	270	Reino Unido	75 × Siemens SWT-3.6-120	2013
London Array	630	Reino Unido	175 × Siemens SWT-3.6-120	2012
Greater Gabbard	504	Reino Unido	140 × Siemens SWT-3.6-107	2012
Sheringham Shoal	315	Reino Unido	88 × Siemens SWT-3.6-107	2012
Walney	367	Reino Unido	102 × Siemens SWT-3.6-107	2011 Fase 1 2012 Fase 2
Thanet	300	Reino Unido	100 × Vestas V90-3.0MW	2010
Rødsand II	207	Dinamarca	90 × Siemens SWT-2.3-93	2010
Thorntonbank	325	Bélgica	6 × Senvion 5MW 48 × Senvion 6.15MW	2009 Fase 1 2012 Fase 2 2013 Fase 3
Horns Rev 2	209	Dinamarca	91 × Siemens SWT-2.3-93	2009

Tabla A.1 Los 25 parques eólicos offshore de mayor potencia en operación alrededor del mundo ordenados según el año de puesta en servicio

A.3 PARQUES EÓLICOS OFFSHORE DE MAYOR TAMAÑO ACTUALMENTE EN CONSTRUCCIÓN

En la siguiente tabla, obtenida de la misma fuente que la anterior, se muestran los parques eólicos offshore de mayores potencias en construcción. Observar que muchos se pondrán en servicio este mismo año. Además notar que salvo uno, todos los parque corresponden al Reino Unido y Alemania, otro dato que comprueba el intenso desarrollo de esta tecnología en estos países.

Parque Eólico Offshore	Total (MW)	Localización	Modelo de Aerogeneradores	Fecha de Puesta en Servicio
Race Bank	580	Reino Unido	91 x Siemens SWT-6.0-154	2018
Horns Rev 3	406	Dinamarca	49 x MHI Vestas V164-8.3 MW	2019
Dudgeon	402	Reino Unido	67 x Siemens SWT-6.0-154	2017
Veja Mate	402	Alemania	67 × Siemens SWT-6.0-154	2017
Rampion	400	Reino Unido	116 x MHI Vestas V112-3.45 MW	2018
Wikinger	350	Alemania	70 × Adwen AD 5-135	2017
Nordsee One	332	Alemania	54 × Senvion 6.2M126	2017
Sandbank (Fase 1)	288	Alemania	72 × Siemens SWT-4.0-130	2017

Tabla A.2 Parques eólicos offshore más grandes actualmente en construcción

A.4 PARQUES EÓLICOS OFFSHORE CON TECNOLOGÍA HVDC - VSC EN EL MUNDO

En las dos últimas tablas de este anexo se muestran los pocos parques eólicos offshore en el mundo que utilizan la tecnología HVDC - VSC para la transmisión de la energía generada hacia la costa.

En la tabla A.3 se pueden ver aquellos parques que utilizan la tecnología HVDC Light de ABB y en la A.4 los que utilizan la tecnología HVDC Plus de Siemens. Ambas son HVDC - VSC.

Parque Eólico Offshore	Total (MW)	Localización	Topología de Transmisión	Longitud Cables (Km)	Tensión DC (kV)	Fecha de Puesta en Servicio
BorWin 1	400	Alemania	Bipolo	200	±150	2012
DolWin 1	800	Alemania	Bipolo	165	±320	2015
DolWin 2	900	Alemania	Bipolo	135	±320	2015

Tabla A.3 Parques eólicos offshore con tecnología HVDC Light de ABB en el mundo [ABB-2017]

Parque Eólico Offshore	Total (MW)	Localización	Topología de Transmisión	Longitud Cables (Km)	Tensión DC (kV)	Fecha de Puesta en Servicio
HelWin 1	576	Alemania	Monopolo	130	±250	2015
BorWin 2	800	Alemania	Monopolo	200	±300	2015
BorWin 3	900	Alemania	Bipolo	160	±320	2019
DolWin 3	900	Alemania	Bipolo	160	±320	2017
HelWin 2	690	Alemania	Bipolo	130	±320	2015
SylWin 1	864	Alemania	Bipolo	205	±320	2015

Tabla A.4 Parques eólicos offshore con tecnología HVDC Plus de Siemens en el mundo. Fuete: recopilación de usuarios de Wikipedia.com

ANEXO B

INFORMACIÓN TÉCNICA AEROGENERADOR SENVION 6.2M 152

ANEXO B

Datos técnicos sobre el aerogenerador utilizado en el Parque Eólico Offshore Punta Alta, ***Senvion 6.2M 152***, obtenidos de la página web del fabricante:

6.2M152

Design data

Nominal power	6,150 kW
Cut-in wind speed	3.5 m/s
Nominal wind speed	12 m/s 11.5 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s 30 m/s
Restart cut-in wind speed	20 m/s 25 m/s
Operating temperature range	-20 – +35 °C

Certification

Hub height	Wind class	DIBt Wind zone
121 – 124 m	IEC S	WZ 4, GK I
97 – 100 m	IEC S	-

Rotor

Diameter	152 m
Rotor area	18,146 m²
Rotor speed	6.4 – 10.1 1/min (+15 %)
Power control	Electrical pitch

Rotor blade

Blade length	74.4 m
Type	Glass fibre-reinforced plastic (GFRP)
Max. chord width	4.5 m

Gear system

Type	Three-stage planetary / spur gearbox
Gear ratio	i = approx. 116
Type of suspension	Four-point contact suspension

Weight

Rotor blade	Approx. 25.5 t
Nacelle	Approx. 350 t
Rotor Hub	Approx. 82 t

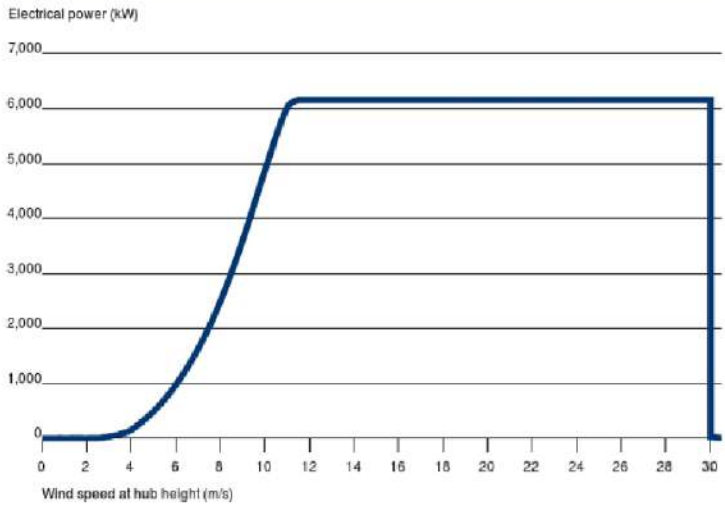
Electrical system

Nominal power	6,150 kW
Nominal voltage	20/30/33 kV
Nominal frequency	50 Hz
Generator	Double-fed-induction generator
Generator protection class	IP 54
Stator voltage	6.6 kV
Nominal speed	1,170 1/min
Speed range	750 – 1,170 1/min
Converter type	Pulse width modulation IGBTs (liquid-cooled)
Transformer	ITS (Drei-Wicklungen-Gießharztransformator)

Sound power level

Maximum sound power level	109 db (A)

Power curve



En la siguiente figura se aprecia una representación de este aerogenerador donde se pueden ver los equipos dentro del mismo, y abajo se indica cual es cada uno.

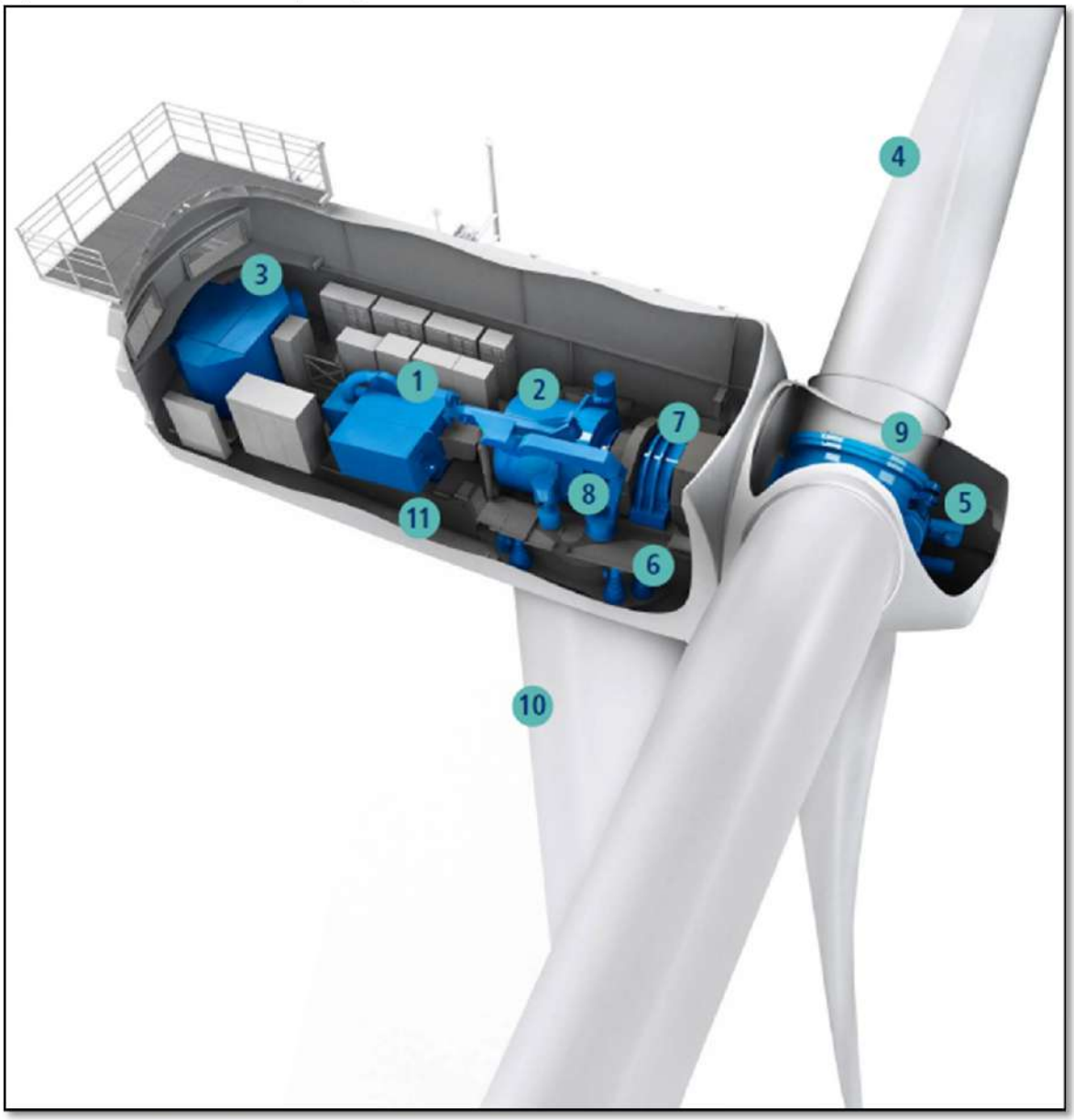


Figura B.1 Representación del aerogenerador Senvion 6.2M 152, indicando qué es cada equipo. Imgen original: Senvion

1) **Generador y Conversor de Potencia.**
2) **Caja de Velocidades.**
3) **Transformador.**
4) **Pala del Rotor.**
5) **Sistema de Control del Ángulo de Paso.**
6) **Soporte del Generador.**
7) **Cojinete del Rotor.**
8) **Grúa de la Góndola.**
9) **Protección contra rayos.**
10) **Estructura de Soporte Tipo Pilote.**
11) **Protección contra incendios.**