

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL
SISTEMA ELÉCTRICO**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

***ANÁLISIS DE INTERCONEXIÓN ENTRE UNA
PLATAFORMA FLOTANTE DE GENERACIÓN
EÓLICA Y UNDIMOTRIZ A LA RED ELÉCTRICA.***

Estudiante	<i>García Goikoetxea, Ane Miren</i>
Director	<i>Eguía López, Pablo</i>
Departamento	<i>Ingeniería Eléctrica</i>
Curso académico	<i>2020-2021</i>

Bilbao, 14 de septiembre de 2021

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	10
2.	OBJETIVOS Y ALCANCE.....	11
3.	ESTADO DEL ARTE.....	12
3.1.	CONTEXTO ENERGÉTICO.....	12
3.2.	ENERGÍA EÓLICA	14
3.2.1.	Componentes y clasificación de los aerogeneradores	14
3.2.2.	Fundamentos teóricos de la energía eólica.....	17
3.2.3.	Energía eólica offshore.....	20
3.2.3.1.	Eólica offshore de cimentación fija	20
3.2.3.2.	Eólica offshore flotante	22
3.3.	ENERGÍA MARINA	25
3.4.	ENERGÍA DE LAS OLAS	26
3.4.1.	Ventajas de la energía undimotriz	27
3.4.2.	Desventajas de la energía undimotriz.....	27
3.4.3.	Clasificación de convertidores de olas	28
3.5.	SISTEMA ELÉCTRICO	29
3.6.	IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	32
3.7.	ENTORNOS DE SIMULACIÓN.....	34
3.7.1.	DigSilent/PowerFactory	34
3.7.2.	MATLAB.....	37
4.	CONCEPTO DE PLATAFORMA	40
5.	CARACTERÍSTICAS DE LA UBICACIÓN.....	42
6.	MODELO DE SIMULACIÓN DE LA PLANTA	45
6.1.	MODELO DE RED.....	45
6.2.	SISTEMA DE TRANSPORTE	46
6.2.1.	Barras	46
6.2.2.	Transformadores	46
6.2.3.	Líneas	49
6.3.	SISTEMA DE GENERACIÓN	49
6.3.1.	Aerogenerador.....	50
6.3.2.	WEC.....	53
6.3.3.	Servicios auxiliares (SSA)	53
7.	ESTUDIO DE INTEGRACIÓN DEL SISTEMA EN LA RED	55
7.1.	ESTUDIO DE LA NORMATIVA DE CONEXIÓN A RED	55
7.2.	ESTUDIOS EN REGIMEN DE OPERACIÓN NORMAL	57
7.2.1.	Flujo de cargas	57
7.2.2.	Requisitos ante variaciones de frecuencia.....	58
7.2.2.1.	MRPFL-O.....	59
7.2.2.2.	MRPF	64
7.2.3.	Requisitos ante variaciones de tensión	67
7.2.3.1.	Requisitos de tensión de MGE	68
7.2.3.2.	Requisitos de tensión de los MPE	68
7.2.3.3.	Ensayo de capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima.....	70
7.2.4.	Control de potencia reactiva en MPE.....	74
7.2.4.1.	Modo regulación de tensión	74
7.2.4.2.	Modo de control de factor de potencia	76
7.2.4.3.	Modo de control de potencia reactiva.....	77
7.2.4.4.	Simulación y resultados del ensayo de modo de control de potencia reactiva	78
7.3.	ESTUDIOS EN REGIMEN DE OPERACIÓN PERTURBADO	80
7.3.1.	Caso1- U0TPmax	84
7.3.2.	Caso2-U40BPmed.....	85
7.3.3.	Caso3-U75TPmed	86

7.3.4.	Evaluación de los estudios en régimen de operación perturbado	87
8.	ESTUDIO DE GENERACIÓN DE LA PLANTA	88
8.1.	Perfil de generación del aerogenerador	88
8.2.	Perfil de generación del convertidor de olas.....	90
8.3.	Elección de días significativos para el estudio	92
8.4.	Simulación y resultados.....	94
8.4.1.	Flujo de cargas dinámico.....	94
8.4.2.	Resultados	95
8.4.2.1.	Caso 1: 21 de enero	95
8.4.2.2.	Caso 2: 12 de junio	97
8.4.2.3.	Caso 3: 23 de septiembre.....	99
9.	CONCLUSIONES	101
10.	BIBLIOGRAFÍA	102
11.	ANEXOS	104
11.1.	ANEXO 1: SCRIPT DATOS BIMEP	104
11.2.	ANEXO 2: DOCUMENTACIÓN PARA EL ESTUDIO DE REQUISITOS DE ROBUSTEZ	106
11.3.	ANEXO 3: DATOS DE LOS DÍAS ESCOGIDOS	108

Índice de figuras

<i>Figura 1. Cambio en la generación eléctrica global en función de la fuente [2].</i>	13
<i>Figura 2. Expansión de la red eléctrica global para los escenarios hasta 2030 [2].</i>	13
<i>Figura 3. Circulación del viento [3].</i>	14
<i>Figura 4. Clasificación general de aerogeneradores [4].</i>	15
<i>Figura 5. Tecnologías principales de turbina VAWT: a) Turbina Savonius [5] b) Turbina H-Darrieus [6]</i>	16
<i>Figura 6. Componentes principales del aerogenerador HAWT [8].</i>	17
<i>Figura 7. Área de barrido del aerogenerador [9].</i>	18
<i>Figura 8. Relación entre las velocidades en un rotor ideal [10].</i>	19
<i>Figura 9. Tecnologías de cimentación fija para eólica offshore [17].</i>	20
<i>Figura 10. Tecnologías Spar, Semi sumergible y TLP.</i>	23
<i>Figura 11. Parámetros característicos de las olas [24].</i>	26
<i>Figura 12. Esquema típico del sistema eléctrico de potencia [18].</i>	30
<i>Figura 13. Estructura de un sistema eléctrico [26].</i>	31
<i>Figura 14. Diferencias entre los modelos de generación centralizada y distribuida [27].</i>	33
<i>Figura 15. Ejemplo del menú del elemento en PowerFactory.</i>	37
<i>Figura 16. Ejemplo del escritorio de MATLAB.</i>	38
<i>Figura 17. Ejemplo de un comentario en Script de MATLAB.</i>	39
<i>Figura 18. Símbolo “Run” de MATLAB para ejecutar programas.</i>	39
<i>Figura 19. Esquema unifilar de la plataforma y su conexión a red.</i>	41
<i>Figura 20. a) Cable y áreas de amarre de Bimep [34]. b) Boyas de balizamiento de BiMEP [36].</i>	42
<i>Figura 21. Conexión eléctrica de BiMEP [37].</i>	43
<i>Figura 22. Representación gráfica del prototipo DemoSATH [39].</i>	44
<i>Figura 23. Dispositivo Penguin siendo trasladado [40].</i>	44
<i>Figura 24. Modelo de simulación completo.</i>	45
<i>Figura 25. Símbolo de red externa (External Grid).</i>	45
<i>Figura 26. Símbolo de barra (Busbar).</i>	46
<i>Figura 27. Símbolo del transformador (2-Winding Transformer).</i>	47
<i>Figura 28. Características principales del Type “Trf. 132/13.2”.</i>	47
<i>Figura 29. Características principales del Type “Trf. 13.2/0.69”.</i>	48
<i>Figura 30. Características principales del Type “Trf. 13.2/0.4 0.25MVA”.</i>	48
<i>Figura 31. Representación y características principales de la línea.</i>	49
<i>Figura 32. Sistema de generación en detalle.</i>	50
<i>Figura 33. Curvas de potencia de los aerogeneradores [41].</i>	51
<i>Figura 34. Curva P-Q del modelo del aerogenerador.</i>	52
<i>Figura 35. Marco de control del modelo DigSILENT DFIG WTG 3.6MW 50Hz.</i>	52
<i>Figura 36. Características principales del modelo DigSILENT DFIG WTG 1.0MW 50Hz.</i>	53
<i>Figura 37. Símbolo de carga general (General load).</i>	54
<i>Figura 38. Análisis de flujo de cargas.</i>	58

Figura 39. Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia de los MGE en MRPFL.....	59
Figura 40. Ejemplo de respuesta en potencia que ilustra los tiempos t_a , t_r , y t_e definidos más arriba..	60
Figura 41. Fuente de tensión ideal.	61
Figura 42. Casos de simulación de MRPFL-O.....	61
Figura 43. Ejemplo de creación de evento. Caso OS2F2_7.....	62
Figura 44. Ejemplo de ajuste para el caso OS2F2.....	62
Figura 45. Resultado de la simulación para el caso OS2F2_7.	63
Figura 46. Capacidad de respuesta del modo MRPF que ilustra los tiempos t_1 , y t_2	65
Figura 47. Flujo de cargas para condiciones iniciales del ensayo MRPF.	66
Figura 48. Puntos de ensayo MRPF a nivel de MGE.	66
Figura 49. Curvas de potencia y frecuencia obtenidas en PF para el ensayo MRPF.	67
Figura 50. Marco U-Q/Pmax para centrales tipo D a capacidad máxima.	68
Figura 51. Diagrama U-Q/Pmax para centrales tipo D a capacidad máxima.....	69
Figura 52. Marco P-Q/Pmax para centrales tipo D por debajo de capacidad máxima.....	70
Figura 53. Diagrama P-Q/Pmax para centrales tipo D por debajo de capacidad máxima.	70
Figura 54. Definición de los parámetros de la red.....	71
Figura 55. Parámetros para la simulación de la capacidad de potencia reactiva.	71
Figura 56. Cambio de la tensión de la red para el estudio de capacidad de potencia reactiva.	72
Figura 57. Configuración de las opciones básicas del flujo de cargas.	72
Figura 58. Gráfico P-Q/Pmax para $V=1$ pu.	73
Figura 59. Lista de eventos generados para el ensayo de modo de control de potencia reactiva.....	78
Figura 60. Generación de potencia reactiva en el PCR.....	79
Figura 61. Esquema detallado de evaluación de los requisitos de robustez.	80
Figura 62. Tolerancias de tensiones y definición de tiempos para ensayos de hueco.	81
Figura 63. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión para un MPE tipo D, conectado a una tensión igual o superior a 110 kV.	82
Figura 64. a) Evento de falta trifásica en PCR. B)Evento de despeje de falta en PCR.	83
Figura 65. Curvas representativas del caso UOTPmax.	84
Figura 66. Evolución de la potencia activa y reactiva en el caso UOTPmax.	85
Figura 67. Curvas representativas del caso UOBPmed.	85
Figura 68. Evolución de la potencia activa y reactiva en el caso UOBPmed.....	86
Figura 69. Curvas representativas del caso UOBPmed.	86
Figura 70. Evolución de la potencia activa y reactiva en el caso U75TPmed.	87
Figura 71. Casos de la curva de potencia, en función de la velocidad del viento.....	89
Figura 72. Perfil de generación anual del aerogenerador.....	89
Figura 73. Potencia disponible de las olas en BiMEP.	90
Figura 74. Eficiencia de diferentes dispositivos OWC [48].	91
Figura 75. Perfil de generación anual del convertidor de olas OWC.....	91
Figura 76. Bloque de código para el cálculo de la potencia del convertidor de olas.....	92
Figura 77. Extracción de los datos para cada caso.	93
Figura 78. Producción eólica para los casos elegidos.....	93
Figura 79. Producción undimotriz para los casos elegidos.....	94

<i>Figura 80. Ejemplo de creación de la característica en función del tiempo.</i>	<i>94</i>
<i>Figura 81. Ejemplo de creación de la característica en función del tiempo.</i>	<i>95</i>
<i>Figura 82. Carga y potencia activa en el PCR para el caso 1.</i>	<i>96</i>
<i>Figura 83. Evolución de la tensión en el PCR para el caso 1.</i>	<i>96</i>
<i>Figura 84. Carga de la línea B-C y los transformadores del aerogenerador y el convertidor de olas para el caso 1.</i>	<i>97</i>
<i>Figura 85. Carga y potencia activa en el PCR para el caso 2.</i>	<i>98</i>
<i>Figura 86. Evolución de la tensión en el PCR para el caso 2.</i>	<i>98</i>
<i>Figura 87. Carga de la línea B-C y los transformadores del aerogenerador y el convertidor de olas para el caso 2.</i>	<i>99</i>
<i>Figura 88. Carga y potencia activa en el PCR para el caso 3.</i>	<i>99</i>
<i>Figura 89. Evolución de la tensión en el PCR para el caso 3.</i>	<i>100</i>
<i>Figura 90. Carga de la línea B-C y los transformadores del aerogenerador y el convertidor de olas para el caso 3.</i>	<i>100</i>

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Valores de los coeficientes de Cp.....</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 2. Características de las cimentaciones utilizadas en parques eólicos offshore en el año 2019 [18].</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 3. Clasificación en función del funcionamiento.</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 4. Sintaxis en el lenguaje de MATLAB [33].</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 5. Características de las barras.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 6. Características de los transformadores.</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 7. Tipos de centrales según la normativa.</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 8. Estado de carga y corrientes de cada componente.</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 9. Ensayos MRPFL-O. Estadismo 2% y umbral de frecuencia 50.2 Hz.</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 10. Ensayos MRPFL-O. Estadismo 2% y umbral de frecuencia 50.5 Hz.</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 11. Ensayos MRPFL-O. Estadismo 12% y umbral de frecuencia 50.2 Hz.</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 12. Ensayos MRPFL-O. Estadismo 12% y umbral de frecuencia 50.5 Hz.</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 13. Ensayos MRPF (sobrefrecuencia).....</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 14. Rangos de tensión y periodos de funcionamiento para centrales Tipo D.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 15. Parámetros del marco interior para diferentes zonas.</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 16. Parámetros y resultados del ensayo de capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima.....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 17. Parámetros del ensayo del modo de control de tensión para pendiente del 7%.</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 18. Parámetros del ensayo del modo de control de tensión para pendiente del 2%.</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 19. Parámetros del ensayo del modo de control de factor de potencia.</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 20. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de factor de potencia.</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 21. Parámetros del ensayo de modo de control de potencia reactiva.</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 22. Resultados del ensayo de modo de control de potencia reactiva.</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 23. Ensayos de huecos a realizar en MPE a tensión mayor o igual a 110 kV.</i>	<i>82</i>

Acrónimos

VAWT: Vertical Axis Wind Turbine
HAWT: Horizontal Axis Wind Turbine
IEA: International Energy Agency
IRENA: International Renewable Energy Agency
HRPC: High Rise Pile Cap
TLP: Tension Leg Platform
SWL: Still Water Level
DFIG: Doubly Feed Induction Generator
WEC: Wave Energy Converter
OWC: Oscillating Water Column
GD: Generación Distribuida
SCC: Potencia de cortocircuito
CdR: Código de Red
UE: Unión Europea
REE: Red Eléctrica de España
MGE: Módulo de Generación de Electricidad
PCC: Point of Common Coupling
PCR: Punto de Conexión a Red
NTS: Norma Técnica de Supervisión
MRPFL-O: Modo de Regulación Potencia Frecuencia Limitado a sobre frecuencia
MRPF: Modo de Regulación Potencia Frecuencia
MPE: Módulo de Parque Eléctrico
UGE: Unidad de Generación de Electricidad
SCR: Short Circuit Ratio

RESUMEN

"En este Trabajo de Fin de Máster se ha desarrollado un modelo de una planta híbrida basada en energías renovables mediante el software de simulación PowerFactory. Basándose en ese modelo y en lo establecido en el Código de Red nacional, se han llevado a cabo estudios estáticos y dinámicos que permitan analizar la conexión a red de la instalación planteada, teniendo en cuenta requisitos tales como el control de potencia-frecuencia o la capacidad de potencia reactiva. Mediante el uso de datos meteorológicos reales, se plantearán varios casos para comprobar que el funcionamiento de la planta sea correcto en diversas situaciones."

LABURPENA

"Master Amaierako Lan honetan energia berriztagarrietan oinarritutako planta hibrido baten eredu garatuko da PowerFactory simulazio softwarearen bidez. Eredu horretan oinarrituta eta Sare Kode nazionalen ezarritakoa betez, erregimen estatikoa eta dinamikoa kontuan hartuta, zenbait simulazio egingo dira. Simulazioen bidez, planteatutako instalazioa sarerako konexioa aztertuko da, zenbait baldintza kontuan hartuta, hala nola potentzia-maiztasunaren kontrola edo potentzia erreaktiboaren ahalmena. Datu meteorologiko errealak erabiliz, zenbait kasu planteatuko dira, hainbat egoeratan instalazioaren funtzionamendua egokia dela egiaztatzeko. "

ABSTRACT

"In this Master's Thesis a model of a hybrid plant based on renewable energies will be developed using the simulation software PowerFactory. Based on this model and the provisions of the national Grid Code, static and dynamic studies will be carried out to analyze the grid connection of the proposed installation, taking into account requirements such as power-frequency control or reactive power capacity. Through the use of real meteorological data, several cases will be raised to verify that the operation of the plant is correct in different situations."

1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo busca analizar la interconexión entre una plataforma flotante de generación eólica y undimotriz con la red eléctrica. Se ha tomado el trabajo como una oportunidad de analizar un caso innovador de generación que pueda dar pie a impulsar un desarrollo más sostenible del sistema eléctrico, de la mano de las energías renovables.

Para ello, tras fijar los objetivos y el alcance del trabajo, se expondrá el estado del arte y los antecedentes en los que se fundamenta el análisis de la conexión. Se analizará el contexto energético en el que se encuentra la sociedad actual, así como las bases teóricas de la energía eólica y la undimotriz, sin dejar de lado los fundamentos del sistema eléctrico de potencia y las herramientas de simulación.

Una vez fijadas estas bases, se procederá al análisis de la conexión entre la plataforma flotante planteada y la red eléctrica. Se estudiarán los requisitos exigidos por el Código de red y se verificará el cumplimiento de los mismos, por medio de la realización de los ensayos pertinentes. Para realizar esos ensayos se empleará el software PowerFactory de DigSILENT, mediante el cual se harán diferentes simulaciones, exponiendo y comentando los resultados obtenidos.

Otro aspecto interesante a la hora de analizar la conexión de cualquier instalación al sistema eléctrico, es el comportamiento que tiene dicha instalación en condiciones reales. Este factor es todavía más importante en el caso de las energías renovables, donde la dependencia hacia la fuente de energía (sol, viento, olas ...) hace que tengan un carácter más inestable o intermitente.

Con el fin de analizar este aspecto, se realizará el estudio de generación de la planta, basándose en los datos meteorológicos reales obtenidos de la ubicación de estudio, que será el área de BiMEP (Biscay Marine Energy Platform). El estudio abarcará varios casos representativos de generación real, analizando el comportamiento de la conexión y los principales componentes de la misma ante diferentes condiciones de producción.

Por último, se expondrán las principales conclusiones obtenidas del trabajo, resaltando los puntos más importantes.

2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo principal de este trabajo de fin de máster será analizar la interconexión entre una plataforma flotante de generación renovable a la red eléctrica, teniendo en cuenta la normativa vigente y los requisitos de la misma.

Para poder conseguir este objetivo principal, se llevarán a cabo los siguientes objetivos parciales:

- Definición del concepto de plataforma que se va a utilizar, así como el sistema de generación y los equipos de consumo.
- Estudio de las condiciones y características de la red de conexión, así como los recursos ambientales disponibles, para facilitar la definición de la conexión eléctrica a plantear y el estudio de generación.
- Creación de un modelo de simulación que permita analizar la interconexión entre la plataforma de generación y la red eléctrica.
- Estudio de la interconexión y la integración del sistema a la red eléctrica, tomando como base los requisitos de la normativa vigente.
- Estudio de la generación de la planta mediante el uso de datos meteorológicos reales.

En ese contexto, tras analizar las bases teóricas en las que se fundamenta el trabajo (energía eólica, energía undimotriz, fundamentos del sistema eléctrico de potencia y herramientas de simulación), se estudiarán los requisitos del Código de Red y la aplicación de la Norma Técnica de Supervisión.

Muchos de los estudios se basan en pruebas de campo y no es posible realizarlos de tal manera ya que la instalación que se plantea es un caso hipotético y por tanto no se cuenta con la opción de realizar esas pruebas de forma real. Es por ello que se ha optado por crear un modelo mediante el software de simulación PowerFactory, que permite realizar los estudios mínimos en régimen de operación normal y operación perturbada.

El estudio de generación de la planta está enfocado a analizar, no tanto la producción anual y el potencial de la instalación en sí misma, sino el impacto que pueden tener este tipo de tecnologías en la red. Para ello se han utilizado los datos reales y se han analizado tres casos que abarcan diferentes condiciones de trabajo, analizando el comportamiento del sistema en su totalidad.

3. ESTADO DEL ARTE

La energía ha sido, es y será una de las bases de la vida. El mundo moderno se nutre cada día de la energía proveniente de diversas fuentes y no dejan de buscarse nuevas maneras de obtener, transformar y transportar esa energía para ser utilizada.

A lo largo de la historia, la sociedad, las costumbres y el modo de vida han ido evolucionando. Al mismo tiempo, también ha cambiado la manera de utilizar las fuentes de energía, desde el fuego en la prehistoria hasta la energía eléctrica hoy en día, pero lo que no ha cambiado ha sido la dependencia de las personas hacia la misma.

La industria, la globalización, la informatización y el modelo de consumo que predomina, han marcado una pendiente ascendente en la necesidad de energía, especialmente la energía eléctrica. Tradicionalmente, esta energía ha sido suministrada por medio de los combustibles fósiles, pero cada vez resulta menos atractiva esta idea, tanto desde el punto de vista económico como desde el ambiental.

En los últimos años, la sociedad ha ido concienciándose y exigiendo un cambio en los modelos de consumo, donde uno de los principios también debe ser la optimización del sistema, la reducción de pérdidas y también del consumo, ya que la energía más eficiente es la que no se consume.

En el año 2015, los Estados Miembros de las Naciones Unidas aprobaron 17 Objetivos fundamentales para el desarrollo sostenible dentro de la Agenda 2030, que busca alcanzar estos objetivos en un plazo de 15 años, por lo que la próxima década se plantea como un periodo fundamental para alcanzar las metas [1].

Entre los diferentes objetivos hay varios que tienen una relación directa con el sector energético, como el objetivo de generación de energía asequible y no contaminante, el de producción y consumo responsables o el objetivo de acción por el clima. Estos objetivos muestran la ruta trazada para la transición energética y social que es tan necesaria, en la que las energías renovables están destinadas a jugar un papel fundamental.

Otro acontecimiento notable es la crisis derivada del Covid-19, que ha puesto en manifiesto la importancia de poder contar con un suministro eléctrico seguro, fiable y asequible, mediante el cual sea posible adaptarse a cambios bruscos en el comportamiento y la actividad económica.

3.1. CONTEXTO ENERGÉTICO

El sector eléctrico cada vez juega un papel más importante en el suministro de energía para abastecer la creciente demanda del mercado. Todo parece indicar que el sistema eléctrico evolucionará hacia una producción con menos emisiones de CO₂ y con infraestructuras que tengan mayor solidez y flexibilidad.

En el gráfico de la *Figura 1* puede verse el cambio en la generación eléctrica a nivel global, en función de la fuente de generación, comparando los niveles entre 2000-2019 y las previsiones de los escenarios de la IEA (International Energy Agency). En el gráfico se observa el cambio claro de tendencia, donde los combustibles fósiles decaen (siendo el carbón de índice negativo), mientras que las energías renovables crecen más del doble de

su capacidad actual. Entre las fuentes analizadas, cabe destacar la generación solar fotovoltaica, cuyo crecimiento es el que tiene una previsión más favorable [2].

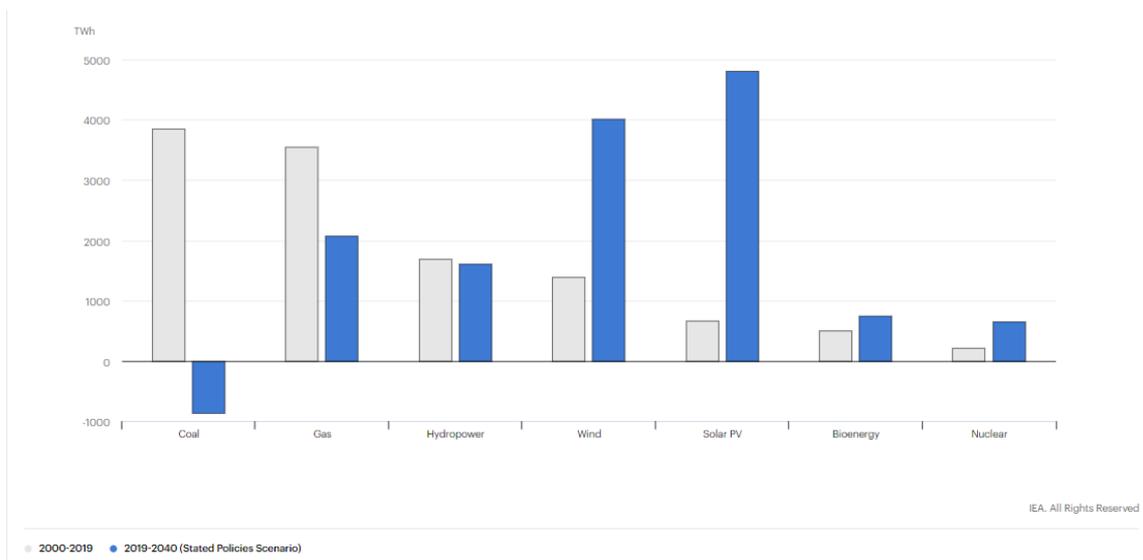


Figura 1. Cambio en la generación eléctrica global en función de la fuente [2].

Otra comparación interesante relacionada con la evolución del sector eléctrico es la expansión prevista de la red para la siguiente década. Como puede verse en el gráfico de la Figura 2, en comparación con la década anterior la expansión prevista es el doble de la que se ha dado entre 2009 y 2019.

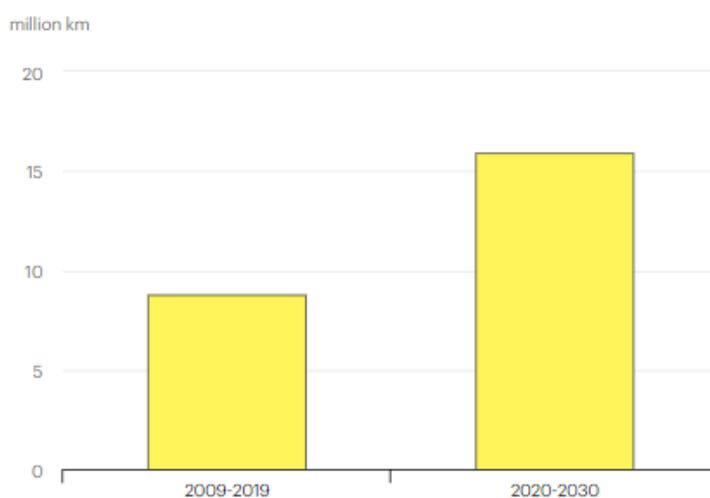


Figura 2. Expansión de la red eléctrica global para los escenarios hasta 2030 [2].

Según las previsiones de IEA, en los próximos 10 años se añadirán 2 millones de km de líneas de transmisión y 14 millones de km de líneas de distribución, lo cual conlleva un 80% de crecimiento más que en la pasada década, además de un aumento en la inversión para 2030 que será 2 veces mayor que la realizada en 2019.

3.2. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es aquella que se obtiene a partir de la fuerza del viento. El viento se puede definir como la corriente del aire creada por cambios de presión en la atmósfera. El sol calienta la superficie terrestre de una forma desigual, creando zonas de baja y alta presión en función de esos cambios de temperatura. Cuando una masa de aire es calentada, se eleva y genera un espacio que es ocupado por el aire frío y viceversa (ver [Figura 3](#)). De esa manera las corrientes de aire crean el viento, moviéndose a una velocidad proporcional al gradiente de presión.

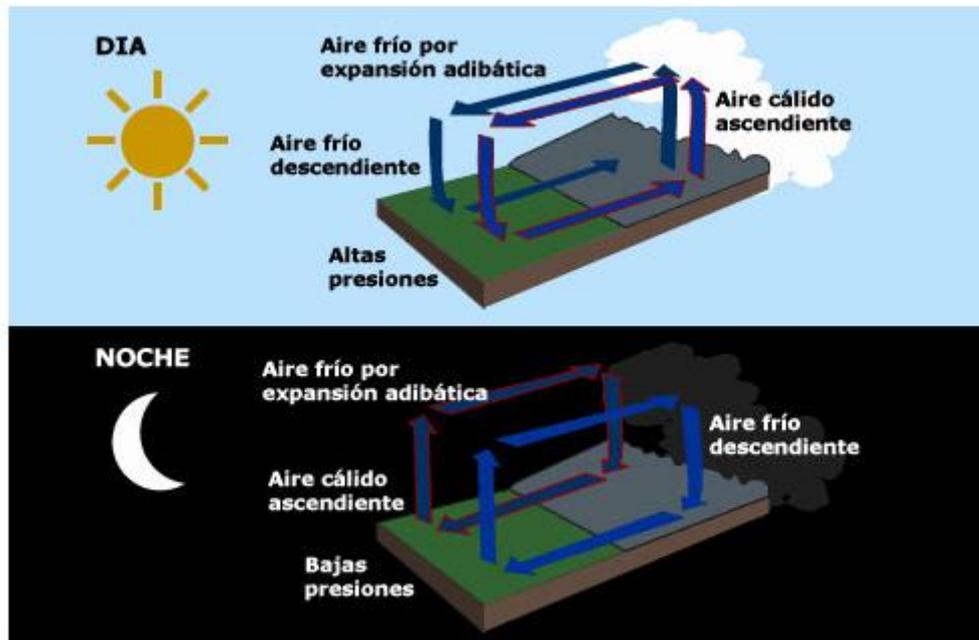


Figura 3. Circulación del viento [3].

Este tipo de energía ha sido utilizada históricamente por el hombre para diversas aplicaciones, en sectores como el transporte marítimo con los barcos impulsados por velas o el sector agrícola con los molinos utilizados para la molienda de cereales. Desde principios del siglo XX, se empezó a utilizar para la producción energética donde, mediante el uso de aerogeneradores, se transforma la energía cinética del viento ([Ec.1](#)) en energía eléctrica.

$$Ec = \frac{1}{2}mv^2 \quad Ec.1$$

El funcionamiento básico del aerogenerador se basa en la transmisión de la potencia mecánica que genera el viento en la turbina, al rotor de un generador que al girar produce energía eléctrica.

3.2.1. Componentes y clasificación de los aerogeneradores

Los aerogeneradores se pueden clasificar de varias formas, tal y como se muestra en la [Figura 4](#). Por un lado, teniendo en cuenta el eje principal se diferencian los de eje horizontal (HAWT, del inglés horizontal axis wind turbines) y los de eje vertical (VAWT, del inglés vertical axis wind turbines). Por otro lado, en función de las fuerzas aerodinámicas se diferencian los que usan la fuerza de arrastre (Drag based turbines), la fuerza de elevación (Lift based turbines) o los que combinan ambas. Por último, también existe la clasificación

en función del tamaño de la turbina, donde se contemplan desde las Micro-Turbinas (potencias de 0,004-0,025 kW) hasta Grandes Turbinas (potencias de 1000-3000 kW).

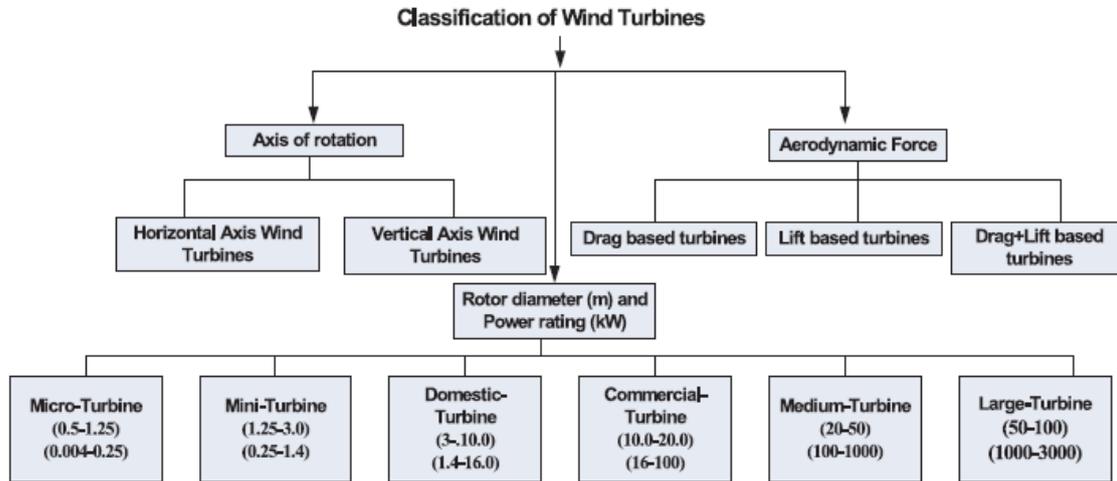


Fig. 1. Classifications of wind turbines.

Figura 4. Clasificación general de aerogeneradores [4].

3.2.1.1. Turbinas de eje vertical (VAWT)

En los aerogeneradores tipo VAWT la electricidad puede producirse con cualquier dirección del viento y a bajas velocidades. Estas turbinas son más silenciosas que las de eje horizontal, de menor peso y pueden ser integradas en entornos urbanos, aunque su impacto visual es mayor. No es necesario el uso de torres ya que el tren de transmisión puede situarse en el suelo, y la ausencia de mecanismos de orientación y regulación de viento hacen que el diseño de este tipo de aerogeneradores sea más simple que en las turbinas HAWT. Aun así, cuenta con varias desventajas como la necesidad de un par de arranque para poder trabajar a velocidades de viento bajas. También tiene la necesidad de sujeción adicional para poder hacer frente a condiciones extremas. Además, la eficiencia de las tecnologías de eje vertical es menor que en sus homólogas horizontales y cuentan con otro inconveniente que va ligado a la dificultad de mantenimiento, ya que para realizar reparaciones suele ser necesario desmontar más maquinaria [5].

Entre las turbinas de eje vertical pueden diferenciarse mayoritariamente dos tecnologías:

- **Tecnología Savonius:** Este tipo de turbina se basa principalmente en la fuerza de arrastre. Es una de las turbinas más simples, que cuenta con una velocidad de arranque muy baja y suele consistir en dos mitades de un cilindro que están enfocadas en direcciones opuestas formando una S, tal como se ve en la [Figura 5-a](#).
- **Tecnología Darrieus:** Este tipo de turbina se basa principalmente en la fuerza de elevación. Tienen un comportamiento aerodinámico mejor que los Savonius, un coste menor y son más simples en cuanto a construcción. Las palas de la turbina se mueven hacia adelante trazando una trayectoria circular a través del aire y el movimiento relativo entre la dirección del flujo del viento y el perfil de las palas crea una pequeña fuerza neta en dirección hacia adelante, que crea un par positivo en el rotor. Un ejemplo de la tecnología Darrieus puede verse en la [Figura 5-b](#).

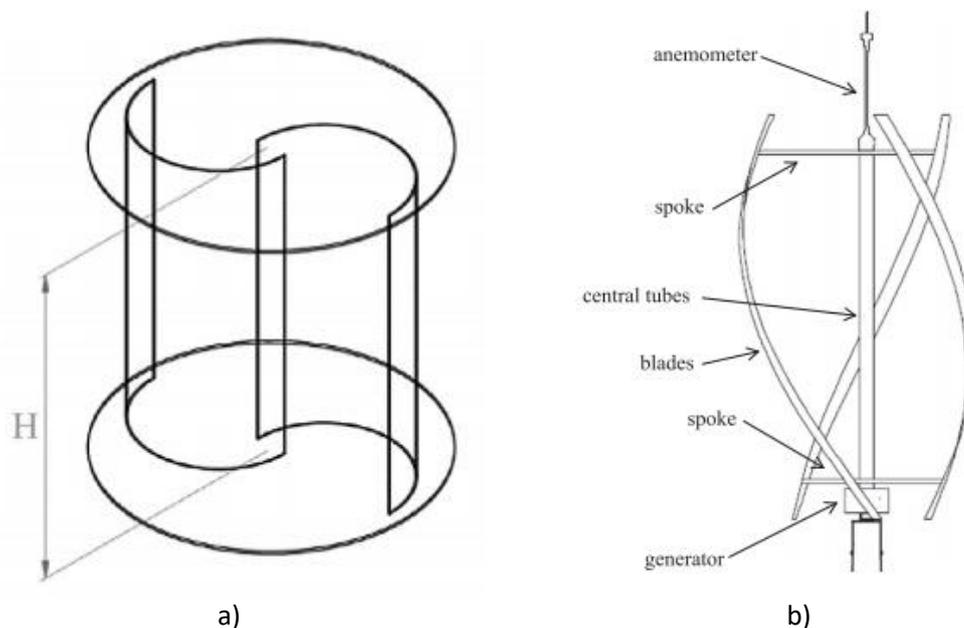


Figura 5. Tecnologías principales de turbina VAWT: a) Turbina Savonius [5] b) Turbina H-Darrieus [6]

3.2.1.2. Turbinas de eje horizontal (HAWT)

En los aerogeneradores tipo HAWT, el eje principal está situado en paralelo a la tierra y en dirección al viento [7].

Dentro de las turbinas de eje horizontal se pueden hacer otras tres clasificaciones en función de la velocidad específica de la máquina, el número de palas y la posición del rotor.

Teniendo en cuenta la velocidad específica (relación entre la velocidad de la punta de pala y velocidad del viento) de la máquina (λ) se puede distinguir entre máquinas rápidas (λ entre 8 y 10) y máquinas lentas (λ entre 2 y 5).

- **Máquinas lentas:** Este tipo de máquina tiene una velocidad de rotación baja y cuenta con un gran número de palas que cubre la mayoría de la superficie del rotor. El par de arranque es elevado, lo cual permite su funcionamiento con velocidades de viento muy bajas. En contraposición, la baja velocidad de rotación hace que sean poco útiles para la producción de energía eléctrica y es por ello que su uso está extendido en el bombeo de agua.
- **Máquinas rápidas:** Este tipo de máquina cuenta con una velocidad de rotación elevada y un bajo número de palas, que suele estar entre 2 y 4. Tiene un par de arranque bajo y por tanto la velocidad del viento necesaria para el arranque es alta. Son más ligeras que las máquinas lentas y soportan menores esfuerzos. En cuanto a su uso habitual, está más extendido en la producción eléctrica y su conexión a red es relativamente fácil.

En función del número de palas se puede diferenciar las tecnologías monopala, bipala y tripala. La principal diferencia entre las tres tecnologías en lo que a características funcionales se refiere, es el equilibrado. La fuerza aerodinámica de empuje axial que ejerce el viento sobre las palas es mayor en las palas que se sitúan a mayor altitud, lo cual provoca un desequilibrio. Estas fuerzas se equilibran mejor en las tecnologías de 3 palas y

esa es una de las principales razones de que esta tecnología se haya impuesto sobre el resto.

En cuanto a la posición del rotor, por un lado, están las turbinas con el rotor aguas arriba, donde el viento incide por la parte delantera de las palas y por otro lado las de rotor aguas abajo, donde el viento incide por la parte trasera.

Dado que el presente trabajo se centra en la generación de energía eléctrica a gran escala y las tecnologías más aplicadas para este fin son las turbinas de eje horizontal, en la siguiente imagen se muestran los componentes principales que conforman este tipo de aerogeneradores (*Figura 6*).



Figura 6. Componentes principales del aerogenerador HAWT [8].

3.2.2. Fundamentos teóricos de la energía eólica

Como se ha comentado al comienzo de este apartado, los aerogeneradores transforman la energía cinética del viento (*Ec.1*) en energía eléctrica.

Teniendo en cuenta que una masa (m) se puede definir en función de la densidad del fluido (ρ) que se mueve a una velocidad (v) y que atraviesa una superficie (A) perpendicular al flujo (*Ec.2*), se obtiene que la energía cinética del viento por unidad de tiempo es la que se ve en la *Ec.3*.

$$m = A \rho v t \quad \text{Ec.2}$$

$$Ec = \frac{1}{2} (A \rho v t) v^2 \quad \text{Ec.3}$$

Partiendo de esa base, la potencia del viento P_0 [W] es la potencia que contiene una masa de aire con densidad ρ_a [kg/m³] que se mueve de manera libre a una velocidad v_w [m/s] determinada y se define de la siguiente manera (*Ec.4*):

$$P_o = \frac{1}{2} \rho_a A v_w^3 \quad \text{Ec.4}$$

Y al mismo tiempo, la potencia específica del viento o la densidad de potencia, que puede denominarse p_o [W/m^2], por unidad de superficie es la siguiente (Ec.5):

$$p_o = \frac{1}{2} \rho_a v_w^3 \quad \text{Ec.5}$$

Cabe destacar que en el caso de los aerogeneradores la superficie a la que se hace referencia es el área de barrido de las palas o el rotor (Figura 7) y por tanto puede definirse mediante la siguiente ecuación (Ec.6):

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad \text{Ec.6}$$

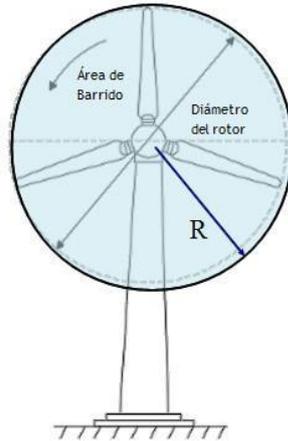


Figura 7. Área de barrido del aerogenerador [9].

La potencia del aire cedida al rotor o la potencia mecánica extraída del viento se puede calcular utilizando la siguiente expresión (Ec.7):

$$P_w = \frac{1}{2} \rho_a A C_p v_w^3 \quad \text{Ec.7}$$

En la expresión anterior, se puede cómo la potencia mecánica es el producto de la potencia del aire por un coeficiente. Ese coeficiente C_p , es el coeficiente de potencia que se explicará a continuación.

En la teoría de los aerogeneradores a la relación entre potencia mecánica y potencia del aire se la denomina como coeficiente de potencia (Ec.8)

$$C_p = \frac{P_o}{P_w} \quad \text{Ec.8}$$

3.2.3. Energía eólica offshore

Dentro de la energía eólica, se puede distinguir entre la energía eólica terrestre (onshore), y la energía eólica marina, también conocida como energía eólica offshore. La diferencia entre ambas tecnologías reside en su ubicación. En el caso de los parques eólicos marinos, como su propio nombre indica, la ubicación del parque se encontrará en un entorno marino y no en tierra firme, lo cual conlleva varias diferencias respecto a la energía eólica onshore que se irán comentando a lo largo de este apartado.

A lo largo de las últimas décadas, la energía eólica marina ha experimentado una gran expansión. Vindeby fue el primer parque de este tipo de tecnología y fue construido en 1991 en Dinamarca y desde ese momento, tanto en Europa como a nivel mundial la generación eólica offshore ha ido aumentando su capacidad instalada [13]. Según las previsiones de IRENA (International Renewable Energy Agency) para 2050 se incrementará la capacidad de generación eólica offshore en 1000 GW [14]. Estos datos muestran que la generación eólica offshore está en auge y muestra de ello son los proyectos que están saliendo a nivel mundial, donde se pueden destacar Europa, Estados Unidos y Asia.

Tal y como se ha comentado anteriormente, las turbinas eólicas pueden clasificarse en función de diferentes criterios. En el caso de las turbinas eólicas marinas, se utilizan turbinas horizontales, entre las que la tendencia es optar cada vez por mayores potencias como es el caso de las turbinas de 10 MW de Vestas Offshore Wind o las de 12 MW de General Electric [15].

En el caso de los aerogeneradores marinos, el tipo de cimentación es un criterio importante a tener en cuenta, según el que se diferencia la eólica de cimentación fija y la eólica flotante.

3.2.3.1. Eólica offshore de cimentación fija

Actualmente hay un total de aproximadamente 18,9 GW de generación eólica offshore instalada en el mundo y más de 2000 proyectos en 55 países diferentes [16]. Tradicionalmente, la cimentación fija ha sido la más utilizada.

Uno de los factores más importantes para evaluar la viabilidad de un parque offshore es la profundidad de la ubicación que se analiza. La profundidad se clasifica generalmente en tres grupos: aguas poco profundas (0-30 m), aguas de transición (30-50 m) y aguas profundas (50-200m) [17]. A lo largo de la historia se han ido desarrollando diversos tipos de cimentación, que pueden verse en la [Figura 9](#).

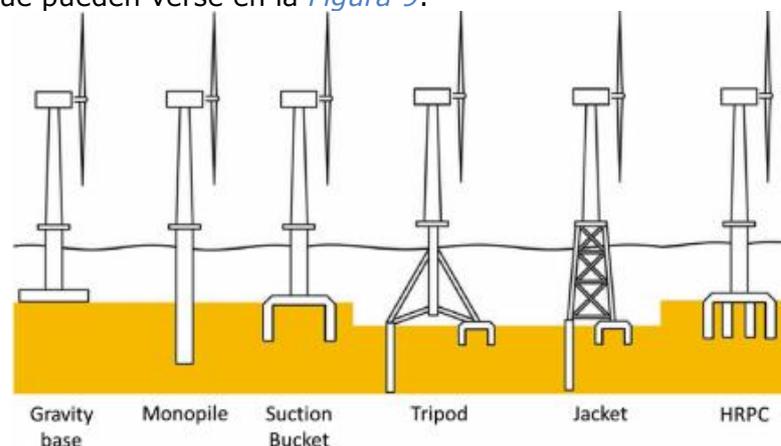


Figura 9. Tecnologías de cimentación fija para eólica offshore [17].

A continuación, se expondrán las principales características de las cimentaciones fijas:

- **Cimentación por gravedad (Gravity base):** La cimentación por gravedad es una tecnología sencilla que se consiste en una estructura basada en hormigón, en cuya base suele contener arena, rocas o hierro y una pieza de transición. La pieza de transición, generalmente fabricada en cemento o acero, cumple la función de unir la cimentación con la torre del aerogenerador. Es una alternativa apropiada para lechos arcillosos, arenosos o rocosos y su implementación es adecuada para aguas poco profundas. Su uso habitual se da a bajas profundidades, hasta los 20 metros, aunque hay casos en los que la madurez del proceso constructivo y métodos de instalación han minimizado los riesgos y se ha optado por usarlas en parques a más profundidad como el de Blyth (Reino Unido).
- **Cimentación monopilar:** La cimentación monopilar, también conocida como "Monopile", consta de un solo pilar cilíndrico de acero que, de forma genérica, suele tener un diámetro entre 3-8 metros, una longitud de 50-60 metros, con un peso de hasta 800 Tn. Tal y como puede verse en la [Figura 9](#), es el tipo de cimentación más utilizado a nivel global, especialmente en Europa, debido a que la mayoría de parques han sido construidos en aguas poco profundas y esta cimentación es considerada económicamente viable para profundidades que oscilan entre los 20 metros y los 40 metros.
- **Cimentación tipo "Jacket":** Las cimentaciones tipo Jacket son estructuras soldadas a partir de elementos tubulares de acero. De forma genérica, suele estar formada por una estructura de acero que consta de 4 apoyos y la base es enterrada y queda fijada para soportar la torre. Este tipo de tecnología se considera viable para localizaciones con profundidades entre los 25-50 metros, aunque hay parques de mayor profundidad. En cuanto a su uso, en la actualidad, hay más de 200 turbinas offshore instaladas en base a este tipo de cimentación y es la península de Corea la que lidera la instalación de cimentación tipo Jacket [18].
- **Cimentación de trípode:** La cimentación de trípode es similar a la anterior, con la salvedad de contar con tres apoyos en lugar de cuatro, y una montura de acero que transfiere las fuerzas de la torre a los pilares. Los pilares, ubicados en cada apoyo, se conducen en el lecho en un rango de 10-20 metros. Esta última característica hace que puedan ser más efectivos que los monopilares, que requieren pilares más largos, aunque en contraposición, la ubicación idónea para este tipo de estructura es en aguas muy poco profundas, menores a 20 metros.
- **Cajón de succión (Suction Bucket):** Las estructuras de cimentación de caja de succión, Suction Bucket (también conocidas en la literatura como "Suction Caisson") toman el nombre de su particular estructura. Esta tecnología consiste en un pilar, parecido al de la cimentación de gravedad, que al final tiene una estructura similar a un cajón invertido. Esta última parte se introduce en el lecho marino para anclar el resto de la estructura. Para ello, se bombea el agua del interior del cajón, reduciendo la presión interna y combinando esa sub-presión y el peso propio de la cimentación hace que la estructura quede fija. Entre las ventajas de esta instalación puede remarcar que su instalación es reversible y que no requiere de una preparación previa del lecho marino, pero solo es apropiada para aguas poco profundas y actualmente no es muy utilizada.
- **High Rise Pile Cap (HRPC):** La estructura High Rise Pile Cap está compuesta por una plataforma de hormigón ubicada por encima del nivel del mar y una serie de pilares tubulares de acero en la parte inferior de esta plataforma de apoyo. El

extremo de los pilares está ligeramente inclinado hacia afuera y mientras la parte superior se funde con la plataforma de apoyo, la inferior se introduce en lecho para dar estabilidad. De esa manera, se transfieren las cargas generadas por la torre y la turbina. Es útil en bajas profundidades (hasta los 20 metros) y muy utilizada en países asiáticos como Taiwán o China.

En la *Tabla 2* se muestran los porcentajes de instalación relativos a cada tipo de cimentación, en Europa, Asia y América, así como el porcentaje global de los mismos. También puede verse el número total de turbinas instaladas en función de la tecnología.

Tabla 2. Características de las cimentaciones utilizadas en parques eólicos offshore en el año 2019 [18].

Cimentación	Total de turbinas instaladas	Porcentaje de parques según la cimentación [%]			
		Europa	Asia	América	Global
Por Gravedad	329	14	7	0	12
Monopilar	3854	70	43	0	63
Jacket	220	7	7	100	7
Trípode	212	5	0	0	4
Suction bucket	55	2	3	0	3
HRPC	307	1	40	0	12

Por último, cabe destacar que, aunque las tecnologías presentadas anteriormente son las más comunes o genéricas, hay un sinfín de variantes que aplican mejoras a los conceptos básicos de las cimentaciones fijas, con el objetivo de mejorarlas.

3.2.3.2. Eólica offshore flotante

Este tipo de tecnología depende de los sistemas de amarre y anclaje para mantener la plataforma en una ubicación y hacer frente a las condiciones que se presenten. La idea de las plataformas flotantes se remonta a los años 70, pero hasta el siglo XXI no ha surgido un verdadero interés académico-comercial [19]. Este interés se debe especialmente a la posibilidad que implica el uso de esta tecnología de acceder a aguas más profundas, donde el recurso eólico sea notable.

A medida que la profundidad crece, el coste de construcción de los parques eólicos offshore se convierte en un factor crítico. Este aumento en el coste está asociado en gran medida a las plataformas flotantes, que son necesarias para poder instalar este tipo de aerogeneradores a gran profundidad.

A pesar de esta desventaja, que como toda nueva tecnología irá decreciendo a medida que se apliquen fabricaciones en serie y se vaya aumentando la madurez de las tecnologías, la energía eólica flotante cuenta con algunos beneficios notables como pueden ser:

- Cuentan con una mayor flexibilidad y, en algunos casos, simplicidad en términos de construcción e instalación.
- El proceso de desmantelamiento del parque es fácil.
- El coste, en comparación con la instalación a grandes profundidades, es menor que para la eólica de cimentación fija.

- Hay una gran variedad de tecnologías disponibles.
- Las tareas de operación y mantenimiento tienen grandes ventajas respecto a las de cimentación fija.
- Son adecuadas para una gran cantidad de países y pueden ayudar a explotar ubicaciones que se veían inviables.

Existen múltiples tipos de tecnologías o diseños que actualmente siguen en desarrollo, que pueden ser clasificadas en 5 grandes grupos: tipo "spar", semi sumergibles, TLP (Tension Leg Platform), tipo "barge" y las multiplataformas (aunque este último grupo no está tan definido o desarrollado como el resto). En el caso de las tres primeras la tecnología está bastante desarrollada y se puede ver su configuración esquemáticamente en la [Figura 10](#).

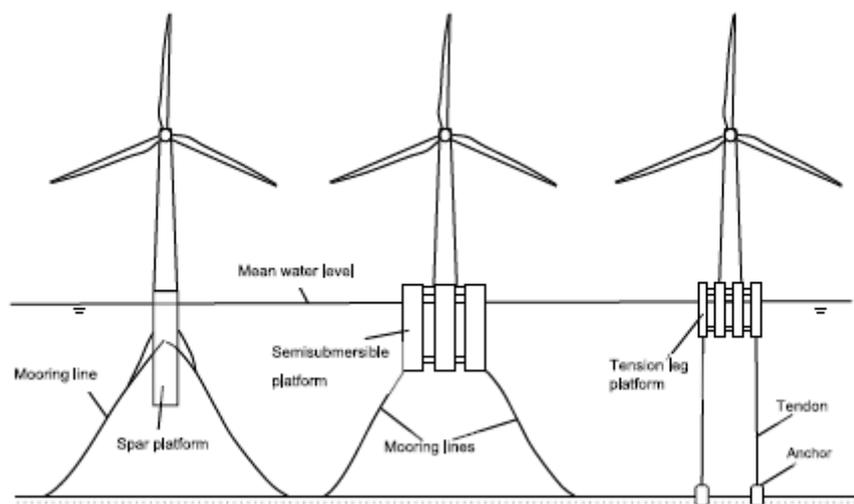


Figura 10. Tecnologías Spar, Semi sumergible y TLP.

La tecnología tipo "barge" se basa en el mismo concepto de estabilidad que la semi sumergible, pero es diferente en cuanto a diseño y en cuanto a otros tipos de tecnologías cabe remarcar las multiplataformas, que consisten en la hibridación de varias funciones o turbinas.

A continuación, se expondrán las características y algunos ejemplos de cada una de las tecnologías citadas.

- **Plataforma tipo "Spar":** Este tipo de plataforma, también conocido como "Spar-buoy" utiliza un sistema flotante o boya cilíndrica larga para estabilizar y mantener la estructura Spar mediante un lastre. Las partes inferiores de la estructura (el lastre) son mucho más pesadas que las superiores, que suelen ser elementos vacíos cercanos a la superficie. De esta manera, se eleva el centro de flotación, por lo que el centro de gravedad se ubica más abajo en el agua, otorgando estabilidad a la plataforma [20].

Si se analiza la evolución histórica de la tecnología, puede verse cómo las primeras plataformas Spar que aparecieron en los años sesenta tenían grandes dimensiones y fines meteorológicos y de investigación. A partir de 1996 empiezan a aparecer las primeras plataformas de este tipo para su uso en la industria petrolera y finalmente en 2009 se instala el primer proyecto experimental de generación eólica, Hywind Demo, que consta de este tipo de plataforma [21]. Otros ejemplos de diseños

basados en esta tecnología son "Sway" de la empresa Sway y "Advanced Spar" de Japan Marine United.

- **Plataformas TLP:** Este tipo de tecnología es relativamente sencilla en cuanto a funcionamiento. Consiste en una estructura con una flotabilidad muy elevada, que se sumerge parcialmente. A esta estructura semi-sumergida se le añaden cabos de amarre tensados (Tension Leg), así como una fijación al suelo mediante anclajes, para aumentar la estabilidad y disminuir parcialmente la flotabilidad. Para contrarrestar el momento de inclinación que genera el viento, cuando la plataforma se inclina genera una mayor tensión en el amarre de barlovento en comparación con el de sotavento [22].

Hay diversos ejemplos de este tipo de tecnología, como "PelaStar" de Glosten, "Blue H TLP" del grupo Blue H, "Eco TLP" de DBD Systems o "GICON-SOF" de la ingeniería GICON.

- **Plataformas semi sumergibles:** Las plataformas semi sumergibles son estructuras que se estabilizan mediante una flotabilidad con un calado relativamente superficial o poco profundo. La configuración consigue la estabilidad estática necesaria principalmente aprovechando la fuerza de flotación: para obtener este efecto es necesaria una gran superficie de plano de agua [22]. Combinando los principios fundamentales de los dos diseños anteriores, se añade una estructura semisumergida para alcanzar la estabilidad necesaria [20].

Son estructuras versátiles, especialmente gracias a su bajo calado, y a la flexibilidad para adaptarse a las condiciones de diferentes ubicaciones. Se trata de una estructura de acero relativamente alta y que tiene una complejidad de fabricación notable, debida a sus numerosas conexiones soldadas. Y como ejemplo pueden destacarse las tecnologías "WindFloat" de Principle Power, "Damping Pool" de IDEOL y "SeaReed" de DCNS.

- **Plataforma tipo "Barge":** En el caso de las plataformas tipo "barge", como su nombre indica, tienen una forma similar a una barcaza. Cuentan con un cuerpo ancho y poco profundo y el momento necesario para la estabilización frente a las olas o el momento del viento, se consigue a partir del cambio de área del plano de agua [23].
- **Multiplataformas:** Dentro de las multiplataformas, se pueden diferenciar las plataformas multi-turbina y las que hibridan diferentes tipos de actividades, como pueden ser diferentes tipos de generación (como puede ser la eólica y la undimotriz) u otro tipo de actividades como la acuicultura.

En el primer caso, suele tratarse de plataformas semi sumergibles en cuyo diseño albergan la capacidad de soportar más de una turbina. Esto hace que aumente la complejidad del diseño, pero permite optimizar el uso de un único emplazamiento. Ejemplo de ello son, por ejemplo, Hexicon (de la empresa Hexicon) o WindSea (de FORCE Technology) o W2Power (de EnerOcean).

En el segundo caso, lo más común es la hibridación entre las fuentes eólica y oceánica para generar energía, mediante plataformas que constan de una turbina que aproveche la generación por encima del mar y convertidores de olas que absorban la energía marina. Ejemplo de esta tecnología son SKWID de la empresa MODEC o Poseidon P80 de Floating Power Plant.

3.3. ENERGÍA MARINA

El origen de las energías renovables marinas se encuentra principalmente en la influencia que los campos gravitatorios solar, lunar y terrestre ejercen sobre los océanos, así como en el efecto de la radiación en los mismos. Entre estas fuentes se pueden encontrar el gradiente salino, las corrientes marinas, la energía mareomotriz, la energía térmica oceánica, la biomasa marina y la energía de las olas.

A continuación, se definirá brevemente cada una de ellas y se procederá a analizar más en detalle la energía de las olas, que es la que se usará posteriormente como fuente para obtener parte de la energía en la planta que es objeto de este trabajo.

- Corrientes marinas: este tipo de energía tiene como fuente las corrientes que se crean en los océanos. Pueden distinguirse los movimientos horizontales, causados por el viento, y los verticales, causados por la salinidad y la diferencia de temperatura. Para aprovechar este recurso renovable se utilizan turbinas marinas, que funcionan de manera similar a los generadores eólicos previamente descritos, con la diferencia de que en lugar de ser el viento el que hace girar el rotor de la turbina, es el flujo de corriente marina el que genera este fenómeno.
- Mareomotriz: Las mareas pueden definirse como el movimiento periódico y alternativo en el que el agua del mar asciende y desciende, debido a las fuerzas gravitatorias del sol y la luna. Por tanto, el aprovechamiento de la energía de las mareas se obtiene captando la energía liberada por el mar en su ascenso/descenso. En la generación mareomotriz se necesita como mínimo una diferencia de metros para considerar que la energía de la marea es aprovechable y para ello lo que se hace es turbinar el agua cuando pasa de un lado a otro. Entre las turbinas más usadas están la de bulbo axial y la de Kaplan, siendo especialmente interesante que puedan generar cuando el agua va en dirección tanto ascendente como descendente. En cuanto a los métodos para aprovechar las mareas, se distinguen los ciclos elementales de simple o doble efecto (generación en uno o ambos sentidos) y los ciclos de acumulación por bombeo (similar a las centrales hidráulicas tradicionales).
- Energía térmica oceánica: La energía térmica oceánica es aquella que se obtiene a partir de la diferencia de temperatura comprendida entre la superficie del mar y puntos más profundos. A medida que aumenta la profundidad, la temperatura del agua tiende a disminuir a medida que la presión aumenta. Una de las desventajas de esta tecnología, que puede utilizarse para producir electricidad o agua desalada, es que se necesita una diferencia de temperatura de al menos 20 °C. Por ello, los lugares idóneos para su aplicación son los trópicos, donde hay una temperatura alta y cálida durante gran parte del año y existen grandes profundidades cerca de la costa. Para aprovechar esta fuente de energía, es necesario utilizar un ciclo térmico, entre los que el adecuado es el de Rankine aplicado a una turbina de baja presión.
- Gradiente salino: Es una fuente poco conocida, basada en la diferencia de salinidad entre el agua de los océanos y los ríos, que se mantiene constante por la evaporación de los océanos y la lluvia que reciben los ríos. Se pueden diferenciar dos maneras de generar energía a partir de esta fuente, que son la ósmosis de presión retardada (Pressure Retarded Osmosis PRO) y la electro diálisis inversa (Reverse Electro Dialysis RED). La primera consiste en usar membranas semipermeables que aprovechan la concentración de sal para generar electricidad al pasar el agua y la segunda consiste en intercalar varios canales de agua separados por membranas de este tipo, para crear una especie de pila, y que sea la sal disuelta la que pasa por las membranas y no el agua.

- Energía de las olas: Este tipo de generación, que se tratará más en detalle en el siguiente apartado, consiste como su propio nombre indica en aprovechar la energía de las olas, mediante diferentes tipos de tecnología, para generar electricidad. El término que se emplea para referirse a la energía obtenida del movimiento de las olas es *energía undimotriz*, que viene de la unión de "unda" que en latín significa ola y "motriz" que es el femenino de motor.

3.4. ENERGÍA DE LAS OLAS

El fenómeno de las olas está ligado al intercambio de energía entre el viento y la superficie del mar. La intensidad del oleaje dependerá de la intensidad, la duración y la longitud con la que el viento incide sobre la capa superior de los océanos. El aire tiene una densidad menor que la del agua, por lo que en la superficie del mar las partículas tienen una libertad mayor y esa es la causa de que las olas puedan propagarse a lo largo de kilómetros por la superficie del mar, pero no lo hagan hacia el fondo. Las pérdidas de energía que sufren las olas en esos desplazamientos a grandes distancias son mínimas y esa es la razón de que las olas se desplacen hasta las costas.

Dentro de las olas, pueden distinguirse las olas cortas y las olas reales. Las olas cortas, son aquellas olas normales producidas por el viento y los principales parámetros que las caracterizan pueden verse en la *Figura 11* son:

- Longitud de onda(λ): distancia que separa dos crestas consecutivas
- Periodo de la ola(T): tiempo entre dos crestas o valles sucesivos
- Velocidad del frente de la ola (C)
- Celeridad del grupo de ondas (C_g)
- Densidad del agua(ρ): 1028kg/m³
- Altura de la ola (H): distancia entre la cresta y el valle.
- Profundidad del fondo marino respecto a SWL (h): distancia entre SWL y el fondo marino.
- Altura de ola respecto a SWL (A): distancia entre SWL y la cresta de ola.
- SWL: Nivel del mar sobre el cual se mide la elevación de la ola, Still Water Level.
- Oscilación de la superficie libre o elevación de la ola respecto al SWL(μ)

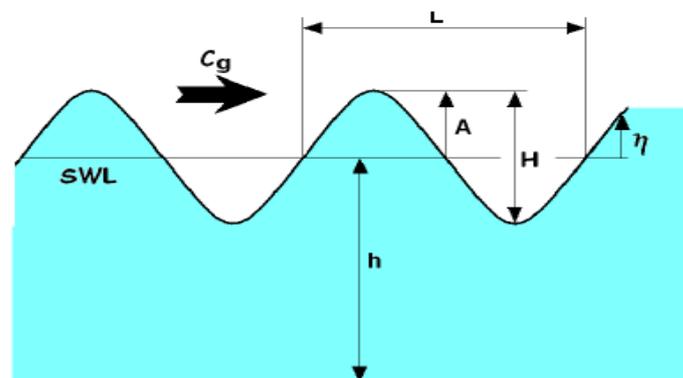


Figura 11. Parámetros característicos de las olas [24].

Las olas reales por su parte, son el conjunto de olas cortas con distintos valores de altura, periodo y dirección.

Teniendo en cuenta los parámetros definidos previamente, se pueden calcular la energía de la ola (*Ec.12*), el flujo de energía (*Ec.13*) y la potencia (*Ec.14*). La potencia de las olas varía en función del cuadrado de la altura de la ola y del periodo de la misma.

$$\text{Energía total } \left(\frac{kJ}{m^2}\right) = \frac{\rho g H^2}{8} \quad \text{Ec.12}$$

$$\text{Flujo de energía } \left(\frac{kW}{m}\right) = \frac{\rho g H^2}{8} C_g = \frac{\rho g^2 H^2 T}{32\pi} \quad \text{Ec.13}$$

$$P \left(\frac{kW}{m}\right) \approx 0.96 \cdot H^2(m) \cdot T(s) \quad \text{Ec.14}$$

3.4.1. Ventajas de la energía undimotriz

La energía undimotriz es mucho más estable en el tiempo que el propio viento y la densidad energética de la energía marina es mucho mayor que otro tipo de energías. El recurso de la ola es un recurso concentrado que ofrece flujos de energía elevados y una alta disponibilidad. Actualmente, con las técnicas desarrolladas, el oleaje es predecible si se tiene conocimiento de los factores que afectan sobre el recurso, tales como la velocidad del viento, las tormentas o las corrientes atmosféricas.

Como se ha comentado previamente, las olas tienen una gran capacidad de propagación, con tiempos que pueden ampliarse hasta los 3 días. Este es un factor a tener en cuenta a la hora de integrar parques de olas en el sistema eléctrico, cuyo control puede resultar más sencillo ya que las olas con distinta frecuencia llegan a las costas en distintos instantes.

El recurso undimotriz suele encontrarse cerca de grandes consumidores y las instalaciones petrolíferas marinas aportan información y experiencia sobre el recurso. Cabe destacar, que algunos dispositivos permiten el uso de generadores síncronos o de generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG, del inglés Doubly Feed Induction Generator) que participan en el control de la potencia reactiva de la red y que, además, su implementación en zonas portuarias o erosionables puede amortiguar el oleaje ofreciendo alternativas constructivas.

3.4.2. Desventajas de la energía undimotriz

Los captadores de olas, también conocidos como convertidores de olas o WECs (del inglés Wave Energy Converters) están continuamente expuestos a la energía cinética del mar y tienen que soportar condiciones muy adversas, en las que la carga que soporte el dispositivo supere ampliamente la carga nominal para la que está diseñado y es por ello, que algunos diseños han terminado fracasando.

La instalación de dispositivos alejados tiene un coste importante por el mantenimiento, la instalación, el amarre etc.

Tanto los dispositivos captadores de olas, como cualquier elemento que sea instalado en el mar, cuentan con el factor del fouling. El biofouling, es la vegetación marina que crece en dichos elementos y muchas veces dificulta su funcionamiento normal.

Al estar instalados en el mar, el efecto corrosivo producido por el agua salada provoca fenómenos de corrosión más intensos y consecuencias negativas en los diferentes materiales que están en contacto con el agua.

El diseño de este tipo de dispositivos es complejo y la irregularidad de la ola en cuanto a dirección, altura y frecuencia, hace que la potencia sea aleatoria y sea difícil obtener un rendimiento máximo del dispositivo.

La eficiencia de la conversión es baja, el coste de la planta de conversión alta, sin olvidarnos del impacto ambiental que genera.

3.4.3. Clasificación de convertidores de olas

A lo largo de la historia se han propuesto una gran variedad de dispositivos y tecnologías en las cuales mediante la aplicación de diversos conceptos se pudiese llevar a cabo el aprovechamiento de la energía de las olas. Esta diversidad da lugar a que la clasificación de las tecnologías pueda hacerse en base a criterios diferentes, como por ejemplo la clasificación en función de la ubicación, en función del principio de captación, en función del tamaño y la orientación o según la alternativa de extracción [25].

- **Clasificación en función de la ubicación:** Se pueden diferenciar principalmente la ubicación en tierra (onshore), cerca de tierra (nearshore) o en mar abierto (offshore).
- **Clasificación en función del principio de captación:** De forma genérica pueden distinguirse 3 grupos. El primero es el principio de diferencias de presión de un fluido, el segundo el de cuerpos flotantes activados por olas y el tercero los sistemas de rebosamiento y/o impacto
- **Clasificación en función del tamaño y la orientación:** Se distinguen los dispositivos atenuadores, terminadores y absorbedores puntuales.
- **Clasificación en función del funcionamiento:** Además de estos tres métodos de clasificación, existe la clasificación en función del principio de funcionamiento del captador. Esta última es posiblemente la que mejor define el comportamiento del convertidor y puede verse de forma resumida en la [Tabla 3](#).

Tabla 3. Clasificación en función del funcionamiento.

1	Oscillating Water Column (OWC)	Estructura fija	Aislada
		Estructura flotante	En rompeolas
2	Dispositivos oscilantes	Estructura flotante	Absorbedores puntuales
		Estructura sumergida	Absorbedores con juntas articuladas
			Movimiento lineal
			Movimiento de rotación
3	Convertidores de energía potencial	Estructura fija	
		Estructura flotante	

Los convertidores de columna de agua oscilante o OWC (Oscillating Water Column) son uno de los tipos de WEC más utilizados a nivel mundial. Son dispositivos que transforman la energía de oleaje en energía útil basándose, como su propio nombre indica, en la oscilación de la columna de agua que va por el interior de la estructura.

Se trata de una estructura hueca y parcialmente sumergida, que se abre al mar por debajo de la superficie libre del agua. Esta estructura encierra una columna de aire en la parte superior de una columna de agua que es la que está en contacto con la turbina, encargada de captar la energía de la columna y transmitirla después al generador. La estructura tiene un diámetro mayor en la parte que está en contacto con el agua y este diámetro disminuye en la parte donde se encuentra alojada la turbina. Esta configuración permite que la velocidad del oleaje se amplifique, de tal manera que la alimentación del generador eléctrico pueda darse incluso con bajas velocidades de oleaje.

Cuando las olas actúan sobre el dispositivo, generan un movimiento de ascenso y descenso en la columna de agua, que hace que la columna de aire se comprima y descomprima alternativamente. Si este aire atrapado se le permite fluir hacia y desde la atmósfera a través de los alabes de una turbina, se puede extraer la energía mecánica del sistema y usarse para generar electricidad mediante un generador eléctrico mecánicamente acoplado a la turbina.

3.5. SISTEMA ELÉCTRICO

Hay quien describe el sistema eléctrico como la mayor máquina jamás creada, ya que se trata del conjunto de las diferentes instalaciones, conductores y equipos necesarios para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica y está conectado no solo nacionalmente, sino también internacionalmente.

El descubrimiento de la electricidad se remonta a la antigua Grecia, donde el filósofo griego Tales de Mileto descubrió que, tras frotar un trozo de ámbar, este adquiriría la capacidad de atraer partículas de pequeña dimensión. La palabra electricidad debe su nombre a este suceso, ya que es un derivado del griego "elektron" que significa "ámbar". Por tanto, puede afirmarse que la electricidad siempre ha estado presente en la vida de las personas, aunque para hablar del sistema eléctrico es necesario avanzar varios siglos.

En el caso del sistema eléctrico español, la primera referencia de aplicación de electricidad se ubica en el año 1852 en Barcelona, donde el farmacéutico Domenech consiguió iluminar su botica mediante el uso de la electricidad. Ese mismo año, en Madrid, se hicieron varias pruebas de iluminación empleando la pila galvánica. Un año después, en 1873 se dan varias importaciones de pequeñas dinamos, nuevamente en Barcelona. La primera de ellas fue destinada a la Escuela de Ingeniería de Barcelona y la segunda se utilizó para iluminar varias calles de la ciudad.

En 1876 se impulsó la electrificación industrial y esto dio pie a la concesión de los primeros contratos para el suministro eléctrico, constituyéndose poco después la Sociedad Española de Electricidad. La aceleración en el desarrollo de la industria eléctrica dio pie a la creación de nuevas empresas a finales del siglo XIX, siglo en el que tuvo lugar el debate sobre la forma idónea de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica.

En este enfrentamiento entre tecnologías estaban, por un lado, los defensores de los sistemas de corriente continua encabezados por Thomas Alva Edison y por otro, los defensores de la corriente alterna, cuya figura principal era George Westinghouse. A pesar de que los sistemas en corriente continua estaban más desarrollados en aquel momento,

presentaban el problema de las pérdidas de energía por efecto Joule, que se agravaba cuanto mayor era la potencia demandada y que conllevaba que los generadores estuviesen cerca de la zona a alimentar. Gracias a la invención del transformador, que permitía elevar la tensión para su transporte y alejar las centrales de producción de los centros de consumo, y del motor de inducción, que impulsó el uso de este método, la corriente alterna se posicionó como ganadora entre las dos tecnologías. La corriente alterna conllevaba una mayor capacidad de control de tensión y de disminución de pérdidas y así, en 1891, fue presentado el primer sistema trifásico entre Franckfurt y Lauffen.

Entre los hitos notables del desarrollo del sistema eléctrico nacional, se pueden destacar por ejemplo la construcción de la primera central eléctrica en Madrid en 1881, la primera red de alumbrado público urbano, que fue inaugurada en 1886 en Gerona y la primera línea de tracción eléctrica, que fue inaugurada poco después en Bilbao.

A pesar de que los primeros sistemas eléctricos estaban aislados entre ellos, el crecimiento de la demanda de electricidad y, por consiguiente, de la capacidad de generación y de transporte, supuso un desarrollo tanto a nivel empresarial como a nivel de interconexión. Es por ello que hoy en día los sistemas eléctricos muestran una estructura con una mayor extensión geográfica, con diversos niveles de tensión y potencia y una mayor interconexión.

La estructura del sistema eléctrico se puede dividir en varias fases, tal y como se ve en la [Figura 12](#), donde se muestra también el esquema unifilar del sistema con los diferentes componentes. Principalmente, se distinguen la generación, el transporte, la distribución y el consumo. Además de estas 4 partes principales, debe tenerse en cuenta la necesidad de un sistema de control y protección para coordinar el conjunto del sistema y mantener la seguridad del sistema y del suministro en caso de cualquier perturbación.

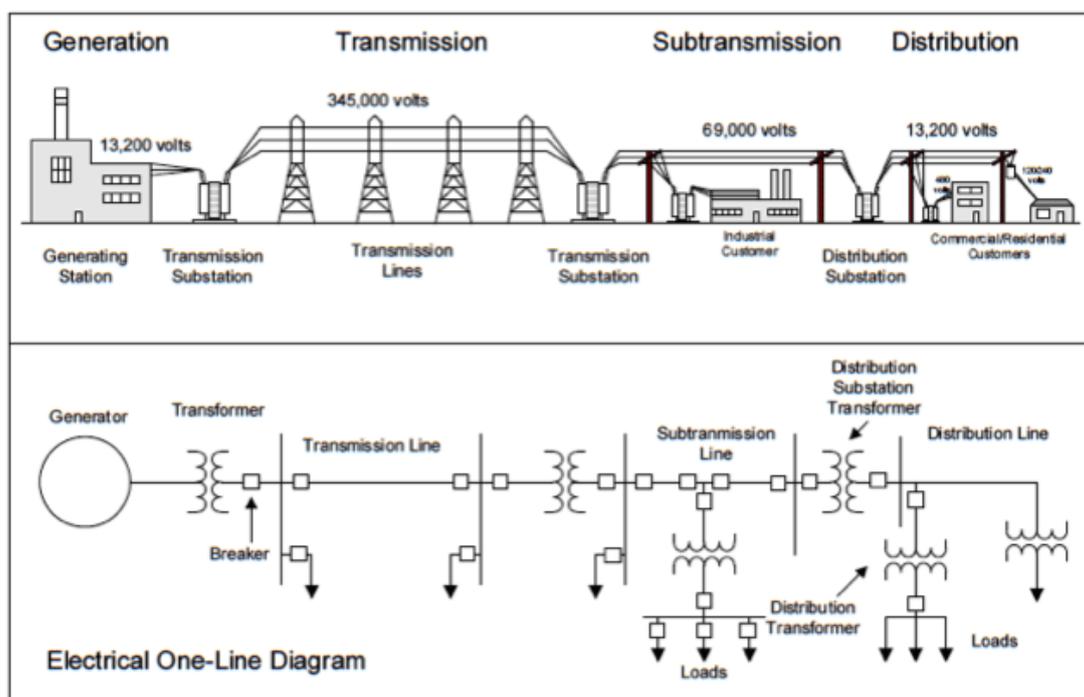


Figura 12. Esquema típico del sistema eléctrico de potencia [18].

En la *Figura 13* en cambio, se muestra el esquema simplificado de una posible estructura de un sistema eléctrico actual. En ella, se pueden distinguir los diferentes componentes del sistema (centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación), así como los distintos niveles de tensión: alta tensión (A.T.), media tensión (M.T.) y baja tensión (B.T.).

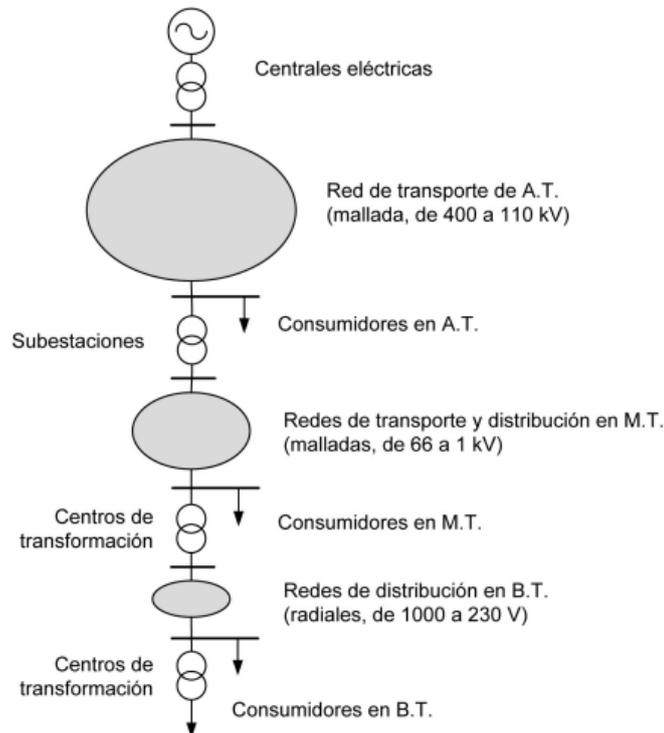


Figura 13. Estructura de un sistema eléctrico [26].

- **Centrales eléctricas:** las centrales de eléctricas son aquellas instalaciones en las que se produce la energía eléctrica que posteriormente será transformada y transportada. Son el elemento esencial de la parte de generación y existen diferentes tipos de centrales eléctricas, que pueden dividirse mayoritariamente en 2 grupos, teniendo en cuenta el origen de la energía:
 - o Centrales convencionales: dentro del grupo de las centrales convencionales se encuentran las centrales que generan electricidad mediante el uso de fuentes no renovables como las centrales hidroeléctricas, las centrales termoeléctricas y las nucleares.
 - o Centrales de energías alternativas: dentro del grupo de las centrales de energías alternativas en cambio, se encuentran las centrales que generan electricidad mediante el uso de fuentes renovables como pueden ser las centrales eólicas, solares, geotérmicas etc.

Generalmente, las centrales generan electricidad en B.T. hasta 20kV y cuentan con una subestación mediante la que la tensión es elevada al nivel que requiere la red de transporte.

- **Subestaciones:** Las subestaciones pueden definirse como el punto de encuentro de la red, donde se concentran varios circuitos eléctricos, destinados a satisfacer la demanda del consumo en las condiciones más favorables de tensión y continuidad del suministro. Las subestaciones pueden ser de diversos tipos y contar con diferentes configuraciones (doble barra, conexión de interruptores...). En cuanto a

los tipos, de forma genérica pueden distinguirse las subestaciones de generación (elevan la tensión de generación a la de transporte), de interconexión (interconectan diferentes líneas de transporte) o de distribución (reducen la tensión a M.T.), siendo el objetivo de todas ellas proporcionar el nivel de tensión adecuado. Este elemento puede encontrarse en diferentes puntos de la red eléctrica o el sistema eléctrico en cuestión, ya que sus aplicaciones son diversas y necesarias.

- **Centros de transformación:** Los centros de transformación son los elementos de la red eléctrica que permiten transformar electricidad que se transporta desde media tensión a baja tensión para poder ser distribuida y suministro a los consumidores. Estos elementos se encuentran principalmente en la parte de distribución, donde la electricidad es transportada desde puntos de media o baja tensión a los puntos de consumo ya sean hogares, empresas u otros puntos a abastecer.
- **Redes de transporte y distribución:** Las redes de transporte y distribución, como su propio nombre indica, se encuentran tanto en la fase de transporte como en la de distribución y son el conjunto de líneas y subestaciones que se encarga de transportar la energía eléctrica de un punto a otro. En el caso de las redes de transporte y de subtransporte, suele tratarse de redes malladas con diversas líneas que conecten o bien la central con la subestación, o hagan la interconexión entre la subestación de la central y los centros de transformación, trabajando en A.T. o M.T.. En el caso de las redes de distribución, suelen ser redes radiales que transmiten la electricidad desde el centro de transformación hasta el punto de consumo y trabajan en B.T..
- **Sistema de protección:** Los sistemas de protección son otra parte fundamental del sistema eléctrico de potencia. El objetivo del sistema es dividir el sistema eléctrico en zonas que puedan protegerse de una forma adecuada y segura, incluyéndose en cada zona el elemento del sistema (el generador, transformador, línea...) y los interruptores que conectan el elemento al sistema, así como los transformadores de medida de corriente. Dentro de los elementos de protección se encuentran por ejemplo los fusibles o los relés y se pueden distinguir varias funciones de protección, entre las que se destacan entre otras la protección de sobreintensidad, la direccional y la diferencial.

3.6. IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida (GD) o descentralizada puede definirse como la producción de electricidad mediante instalaciones de pequeña escala, ubicadas cerca de los puntos de consumo. Estas instalaciones, que pueden ser plantas de generación o instalaciones dirigidas al autoconsumo, se conectan a la red de distribución y se basan en las energías renovables, potenciando la explotación de recursos locales.

En contraposición con la generación centralizada, que ubica la producción en un único punto, generalmente alejado, desde el que transporta la energía eléctrica, la generación distribuida defiende el modelo contrario. De esta manera, se limita la dependencia de las diferentes zonas y de los consumidores hacia esos grandes puntos de generación.

Este tipo de generación tiene varias ventajas sobre la generación tradicional, tanto en términos de construcción y servicio, como en los ámbitos ambientales y sociales. En el caso de la construcción, generalmente se trata de tecnologías modulares que tienen una instalación sencilla sin necesidad de grandes infraestructuras. Pueden ser producidas en

masa, lo cual conlleva beneficios económicos desde el punto de vista de la reducción de coste, pero también desde el punto de vista social, ya que fomenta la creación de puestos de trabajo estables dentro de la cadena de suministro [27].

En el caso del servicio y la fiabilidad, antes posibles fallos en la red de transporte, o incluso en los sistemas de generación, los sistemas centralizados son mucho más vulnerables debido a la dependencia hacia una única fuente de energía. En los sistemas descentralizados en cambio, al haber múltiples fuentes, la pérdida de un generador puede ser menos dañina y más manejable a la hora de asegurar el suministro.

Por otro lado, la GD se basa en las energías renovables, lo cual de por sí marca una clara ventaja ambiental respecto a la generación convencional, además de la disminución de las pérdidas que se dan en transporte, reducidas por la cercanía entre generación y consumo.

La generación distribuida y la generación centralizada pueden formar un sistema conjunto que se compenetre, pero hay que tener en cuenta el cambio en el paradigma de la estructura del sistema eléctrico. La generación centralizada ha tenido una estructura vertical como puede verse en la *Figura 14*, donde el flujo de electricidad circulaba de arriba abajo, pero con la GD esto ha cambiado. La conexión de pequeñas plantas a la red de distribución, así como la inyección de excedentes de los sistemas de autoconsumo conectados a red, generan flujos en la dirección opuesta que pueden generar fallos en el control y las protecciones del sistema eléctrico de potencia.

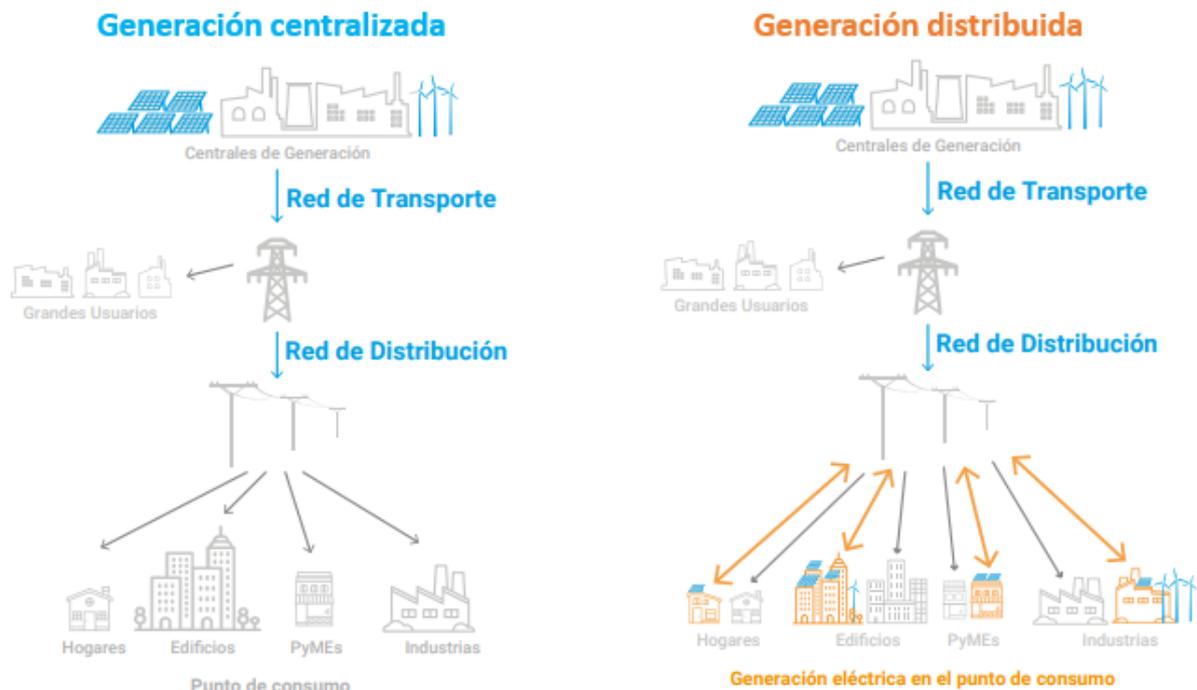


Figura 14. Diferencias entre los modelos de generación centralizada y distribuida [27].

Es importante realizar un estudio de la tecnología que se va a conectar, así como de la topología de la red, para evitar problemas de calidad y suministro como pueden ser los problemas de flickers y armónicos [28].

Otro aspecto a relevante a la hora de introducir la generación distribuida en el sistema eléctrico es la coordinación de protecciones, ya que estas fueron diseñadas para flujos unidireccionales y, tal como se ha comentado, la generación distribuida provoca

modificaciones en flujos y topologías. Es por ello que los operadores del sistema deben realizar ajustes para adaptar las protecciones a las nuevas situaciones. Por otro lado, a pesar de que el sistema es más fiable frente a posibles apagones, una mala gestión puede acarrear problemas de estabilidad en el sistema.

Por todo ello, la aplicación de la generación distribuida y la integración de las energías renovables no deja de ser un reto, tanto técnica como tecnológicamente hablando, en el que hay que avanzar con rapidez, pero sobre todo con seguridad.

3.7. ENTORNOS DE SIMULACIÓN

Los entornos de simulación son una herramienta fundamental en el desarrollo del sistema eléctrico. El aumento de la demanda por parte de los consumidores hace que la red tenga una necesidad constante de ser ampliada y mejorada, siendo fundamentales la operación y la planificación. Además, el aumento de la generación renovable y su intrusión en los diferentes niveles del sistema trae consigo nuevos modos de funcionamiento y flujos de energía para los que la red en muchos casos no estaba diseñada y que hay que tener en cuenta.

Debido al constante desarrollo y los cambios comentados, los sistemas eléctricos son sistemas complejos y el análisis del funcionamiento de los sistemas de potencia, así como su planificación y operación, requieren de diversos estudios mediante los cuales pueden evaluarse posibles condiciones de riesgo para estados estáticos y dinámicos.

Los estudios sirven para analizar el comportamiento de sistemas o equipos bajo unas condiciones determinadas. De esta manera, el ejecutor del estudio puede evaluar los resultados obteniendo conclusiones que ayudan a tomar decisiones tanto en el ámbito operacional como en el ámbito de control [29]. Por norma general, los estudios se basan en la modelización de los diferentes componentes del sistema y en el uso de las diferentes herramientas de simulación disponibles para el análisis de fenómenos diferentes.

Entre los softwares especializados para ingeniería eléctrica pueden destacarse DigSilent/PowerFactory o PSS/E, mediante los que es posible abordar la complejidad de los estudios tanto estáticos como dinámicos. También hay otros softwares utilizados en este ámbito como pueden ser ATP-EMTP, Pspice o MPLab y algunos más genéricos como Matlab-Simulink.

Cada uno de los softwares tiene sus ventajas y sus desventajas, pero a continuación se profundizará más en DigSilent/PowerFactory ya que es el que se usará principalmente en el presente trabajo para desarrollar el estudio de red. También se comentará brevemente el funcionamiento de Matlab-Simulink ya que es el programa que se ha utilizado para el análisis de los datos meteorológicos.

3.7.1. DigSilent/PowerFactory

PowerFactory es un programa de DigSILENT (acrónimo de "DIGital SIMulation of Electrical NeTworks") que se utiliza a modo de herramienta de ingeniería asistida por ordenador con el fin de realizar análisis de sistemas de transmisión, distribución y energía industrial [30]. Es un programa de software integrado e interactivo que se dedica especialmente al análisis de sistemas de energía eléctrica y de control, para alcanzar los objetivos de planificación y optimización de la operación de sistemas.

Para responder a las necesidades de análisis de sistemas de energía de los usuarios, PowerFactory fue diseñado como una herramienta de ingeniería integrada para proporcionar un conjunto completo de funciones de análisis de sistemas de energía dentro de un único programa ejecutable [31]. Entre las principales características del programa, pueden distinguirse las siguientes:

- Funciones centrales de PowerFactory: definición, modificación y organización de casos; rutinas numéricas centrales; funciones de salida y documentación.
- Diagrama unifilar interactivo integrado y manejo de casos de datos.
- Base de datos de elementos del sistema de potencia y casos base.
- Funciones de cálculo integradas (por ejemplo, cálculo de parámetros de líneas y máquinas basado en información geométrica o de placa de características).
- Configuración de la red del sistema eléctrico con acceso interactivo o en línea a SCADA.
- Interfaz genérica para sistemas de cartografía basados en ordenador.

Otra particularidad de este software es que todos los cambios realizados en la base de datos del sistema se almacenan inmediatamente en la base de datos del disco. Esto conlleva que el programa pueda ser apagado o cerrado en cualquier momento sin tener que guardarlo previamente, pero, no obstante, implica la necesidad de hacer copias en caso de querer mantener el proyecto previo.

También existe la opción de utilizar Escenarios de Operación, mediante los cuales el usuario puede crear un escenario específico sobre el mismo proyecto, activarlo, realizar los cambios precisos y desactivarlo. Esta alternativa es interesante a la hora de realizar análisis o estudios en los que haya que tener en cuenta topologías o condiciones diferentes. Un ejemplo de ello ser el caso de este proyecto en el que se estudiará la conexión a red y deberán analizarse los parámetros de la red para todos los casos que exige el Código de Red.

En lo que respecta a la disposición de datos y la estructura, en PowerFactory pueden diferenciarse dos conjuntos de información. Por un lado, están los datos pertenecientes al estudio o datos eléctricos y, por otro lado, los que pertenecen a la gestión del estudio (opciones elegidas para un determinado estudio, áreas de red consideradas para un cálculo...).

Teniendo en cuenta que en los sistemas de potencia utilizan materiales y componentes estandarizados, PowerFactory divide los datos eléctricos en dos categorías:

- "Type data": son los parámetros eléctricos característicos y genéricos de los elementos, que de manera general se guardan en la "Global Library" o Librería Global.
- "Element data": son los parámetros particulares de un tipo de elemento, para una aplicación concreta.

Toda la información de los componentes también es accesible a través de un entorno de base de datos textual llamado "Data Manager" o administrador de datos. Dentro de esta

base hay diferentes tipos de datos, como la carpeta de usuario (carpeta del sistema o la cuenta de usuario que se crea al iniciar el software), el proyecto (elemento en el que se crean las subcarpetas de "Grid", "Study Case" y "Library"), la red (contiene los datos de los elementos), la librería (contiene todos los datos "Type", en ella se encuentran también todos los modelos predefinidos de diferentes componentes) o el caso de estudio (Contiene todos los datos de la gestión del estudio).

La mayoría de los elementos del sistema eléctrico tienen asignados objetos de tipo. Una gran cantidad de transformadores en una red, por ejemplo, pueden ser todos del mismo tipo y compartir parámetros eléctricos comunes. Estos parámetros pueden definirse en un objeto tipo de transformador. Por lo tanto, cada transformador común puede hacer referencia a ese tipo para definir todos los parámetros de una manera más sencilla, sin tener que crear un nuevo tipo para cada transformador. Al mismo tiempo, esto significa que es necesario crear una biblioteca de tipos definidos por el usuario antes de definir los elementos del sistema de potencia y antes de realizar cualquier simulación es necesario definir todos los elementos.

Los elementos por su parte, se pueden dividir en cuatro categorías que son las barras, los generadores, las cargas y las ramas [29]. A continuación, se describirá brevemente cada una de ellas:

- **"Busbar" o barra:** La barra es uno de los elementos esenciales de los sistemas eléctricos de potencia y en PowerFactory se identifica con la clase llamada "ElmTerm". Se trata del nodo de unión o terminal de unión que hay entre varios tramos de elementos y en él se calculan tanto la tensión como el ángulo y es el nexo entre los diferentes componentes.
- **"Source" o generador:** El generador es un elemento básico para la creación de sistemas de potencia y se modeliza a modo de fuente de tensión controlada, en la que se controla tanto la tensión como la inyección de potencia activa a la barra. Hay diferentes modelos de generador que pueden implementarse entre los que se encuentran los elementos de la siguiente lista [32]:
 - o Máquinas asíncronas ("ElmAsm"): Este elemento se utiliza para representar modelos de máquinas asíncronas, donde se requiere la asignación o referencia a un "TypAsmo" específico con las características del dispositivo que se quiere modelar.
 - o Máquinas de inducción doblemente alimentadas ("ElmAsmsc"): De forma similar al elemento anterior, sirve para representar máquinas de inducción de este tipo y también necesita la referencia a un "TypAsmo".
 - o Generadores estáticos("ElmGenstat"): El generador estático es un modelo que sirve para representar cualquier tipo de generador no rotativo como pueden ser pilas combustibles, sistemas de almacenamiento o generadores fotovoltaicos, aunque para estos hay un elemento específico que es el "ElmPvsys".
 - o Máquinas síncronas ("ElmSym"): Se utiliza para representar modelos de máquinas síncronas y requiere una referencia a un "TypSym" al igual que con las máquinas asíncronas.
 - o Redes externas ("ElmXnet"): Este elemento se utiliza para modelar redes externas y utiliza diferentes modelos a la hora de hacer los cálculos de las diferentes funciones (flujos de cargas, cortocircuitos etc).
 - o Fuentes de tensión y fuentes de corriente: Dentro de las fuentes hay modelos de fuentes de tensión de corriente alterna (ElmVac) y continua

(ElmVdc) y de manera análoga para las fuentes de corriente (ElmIac y ElmDci), además de otros tipos de fuentes.

- **Shunt filter/Load:** Los filtros y las cargas son elementos que intercambian potencia activa y/o reactiva. Al igual que en el caso de los generadores, hay varias clases mediante las cuales se puede modelizar este tipo de elementos. En el caso de los filtros de Shunt el elemento utilizado es el "ElmShnt", mediante el que se puede modelizar el filtro como puramente resistivo, inductivo o capacitivo o como una combinación de los anteriores. En cuanto a las cargas, la clase comúnmente utilizada es la de "ElmLod", aunque en función del nivel de tensión es posible elegir otras clases específicas.
- **Series branches:** Por último, están las ramas en serie, que son aquellos componentes que deben conectarse a dos barras o terminales para formar el conjunto de la red. En este grupo se encuentran las líneas ("ElmLne") y los transformadores ("ElmTr"), así como otros dispositivos de control y aparamenta.

Para poder crear un modelo que funcione correctamente, es importante seguir un orden a la hora de dibujar el diagrama unifilar en PowerFactory. En primer lugar, deben introducirse los buses o barras, seguidos por los elementos de unión de las barras, como transformadores y líneas, y, por último, se añaden los elementos conectados a barras.

Cabe destacar que cada uno de los elementos tiene diferentes opciones en relación a los estudios estáticos y dinámicos. Dentro del menú del elemento (*Figura 15*), además de la información básica ("Basic Data") también será necesario definir ciertas variables en función del análisis que se quiera hacer en las pestañas correspondientes de flujos de cargas, corto circuitos o simulaciones dinámicas, por ejemplo.

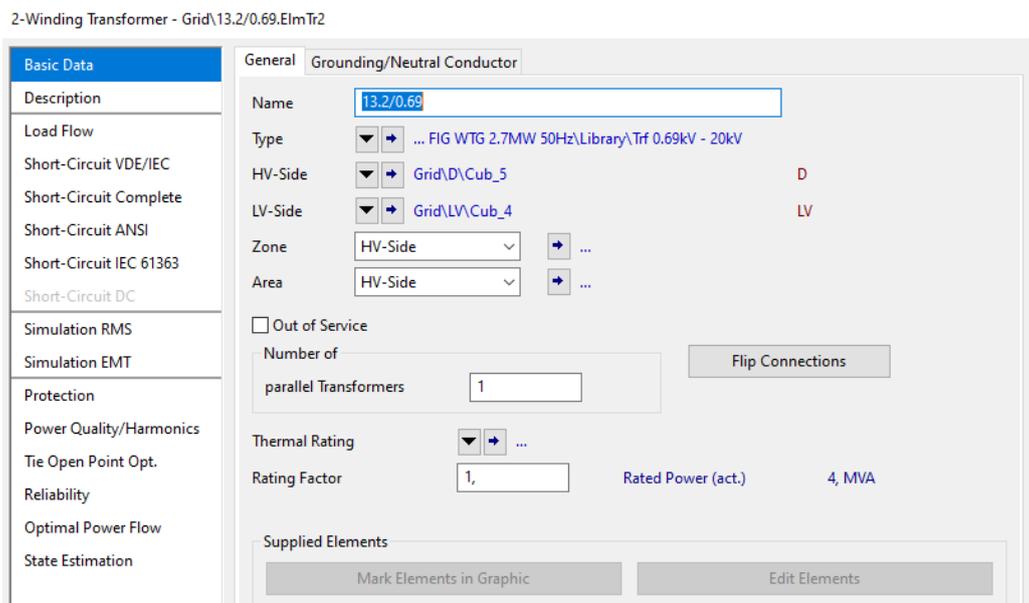


Figura 15. Ejemplo del menú del elemento en PowerFactory.

3.7.2. MATLAB

MATLAB (abreviatura de MATrix LABoratory) es una herramienta de simulación privada de MathWorks, cuyo uso está bastante extendido dentro del ámbito de la ingeniería. Normalmente se suelen utilizar "Tools" o herramientas adicionales en función de la

aplicación para la que vaya a ser utilizado. Una de estas herramientas es Simulink, que es un entorno de programación gráfico, con elementos predefinidos, que ofrece una alternativa a la programación textual mediante el editor de MATLAB.

Este software cuenta con un lenguaje de programación propio que se basa en matrices y es apto para diversas labores como el cálculo computacional, la adquisición de datos, el modelado, la simulación o el prototipado. Cuenta con un entorno de desarrollo integrado y ofrece la opción de trabajar de forma interactiva tanto para programar o realizar cálculos, como para analizar y graficar datos.

La herramienta cuenta con varias ventanas predefinidas que se abren al iniciar el programa, tal y como puede verse en la *Figura 16*. Estas ventanas son "Current Folder" que sirve para acceder a los archivos, "Command Window" que sirve para introducir comandos o acciones y por último la "Workspace" que es la pestaña en la que se pueden visualizar los datos que se van creando o importando.

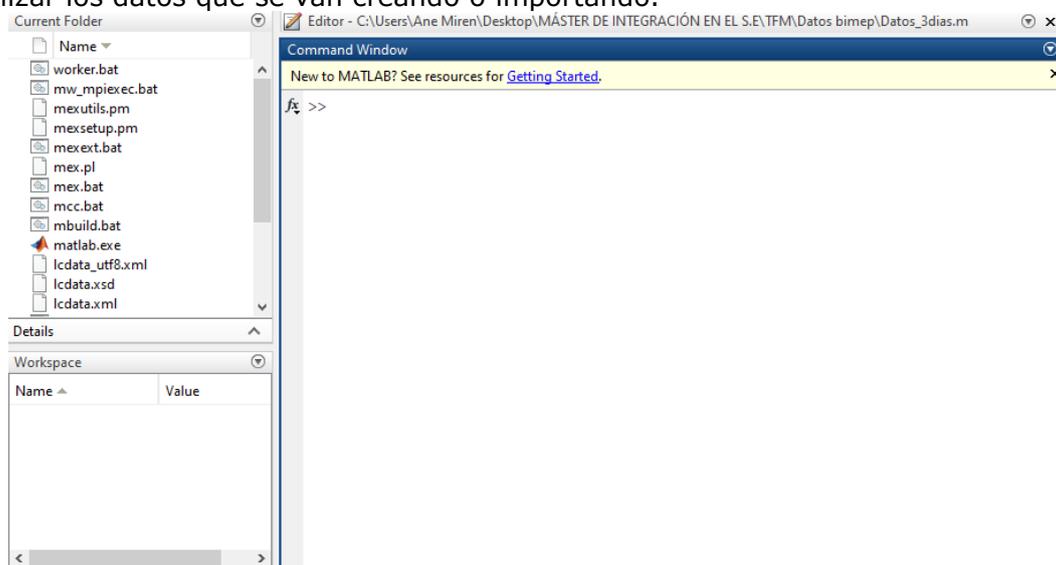


Figura 16. Ejemplo del escritorio de MATLAB.

Se trata de un programa versátil, menos específico que la herramienta vista en el apartado anterior pero que ofrece una gran variedad de posibilidades. En concreto, en este trabajo se ha utilizado para el tratamiento y el análisis de datos, mediante la creación de un programa dentro de MATLAB.

En ese sentido, MATLAB ofrece un lenguaje de programación propio llamado M que resulta bastante intuitivo. La herramienta ofrece la posibilidad de introducir comandos de dicho lenguaje uno a uno en la línea de comandos de la "Comand Window" y ejecutarlos pulsando "Enter". Al mismo tiempo, ofrece la opción de escribir una serie de comandos dentro de un archivo de programa, para luego ejecutarlo como una función propia de MATLAB.

Las funciones propias de MATLAB son funciones que aceptan entradas y devuelven salidas, que el programa lleva predefinidas. Para crear archivos propios de funciones es necesario abrir el "Editor" de MATLAB y llamar a la función como si fuese cualquier otra función o comando, es decir, por medio de la "Comand Window" [33].

Dentro de los archivos de programa se distinguen los Scripts y las funciones.

- Scripts: Los "Script" son archivos que contienen líneas secuenciales de comandos y llamadas a funciones de MATLAB. Estos archivos no aceptan argumentos de

entrada ni devuelven argumentos de salida y operan sobre datos en el área de trabajo.

- Funciones: Las funciones, a diferencia de los Scripts, sí que aceptan argumentos de entrada y devuelven argumentos de salida. Son más complejos de programar y las variables internas son locales para cada función.

Para programar un Script con MATLAB es necesario crear en primer lugar las variables que se van a utilizar, ya sean vectores, matrices u otro tipo de datos. Después se van creando diferentes comandos y las llamadas a las funciones, que se van ejecutando en orden. Además, es recomendable ir añadiendo comentarios según se va programando, para tener claros los conceptos. Para añadir un comentario que no se ejecute, es necesario escribir el símbolo de porcentaje (%), y automáticamente el programa ignorará lo que esté escrito en la misma fila tras ese símbolo y aparecerá con un color verde, como se ve en la [Figura 17](#).

`%Script para el tratamiento de datos`

Figura 17. Ejemplo de un comentario en Script de MATLAB.

Una vez acabada la programación, para ejecutar el Script es necesario ubicarse en la carpeta actual y existen dos alternativas. Por un lado, se puede llamar al archivo con el nombre que se le haya asignado, al igual que se hace con las funciones predeterminadas de MATLAB por medio de la "Command Window". Por otro, se puede usar directamente el símbolo "Run" del editor, que es el que se ve en la [Figura 18](#).



Figura 18. Símbolo "Run" de MATLAB para ejecutar programas.

Al igual que otros lenguajes de programación, MATLAB ofrece la opción de utilizar estructuras de control y ramificación mediante el uso de palabras clave, como "if", "for" y "while". En la [Tabla 4](#) puede verse un resumen de la sintaxis más utilizada en la programación con esta herramienta.

Tabla 4. Sintaxis en el lenguaje de MATLAB [33].

Sintaxis reservada	Función de la estructura
if, elseif, else	Ejecutar instrucciones en caso de que la condición sea verdadera.
switch, case, otherwise	Ejecutar uno entre varios grupos o casos de instrucciones
for	Repetir una instrucción un número determinado de veces en bucle.
while	Repetir un bucle siempre que la condición sea verdadera.
try, catch	Ejecutar ordenes e identificar errores resultantes.
break	Terminar con la ejecución del bucle for o while.
return	Devolver el control a la secuencia de comandos o a la función invocada.
continue	Pasa el control a la siguiente iteración del bucle for o while.
pause	Para la ejecución de MATLAB temporalmente.
end	Termina con el bloque de código.

4. CONCEPTO DE PLATAFORMA

En el presente trabajo se trabajará sobre una plataforma de generación renovable que cuente con una turbina eólica y varios convertidores de olas. Esta plataforma es fruto de la hibridación entre dos de las tecnologías que están en auge entre las energías renovables oceánicas.

La razón de elegir este tipo de plataforma es que se perfila como una tecnología prometedora, según lo visto en el estado del arte. El uso de plataformas que combinan energía eólica y energía de las olas, puede contribuir en la reducción de los costes de instalación y mantenimiento. Al mismo tiempo, al combinar ambas tecnologías se consigue aumentar la disponibilidad de energía renovable de un solo emplazamiento, compensando la intermitencia del viento por medio de la generación undimotriz.

Otra de las razones para optar por analizar cómo podría influir la conexión de una multiplataforma de estas características, en lugar de plantear un parque eólico offshore o uno formado por convertidores de olas en varios arrays, es el emplazamiento donde se realizará el estudio de interconexión.

Las condiciones del emplazamiento, que se comentarán más adelante, exigen que el dispositivo que se conecta tenga una potencia limitada es por ello que se ha optado por simular lo que sería el comportamiento de una planta de escala no comercial.

La plataforma en cuestión, contaría con un aerogenerador de una potencia de 3 MW y los WECs por su parte tendrían un total de 1 MW divididos en varios módulos de 250kW cada uno, de tal manera que la potencia total de la plataforma sea de 4 MW. A estos 4 MW hay que restarles la potencia relativa a los equipos auxiliares, que tal y como se ve en el esquema unifilar de la [Figura 19](#), se representa en forma de carga.

Tanto los sistemas de generación como la carga van unidos a un transformador, que eleva la tensión de B.T. a M.T. y posteriormente se unen al sistema de evacuación. El sistema de evacuación, consta de 2 tramos de cable (uno para el tramo de tierra y otro para el tramo de mar) y acaba en una subestación que eleva la tensión a A.T. para ser inyectada a red.

Cabe destacar que en el sistema unifilar se han representado los otros 3 cables con los que cuenta BiMEP, simplemente para que quede constancia de la posibilidad de ampliar la potencia a instalar, aunque no se tendrán en cuenta por no estar dentro del alcance de este trabajo.

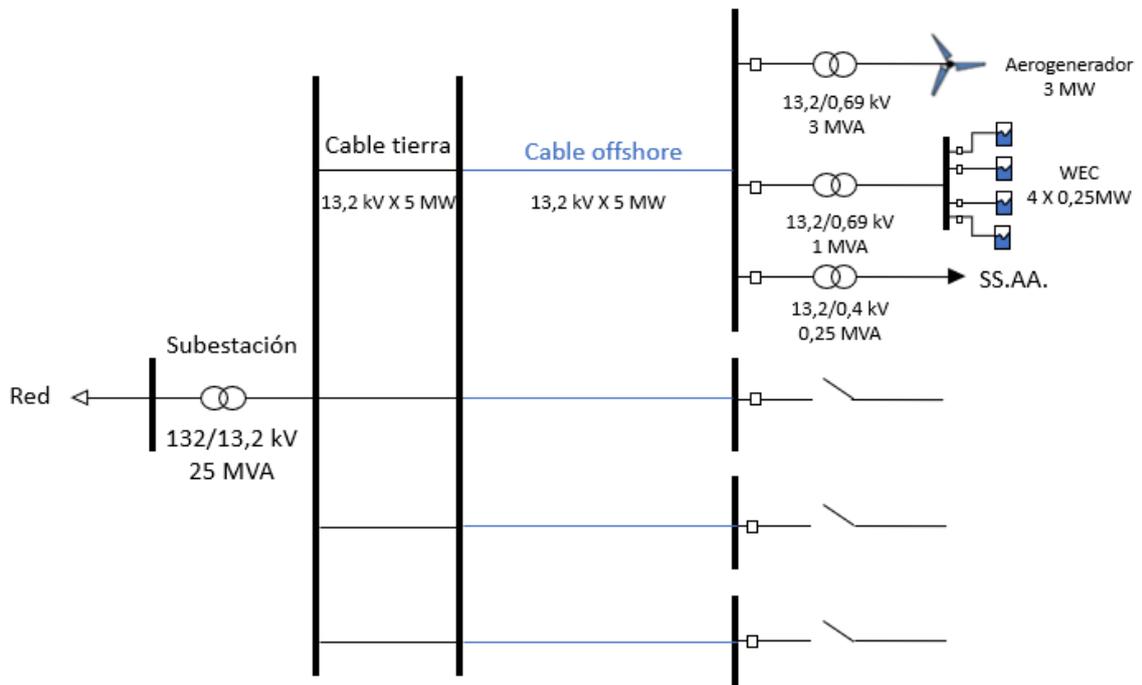


Figura 19. Esquema unifilar de la plataforma y su conexión a red.

5. CARACTERÍSTICAS DE LA UBICACIÓN

BiMEP (Biscay Marine Energy Platform) es una zona de ensayos en mar abierto cuyo objetivo es facilitar la transición de nuevas tecnologías hasta su fase comercial. Se trata de una infraestructura de investigación, prueba y explotación/demostración que ofrece varias opciones para fabricantes y desarrolladores de nuevas tecnologías marinas. El área de ensayos de energía marina, propiedad del Ente Vasco de la Energía (EVE), fue concebida en 2007 como un proyecto para impulsar estratégicamente el sector de las renovables marinas en la zona y a día de hoy se trata de una de las áreas de ensayo punteras a nivel europeo.

Entre las opciones que ofrece BiMEP están los ensayos y demostración de WECs, prototipos de aerogeneradores marinos, así como prototipos de cimentación fija para aguas profundas o plataformas flotantes, equipamiento auxiliar y subsistemas [34].

El área cuenta con una superficie total de 5,3 km² situados frente a la costa vizcaína, concretamente a 1,5 km de la costa de Arminza-Lemoniz. Esta ubicación estratégica, cuya profundidad es de entre 50 y 90 m, está también cerca del puerto de Bilbao. Esta ubicación hace posible que puedan remolcarse prototipos de mayor escala en caso de que no fuera posible hacerlo desde el puerto de la localidad [35].

BiMEP tiene asociada un área de exclusión a la navegación, delimitada por las boyas de balizamiento, que como se muestra en la *Figura 20-b* tiene forma de hexágono irregular.

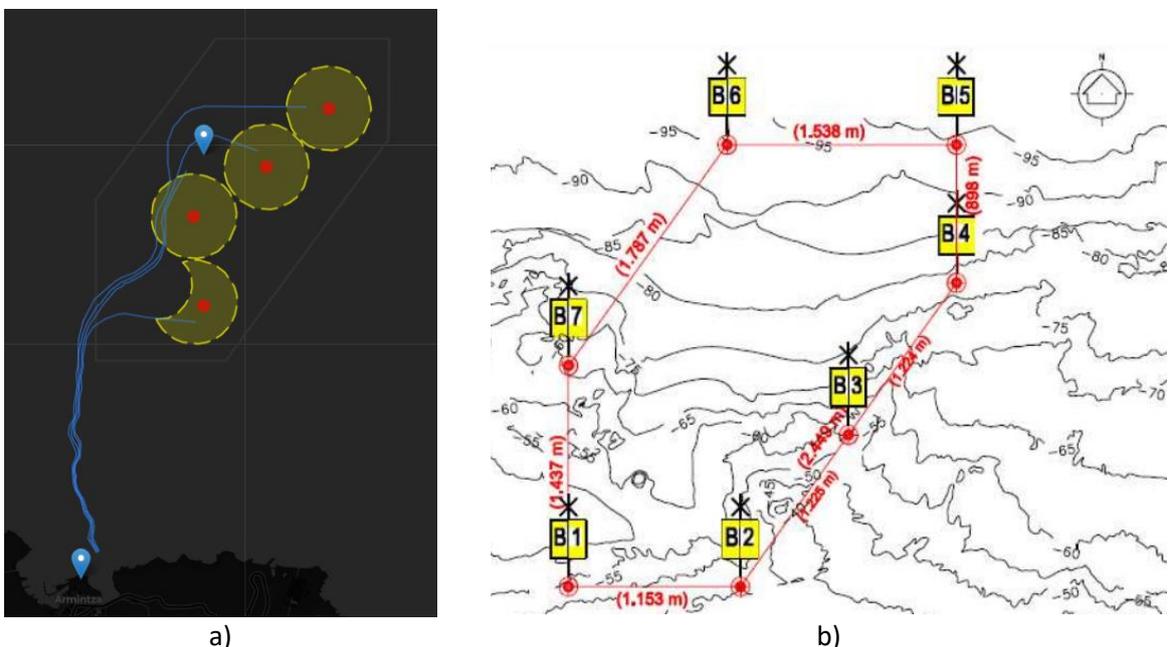


Figura 20. a) Cable y áreas de amarre de BiMEP [34]. b) Boyas de balizamiento de BiMEP [36].

Tal y como se ve en la *Figura 20-a*, BiMEP cuenta con una zona acotada en la que se diferencian 4 zonas de fondeo. Las 4 zonas son independientes entre sí y por tanto pueden estar en uso al mismo tiempo. Cada una de las zonas de amarre cuenta con un HUB o conector que permite la conexión de los diferentes dispositivos directamente a la red.

En lo que respecta a la instalación eléctrica que comunica esos 4 puntos de conexión con la red, es posible diferenciar varias partes:

- Cable de costa: La primera parte es la encargada de unir la subestación de Armintza de 132 kV con la costa y está formada por un cable grueso de una capacidad de 20 MW.
- Cables estáticos: La segunda parte la forman los 4 cables estáticos, que se encargan de unir los HUBS de las diferentes zonas de fondeo con tierra. Cada uno de esos cables tiene una potencia de 13,2 kV y 5 MW que recorren una distancia mínima de 1.7 km.
- HUBs: Esta tercera parte se corresponde con la caja de conexiones, que es mediante la que se conectarán los diferentes sistemas a la red.

Estas partes se ven reflejadas en la *Figura 21*, donde se muestra esquemáticamente la zona acotada delimitada por las balizas con los tramos de cable, sus potencias y tensiones. Además, se muestra cómo la unión con los dispositivos a prueba se hace mediante un cable umbilical unido a un conector.

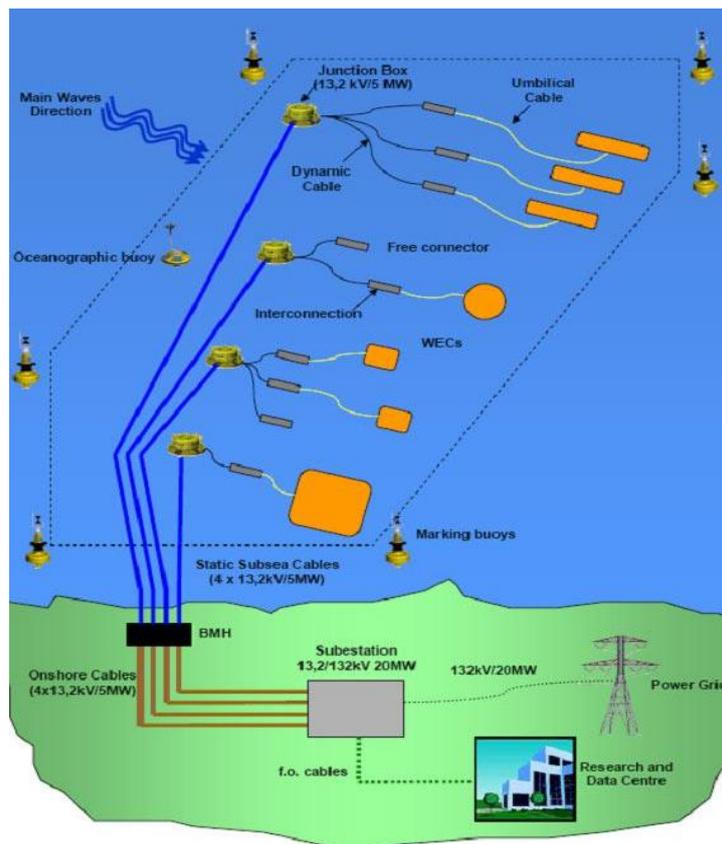


Figura 21. Conexión eléctrica de BiMEP [37].

Son varios los proyectos de prueba o investigación que se han llevado a cabo en las instalaciones de BiMEP desde su puesta en marcha en 2011. Entre los proyectos más recientes se pueden destacar, por ejemplo, los siguientes dos proyectos:

- Instalación del prototipo de la tecnología DemoSATH de la empresa Saitec: Fue el primer prototipo de eólica flotante instalado a nivel nacional [38], con un

aerogenerador de 2 MW de potencia instalado sobre una plataforma de 30 X 64 metros. En la [Figura 22](#) se puede ver la representación gráfica del proyecto, donde se muestra la tecnología de plataforma flotante patentada por la empresa.



Figura 22. Representación gráfica del prototipo DemoSATH [39].

- Reciente instalación del prototipo de convertidor de olas Penguin, de la empresa finlandesa Wello. Se trata de la última instalación realizada en BiMEP, y es un proyecto de 2 años de duración en el que el convertidor de olas Penguin, que puede verse en la [Figura 23](#), será probado en condiciones reales.



Figura 23. Dispositivo Penguin siendo trasladado [40].

Teniendo en cuenta las características del emplazamiento y sus funciones, así como los antecedentes, se ha considerado que es el emplazamiento idóneo para analizar la conexión de una instalación como la que se plantea en el trabajo. Por un lado, porque la tecnología que se analiza es una de las alternativas de hibridación que está captando la atención del sector y por otro, porque se considera que la instalación de este tipo de tecnología o alguna similar podría llegar a darse.

6. MODELO DE SIMULACIÓN DE LA PLANTA

En este apartado se expondrá el modelo completo que se utilizará para realizar el estudio de conexión, explicando los diferentes elementos que lo componen, sus características, modelos individuales y funcionamiento.

Los elementos principales que componen el esquema de la conexión son la red, las barras, las líneas, los transformadores, las cargas y los generadores. En la [Figura 24](#) puede verse cómo el modelo completo que se utilizará para la simulación se puede dividir en 3 partes principales: la red (negro), el sistema de transporte (naranja) y la parte o sistema de generación (verde).

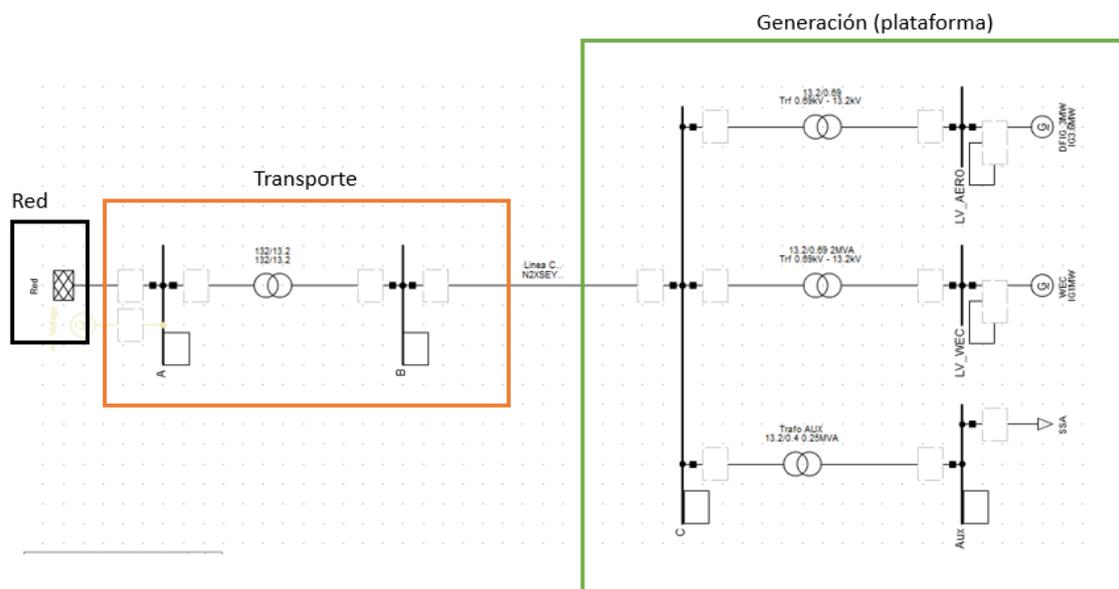


Figura 24. Modelo de simulación completo.

6.1. MODELO DE RED

Para simular la red de transporte a la que está conectada BiMEP, se ha elegido el elemento "External Grid" de PowerFactory, cuyo símbolo se muestra en la [Figura 25](#). Sobre este elemento predefinido se han integrado las características de la red de transporte que en el punto de conexión consta de una tensión de 132 kV y una potencia de cortocircuito (Scc) de 4550 MVA.

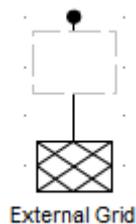


Figura 25. Símbolo de red externa (External Grid).

6.2. SISTEMA DE TRANSPORTE

El sistema de transporte consta de tres elementos principales: barras, transformadores y líneas. A la hora de crear el modelo de en el software PowerFactory, es importante el orden en el que se introducen los diferentes elementos. Por ello, en primer lugar, se insertan las barras, después los transformadores y por últimos las líneas.

6.2.1. Barras

En el caso de las barras, el tipo escogido es el de "Busbar", cuya representación puede verse en la [Figura 26](#). En dicha figura, se observa que el color del elemento es gris, esto quiere decir que el elemento no está conectado ni definido.

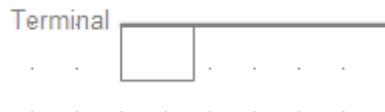


Figura 26. Símbolo de barra (Busbar).

Para definir correctamente las barras, es necesario conectarlas con los elementos adyacentes (líneas, transformadores etc.) y definir la tensión que debe haber en cada barra.

El sistema que es objeto de este trabajo, tiene un total de 6 barras, cuyas características pueden verse en la siguiente tabla:

Tabla 5. Características de las barras.

Tipo	Tensión nominal [kV]
A	132
B	13,2
C	13,2
Aux	0,4
LV_WEC	0,69
LV_AERO	0,69

Además, cabe destacar que los límites superior e inferior para el flujo de cargas se fijan en 1,05 pu y 0 pu respectivamente en todos los casos.

6.2.2. Transformadores

En el caso del transformador, para el esquema de la conexión se necesitarán 4 transformadores. Para simular este elemento el modelo utilizado será el "2-Winding Transformer" que corresponde a un transformador genérico de 2 devanados. Este es un modelo que viene predefinido en PowerFactory y cuyo símbolo se muestra en la [Figura 27](#).

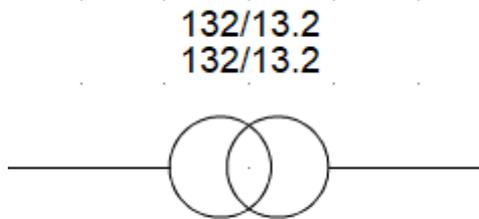


Figura 27. Símbolo del transformador (2-Winding Transformer).

Tres de los 4 transformadores se utilizarán para transformar la tensión que proviene de la plataforma, es decir, pasar la tensión de generación al nivel de tensión de distribución del primer tramo de transporte que es de 13,2 kV. El transformador restante, será el encargado de subir la tensión a 132 kV para ser inyectada a la red.

En la siguiente tabla, se pueden ver las características principales de los transformadores de forma resumida:

Tabla 6. Características de los transformadores.

Transformador	Relación de transformación [kV]	Potencia del transformador [MVA]
132/13.2	132/13,2	25
13.2/0.69	13,2/0,69	4
13.2/0.69	13,2/0,69	2
Trafo AUX	13,2/0,4	0,25

Para poder simular este comportamiento, es necesario crear un type específico que cumpla con las características requeridas. En este caso, se han creado 3 types:

- **Trf. 132/13.2:** aplicado al transformador de tensiones altas y cuyas características principales son las que se ven en la [Figura 28](#).

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\Trf. 132/13.2.TypTr2

Basic Data	Name	Trf. 132/13.2
Description	Technology	Three Phase Transformer
Version	Rated Power	25, MVA
Load Flow	Nominal Frequency	50, Hz
Short-Circuit VDE/IEC	Rated Voltage	
Short-Circuit Complete	HV-Side	132, kV
Short-Circuit ANSI	LV-Side	13,2 kV
Short-Circuit IEC 61363	Vector Group	
Short-Circuit DC	HV-Side	YN
Simulation RMS	LV-Side	D
Simulation EMT	Phase Shift	11, *30deg
Protection	Name	YNd11
Power Quality/Harmonics	Positive Sequence Impedance	
Reliability	Short-Circuit Voltage uk	10, %
Optimal Power Flow	Copper Losses	0, kW
	Zero Sequence Impedance	
	Short-Circuit Voltage uk0	3, %
	SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0, %

Figura 28. Características principales del Type "Trf. 132/13.2".

- **Trf. 13.2/0.69:** aplicado a los transformadores del aerogenerador y el WEC y cuyas características principales son las que se ven en la *Figura 29*, con la única variación de la potencia aparente que en el caso del WEC será de 2 MVA y en el caso del aerogenerador de 4 MVA.

2-Winding Transformer Type - Templates\DlgSILENT DFIG WTG 2.7MW 50Hz\Library\Trf 0.69kV - 13.2kV.TypeTr2

Basic Data	Name	Trf 0.69kV - 13.2kV
Description	Technology	Three Phase Transformer
Version	Rated Power	2,1 MVA
Load Flow	Nominal Frequency	50,0 Hz
Short-Circuit VDE/IEC	Rated Voltage	
Short-Circuit Complete	HV-Side	13,2 kV
Short-Circuit ANSI	LV-Side	0,69 kV
Short-Circuit IEC 61363	Vector Group	
Short-Circuit DC	HV-Side	D
Simulation RMS	LV-Side	YN
Simulation EMT	Phase Shift	5,0 *30deg
Protection	Name	Dyn5
Power Quality/Harmonics	Positive Sequence Impedance	
Reliability	Short-Circuit Voltage uk	6,0 %
Optimal Power Flow	Copper Losses	2,999583 kW
	Zero Sequence Impedance	
	Short-Circuit Voltage uk0	3,0 %
	SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0,0 %

Figura 29. Características principales del Type "Trf. 13.2/0.69".

- **Trf 13.2/0.4 0.25MVA:** aplicado al transformador que va a los servicios auxiliares y cuyas características principales son las que se ven en la *Figura 30*.

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\13.2/0.4 0.25MVA.TypeTr2

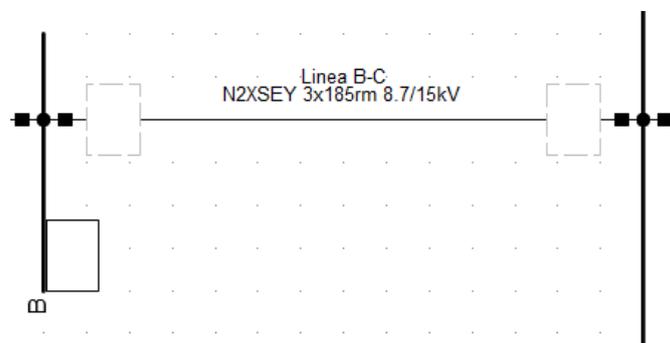
Basic Data	Name	13.2/0.4 0.25MVA
Description	Technology	Three Phase Transformer
Version	Rated Power	0,25 MVA
Load Flow	Nominal Frequency	50,0 Hz
Short-Circuit VDE/IEC	Rated Voltage	
Short-Circuit Complete	HV-Side	13,2 kV
Short-Circuit ANSI	LV-Side	0,4 kV
Short-Circuit IEC 61363	Vector Group	
Short-Circuit DC	HV-Side	YN
Simulation RMS	LV-Side	D
Simulation EMT	Phase Shift	1,0 *30deg
Protection	Name	YNd1
Power Quality/Harmonics	Positive Sequence Impedance	
Reliability	Short-Circuit Voltage uk	6,0 %
Optimal Power Flow	Copper Losses	0,0 kW
	Zero Sequence Impedance	
	Short-Circuit Voltage uk0	3,0 %
	SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0,0 %

Figura 30. Características principales del Type "Trf. 13.2/0.4 0.25MVA".

6.2.3. Líneas

En el caso de las líneas, BiMEP cuenta con 4 cables de una potencia de 5 MW y de una longitud de 1,5 km. Cada cable tiene una sección de 185 mm² en cobre y un aislamiento de 15 kV, aunque solo se tendrá en cuenta uno de los cables, que es el que irá conectado a la plataforma.

Para definir el tramo de la línea, teniendo en cuenta las características comentadas en el apartado anterior, se ha optado por utilizar el modelo de cable predefinido "N2XSEY 3x185rm 8,7/15kV", cuyas características pueden verse en la siguiente [Figura 31](#) y coinciden con las del cable real. Además, se ha definido la distancia de la línea en 1,5 km.



Line Type - \DIgSILENT Library\Equipment Types\Cables\IEC\15kV\Cu\VPE\N2XSEY 3x185rm 8.7/15kV.TypLine

Basic Data	
Description	Name: N2XSEY 3x185rm 8.7/15kV
Version	Rated Voltage: 15, kV
Load Flow	Rated Current: 0,45 kA (in ground) Rated Current (in air): 0,485 kA
Short-Circuit VDE/IEC	Nominal Frequency: 50, Hz
Short-Circuit Complete	Cable / OHL: Cable
Short-Circuit ANSI	System Type: AC Phases: 3 Number of Neutrals: 0
Short-Circuit IEC 61363	Parameters per Length 1,2-Sequence
Short-Circuit DC	AC-Resistance R'(20°C): 0,1021 Ohm/km
Simulation RMS	Reactance X': 0,09738937 Ohm/km
Simulation EMT	Parameters per Length Zero Sequence
Protection	AC-Resistance R0': 0,4085 Ohm/km
	Reactance X0': 0,3895575 Ohm/km

Figura 31. Representación y características principales de la línea.

6.3. SISTEMA DE GENERACIÓN

Para definir el sistema de generación y adaptar el concepto de la plataforma flotante híbrida a las condiciones de conexión disponibles en BiMEP, se ha dimensionado la instalación teniendo en cuenta que la capacidad máxima de los conductores que van a la subestación de tierra es de 5 MW.

En este apartado se explicarán las consideraciones tenidas en cuenta para el dimensionamiento y la elección de los generadores, así como el detalle de los modelos que se utilizarán para implementar el aerogenerador, los WEC y los servicios auxiliares en la herramienta de simulación.

En la [Figura 32](#) puede verse en detalle el sistema de generación y los componentes que lo conforman. Ya que en el apartado anterior se han explicado los transformadores y las barras, en este apartado se profundizará en los modelos específicos para el aerogenerador (verde), el WEC (azul) y los servicios auxiliares (marrón).

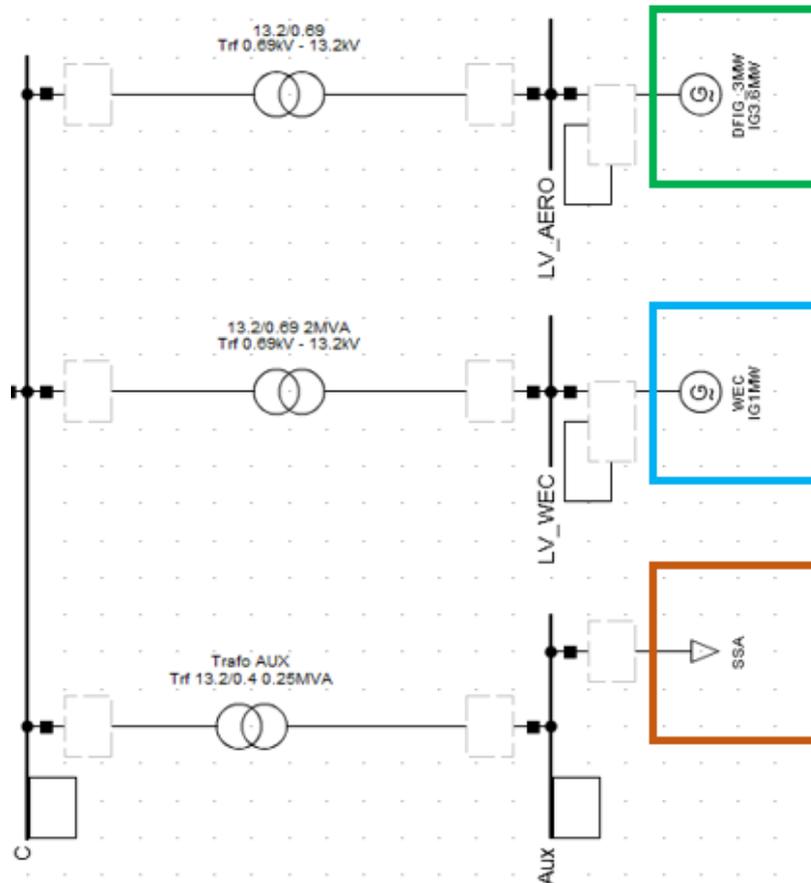


Figura 32. Sistema de generación en detalle.

6.3.1. Aerogenerador

Como se ha explicado previamente, para esta instalación se ha decidido plantear una potencia máxima de 4 MW que se dividirá entre el aerogenerador y los absorbedores de olas.

Se han analizado varios modelos de aerogeneradores, concretamente el E-82 E2 2000 de Enercon, el modelo de General Electric GE 2.5-103, las turbinas V90-3000 de Vestas y el modelo Vensys 120/3000, cuyas curvas de potencia de estos tres modelos pueden verse en la [Figura 33](#).

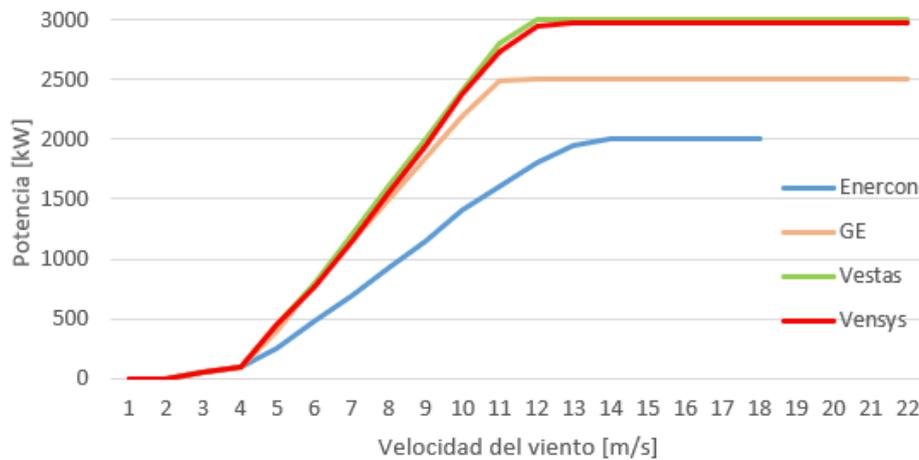


Figura 33. Curvas de potencia de los aerogeneradores [41].

Finalmente se ha decidido elegir el modelo V90-3000 de Vestas como referencia, principalmente por la aplicación de este tipo de turbinas a nivel comercial en varios parques eólicos marinos como los de Barrow o Kentish Flats en Reino Unido, Sprogø en Dinamarca o Belwind I en Bélgica [42].

Se trata de un modelo de potencia nominal de 3000 kW diseñado especialmente para parques offshore. Cuenta con un área de barrido de 6362 m² y un diámetro de 90 m. Es un aerogenerador asíncrono tripala que tiene control de potencia mediante el control del ángulo Pich.

Para modelizar el aerogenerador, se han utilizado las plantillas o "templates" de PowerFactory. El programa cuenta con modelos o tipos predefinidos de diferentes elementos, que pueden editarse para poder facilitar la creación de nuevos modelos.

En este caso, se ha escogido el modelo **DigSILENT DFIG WTG 3.6MW 50Hz** que es un modelo genérico de un generador eólico doblemente alimentado. La razón de esta elección se basa en que, tal y como se ha explicado previamente, el aerogenerador de la plataforma contará con 3 MW de potencia y, además, el modelo cuenta con la opción de realizar simulaciones dinámicas.

Para ajustar el modelo, dentro del modelo de la planta que incluye la plantilla, hay que cambiar los parámetros de potencia aparente (sgn) y potencia nominal (snom) del dispositivo. Además, dentro de la pestaña de "Load Flow" hay que definir la potencia activa y reactiva que se generará, que en este caso serán 3 MW y 0 MW.

El modelo representa una turbina y cuenta con los siguientes datos:

- Característica PQ: La característica P-Q o curva de capacidad, muestra las condiciones de funcionamiento de un generador dentro de los límites de operación del mismo. En el caso del modelo que se empleará, la curva es la que se muestra en la [Figura 34](#).
- Contribución de cortocircuito: La contribución de la máquina al cortocircuito se utiliza especialmente para el análisis en estado estable o permanente.

- Controles dinámicos: El modelo cuenta con varios controles dinámicos con el control del convertidor, el DFIG, la parte mecánica (rotor) y la aerodinámica. En la [Figura 35](#) se muestra el diagrama de control con los diferentes bloques o "Slots" que usa el modelo.

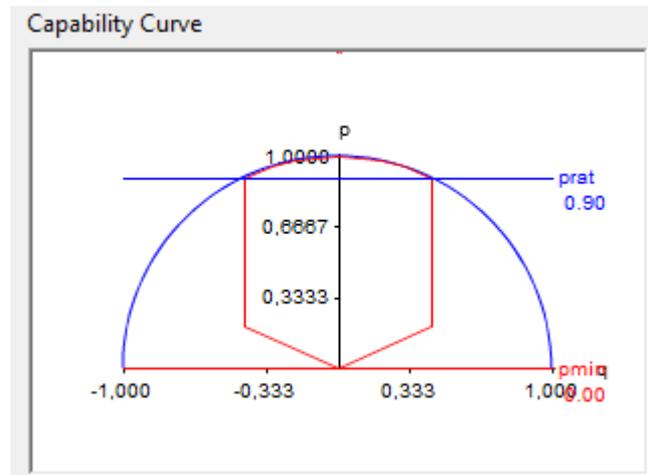


Figura 34. Curva P-Q del modelo del aerogenerador.

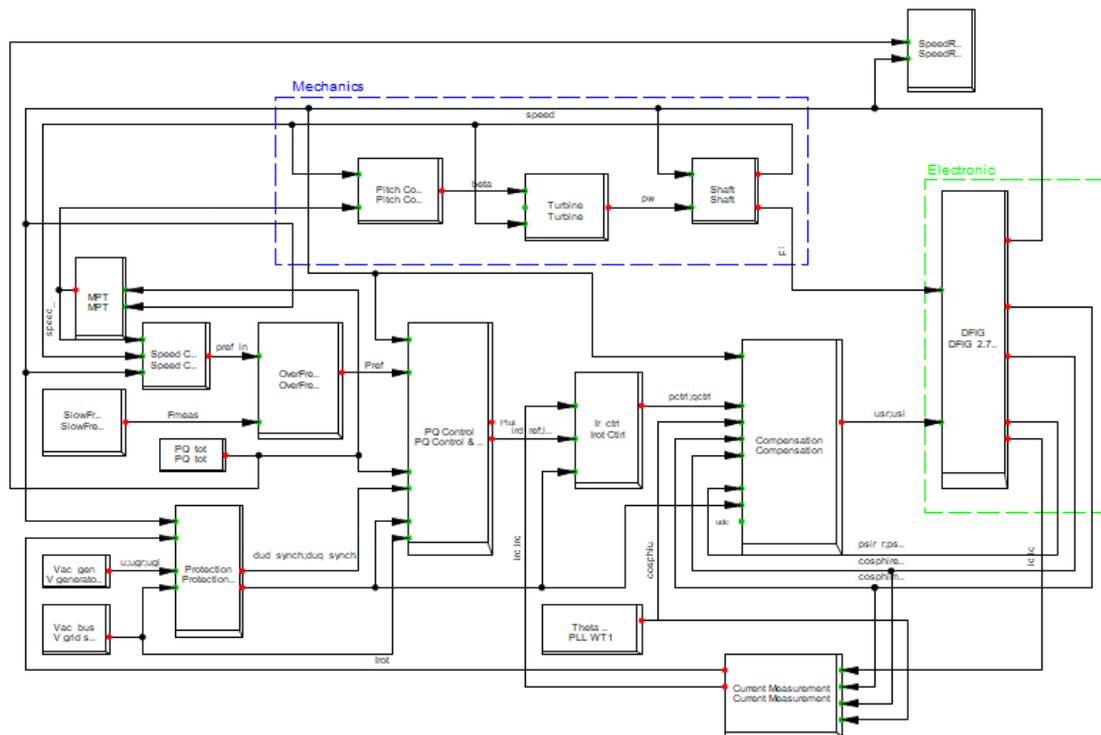


Figura 35. Marco de control del modelo DigSILENT DFIG WTG 3.6MW 50Hz.

Si analizamos este control, a simple vista se puede diferenciar la parte que corresponde a la electrónica (en verde) que es la encargada de generar las señales de corriente que finalmente salen del DFIG, la parte mecánica (en azul) que corresponde con el modelo mecánico de la turbina y el control del ángulo de la misma y el resto de slots que forman el control en sí mismo.

6.3.2. WEC

En el caso de los dispositivos de captación de olas, se ha decidido simular un string de 4 absorbedores OWC que estarían ubicados en la parte de la plataforma orientada a mar abierto. Entre los generadores WEC, el más utilizado es el generador asíncrono y por ello se simularán los dispositivos por medio de un modelo parecido al utilizado para el caso del aerogenerador.

En total se han supuesto 4 convertidores de una potencia de 250 kW, con lo que la potencia total del string sería de 1 MW. En lugar de hacer un modelo compuesto por 4 sistemas independientes, se utilizará una máquina equivalente que tenga una potencia nominal igual a la potencia total, ya que el trabajo se enfoca más en el sentido del comportamiento de la red frente a la inserción de las renovables que en el comportamiento de cada máquina por su cuenta.

En concreto, se ha utilizado el modelo **WTG 1.0 MW 50 Hz**. Las características principales del type se pueden ver en la [Figura 36](#).

Asynchronous Machine Type - \DigSILENT Library\Templates\Wind Turbines\DigSILENT DFIG WTG 1.0MW 50Hz\Library\IG1MW.TypeAsmo

Basic Data	Name	IG1MW
Description	Rated Voltage	0,69 kV
Version	Input Mode	<input type="radio"/> Slip-Torque/Current Characteristic <input checked="" type="radio"/> Electrical Parameter
Load Flow	Power Rating	<input checked="" type="radio"/> Rated Apparent Power 1111, kVA <input type="radio"/> Rated Mechanical Power 973,7354 kW
Short-Circuit VDE/IEC	Rated Power Factor	0,8952112
Short-Circuit Complete	Efficiency at nominal Operation	97,90421 %
Short-Circuit ANSI	Nominal Frequency	50, Hz
Short-Circuit IEC 61363	Nominal Speed	1485,153 rpm
Short-Circuit DC	No of Pole Pairs	2
Simulation RMS	Connection	Y
Simulation EMT		
Protection		
Power Quality/Harmonics		
Reliability		
Optimal Power Flow		

Figura 36. Características principales del modelo DigSILENT DFIG WTG 1.0MW 50Hz.

En cuanto a otro tipo de características, el modelo corresponde al grupo de plantillas de WTG y, por consiguiente, la curva PQ que se da en valores por unidad, se corresponde con la mostrada en la [Figura 34](#).

6.3.3. Servicios auxiliares (SSA)

En el caso de los servicios auxiliares, se ha utilizado el modelo de carga general (General Load) que puede verse en la [Figura 37](#). Se han definido los parámetros del componente, y la potencia activa que consume se ha fijado en 0,2 MW.

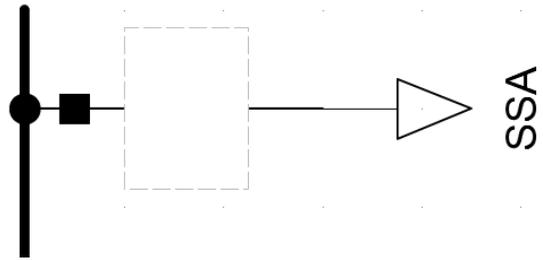


Figura 37. Símbolo de carga general (General load).

7. ESTUDIO DE INTEGRACIÓN DEL SISTEMA EN LA RED

Una vez realizado el diseño del modelo eléctrico y especificadas las características del mismo, el siguiente paso será analizar la integración del sistema en la red. Para ello, será necesario analizar la normativa vigente teniendo en cuenta el emplazamiento en el que se va a realizar esa conexión ya que la normativa en cada país es diferente.

Los Códigos de Red (CdR) europeos constituyen un conjunto de Reglamentos Europeos adoptados por la Unión Europea (UE) y que son de aplicación directa en todos los países miembros. Según el Reglamento (CE) 714/2009 del Parlamento Europeo [43], que fue donde se estableció la necesidad de los CdR, el objetivo de los mismos es contribuir a la armonización, integración y eficiencia del mercado eléctrico europeo.

El CdR se encarga de regular tres aspectos generales del sistema eléctrico: la conexión a red, la operación del sistema y el mercado eléctrico [44].

- Códigos de Red de Conexión: define los requerimientos que deben cumplir las instalaciones de generación de electricidad, de consumo y de distribución de energía, así como las de transporte a alta tensión que se conectan al sistema.
- Códigos de Red de Operación: establece las reglas y procedimientos necesarios para gestionar y operar la red en situaciones de emergencia, ausencias de suministro o eventos inesperados, promoviendo de manera segura las interconexiones y compatibilizando el desarrollo de los diferentes operadores del sistema de transporte.
- Códigos de Red de Mercado: sienta las bases del mercado eléctrico interno, en cuanto al cálculo y la asignación de capacidad en los escenarios tanto a largo plazo como a corto plazo (diario e intradiario), encargándose también de regular el funcionamiento de los mercados de balance eléctrico.

El estudio que se va a realizar en el marco de este Trabajo de Fin de Máster se centra en la integración de una planta de generación híbrida en la red y, por tanto, los requisitos que se analizarán son parte de los Códigos de Red de Conexión.

En el presente apartado, en primer lugar, se estudiará la normativa a aplicar en el caso de este trabajo y posteriormente se realizarán los estudios estáticos y dinámicos pertinentes siguiendo el CdR.

7.1. ESTUDIO DE LA NORMATIVA DE CONEXIÓN A RED

En el caso del presente trabajo, la conexión se plantea en BiMEP por lo que la normativa que se debe cumplir viene descrita por los requisitos generales que se detallan en los Procedimientos de Operación. En España, REE (Red Eléctrica de España) es la operadora de red y por tanto la encargada de definir este tipo de normativas.

REE es responsable de gestionar los procedimientos de acceso y conexión a red, así como la puesta en servicio. En ese sentido, el procedimiento de conexión a red cuenta con varias etapas:

- Acceso a red: REE evalúa los requisitos de seguridad y calidad de suministro, así como la viabilidad del proyecto. En caso de nuevas instalaciones, se deposita un aval por parte del agente que desarrolla el proyecto y se realiza la tramitación pertinente. Tras un periodo de análisis, REE determina si el acceso a red es concedido o rechazado.
- Conexión a red: Se analiza la viabilidad técnica y de ingeniería de la conexión en caso de ser aceptado, se firma un Contrato Técnico de Acceso que permite el desarrollo y construcción de la nueva instalación. Tras la obtención del contrato, los agentes promotores deben presentar la solicitud correspondiente, al mismo tiempo que el Proyecto Básico y el programa de Ejecución de la instalación y con esta información REE deberá comprobar las condiciones técnicas de la conexión. Tras esta revisión se emitirán el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas de Conexión y el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión, que constituyen el permiso de conexión para el solicitante.
- Puesta en marcha: Por último, tras realizar los estudios y pruebas correspondientes, el operador de red (REE) otorga el permiso de puesta en servicio y así finaliza el proceso de conexión.

Con el fin de verificar que la conexión de la instalación a la red es viable, deben realizarse una serie de estudios. Los estudios pueden ser en régimen permanente o en régimen transitorio (dinámicos) y se distinguen dos regímenes de operación: operación normal y operación perturbada. Estos estudios se encontrarían dentro de los procesos de acceso a red y conexión a red.

En el caso del presente trabajo, se analizarán por un lado los estudios en régimen de operación normal y por otro los estudios de régimen de operación perturbada. En el primero de los casos, se incluyen el estudio de flujo de cargas, el estudio de la curva de potencia, los requisitos del sistema ante variaciones de frecuencia o de tensión o los requisitos en cuanto a tensión y potencia activa. En el caso de los estudios de régimen de operación perturbada en cambio, se estudiarán los requisitos ante huecos de tensión y los requisitos de recuperación de potencia activa ante faltas, teniendo en cuenta las limitaciones del modelo.

Los códigos de red tienen una aplicación diferente en función de las características de la instalación a analizar. Esto quiere decir que en función de algunos parámetros característicos sistema que se va a conectar, los requisitos que se exigen a la hora de cumplir ciertos márgenes en las variables, así como el procedimiento a seguir para estudiar esas variables cambian.

En el caso de la normativa española, se tiene en cuenta la significatividad del Módulo de Generación de Electricidad (MGE) que en este caso sería la plataforma de generación híbrida. La significatividad se evalúa en función de la capacidad máxima y la tensión en el punto de conexión con la red (PCC, del inglés *Point of Common Coupling*). En la siguiente tabla (*Tabla 7*) se muestran los diferentes tipos de centrales.

Tabla 7. Tipos de centrales según la normativa.

Tipo	Capacidad máxima	Tensión en PCR
A	0,8 kW ≤ P ≤ 100 kW	V ≤ 110 kV
B	100 kW ≤ P ≤ 5 MW	V ≤ 110 kV
C	5 MW ≤ P ≤ 50 MW	V ≤ 110 kV
D	50 MW < P	V > 110 kV

En el caso de los sistemas Tipo D, la condición es que se cumpla uno de los dos márgenes, y en el caso de la instalación que es objeto de estudio, la tensión en el punto de conexión es de 132kV, por lo que el tipo de sistema considerado será el Tipo D.

Para realizar el estudio de integración del sistema en la red, se ha tenido en cuenta la denominada Norma Técnica de Supervisión (NTS) [45]. La norma desarrolla el procedimiento de evaluación de requisitos de conexión de generadores a la red, donde se tratan los aspectos que deben cumplir los MGE según el Reglamento UE 2016/631 [46] y la Orden TED 749/2020 [47].

Teniendo en cuenta el tipo de central, los estudios que se marcan como necesarios para analizar la conexión a red de la instalación se enumeran en la siguiente lista:

- Modo de regulación potencia-frecuencia limitado sobrefrecuencia (MRPFL-O).
- Modo de regulación potencia frecuencia (MRPF).
- Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima.
- Control de potencia reactiva en módulos de parque eléctrico (MPE).
- Requisitos de robustez: Recuperación de potencia activa después de una falta, capacidad para soportar huecos de tensión y capacidad de inyección rápida de corriente de falta.

Además de los estudios citados, se realizarán algunos estudios básicos adicionales como la ejecución de un flujo de cargas, con el fin de realizar un análisis lo más completo posible de la integración de la central en la red.

7.2. ESTUDIOS EN REGIMEN DE OPERACIÓN NORMAL

Dentro de los estudios en régimen de operación normal, se encuentran el flujo de cargas, el estudio de la curva de potencia, los requisitos del sistema ante variaciones de frecuencia o de tensión o los requisitos en cuanto a tensión y potencia activa.

A continuación, se detallará en qué consiste cada estudio y cómo se ha realizado cada uno de ellos.

7.2.1. Flujo de cargas

El primer estudio que se realizará es el estudio de flujo de cargas. Mediante este estudio, se definen los flujos de potencias que se dan en el sistema eléctrico y sirve para conocer mejor el comportamiento del mismo. Es el caso base para comprender el funcionamiento de un sistema y muestra el comportamiento en estado estacionario del sistema, dando a conocer las condiciones iniciales de régimen permanente.

En la [Figura 38](#) se muestra el análisis de flujo de cargas obtenido mediante la simulación y en la [Tabla 8](#) pueden verse los valores del estado de carga y de las corrientes en los principales componentes de la instalación en condiciones de trabajo a valores nominales.

7.2.2.1. MRPFL-O

El objetivo del estudio de Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado Sobrefrecuencia es verificar que el MGE es capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia adecuadamente.

A la hora de realizar este ensayo, deben tenerse en cuenta los siguientes términos:

- f_n : frecuencia nominal que tendrá un valor de 50 Hz.
- Δf : desvío de la frecuencia f respecto a f_n .
- P_{ini} : Potencia activa inicial, es la potencia activa de la unidad de generación de electricidad (UGE) antes de la perturbación y será la potencia de ensayo.
- ΔP : desvío de la potencia activa, es la variación en la salida de la potencia activa del MGE y se corresponde con la diferencia respecto a P_{ini} .
- P_{ref} : potencia de referencia, es la potencia activa de referencia a la que está referida ΔP .

Según el reglamento [46], el MGE debe ser capaz de activar el suministro de acuerdo con la [Figura 39](#).

Otro factor a tener en cuenta es el estadismo (s_2) que es la característica técnica de una unidad de generación, que determina la variación porcentual de potencia por cada unidad de variación porcentual de frecuencia. Es decir, es la inversa de la pendiente de la característica potencia-frecuencia y sirve para relacionar ΔP y Δf .

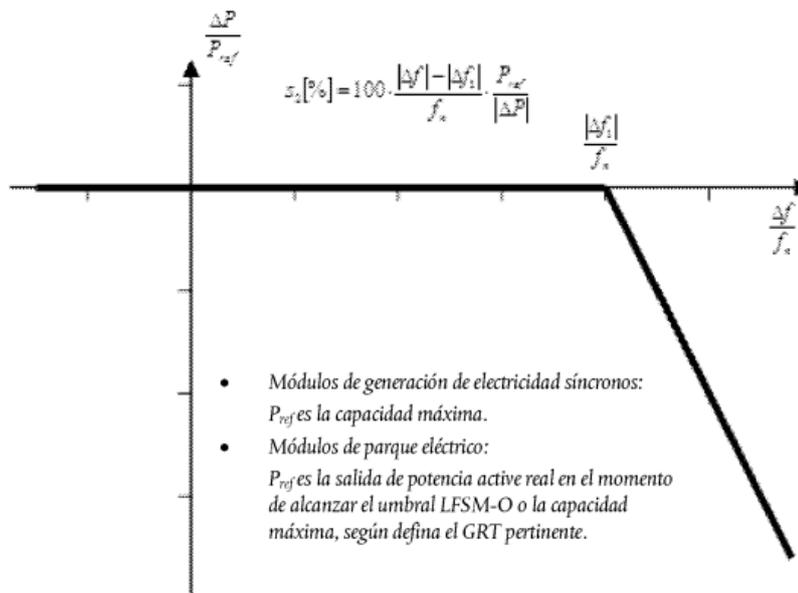


Figura 39. Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia de los MGE en MRPFL.

Además de estos parámetros, también se tienen en cuenta los siguientes 3 términos relativos al tiempo, que reflejan el comportamiento del MRPFL-O y que se pueden ver de forma gráfica en la *Figura 40*. Los tres términos son el tiempo de retraso inicial (t_a), el tiempo de respuesta (t_r) y el tiempo de establecimiento (t_e):

- Tiempo de retraso inicial (t_a): es el tiempo de activación del MRPFL-O. Es el tiempo que transcurre desde que se detecta un cambio de frecuencia hasta que se produce una variación del 1% de la respuesta esperada (ΔP).
- Tiempo de respuesta (t_r): es el tiempo necesario para alcanzar el 90% de la respuesta (ΔP) sin incluir el retraso inicial t_a . En el caso del presente ensayo, este valor se calculará teniendo en cuenta el valor inicial de la potencia (P_{ini}) y el valor final ($P_{ini} + \Delta P$).
- Tiempo de establecimiento (t_e): es el tiempo para que la respuesta permanezca dentro de una banda de error menor al $\pm 5\%$ de la respuesta medida, ΔP sin incluir el tiempo de retraso inicial t_a .

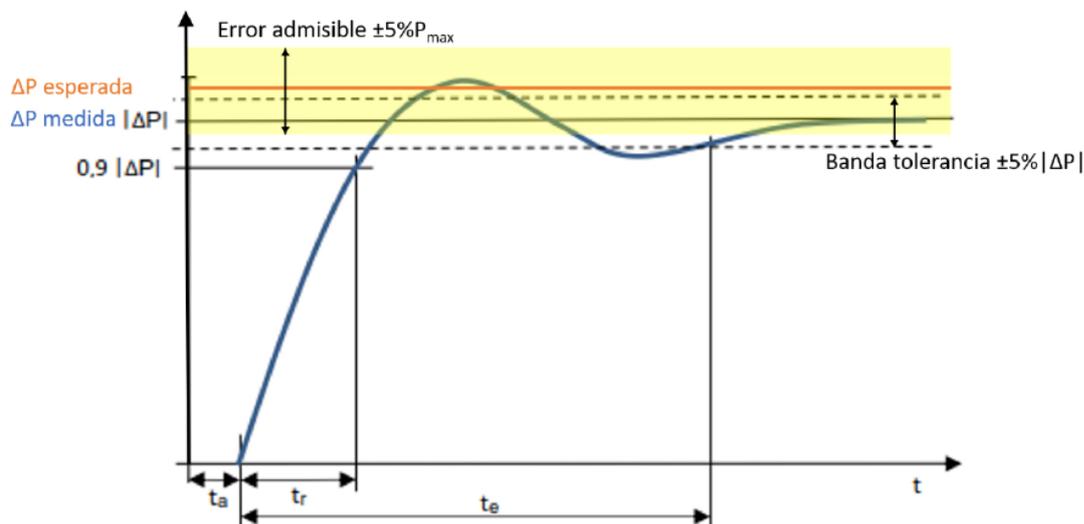


Figura 40. Ejemplo de respuesta en potencia que ilustra los tiempos t_a , t_r , y t_e definidos más arriba.

Teniendo eso en cuenta, debe ensayarse la capacidad de activación del MRPFL-O a 50,2 Hz y 50,5 Hz, para estadismos del 2% y del 12%, con escalones de frecuencia suficientemente amplios para activar un cambio de potencia activa mayor o igual al 10% de P_{max} .

Se realizarán los ensayos para todo el rango admisible de s_2 y del umbral de activación (Δf_1), considerando diferentes combinaciones para evaluar la capacidad de la instalación. En concreto, según la NTS los ensayos a realizar serán los siguientes:

- Ensayo OS2F2: $s_2=2\%$ y $\Delta f_1=0,2$ Hz.
- Ensayo OS2F5: $s_2=2\%$ y $\Delta f_1=0,5$ Hz.
- Ensayo OS12F2: $s_2=12\%$ y $\Delta f_1=0,2$ Hz.
- Ensayo OS12F5: $s_2=12\%$ y $\Delta f_1=0,5$ Hz.

La norma define los puntos que deben simularse dentro de cada uno de los ensayos y los datos a recoger, que serán la diferencia de potencia registrada en porcentaje (ΔP), la desviación y los tiempos de retraso, respuesta y establecimiento previamente definidos.

Para comprobar estos requisitos es necesario realizar simulaciones dinámicas. A continuación se describe la metodología seguida. En primer lugar, se ha sustituido el componente de Red Externa por una fuente de tensión ideal conectada al bus A, cuyo símbolo y características pueden verse en la *Figura 41*. Las características de esta fuente coinciden con las de la red, con una tensión de 132 kV. Esta sustitución se debe a que para poder introducir las variaciones de frecuencia que dicta el CdR es necesario disponer de la opción de modificar esta variable, lo cual no es posible con el modelo de red externa.

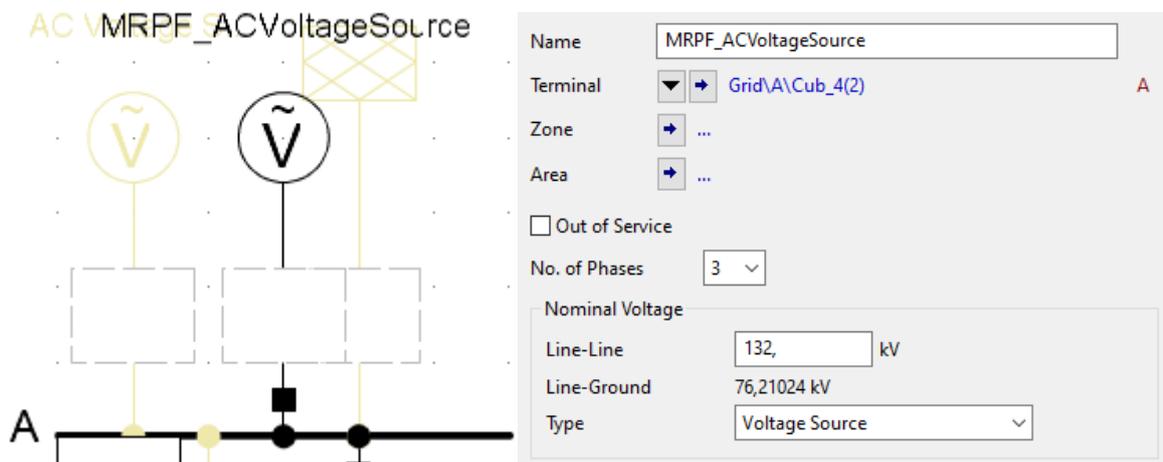


Figura 41. Fuente de tensión ideal.

El siguiente paso es crear los diferentes eventos de variación de frecuencia. Para ello, se crea una serie de eventos de simulación, dentro de un caso de simulación. Dado que tienen que analizarse los 4 casos citados previamente, se han creado 4 casos de simulación, que pueden verse en la *Figura 42*.

Summary Grid
MRPFL-OS2F5
MRPFL-OS2F2
MRPFL-OS12F5
MRPFL-OS12F2

Figura 42. Casos de simulación de MRPFL-O.

Dentro de cada caso se crean los eventos de frecuencia requeridos, seleccionando el objeto en el que se quiere introducir la variación (AC Voltage Source), el momento en el que se introduce la misma y la variable que se desea editar. En este caso, la variable que se debe modificar se llama F0Hz, a la que se dará el valor pertinente en cada punto del ensayo. En la *Figura 43* puede verse un ejemplo de la creación de estas variaciones, concretamente para el punto 7 del ensayo OS2F2 con $s_2=2\%$ y $\Delta f_1=0,5$ Hz, donde en el segundo 5 se pasa del valor de referencia de la frecuencia a un valor de 50,7 Hz.

Out of Service

Execution Time

Absolute

hours h

minutes min

seconds s

Element Grid\AC Voltage Source

Name of Variable

New Value

Recompute System-Matrix

Figura 43. Ejemplo de creación de evento. Caso OS2F2_7.

Para incluir las condiciones de estatismo y umbral de frecuencia en el modelo, es necesario editar el control de frecuencia de los modelos de generación eólica y undimotriz. Esto se hace dentro del modelo de planta de cada máquina, en el Slot o bloque "OverFrequPwr Reduccion". El umbral de frecuencia se introduce en la variable llamada "fLow" mientras que el estatismo en la variable "PHz". En el caso del estatismo, el CdR da el valor en porcentaje, por lo que hay que adecuarlos para introducirlos a % de Hz. La [Ec.15](#) muestra el ajuste que debe introducirse para un estatismo del 2%, mientras que la [Ec.16](#) se corresponde con el estatismo de 12%.

$$PHz2\% = \frac{100}{(50 \cdot 0.02)} = \frac{100}{1} = 100 \quad \text{Ec.15}$$

$$PHz12\% = \frac{100}{(50 \cdot 0.12)} = \frac{100}{6} = 16,6 \quad \text{Ec.16}$$

En la [Figura 44](#) se puede ver la configuración introducida para el caso de OS2F2 y en la [Figura 45](#) el resultado de la simulación para el evento de la [Figura 43](#).

Name

Model Definition ... DFIG Model\ActivePowerReduction

Out of Service A-stable integration algorithm

	Parameter
fUp Start of Act. Power Reduction [Hz]	50,
fLow End of Act. Power Reduction [Hz]	50,2
PHz Gradient of Act. Power Reduction [%/Hz]	100,
Tfilter PT1-Filter Time Constant [s]	0,01
p_min Minimal active power [pu]	0,1
negGrad Neg Gradient for Power Change [pu/s]	-0,01
posGrad Pos Gradient for Power Change [pu/s]	0,01

Figura 44. Ejemplo de ajuste para el caso OS2F2.

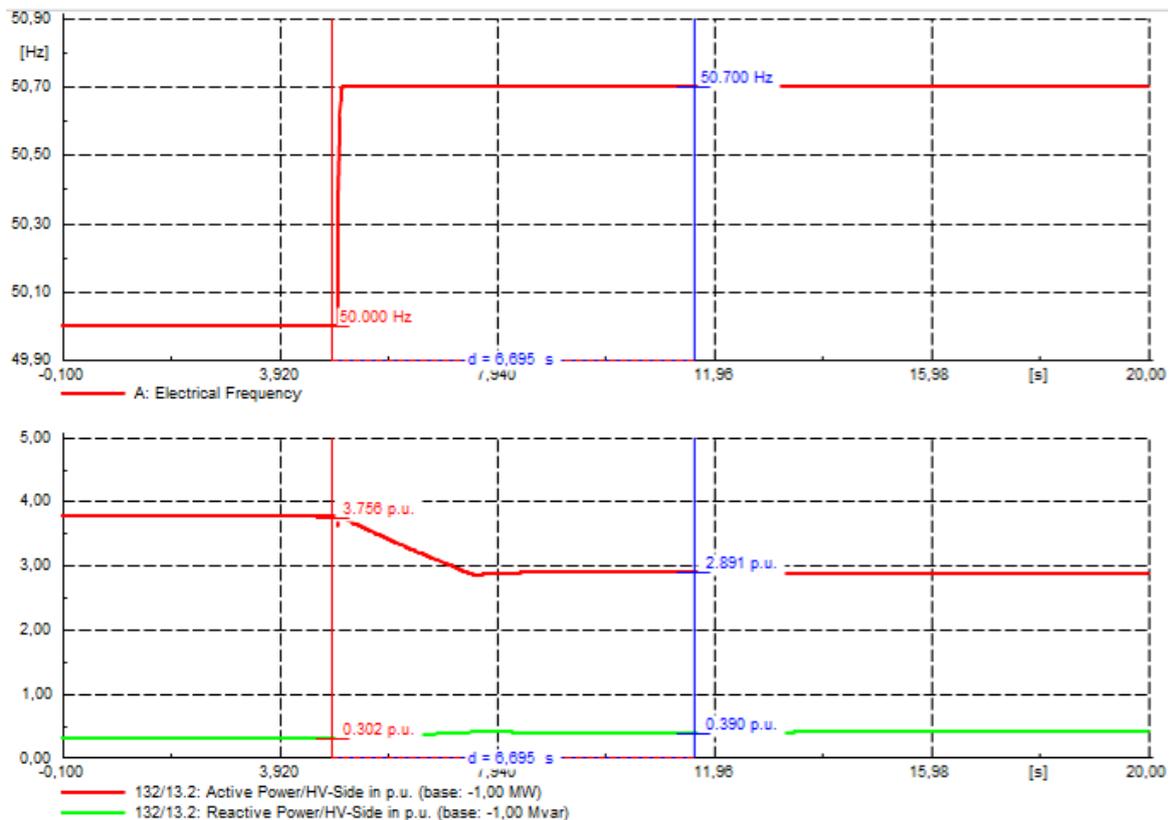


Figura 45. Resultado de la simulación para el caso OS2F2_7.

Siguiendo este procedimiento, se ha realizado el estudio de los diferentes ensayos y casos, recogiendo los resultados como se ve en la [Tabla 9](#), la [Tabla 10](#), la [Tabla 11](#) y la [Tabla 12](#).

Tabla 9. Ensayos MRPFL-O. Estatismo 2% y umbral de frecuencia 50.2 Hz.

OS2F2	F(Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) esperada	ΔP (%) registrada	Desviación (%)	90% ΔP (%) registrada	Tr(s) a 90% de ΔP registrada	Ta	Te (s)
1	50.1	0	0,000	0,000	0,000	0,00000	0,00000	0,00000
2	50.3	-10	-8,493	-1,507	-7,644	0,11470	0,00027	0,07730
3	50.4	-20	-18,797	-1,203	-16,917	0,19975	0,00050	0,17839
4	50.5	-30	-29,180	-0,820	-26,262	0,29211	0,00059	0,28602
5	50.6	-40	-39,830	-0,170	-35,847	0,38572	0,00061	0,39484
7	50.7	-50	-50,479	0,479	-45,431	0,47069	0,00090	0,49556

Tabla 10. Ensayos MRPFL-O. Estatismo 2% y umbral de frecuencia 50.5 Hz.

OS2F5	F(Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) esperada	ΔP (%) registrada	Desviación (%)	90% ΔP (%) registrada	Tr(s) a 90% de ΔP registrada	Ta	Te (s)
1	50,4	0	0,000	0,000	0,000	0,00000	0,00000	0,0000
2	50,6	-10	-8,493	-1,507	-7,644	0,11605	0,00017	0,0764
3	50,7	-20	-18,797	-1,203	-16,917	0,21021	0,00026	0,1884
4	50,8	-30	-29,233	-0,767	-26,310	0,30067	0,00036	0,2947
5	50,9	-40	-39,830	-0,170	-35,847	0,38588	0,00044	0,3952
7	51,0	-50	-50,479	0,479	-45,431	0,47833	0,00072	0,5031

Tabla 11. Ensayos MRPFL-O. Estatismo 12% y umbral de frecuencia 50.2 Hz.

OS12F2	F(Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) esperada	ΔP (%) registrada	Desviación (%)	90% ΔP (%) registrada	Tr(s) a 90% de ΔP registrada	Ta	Te (s)
1	50,1	0	0,000	0,000	0,000	0,00000	0,00000	0,0000
2	50,8	-10	-8,493	-1,507	-7,644	0,10479	0,00013	0,0651
3	51,4	-20	-18,797	-1,203	-16,917	0,19268	0,00014	0,1710
4	50,1	0	0,000	0,000	0,000	0,00000	0,00000	0,0000
5	51,4	-20	-18,797	-1,203	-16,917	0,19268	0,00014	0,1710

Tabla 12. Ensayos MRPFL-O. Estatismo 12% y umbral de frecuencia 50.5 Hz.

OS12F5	F(Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) esperada	ΔP (%) registrada	Desviación (%)	90% ΔP (%) registrada	Tr(s) a 90% de ΔP registrada	Ta	Te (s)
1	50,4	0	0,000	0,000	0,000	0,00000	0,00000	0,0000
2	51,1	-10	-8,493	-1,507	-7,644	0,10879	0,00007	0,0696
3	51,4	-15	-13,578	-1,422	-12,220	0,15591	0,00010	0,1259
4	50,1	0	0,000	0,000	0,000	0,00000	0,00000	0,0000
5	51,4	-15	-13,578	-1,422	-12,220	0,10879	0,00007	0,0696

Los criterios que define el CdR para la aceptación del ensayo son los siguientes:

- Ante la reducción de potencia activa durante la subida de frecuencia el tiempo de retraso inicial (ta) será menor o igual al tiempo de activación de la respuesta en potencia establecido para el MRPF, el tiempo de respuesta (tr) será menor o igual a 2 s para una variación de potencia activa hasta el 50% de la potencia máxima y el tiempo de establecimiento será menor a 20 s.
- En los ensayos se admitirá una desviación del $\pm 5\%$ de la Pmax en la potencia activa registrada respecto a la potencia activa esperada.

Teniendo en cuenta las simulaciones y los resultados llevados a cabo, se puede concluir que los requisitos se cumplen ampliamente ya que tanto los valores de los tiempos medidos como la desviación de potencia se encuentran dentro de los rangos definidos.

7.2.2.2. MRPF

El segundo ensayo relacionado con la variación de frecuencia es el MRPF, cuyo objetivo es verificar que el MGE es capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia conforme a lo indicado en el artículo 15.2.d del Reglamento [46] y el artículo 1.8. de la orden TED [47].

En este caso se evaluará el requisito a nivel de MGE, mediante el uso del modelo completo de la instalación conectada a red. Para ello, en primer lugar, se definirán las condiciones iniciales requeridas, que vienen recogidas en la NTS y se muestran a continuación:

- Potencia al 80% de Pmax a nivel de MGE.

- Tensión de 1 p.u. en el lado de AT del transformador.
- Potencia reactiva nula ($Q=0$) a nivel de MGE.
- Frecuencia de ensayo de 50 Hz
- Scc infinita.
- Intervalo de potencia activa en relación con la capacidad máxima.
- Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia igual a 10 mHz.
- Banda muerta de respuesta con variación de frecuencia igual a 0 mHz.
- Estatismo del 5%.

En cuanto a los términos importantes a tener en cuenta en este ensayo están el Retraso inicial (t_1) y el tiempo de activación total (t_2):

- Retraso inicial (t_1): se refiere al tiempo de activación de la regulación, tomando como referencia el momento en el que se detecta un cambio de frecuencia que requiera regulación hasta el 1% de variación de la respuesta esperada (ΔP).
- Tiempo de activación total (t_2): se refiere al tiempo de activación de la regulación frente a Δf_1 (umbral de activación) que dé lugar a una respuesta igual a $\Delta P_1/P_{\max}$.

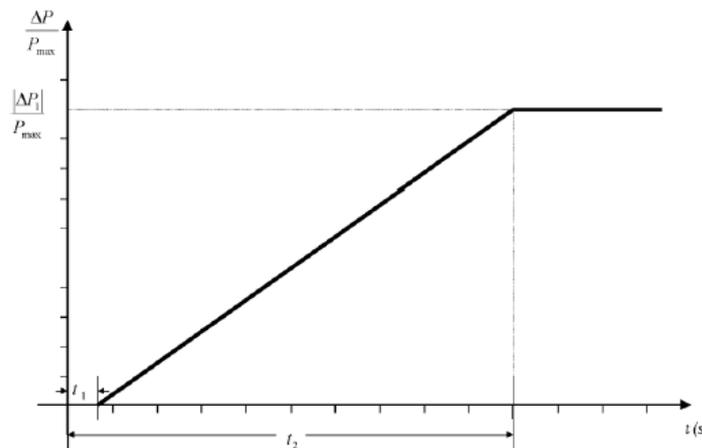


Figura 46. Capacidad de respuesta del modo MRPF que ilustra los tiempos t_1 , y t_2 .

En primer lugar, se ejecuta un flujo de cargas en el que se ve cómo las condiciones en estado estable se cumplen, ya que la tensión en el lado de AT es de 1 pu, la potencia activa es de 3MW (80% de 3,8 MW) y la potencia reactiva es de 0 MVar.

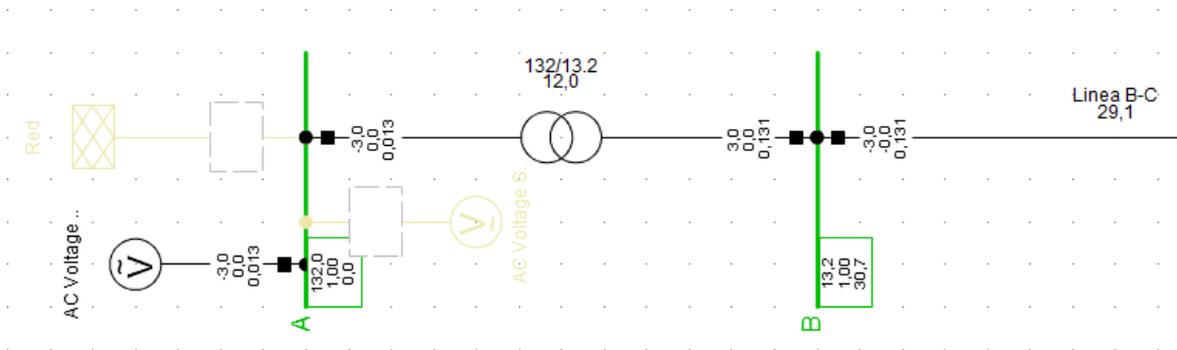


Figura 47. Flujo de cargas para condiciones iniciales del ensayo MRPF.

Visto esto, tras calcular las condiciones iniciales para la simulación dinámica se ejecuta la misma. Los puntos a ensayar vienen recogidos en la tabla de la [Figura 48](#) siguiendo el mismo procedimiento que en el apartado anterior y se ha optado por una simulación de 100 segundos, en la que los diferentes puntos se ejecuten uno detrás del otro. Este factor es importante a la hora de completar la tabla, ya que la potencia inicial de cada punto de ensayo será la potencia final del punto de ensayo anterior.

Nº punto de simulación	f (Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) esperada	ΔP (%) registrada	Desviación (%)	t ₁ (s)	t ₂ (s)	Rango potencia admisible (% de $\Delta P/P_{max}$). (Se considera error $\pm 5\%$ de ΔP)
1	50,00	0%				NA	0%
2	50,02	-0,8%				NA	[-0,84%; -0,76%]
3	50,10	-4%				NA	[-4,16%; -3,84%]
4	50,20	-8%					[-8,20%; -7,80%]
5 *	50,30	-8%				NA	[-8,20%; -7,80%]

Tabla 14. Simulación complementaria MRPF (sobrefrecuencia).

Figura 48. Puntos de ensayo MRPF a nivel de MGE.

Con ello, los resultados obtenidos se muestran en la [Tabla 13](#) y de manera gráfica en la [Figura 49](#). En la representación gráfica pueden verse los escalones de frecuencia de cada uno de los casos, así como la evolución de la potencia activa en cada tramo. Se observan algunas oscilaciones antes de la estabilización final de la potencia en el nuevo valor y cómo por encima de los 50,2 Hz la potencia se mantiene constante.

Tabla 13. Ensayos MRPF (sobrefrecuencia).

OS12F5	F(Hz)	$\Delta P/P_{max}$ (%) esperada	ΔP (%) registrada	Desviación (%)	t ₁ (s)	t ₂ (s)	Rango potencia admisible (% de $\Delta P/P_{max}$)
1	50,00	0,0	0	0,000	0,0000	NA	0%
2	50,02	-0,8	-0,333	-0,467	0,1337	NA	[-0,84% ; -0,76%]
3	50,10	-4,0	-3,867	-0,133	0,9381	NA	[-4,16% ; -3,84%]
4	50,20	-8,0	-8,067	0,067	2,4337	21,671078	[-8,2% ; -7,8%]
5	50,30	-8,0	-8,067	0,067	2,4337	NA	[-8,2% ; -7,8%]

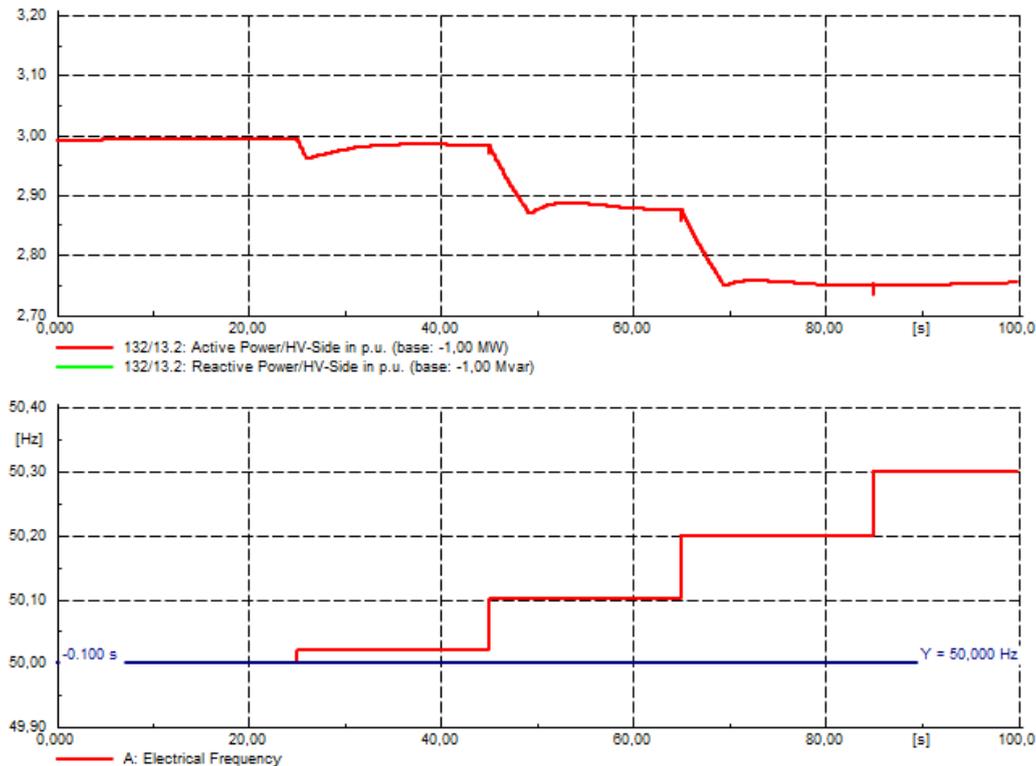


Figura 49. Curvas de potencia y frecuencia obtenidas en PF para el ensayo MRPf.

En cuanto a la validación de los resultados del ensayo, el CdR marca los siguientes requisitos a cumplir:

- No deben producirse oscilaciones no amortiguadas en la respuesta durante las transiciones entre puntos de ensayo.
- Los tiempos de respuesta para módulos de generación sin emulación de inercia, el retraso inicial máximo admisible será igual a 500 ms y el tiempo de activación total de 30 s.
- Se admitirá una desviación del $\pm 1\%$ de la P_{max} en la potencia activa registrada respecto a la potencia activa esperada.

Analizando los valores de la tabla de resultados y la evolución de la simulación puede concluirse que se cumplen los requisitos definidos, a excepción de la desviación de potencia. En los pasos entre diferentes puntos se ve una transición casi inmediata y con una pequeña oscilación negativa pero despreciable teniendo en cuenta la evolución de la curva, los tiempos de respuesta y activación están por debajo de 500 ms y 30 s respectivamente. No obstante, en los primeros dos puntos del ensayo la desviación máxima es excedida en un 3% y un 0,033%.

7.2.3. Requisitos ante variaciones de tensión

Dentro de los requisitos que debe cumplir una instalación en cuanto a las variaciones de tensión, se puede diferenciar entre los requisitos de tensión de los MGE y los requisitos de tensión de los MPE.

7.2.3.1. Requisitos de tensión de MGE

El Código de Red define que en el caso de los MGE de tipo D, los módulos deben permanecer conectados a red y funcionar dentro de los rangos que se muestran en la [Tabla 14](#). La tabla muestra los periodos de tiempo mínimos, durante los cuales el MGE debe funcionar para tensiones que se desvíen del valor de referencia (1 pu) en el punto de conexión a red (PCR) sin desconectarse siendo la base de tensión un valor entre 110 kV y 300 kV. Esta tabla será de aplicación para el presente trabajo, ya que la tensión base es de 132 kV.

Tabla 14. Rangos de tensión y periodos de funcionamiento para centrales Tipo D.

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,85 pu- 0,90 pu	60 minutos
0,90 pu- 1,118 pu	Ilimitado
1,118 pu- 1,15	60 minutos

7.2.3.2. Requisitos de tensión de los MPE

La instalación se considera como un módulo de producción eléctrica y, por tanto, para analizar el comportamiento de la misma ante variaciones de tensión, se realizará el ensayo de "Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima".

Dentro de este requisito, se distinguen la capacidad de potencia activa cuando la capacidad de la central es máxima y cuando está por debajo de esta. A continuación, se analizarán ambos casos:

- **Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima:** Los gestores de red son los encargados de especificar los requisitos en función de la tensión variable y para ello especifican los llamados perfiles U-Q/P_{max}. Este perfil define los límites en los que el MPE debe suministrar potencia reactiva y debe estar dentro del marco que se ve en la [Figura 50](#).

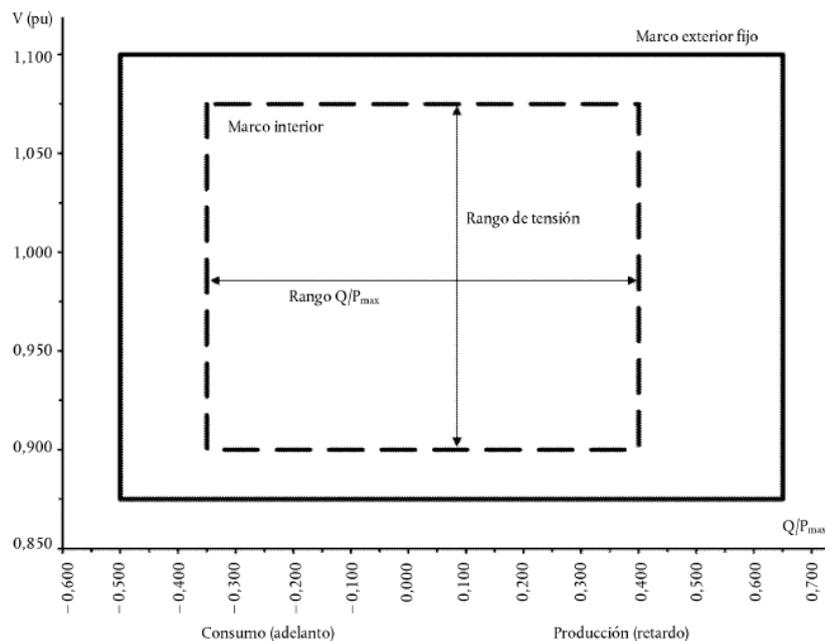


Figura 50. Marco U-Q/P_{max} para centrales tipo D a capacidad máxima.

El diagrama de dicha figura, representa los límites de un perfil $U-Q/P_{\max}$ según la tensión en el PCR. El perfil realmente expresa la relación entre el valor real de tensión (V) y el valor de referencia 1 pu, en función de la relación que hay, en un determinado instante, entre la potencia reactiva (Q) y la capacidad máxima (P_{\max}).

Cabe destacar que las dimensiones del marco interior del diagrama $U-Q/P_{\max}$ varían en función de la zona síncrona en la que se encuentran. Las dimensiones las marcan el rango de Q/P_{\max} y el rango de tensión, tal y cómo muestra la [Tabla 15](#). Teniendo eso en cuenta, en el caso de la conexión que se está analizando, los límites serían 0,75 y 0,225 ya que la ubicación se encuentra en la Zona síncrona de Europa continental.

Tabla 15. Parámetros del marco interior para diferentes zonas.

Zona síncrona	Rango máximo de Q/P_{\max}	Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente (pu)
Europa continental	0,75	0,225
Países Nórdicos	0,95	0,150
Gran Bretaña	0,66	0,225
Irlanda e Irlanda del Norte	0,66	0,218
Estados Bálticos	0,80	0,220

Volviendo al diagrama $U-Q/P_{\max}$, según lo descrito en [47], para parques eléctricos tipo D el diagrama para un módulo trabajando a potencia máxima es el que se muestra en la [Figura 51](#), donde para tensiones entre 110-300 kV el máximo de tensión es de 1,10 pu y se muestra con líneas discontinuas.

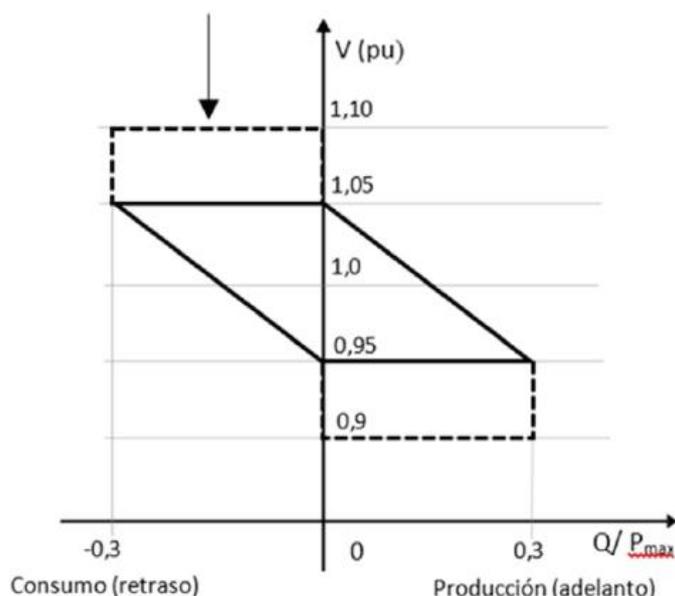


Figura 51. Diagrama $U-Q/P_{\max}$ para centrales tipo D a capacidad máxima.

- **Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima:** al igual que en el caso anterior, el gestor de red especificará los requisitos siguiendo el mismo procedimiento. En este caso, al funcionar con una salida de potencia activa

inferior a la máxima, el MPE deberá suministrar la potencia reactiva necesaria en todo momento. Además, en este caso, se da un diagrama P-Q/P_{max} tal como se muestra en la *Figura 52*.

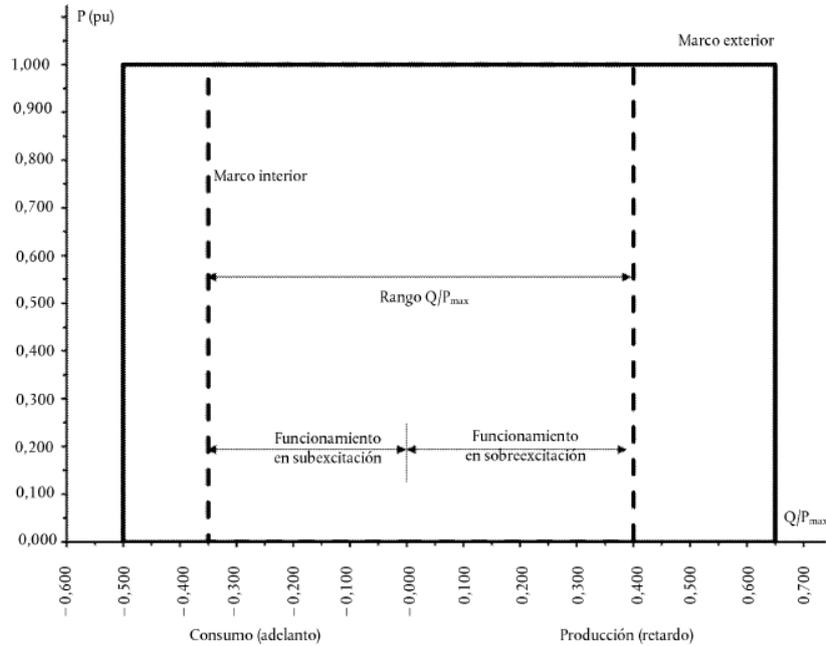


Figura 52. Marco P-Q/P_{max} para centrales tipo D por debajo de capacidad máxima.

Teniendo eso en cuenta, según [47], para parques eléctricos tipo D, el diagrama P-Q/P_{max} para un módulo trabajando por debajo de la potencia máxima ($P < P_{max}$) es el que se muestra en la *Figura 53*.

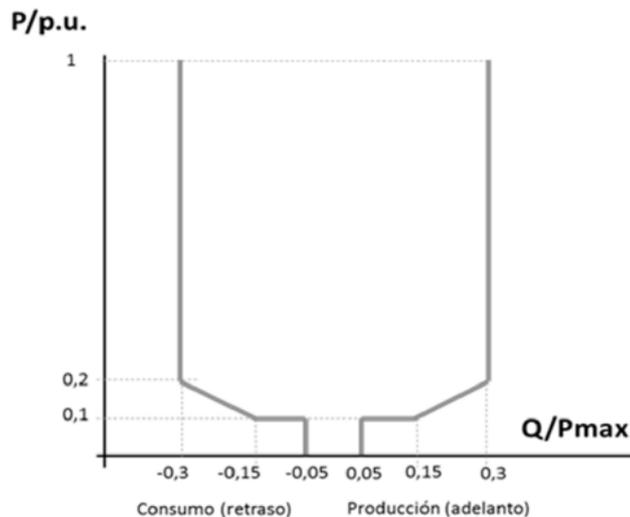


Figura 53. Diagrama P-Q/P_{max} para centrales tipo D por debajo de capacidad máxima.

7.2.3.3. Ensayo de capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima

Para llevar a cabo este ensayo, se crea una nueva variación, en la que se usará el elemento "External Grid" para simular la red. La NTS exige que para que la simulación sea aceptable

el SCR (Short Circuit Ratio) debe tener un valor de 5, por lo que se calculará el valor de Scc que debe asignarse al elemento.

El SCR es la relación entre la potencia de cortocircuito y la potencia máxima, que en el caso de la instalación es de 4 MW, se asigna un valor de 20 MVA a la Scc tal y como se ve en la *Figura 54*.

The image shows a software window titled "Max. Values" with a right-pointing arrow button. It contains four rows of input fields:

- Short-Circuit Power Sk''max: 20, MVA
- Short-Circuit Current Ik''max: 0,08747731 kA
- c-Factor (max.): 1,1
- R/X Ratio (max.): 0,1

Figura 54. Definición de los parámetros de la red.

Teniendo en cuenta el ensayo que realizaremos en este caso y las diferentes configuraciones comentadas en los puntos previos, en la tabla de la *Figura 55* se pueden ver los puntos de ensayo que deben analizarse y los diferentes parámetros requeridos, así como los valores que se deben recoger.

P/P _{max} [%]	U en PCR	Q en PCR	Valor requerido en PCR Q/P _{max}
*100%	*90%Un		0
100%	95%Un		0
100%	100%Un		-0,15
100%	105%Un		-0,3
*100%	**110%Un o 108,75%Un		-0,3
40%	100%Un		-0,15
20%	100%Un		-0,15
10%	100%Un		-0,15
10%	100%Un		-0,05
*100%	*90%Un		0,3
100%	95%Un		0,3
100%	100%Un		0,15
100%	105%Un		0
*100%	**110%Un o 108,75%Un		0
40%	100%Un		0,15
20%	100%Un		0,15
10%	100%Un		0,15
10%	100%Un		0,05
0%***	100%Un		0,05
0%***	100%Un		-0,05

Figura 55. Parámetros para la simulación de la capacidad de potencia reactiva.

Tal y como muestra la tabla, hay que ir cambiando tanto la potencia activa como la tensión en el punto de conexión a red. Para cambiar la tensión del PCR, hay que editar el valor de la misma en la pestaña de "Load Flow" de las características de la red como se ve en la *Figura 56*.

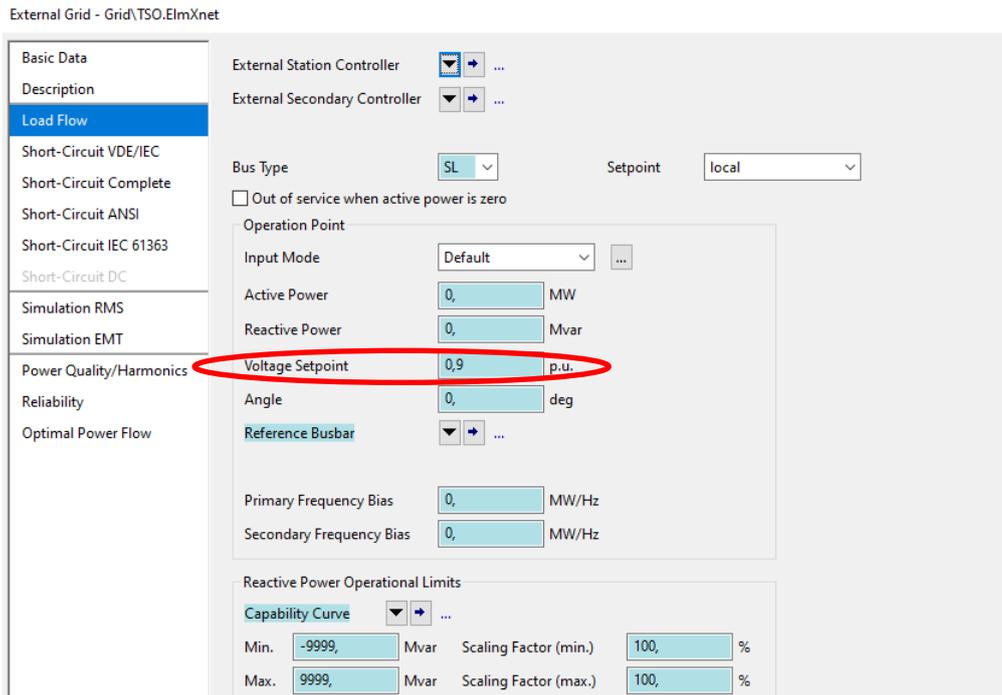


Figura 56. Cambio de la tensión de la red para el estudio de capacidad de potencia reactiva.

Para poder cumplir con los requisitos del Código de Red, se utilizará el llamado "Station Control". Este control ajusta los límites de potencia reactiva deseados, por lo que se irá ajustando el valor de Q requerido para cada punto de ensayo. En cuanto a la potencia activa, el modelo elegido no deja introducir una consigna directamente a la potencia activa, por lo que se modificará en cada caso la potencia que generan los modelos del aerogenerador y del WEC, para que se adapte al punto de ensayo.

El ensayo consiste en ejecutar un flujo de cargas para cada una de las condiciones y ver si se cumplen los requisitos que define el flujo de cargas. A la hora de hacerlo, es importante tener en cuenta varias cuestiones. Por un lado, debe activarse el cambiador de tomas en el transformador de conexión a red (132/13,2kV), ajustando los límites de tensión y fijando el nodo de control en HV, dentro de la pestaña "Load Flow" del elemento en PowerFactory. Por otro lado, a la hora de ejecutar el flujo de cargas deben considerarse los límites de potencia activa y reactiva, así como el ajuste automático de las tomas como se muestra en la Figura 57 ya que en caso contrario el flujo de cargas no estará considerando ninguna de las condiciones.

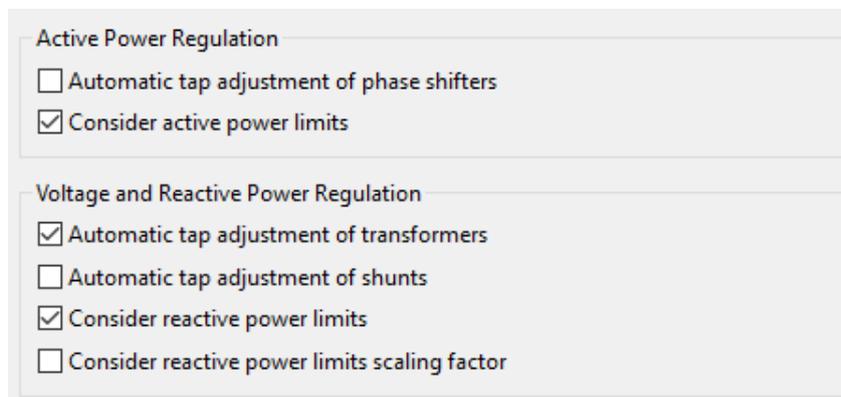


Figura 57. Configuración de las opciones básicas del flujo de cargas.

Siguiendo el procedimiento que se ha comentado, se lleva a cabo el ensayo, cuyos resultados se recogen en la [Tabla 16](#). Además, se han representado gráficamente los puntos de ensayo con tensión de 1 pu, como se muestra en la [Figura 58](#).

Tabla 16. Parámetros y resultados del ensayo de capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima.

P/Pmax [%]	U en PCR	Q en PCR	Valor requerido en PCR Q/Pmax
100%	90%	0	0
100%	95%	0	0
100%	100%	-0,15	-0,15
100%	105%	-0,3	-0,3
100%	110%	-0,3	-0,3
40%	100%	-0,15	-0,15
20%	100%	-0,15	-0,15
10%	100%	-0,15	-0,15
10%	100%	-0,05	-0,05
100%	90%	0,3	0,3
100%	95%	0,3	0,3
100%	100%	0,15	0,15
100%	105%	0	0
100%	110%	0	0
40%	100%	0,15	0,15
20%	100%	0,15	0,15
10%	100%	0,15	0,15
10%	100%	0,05	0,05
0%	100%	0,05	0,05
0%	100%	-0,05	-0,05

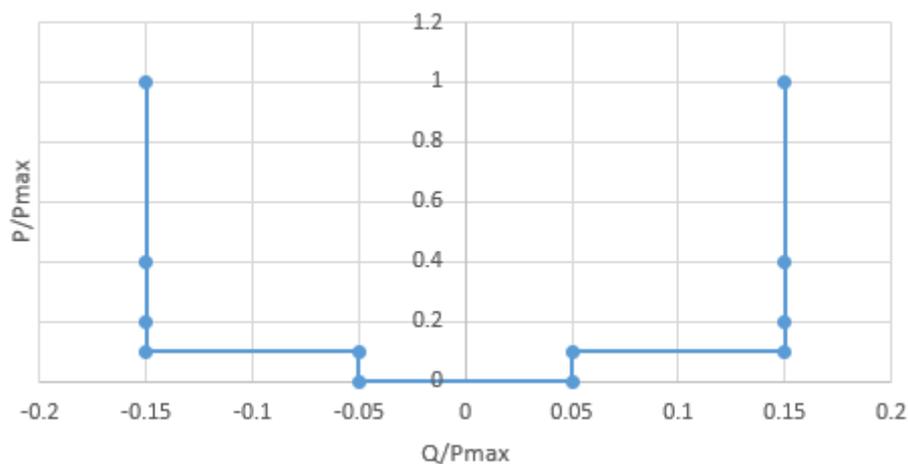


Figura 58. Gráfico P-Q/Pmax para V=1 pu.

El CdR exige que, para certificar la validación de la capacidad de potencia reactiva, los resultados de la simulación recogidos en la tabla demuestren que las capacidades de potencia reactiva del módulo cumplan los valores requeridos en las tablas correspondientes y que los resultados son coherentes con el diagrama P-Q correspondiente.

Analizando los resultados de la [Tabla 16](#) y la [Figura 58](#) se puede afirmar que los requisitos se cumplen, ya que los valores de potencia reactiva medidos coinciden con los requeridos y se puede ver cómo el diagrama P-Q/Pmax está dentro de los límites definidos previamente.

7.2.4. Control de potencia reactiva en MPE

El objetivo del ensayo es verificar que el MPE es capaz de controlar la potencia reactiva según lo establecido en [46] y [47]. Para ello, la NTS alberga las siguientes dos alternativas:

- Valoración de conformidad del requisito mediante pruebas o certificados de equipo a nivel de UGE (unidad de generación de electricidad).
- Valoración de conformidad a través de pruebas a nivel de MPE.

A pesar de que la instalación cuenta con dos unidades de generación, el objetivo del proyecto va enfocado a analizar el conjunto de la instalación y, por ello, se evaluará el control de potencia reactiva a nivel de MPE.

En ese sentido, la normativa indica que es necesario evaluar los siguientes tres modos de control, definiendo que los ensayos deben realizarse con una potencia activa que esté entre el 20% y el 80% de la capacidad máxima de la UGE:

- Modo de control de tensión.
- Modo de control de factor de potencia.
- Modo de control de potencia reactiva.

A continuación, se analizarán y explicarán los ensayos a realizar para la comprobación de cada uno de los modos y se expondrán los resultados obtenidos del modo de control de potencia reactiva. La razón de centrarse en este modo es que los modelos utilizados a modo de aerogenerador y WEC no contemplan la regulación interna de tensión ni el control en función del factor de potencia.

7.2.4.1. Modo regulación de tensión

Para llevar a cabo este estudio, el MPE debe estar produciendo una potencia activa mínima del 80% de la potencia activa máxima. Se realizarán una serie de simulaciones, donde se tendrán en cuenta los siguientes dos casos:

- Pendiente de control de tensión del 2%.
- Pendiente de control de tensión del 7%.

Para todos los casos, se anotará la potencia reactiva obtenida a la salida del MPE tras la modificación de la tensión, así como el tiempo de respuesta. Se medirá por un lado el tiempo en el que la respuesta de la potencia reactiva alcanza el 90% de la variación de reactiva (t_1) y, por otro lado, el tiempo en el que se estabiliza en el valor final (t_2).

Los parámetros de los dos casos de ensayo pueden verse en la [Tabla 17](#) y la [Tabla 18](#), que muestran los casos que se deben analizar (valores consigna de tensión) y los rangos aceptables de potencia reactiva, tiempo de respuesta y tiempo de estabilización.

Tabla 17. Parámetros del ensayo del modo de control de tensión para pendiente del 7%.

U en bornas de la UGE [p.u.]	Consigna U [p.u.]	Q medida	Q requerida (%P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx
1,0	1,00		0,0% ±1,5% P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-8,6% ±1,5% P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		-21,4%±1,5% P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		8,6%±1,5% P _{max}		1 s		5 s
0,95	1,00		21,4%±1,5% P _{max}		1 s		5 s
1,00	1,00		0,0% ±1,5% P _{max}		1s		5s

Tabla 18. Parámetros del ensayo del modo de control de tensión para pendiente del 2%.

U en bornas de la UGE [p.u.]	Consigna U [p.u.]	Q medida	Q requerida (%P _{max})	t ₁ medido (s)	t ₁ máx	t ₂ medido (s)	t ₂ máx
1,0	1,00		0,00±1,5% P _{max}	-	-	-	-
1,02	1,00		-0,3±1,5% P _{max}		1 s		5 s
1,05	1,00		-0,75*±1,5% P _{max}		1 s		5 s
0,98	1,00		0,3±1,5% P _{max}		1 s		5 s
0,95	1,00		0,75*±1,5% P _{max}		1 s		5 s
1,00	1,00		0,00 ±1,5% P _{max}		1 s		5s

Para llevar a cabo este ensayo, se debe realizar una serie de simulaciones creando los eventos en los que la tensión tome los valores previamente descritos en la [Tabla 17](#). Para ello debe seleccionarse la variable pertinente e introducir las variaciones en la tensión dejando un periodo de 65 segundos entre cada punto de ensayo, para asegurar que la tensión se estabiliza y contemplar el peor de los casos permitidos, que sería de 60 segundos de tiempo de respuesta.

En cuanto a los criterios de aceptación, la prueba será válida cuando se cumplan, por un lado, que el módulo es capaz de modificar la potencia reactiva ante un cambio en la tensión y, por otro lado, que los valores de potencia reactiva en el momento de estabilización y de t₁ y t₂ estén en el rango de los límites establecidos en las tablas correspondientes.

7.2.4.2. Modo de control de factor de potencia

En el caso del modo de control de factor de potencia, la tensión en bornas del MPE debe ser la tensión nominal y durante el ensayo deben ir estableciéndose las consignas de factor de potencia que se indican en la primera columna de la *Tabla 19*. Al mismo tiempo, deben anotarse los valores de la potencia reactiva medida en bornes del MPE y la potencia activa producida en cada momento en el que se mide la potencia reactiva, así como el tiempo de estabilización en el nuevo valor de factor de potencia dentro de una banda de $\pm 5\%$. Estas mediciones, deben abarcar un tiempo de 1 minuto y dejar al menos otro minuto para la estabilización del registro previo.

Tabla 19. Parámetros del ensayo del modo de control de factor de potencia.

Factor de potencia consigna	Potencia activa producida, P (%P _{max})	Q requerida (%P)	Tolerancia [%P _{max}]	Q medida	t medido	t máximo
0,95 inductivo		-32,9%	$\pm 1,5\% P_{max}$			60 s
0,96 inductivo		-29,2%	$\pm 1,5\% P_{max}$			60 s
0,97 inductivo		-25,1%	$\pm 1,5\% P_{max}$			60 s
0,98 inductivo		-20,3%	$\pm 1,5\% P_{max}$			60 s
0,99 inductivo		-14,3%	$\pm 1,5\% P_{max}$			60 s
1		0	$\pm 1,5\% P_{max}$			60 s
0,99 capacitivo		14,3%	$\pm 1,5\% P_{max}$			60 s
0,98 capacitivo		20,3%	$\pm 1,5\% P_{max}$			60 s
0,97 capacitivo		25,1%	$\pm 1,5\% P_{max}$			60 s
0,96 capacitivo		29,2%	$\pm 1,5\% P_{max}$			60 s
0,95 capacitivo		32,9%	$\pm 1,5\% P_{max}$			60 s

En cuanto a la validación del ensayo, el MPE debe ser capaz de cumplir varios criterios o condiciones. En primer lugar, se debe verificar que la potencia reactiva se modifica ante la variación del factor de potencia al introducirse las diferentes consignas. Por otro lado, los valores de potencia reactiva medidos deben estar dentro del rango del rango marcado por la *Tabla 19* y el tiempo de respuesta medido debe estar por debajo del valor indicado en esta misma tabla.

Cabe destacar que el no cumplimiento de alguna de las condiciones no conlleva la invalidación del ensayo, si no la necesidad de las simulaciones complementarias que se analizan a continuación.

Simulación complementaria

Para la realización de la simulación complementaria, al igual que en el caso del modo de control de tensión, el MPE debe estar produciendo un mínimo del 80% de la potencia activa

máxima. Con esa condición, se simularán los casos que muestra la *Tabla 20* y se anotarán la potencia reactiva y el tiempo de respuesta para cada uno de ellos.

La tabla muestra los parámetros de la simulación complementaria para el caso en el que el MPE esté conectado al punto de conexión a red, que es donde deben hacerse las mediciones, aunque el Código de Red contempla también otras alternativas en función del tipo de conexión.

Tabla 20. Parámetros de la simulación complementaria del modo de control de factor de potencia.

U en PCR	Factor de potencia consigna	Q requerida en PCR (%P _{max})	Tolerancia [Q/P _{max}]	Q medida	t medido	t máximo
1,05	0,95 inductivo	-26,29%	±1,5% P _{max}			60 s
1,05	0,96 inductivo	-23,33%	±1,5% P _{max}			60 s
1,05	0,97 inductivo	-20,05%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,98 inductivo	-16,24%*	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,99 inductivo	-11,40%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	1	0,00%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,99 capacitivo	11,40%	±1,5% P _{max}			60 s
1,00	0,98 capacitivo	16,24%*	±1,5% P _{max}			60 s
0,95	0,97 capacitivo	20,05%	±1,5% P _{max}			60 s
0,95	0,96 capacitivo	23,33%	±1,5% P _{max}			60 s
0,95	0,95 capacitivo	26,29%	±1,5% P _{max}			60 s

7.2.4.3. Modo de control de potencia reactiva

En el caso de la validación del control de potencia reactiva, las condiciones iniciales de ensayo marcadas por el Código de Red definen que, al igual que para el caso anterior, la tensión en bornas del MPE debe tener valor nominal y que la consigna de potencia reactiva debe ser nula.

Durante el ensayo deben establecerse secuencialmente las consignas de potencia que se ven en la *Tabla 21*. Esta tabla muestra también el tiempo de respuesta máximo admisible para cada uno de los ensayos.

Tabla 21. Parámetros del ensayo de modo de control de potencia reactiva.

Q consigna [%Pmax]	Q requerida [MVar]	Tiempo máximo (t max) [s]
10%	10%Pmax ± min (1,5%Pmax y 5MVar)	60
-10%	-10%Pmax ± min (1,5%Pmax y 5MVar)	60
0%	0%Pmax ± min (1,5%Pmax y 5MVar)	60

A la hora de ejecutar el ensayo, es necesario incluir 1 minuto de margen entre una y otra prueba sin introducir nuevas consignas de potencia reactiva para garantizar una correcta estabilización de los diferentes parámetros eléctricos de las unidades de generación.

Para evaluar la capacidad de control del MPE, se medirá la potencia reactiva en bornas en cada uno de los casos, así como el tiempo de reacción. Se considerará el tiempo de reacción como el tiempo que tarda en estabilizarse la potencia reactiva en el nuevo valor tras la consigna correspondiente.

7.2.4.4. Simulación y resultados del ensayo de modo de control de potencia reactiva

Para realizar la simulación del modo de control de potencia reactiva, se ha creado un escenario de 6 eventos (Figura 59) donde la potencia reactiva toma el valor requerido por la normativa, que es el que se observa en las dos primeras columnas de la Tabla 22. En este caso hay que asignar los valores de consigna en valores por unidad y al tener 2 máquinas con potencias máximas y potencias base diferentes, los valores a asignar serán diferentes. En el caso del aerogenerador la potencia máxima es de 3MW y la base es de 4 MVA, mientras que en el caso del WEC los valores son 1MW y 1,111MVA sucesivamente. Teniendo eso en cuenta, los valores de consigna se calculan tal y como se muestra en las ecuaciones Ec.17 y 16.

$$Q_{consigna\ DFIG}[pu] = 10\%P_{max}[pu] = 0,1 \cdot \frac{3MW}{4MVA} = 0,075 \quad Ec.17$$

$$Q_{consigna\ WEC}[pu] = 10\%P_{max}[pu] = 0,1 \cdot \frac{1MW}{1,111MVA} = 0,09 \quad Ec.18$$

Simulation Events/Fault - Study Cases\Study Case\Control de Q en MPE :

	Name	Time	Object
<input checked="" type="checkbox"/>	DFIG_caso1	5,	PQ Control & synch
<input checked="" type="checkbox"/>	WEC_caso1	5,	PQ Control & synch
<input checked="" type="checkbox"/>	DFIG_Q0	25,	PQ Control & synch
<input checked="" type="checkbox"/>	DFIG_caso2	45,	PQ Control & synch
<input checked="" type="checkbox"/>	WEC_Q0	25,	PQ Control & synch
<input checked="" type="checkbox"/>	WEC_caso2	45,	PQ Control & synch

Figura 59. Lista de eventos generados para el ensayo de modo de control de potencia reactiva.

Para poder dar los valores requeridos a modo de consigna, la variable utilizada ha sido "Qref" que es parte del bloque de control de potencia activa y reactiva que incluye el modelo escogido para representar los generadores.

Tabla 22. Resultados del ensayo de modo de control de potencia reactiva.

Q_aero consigna [pu]	Q_wec consigna [pu]	Q medida [pu]	Q requerida [MVar]	Tiempo medido (t max) [s]	Tiempo máximo (t max) [s]
0,075	0,09	0,403	10%Pmax ± min (1,5%Pmax y 5MVar)	0,725	60
-0,075	-0,09	-0,397	-10%Pmax ± min (1,5%Pmax y 5MVar)	0,6215	60
0	0	0	0%Pmax ± min (1,5%Pmax y 5MVar)	0,725	60

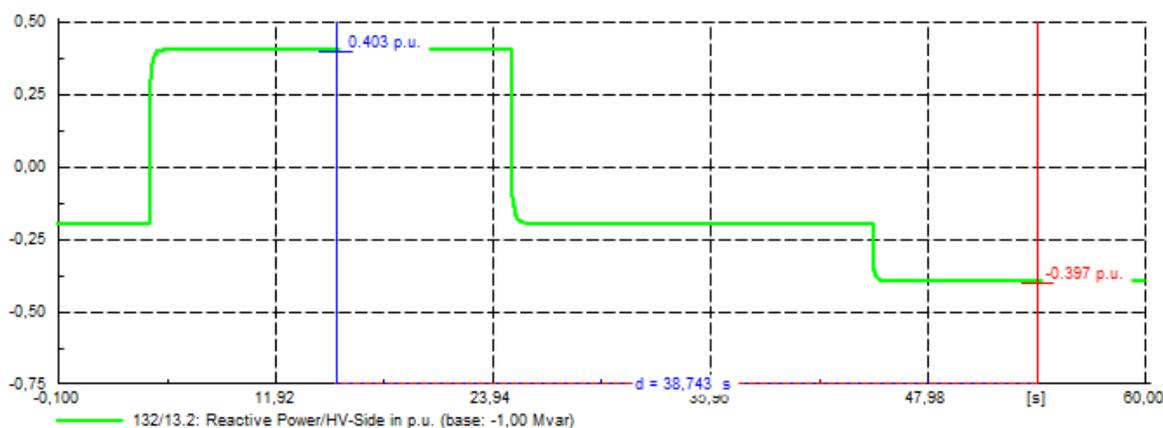


Figura 60. Generación de potencia reactiva en el PCR.

Analizando los resultados se pueden sacar varias conclusiones, que demuestran cómo el ensayo cumple con los criterios de aceptación del Código de Red, tal y como se explica a continuación:

- El primer criterio que marca la norma es que tanto la UGE como el MPE en su conjunto sean capaces de modificar la salida de potencia reactiva en función de la consigna introducida. En el caso analizado en este trabajo, en la [Figura 60](#) se aprecia claramente cómo, empezando desde una potencia reactiva nula, los valores cambian al introducir las consignas y se establecen en el valor requerido.
- El segundo criterio establece que los valores de potencia reactiva y tiempo de respuesta deben estar dentro de los rangos establecidos por el Código de Red. En este caso, los valores de potencia reactiva se adecuan al rango establecido ya que el error está dentro de la zona marcada por los límites de $\pm 1,5 \%P_{max}$. Por otro lado, los tiempos de respuesta se encuentran por debajo de 1 segundo en todos los casos tal y como se ven en la [Tabla 22](#). Al ser una respuesta casi inmediata, los valores se encuentran muy por debajo del tiempo máximo aceptable (60 segundos).

7.3. ESTUDIOS EN REGIMEN DE OPERACIÓN PERTURBADO

El último ensayo de la NTS es el de "Requisitos de robustez" que abarca la recuperación de potencia activa tras una falta, la capacidad del sistema para soportar huecos de tensión y la capacidad de inyección rápida de corriente de falta.

El CdR distingue entre las centrales con UGE de potencia superior a 5 MW, las que están por debajo y los Módulos de Generación de Electricidad Síncronos (MGES) debido a las limitaciones técnicas existentes a la hora de realizar ensayos de huecos de tensión y relativos en unidades con potencias superiores o iguales a 5 MW. Para gestionar evaluación de los requisitos se el esquema que se ve en la *Figura 74*.

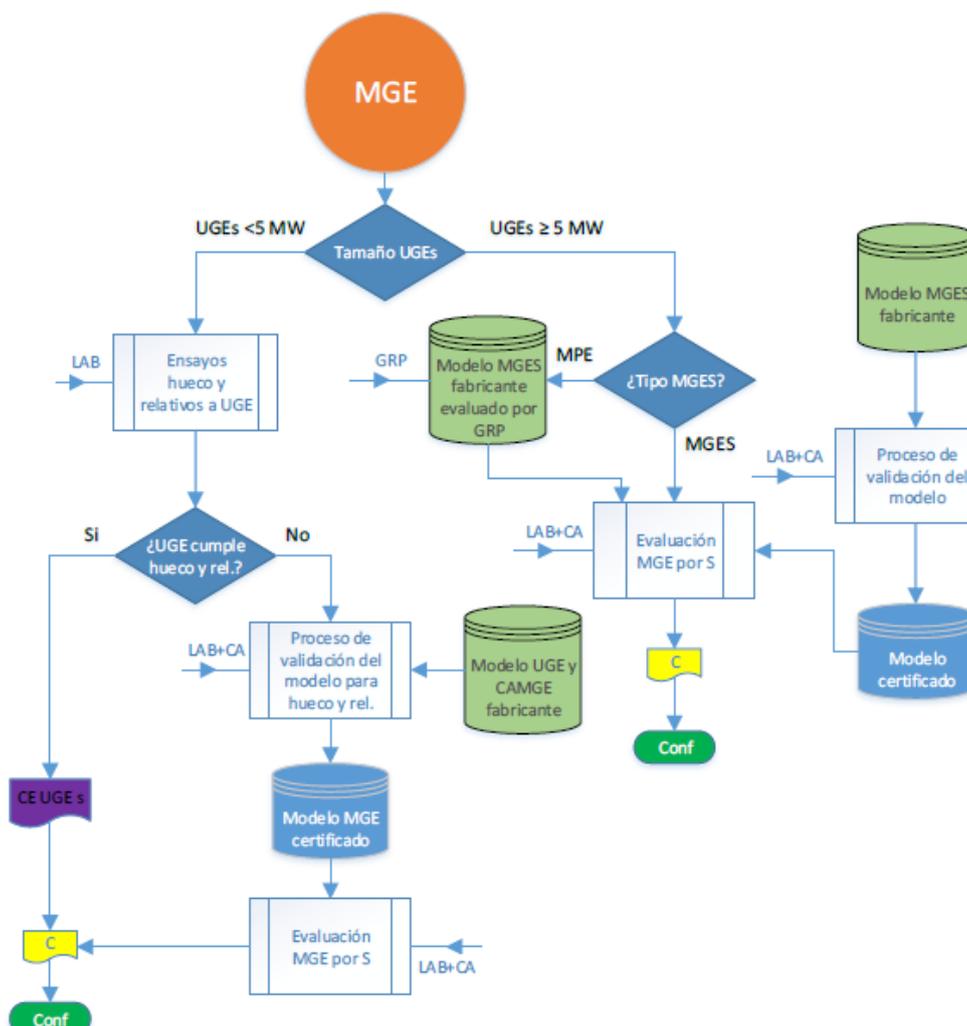


Figura 61. Esquema detallado de evaluación de los requisitos de robustez.

El Código de Red describe el proceso a seguir para evaluar el cumplimiento de los requisitos de robustez para cualquier central, independientemente de la potencia, mientras cuente con una conexión trifásica.

Los huecos de tensión pueden definirse como la disminución brusca de la tensión en una o más fases, que se mantiene durante un periodo breve de tiempo. Los huecos de tensión tienen su origen en la aparición de determinados fenómenos que producen un aumento

brusco en la corriente. Este aumento brusco de corriente puede ser causado por ejemplo por las faltas que se dan en el sistema de transporte, la conexión de grandes cargas, el arranque de motores de gran potencia o la energización de los transformadores, aunque entre todas ellas la principal es la aparición de faltas en la red.

Según determina el Reglamento, los módulos de generación de electricidad deberán ser capaces de permanecer conectados a la red y seguir funcionando de forma estable después de que el sistema eléctrico haya sufrido una perturbación que se deba a faltas correctamente despejadas. Además, esta capacidad debe ser coherente con el perfil de tensión en función del tiempo que remita el gestor de red.

En el ensayo de robustez, se debe simular o reproducir (según si la prueba es en banco o no) un hueco de tensión mediante la aplicación de un cortocircuito y la evolución de la tensión debe permanecer por encima de la curva de tensión que se ve en la [Figura 62](#). En esta imagen se indican las tolerancias aceptables en la tensión y se aclaran las medidas de comienzo de falta (t_i) y despeje (t_d).

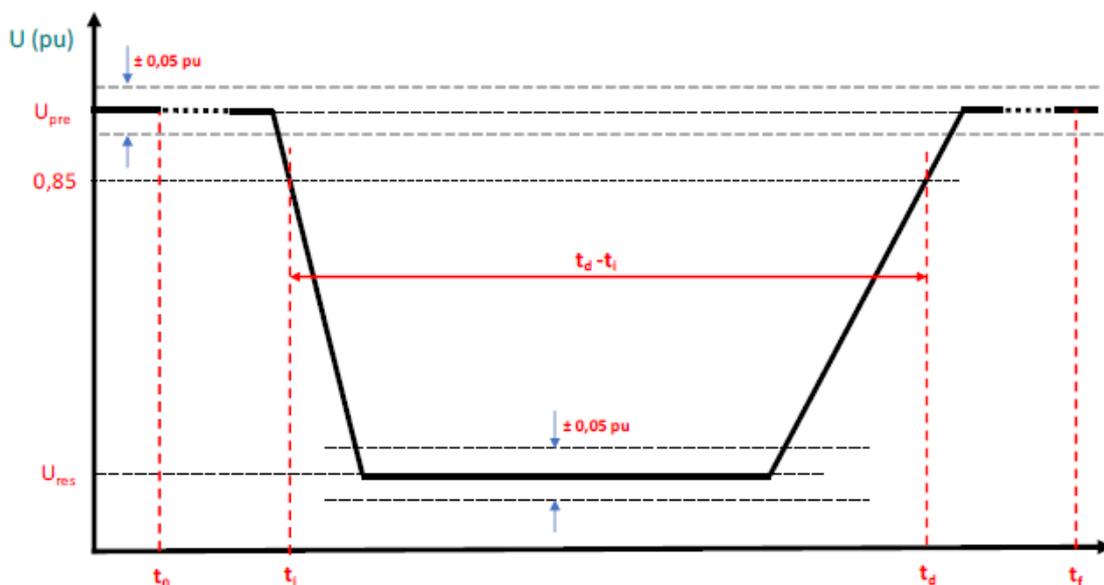


Figura 62. Tolerancias de tensiones y definición de tiempos para ensayos de hueco.

Dentro del ensayo de robustez se consideran tres puntos generales de operación:

- Carga parcial (p_{med}): la potencia debe estar entre el 15%-50% de P_{max} .
- Plena carga: la potencia debe estar por encima de 90% de P_{max} .
- Carga mínima (p_{min}): la potencia activa será menor del 15% de P_{max} .

Teniendo en cuenta las características de la instalación que se está analizando, los ensayos que deben hacerse se corresponden con los ensayos de huecos de tensión para MPE conectados por encima de 110 kV.

Concretamente, el perfil de capacidad para soportar huecos de tensión en este tipo de centrales es el que se muestra en la [Figura 63](#). En dicha figura se ve el perfil de tensión en función del tiempo que describe el límite inferior de la trayectoria real de las tensiones entre fases en valores por unidad. Estos valores están referidos al nivel de tensión de la red en el punto de conexión durante una falta equilibrada. Los valores se dan en función del tiempo y se especifica el comportamiento antes, durante y después de la falta.

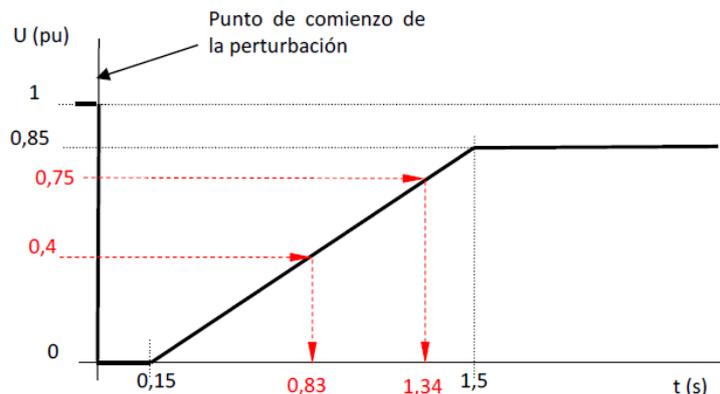


Figura 63. Perfil de la capacidad para soportar huecos de tensión para un MPE tipo D, conectado a una tensión igual o superior a 110 kV.

Los huecos de tensión que deben generarse, su nomenclatura y los requisitos de potencias y ganancias de control de inyección de corriente (k), están recogidas en la [Tabla 23](#).

Tabla 23. Ensayos de huecos a realizar en MPE a tensión mayor o igual a 110 kV.

Tipo de Ensayo	$U_{res}(p.u.)$	$T_f(ms)$	Tipo de falta	Carga	Q/P _{max}	K
U0TP _{max}	0%Un (±5%)	≥150	Trifásico	Plena	0 ± 10%	K=3,5
U0TP _{med}				Parcial	0 ± 10%	K=3,5
U0BP _{max}			Bifásico	Plena	0 ± 10%	K=3,5
U0BP _{med}				Parcial	0 ± 10%	K=3,5
U40TP _{max}	40%Un (±5%)	≥830	Trifásico	Plena	0 ± 10%	K=3,5
U40TP _{med}				Parcial	0 ± 10%	K=3,5
U40BP _{max}			Bifásico	Plena	0 ± 10%	K=3,5
U40BP _{med}				Parcial	0 ± 10%	K=3,5
U75TP _{max}	75%Un (±5%)	≥1340	Trifásico	Plena	0 ± 10%	K=3,5
U75TP _{med}				Parcial	0 ± 10%	K=3,5
U75TP _{med} Q _{max}					Q _{max} /P _{max}	K=3,5
U75TP _{med} Q _{min}				Q _{min} /P _{max}	K=3,5	
U75TP _{min}			P _{min} *	0 ± 10%	K=6	
U75BP _{max}			Bifásico	Plena	0 ± 10%	K=3,5
U75BP _{med}				Parcial	0 ± 10%	K=3,5
U75BP _{min}				P _{min} *	0 ± 10%	K=6

En lugar de analizar cada uno de los casos, se ha optado por hacer tres casos a modo de muestra, para ver cómo sería la ejecución del ensayo completo, ya que realizarlo entero queda fuera del alcance del proyecto.

En concreto, los tres casos a analizar serán:

- 0%Un, falta trifásica y carga plena (el equivalente al U0TP_{max}).
- 40%Un, falta bifásica y carga parcial (el equivalente a U40BP_{med}).

- 75%Un, falta trifásica y carga mínima (el equivalente a U75TPmin).

Para realizar la simulación mediante PowerFactory, en primer lugar, se deben crear los eventos de simulación. En cada uno de ellos se introducirá el evento de cortocircuito y despeje, respetando los tiempos de duración de hueco especificados en la *Tabla 23* para cada caso. Por otro lado, es necesario ajustar la reactancia de la falta, para hacer coincidir la tensión residual con la del caso en cuestión. En la *Figura 64* se muestra la definición del caso U0TPmax, ya que el resto de casos se generan de la misma forma, pero ajustando la reactancia, el tipo de falta y los tiempos. Además, es necesario ajustar la potencia de generación del aerogenerador y el WEC para que coincida con el estado de carga requerido en el ensayo.

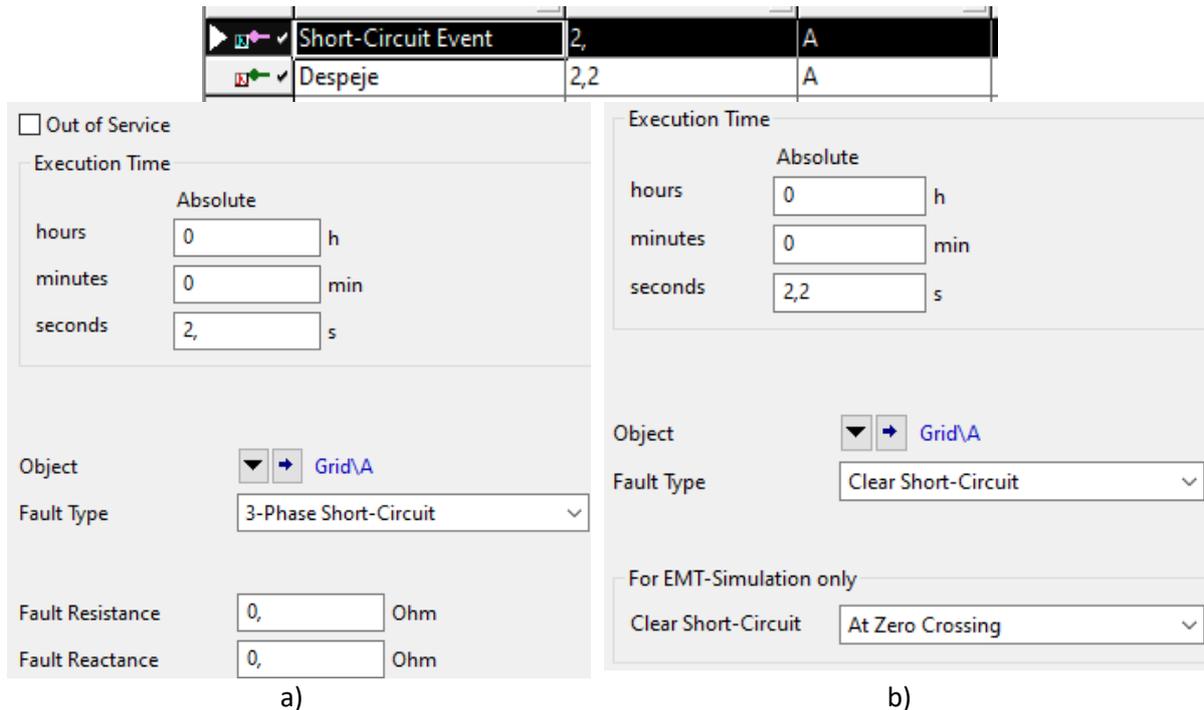


Figura 64. a) Evento de falta trifásica en PCR. b) Evento de despeje de falta en PCR.

Además de la documentación que hay que recoger para cada uno de los ensayos y que está recogida en las tablas del ANEXO 2: DOCUMENTACIÓN PARA EL ESTUDIO DE REQUISITOS DE ROBUSTEZ, se tienen en cuenta varios aspectos que se comentarán a continuación.

Como se ha comentado previamente, se evalúan los requisitos de hueco de tensión, inyección rápida de corriente, recuperación de potencia activa y sobretensiones transitorias. En el caso de los huecos de tensión, en primer lugar, se define que, para el punto de operación, la potencia activa y reactiva deben estar dentro del intervalo que define carga parcial y plena carga. Para evaluar la recuperación de potencia activa, debe recuperarse la potencia lo más rápido posible, cumpliendo las siguientes condiciones:

- Ures no baja de 0,5 p.u. se debe alcanzar el 95% de la potencia activa previa en un tiempo inferior a 1s una vez que la tensión alcanza o supera 0,85 p.u. y la tensión previa total en máximo 2 s más.
- Si la tensión residual no baja de 0,2 p.u., debe alcanzarse el 95% en un tiempo inferior a 2 s y la previa total en 2 s más.

- Si la tensión residual baja de 0,2 pu, se debe alcanzar el 95% de la potencia activa previa en un máximo de 3 s y la previa total en 2 s más.

A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos para los tres casos, centrándose en los criterios de requisitos de hueco de tensión y de recuperación activa, ya que el modelo utilizado se basa en la secuencia positiva y por tanto no pueden aplicárseles criterios de evaluación de inyección rápida de intensidad reactiva.

7.3.1. Caso1- U0TPmax

En el primero de los casos se crea un hueco de tensión de 200 ms, con una tensión residual de 0%, que se puede ver en la [Figura 65](#) y el ensayo se realiza a la potencia máxima. En los gráficos de la izquierda se muestra, por un lado, las partes real e imaginaria de la componente positiva de la tensión (gráfico superior) y la magnitud de la tensión en valor por unidad. En estos gráficos puede verse cómo la tensión baja al aparecer el cortocircuito trifásico a los 0,5 segundos de comenzar la simulación y vuelve a retomar el valor previo cuando este se anula en el segundo 0,7. En cuanto a la corriente, los gráficos de la izquierda contienen las curvas en valores por unidad de la magnitud de la corriente de cortocircuito en el PCR, junto con la parte real e imaginaria de la misma, así como el valor de la corriente en kA.

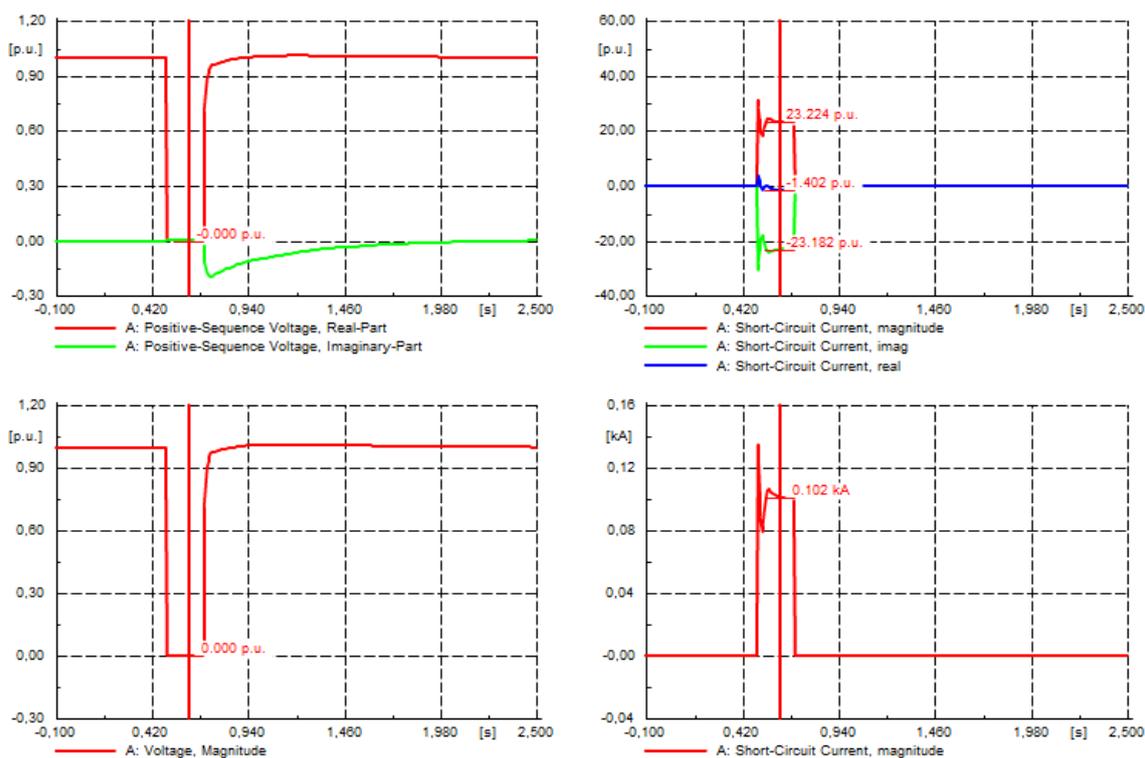


Figura 65. Curvas representativas del caso U0TPmax.

Por otro lado, en la [Figura 66](#) se ven las curvas de la potencia activa y reactiva, que durante el hueco toman un valor nulo y después vuelven a estabilizarse en los valores previos en un tiempo de 1,7 s.

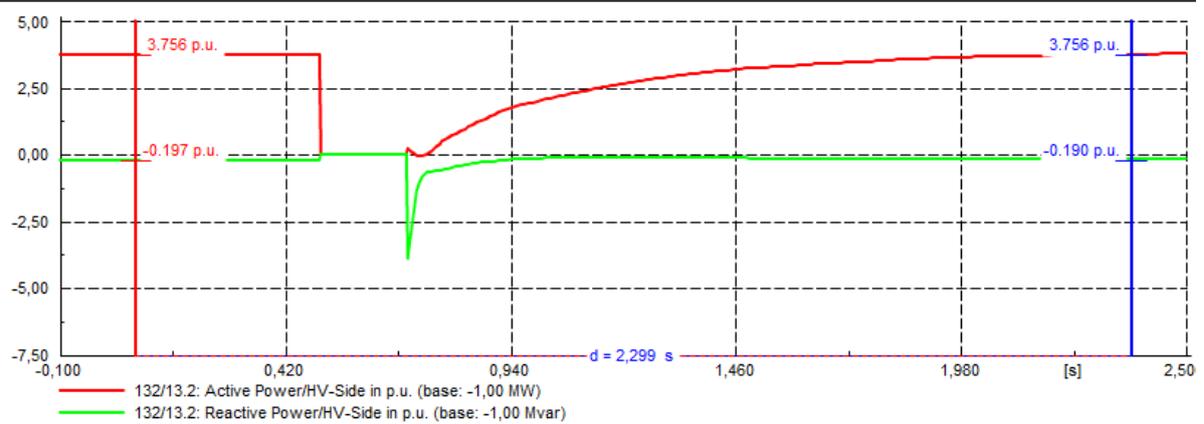


Figura 66. Evolución de la potencia activa y reactiva en el caso U0TPmax.

7.3.2. Caso2-U40BPmed

Para el caso U40BPmed, se ha fijado una potencia media que sea el 50% de la máxima para cumplir con los requisitos de carga. Se ha ejecutado una falta bifásica entre las fases a-b, con una duración de 1 segundo y una reactancia de 462 Ω y se han recogido los mismos datos que para el caso anterior, que se muestran en la Figura 67 y la Figura 68.

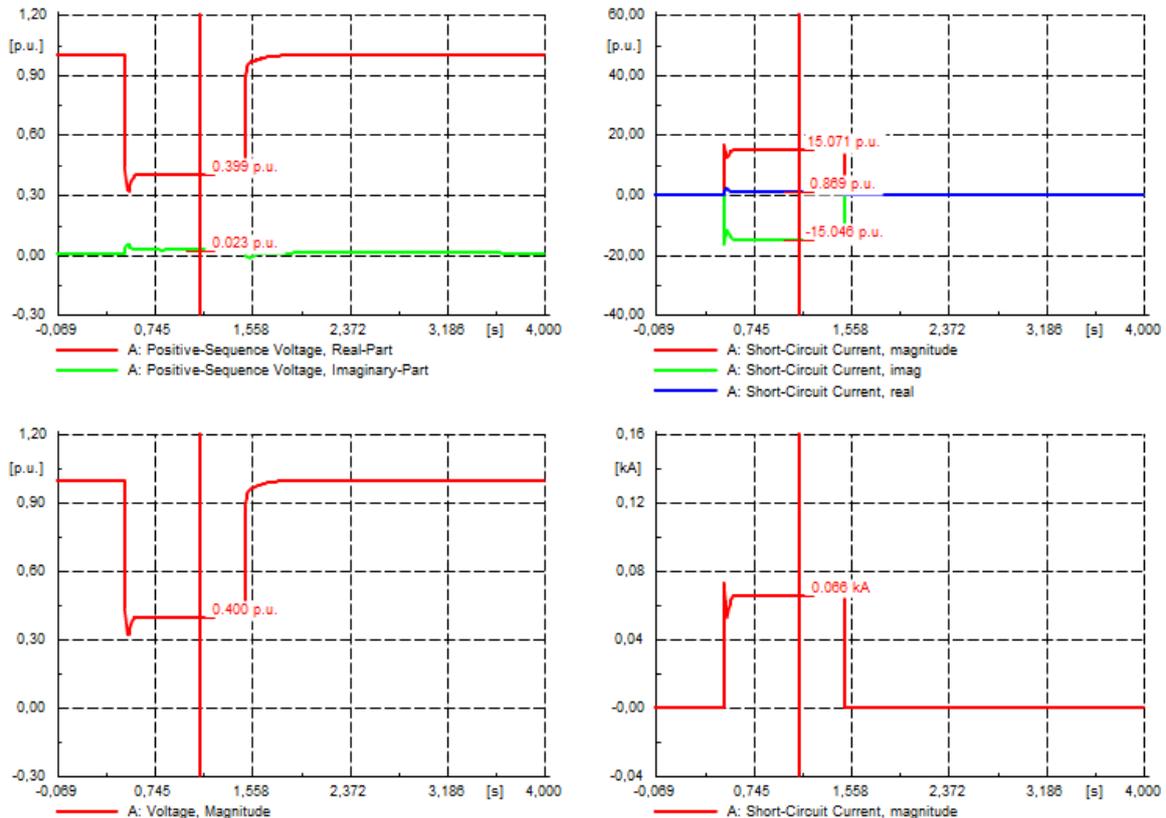


Figura 67. Curvas representativas del caso U0BPmed.

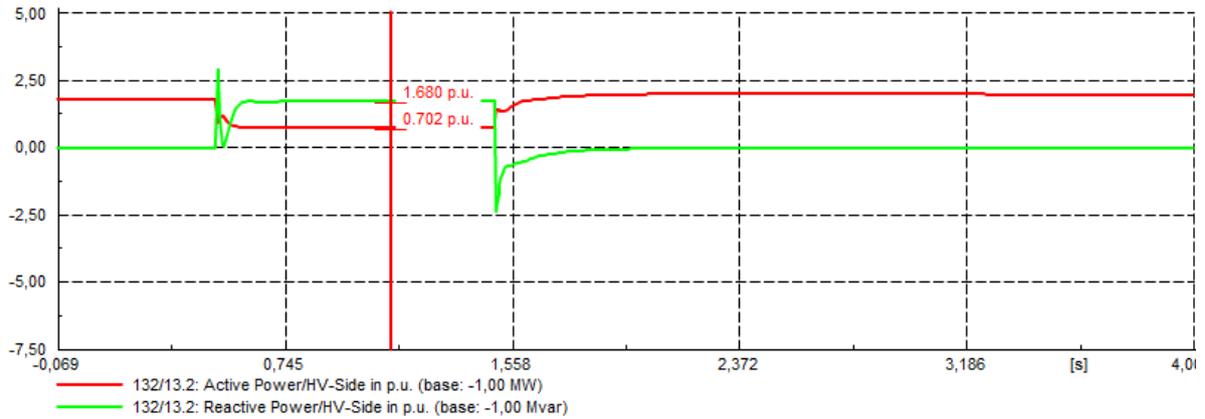


Figura 68. Evolución de la potencia activa y reactiva en el caso UOBPmed..

7.3.3. Caso3-U75TPmed

Por último, para el caso 3 se ha fijado la potencia al 50% de la potencia máxima para estar por encima del límite que marca la NTS y se ha ejecutado una falta trifásica de 1,4 s de duración y una reactancia de 2250Ω. Se han obtenido nuevamente los mismos datos que en los casos anteriores, que se muestran en la

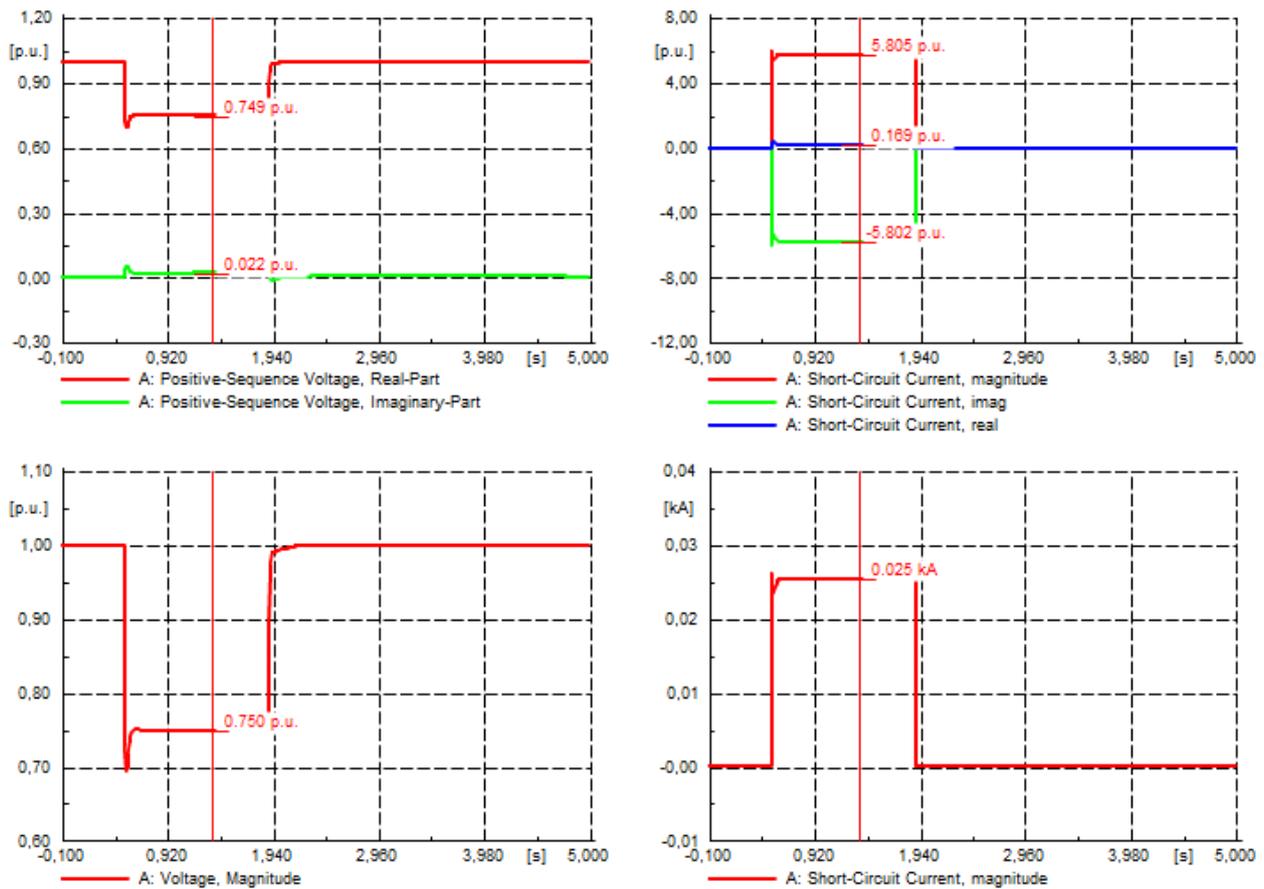


Figura 69. Curvas representativas del caso UOBPmed.

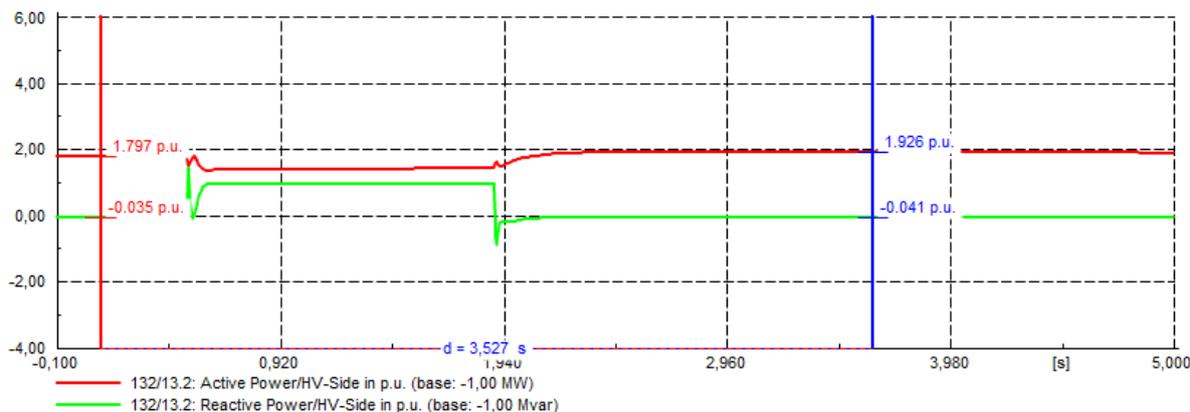


Figura 70. Evolución de la potencia activa y reactiva en el caso U75TPmed.

7.3.4. Evaluación de los estudios en régimen de operación perturbado

Una vez realizadas las simulaciones de cada caso y analizados los resultados obtenidos, se pueden sacar varias conclusiones.

En primer lugar, se ha verificado que los valores de carga de las simulaciones, así como las condiciones de ensayo en cada caso están dentro de los márgenes. Para el primer caso, la carga máxima, la cual debe estar por encima del 90% se ha fijado en el 100% y el tiempo de falta se ha definido en 200 ms (por encima de los 150 ms requeridos). De la misma manera, en los casos 2 y 3 las cargas y los tiempos están dentro de los rangos mostrados en la [Tabla 23](#). Siguiendo con lo definido en esa tabla, los valores de potencia reactiva son nulos en todos los casos, por lo que está dentro del margen de 0-10% de Q/Pmax definido.

Por otro lado, se ha comprobado que no se producen desconexiones en las unidades de generación durante la aplicación de huecos de tensión y que el tiempo de recuperación de la potencia activa está dentro de los valores máximos admisibles. El caso más crítico, en el que la tensión en bornas baja de 0,2 p.u. (caso 1) tiene un tiempo de recuperación total de 1,7 segundos, lo cual está muy por debajo del límite que serían 3 segundos para recuperar el 85% de la potencia activa y otros 2 segundos para recuperarla totalmente.

Por tanto, teniendo en cuenta los criterios del Código de Red en cuanto al requisito de huecos de tensión y de recuperación de la potencia activa tras el hueco de tensión, se puede afirmar que la instalación cumple con ambos requisitos.

8. ESTUDIO DE GENERACIÓN DE LA PLANTA

En el presente apartado se realizará el estudio de generación de la planta. El objetivo no será evaluar cuantitativamente la producción de la planta en un tiempo determinado, sino observar y analizar el comportamiento de la instalación ante diferentes estados reales de generación que puedan darse. Con ese objetivo, en primer lugar, se han analizado los datos meteorológicos de la ubicación y se han obtenido las curvas de generación de cada dispositivo y posteriormente se ha realizado un flujo de cargas dinámico de 3 casos significativos.

Para hacer el estudio de generación de la planta se han utilizado los datos de la velocidad del viento a diferentes alturas y de las olas (altura y periodos) de BiMEP, proporcionados por el IHCantabria.

La base de datos está compuesta por datos horarios que abarcan un periodo de tiempo de 30 años, desde 1985 hasta 2015, y por tanto ha sido necesario procesarlos. Entre todos los datos, se ha optado por utilizar los del último año ya que pueden ser los más semejantes a las condiciones actuales.

Para poder obtener las curvas de generación en función del tiempo del aerogenerador y el convertidor de olas, se ha creado un Script mediante el Software MATLAB (ver ANEXO 1: SCRIPT DATOS BIMEP). El Script, que se explicará más detalladamente a continuación, hace un tratamiento previo y devuelve un Excel con las curvas de generación en función del tiempo, así como diferentes curvas de generación.

8.1. PERFIL DE GENERACIÓN DEL AEROGENERADOR

En el caso del aerogenerador, teniendo en cuenta la curva de potencia en función del viento que se ha mostrado en el apartado 6.3.1, se ha creado una lógica mediante la cual el programa asigna una potencia determinada en función del viento en una hora concreta de medición. De esa manera, automáticamente se puede obtener el perfil de generación de la máquina deseada.

En primer lugar, el programa lee el fichero de Excel que contiene los datos horarios del emplazamiento y los guarda en una matriz (A) mediante la función "xlsread". Después se crean dos matrices vacías (B y D) que tienen una dimensión de 8760 X 7 y 25 X 12 respectivamente. La función de estas matrices será ir almacenando los datos tratados, como los valores de potencia calculados tanto para el aerogenerador como para el WEC, que se irán grabando en según sean calculados.

Una vez leídos los datos y creadas las matrices donde se guardarán los mismos, se crea una serie de casos para asignar un valor determinado de potencia en función de la velocidad medida. Por ejemplo, para el caso en el que la velocidad del viento está entre 2 y 3 m/s la potencia que genera el aerogenerador es el caso 1, la que se genera entre 3 y 4 m/s el caso 2 y así sucesivamente. En total se crean 11 casos, por medio de instrucciones condicionales, como se muestra en la [Figura 71](#).

```

if (x >= 2) && (x <= 3)
    case_number=1;
elseif (x > 3) && (x <= 4)
    case_number=2;
elseif (x > 4) && (x <= 5)
    case_number=3 ;
elseif (x > 5) && (x <= 6)
    case_number=4;
elseif (x > 6) && (x <= 7)
    case_number=5;
elseif (x > 7) && (x <= 8)
    case_number=6;
elseif (x > 8) && (x <= 9)
    case_number=7;
elseif (x > 9) && (x <= 10)
    case_number=8;
elseif (x > 10) && (x <= 11)
    case_number=9;
elseif (x > 11)
    case_number=10;
else
    case_number=0;
end

```

Figura 71. Casos de la curva de potencia, en función de la velocidad del viento.

Cada uno de los casos asigna un valor determinado de potencia, que se graba en la columna asignada a la potencia de la matriz vacía B. Este proceso se repite para cada una de las horas del año, mediante un bucle "for" que va pasando por cada una de las 8760 columnas de la matriz A, donde se ubican los datos de origen.

Para acabar con el tratamiento de datos relativo al aerogenerador, el Script genera un gráfico de la producción del año entero, que puede verse en la *Figura 72*. El grafico muestra la potencia a la que trabaja el aerogenerador en kW, para cada hora del año y puede verse cómo trabaja a potencia nominal durante un gran número de horas al año.

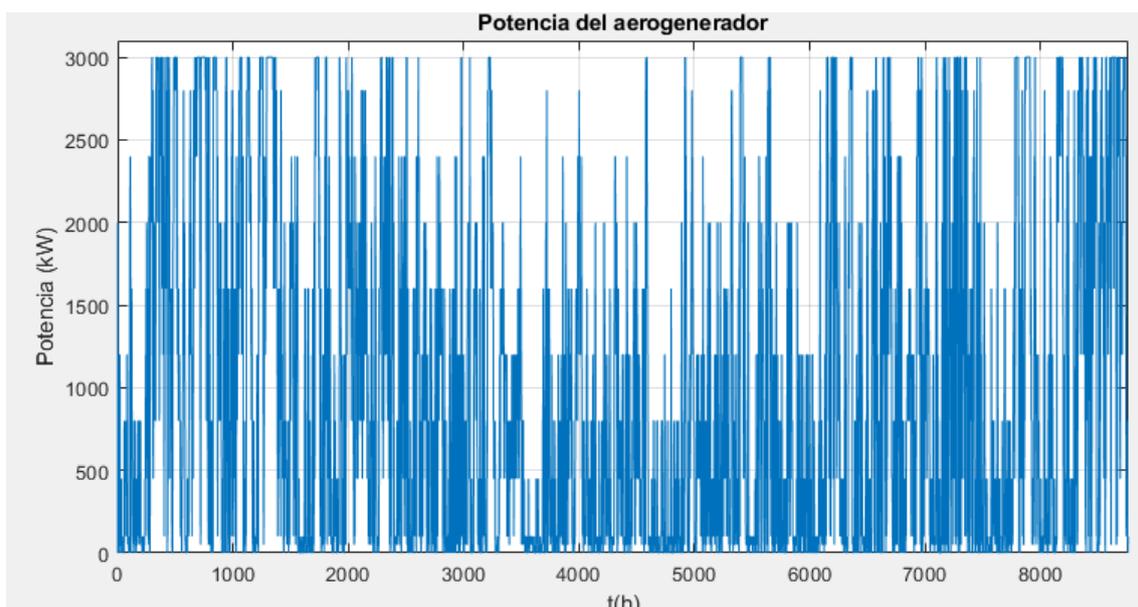


Figura 72. Perfil de generación anual del aerogenerador.

8.2. PERFIL DE GENERACIÓN DEL CONVERTIDOR DE OLAS

En el caso de las olas, el proceso es similar, con la particularidad de que, en lugar de contar con la curva de potencia de la turbina se calcula la potencia que genera la ola mediante la expresión de la [Ec.19](#). En esta expresión, se calcula la potencia en función de la altura de olas y del periodo, tal y como se ve en la [Ec.19](#).

$$P \left(\frac{kW}{m} \right) \approx 0,96 \cdot H^2(m) \cdot T(s) \quad \text{Ec.19}$$

Para poder llevar a cabo el cálculo de la potencia disponible, en primer lugar, se crean las variables "hs", "t02" y "tp" donde se guardan los datos de altura de ola, periodo medio y periodo entre picos de olas.

Con estos datos y la expresión de la [Ec.19](#), se calcula la potencia de olas disponible para cada hora del año mediante un bucle "for", dando como resultado la curva que puede verse en el gráfico de la [Figura 73](#).

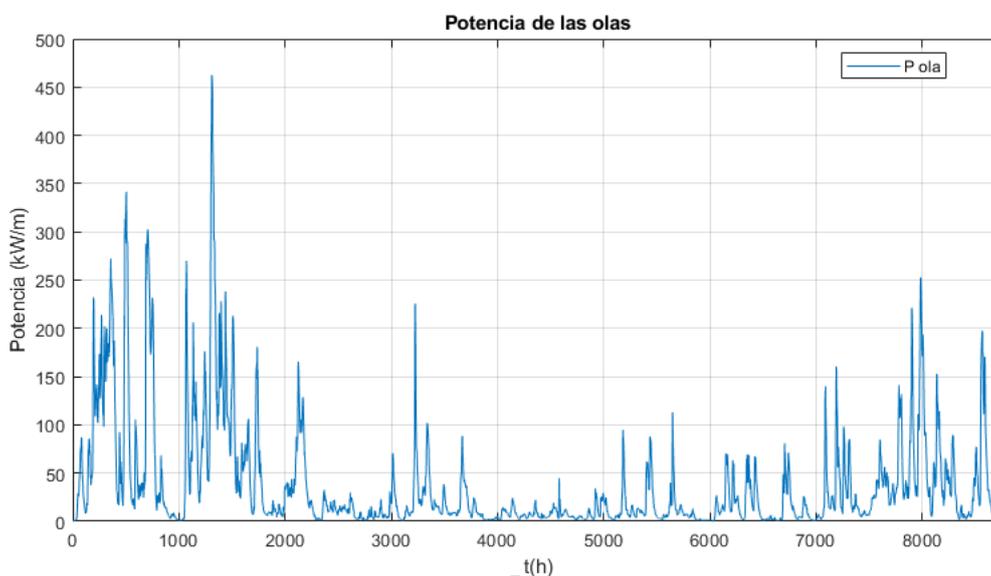


Figura 73. Potencia disponible de las olas en BiMEP.

Para poder obtener la generación del convertidor de olas, se ha tenido en cuenta la eficiencia de la que constaría el dispositivo. La eficiencia de los convertidores de olas puede dividirse en varias partes, ya que la conversión es diferente en función de la tecnología que se use y está compuesta por diferentes etapas de conversión de energía. De forma genérica pueden distinguirse las siguientes:

- Eficiencia hidrodinámica: es la eficiencia correspondiente a la primera etapa de la conversión, donde se absorbe la energía de la ola. En esta etapa es donde más afecta el tipo de tecnología que se utiliza.
- Eficiencia mecánica: es la eficiencia correspondiente a la energía que absorbe la parte mecánica del dispositivo.
- Eficiencia eléctrica: es la eficiencia correspondiente a la transformación de energía mecánica a energía eléctrica.

- Eficiencia de transmisión: es la última de las fases, la eficiencia de la transmisión a la red.

En el caso del modelo utilizado, se ha considerado la aplicación de la tecnología OWC, dentro de la cual el rango de eficiencia es muy diverso como puede apreciarse en la [Figura 74](#). La figura muestra la eficiencia de dispositivos con diferentes grados de maduración y diferentes ubicaciones en función del potencial de energía de olas disponible.

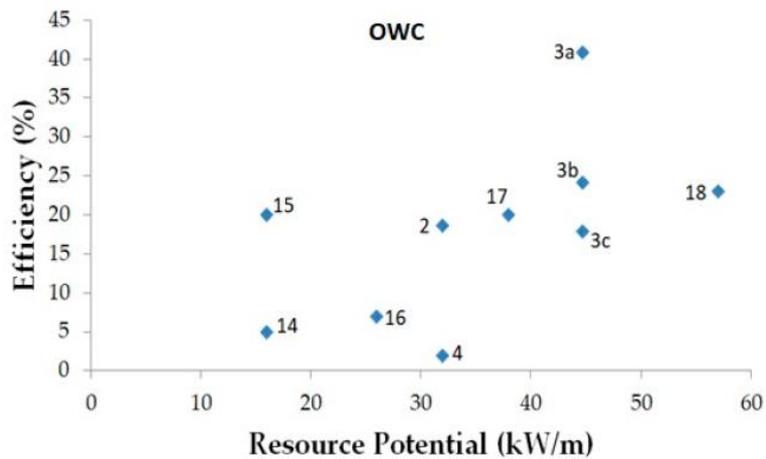


Figura 74. Eficiencia de diferentes dispositivos OWC [48].

En la imagen se ve cómo hay una gran diversidad, con un rango de eficiencia que abarca desde una eficiencia del 3% hasta una superior al 40%. Teniendo eso en cuenta y sabiendo que el potencial disponible es elevado, se ha optado por escoger una eficiencia moderada del 15% para que el estudio sea conservador.

Una vez definida la eficiencia, se obtiene el perfil de generación de cada OWC que puede verse en el gráfico de la [Figura 75](#), multiplicando la potencia calculada previamente por la eficiencia considerada.

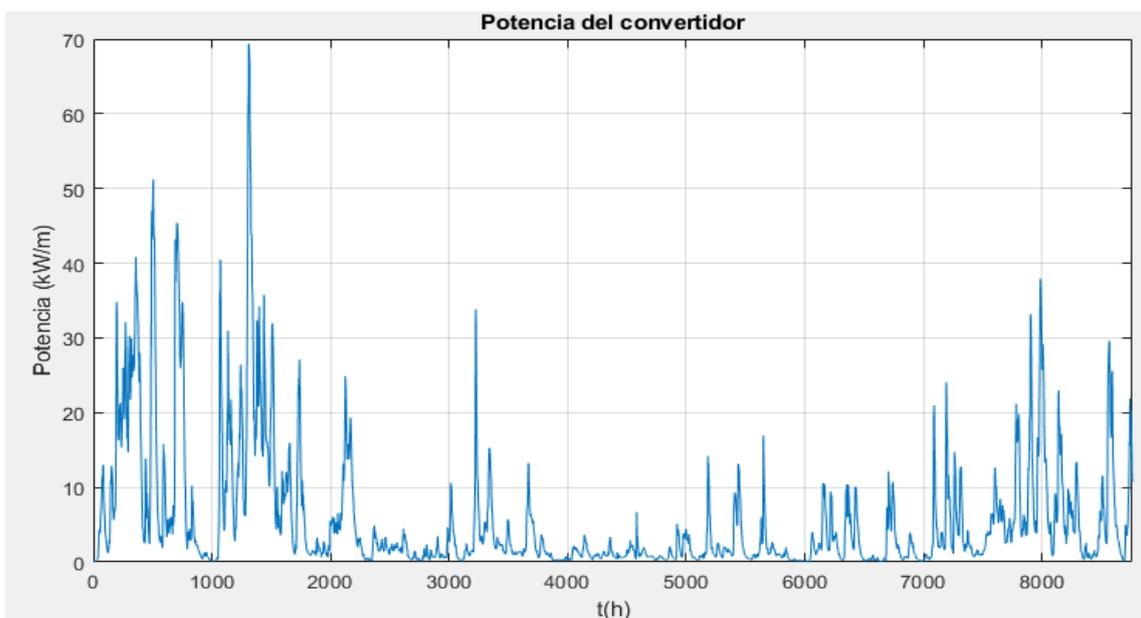


Figura 75. Perfil de generación anual del convertidor de olas OWC.

Al igual que en el caso del aerogenerador, se graban los valores obtenidos para cada hora en una nueva columna de la matriz B, dando lugar al bloque de código de la [Figura 76](#).

```
for i=1:n
    hs=A(i,5);
    t02=A(i,6);
    tp=A(i,7);
    p_ola=0.96*(hs^2)*tp;
    p_owc=p_ola*0.15;

    B(i,4)=p_ola; %Obtención del valor de la potencia de ola
    B(i,5)=A(i,5); %Altura de ola a esa hora
    B(i,6)=A(i,7); %Periodo de ola a esa hora
    B(i,7)=p_owc;
end
```

Figura 76. Bloque de código para el cálculo de la potencia del convertidor de olas.

Por último, el Script crea un nuevo archivo de Excel mediante la función "xlswrite", llamado "Generación de potencia en BiMEP". En este archivo, además de las columnas de los datos meteorológicos de la zona, se incluyen los valores de la potencia calculados tanto para el aerogenerador como para el WEC.

8.3. ELECCIÓN DE DÍAS SIGNIFICATIVOS PARA EL ESTUDIO

Para analizar el comportamiento de la instalación de una manera más específica se han escogido 3 días significativos que abarquen las diferentes situaciones de producción que pueden darse.

Como se ha comentado a lo largo del trabajo, la plataforma híbrida incluye dos fuentes de energía que son el viento y las olas. Partiendo de esa base, se han analizado los perfiles de generación anuales que se mostraban en los apartados anteriores y se ha optado por escoger los siguientes tres casos:

- 1- Caso 1. 21 de enero (480h-504h): Es el primero de los casos escogidos y se le denominará como "21ENE". Se trata de un día invernal de gran producción tanto de generación eólica como de generación undimotriz.
- 2- Caso 2. 12 de junio (3888h-3912h): Es el segundo caso y será denominado como "12JUN". Es el caso contrario al anterior ya que cuenta con una producción de energía de las olas casi nula y producción intermedia de generación eólica.
- 3- Caso 3. 23 de septiembre (6360h-6384h): El tercer y último caso será denominado como "23SEPT" y se trata de un día con grandes cambios de producción para las dos fuentes de generación.

Para ello, dentro del Script se han extraído los valores de las columnas de potencia del aerogenerador y del WEC de la matriz B, relativas a las horas de cada caso, asignando los valores a las columnas de la matriz D, como se muestra en la [Figura 77](#).

```

D(1:25,1)=B(480:504,1);%Potencia aero 21ENE
D(1:25,2)=B(480:504,7);%Potencia OWC 21ENE
D(1:25,3)=B(3888:3912,1);%Potencia aero 12JUN
D(1:25,4)=B(3888:3912,7);%Potencia OWC 12JUN
D(1:25,5)=B(6360:6384,1);%Potencia aero 23SEPT
D(1:25,6)=B(6360:6384,7);%Potencia OWC 23SEPT

```

Figura 77. Extracción de los datos para cada caso.

Para poder analizar estos datos, se han representado las curvas relativas a la producción del aerogenerador y del WEC, que se muestran en la *Figura 78* y la *Figura 79* respectivamente. Las curvas muestran la evolución de la potencia en kW a lo largo de las 24 horas del día.

La *Figura 78* muestra la producción eólica para cada uno de los casos, siendo el caso 1 la curva azul, el caso 2 la curva roja y el caso 3 la curva amarilla. Tal y como se ha comentado, el 21 de enero la producción del aerogenerador es elevada. El aerogenerador trabaja al 100% de su capacidad durante 12 horas y por encima del 60% durante casi todo el día. En el caso 2 sin embargo, el comportamiento es el contrario, con una producción que apenas supera los 1,5 MW durante 3 horas y durante varias horas la velocidad de viento resulta demasiado baja para poder producir. Por último, en el caso 3 se ve una gran variación desde las horas iniciales a las finales, ya que a las 10 h se da una disminución brusca, donde la generación pasa de una producción máxima a no poder producir.

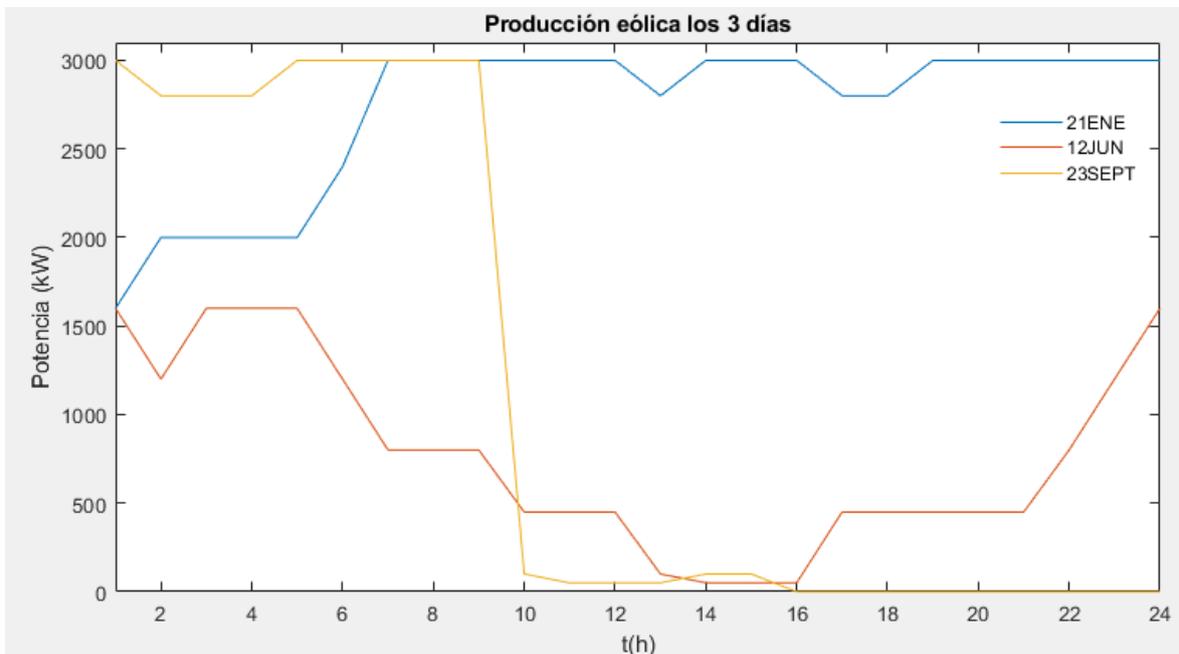


Figura 78. Producción eólica para los casos elegidos.

En la *Figura 79* se puede ver representada la producción del convertidor de olas, que difiere bastante de la producción del aerogenerador, aunque tiene algunos puntos en común. En el primer lugar, se ve cómo en comparación con los otros dos casos la potencia es mucho mayor y tiene una tendencia ascendente. Esta tendencia está principalmente relacionada con el aumento en el periodo entre olas, que a partir de las 16 h va aumentando. El caso 2 es un caso significativo de baja producción undimotriz, un día con olas muy bajas que en comparación con el resto de casos es casi inexistente. Por último, si se analiza la curva

relativa al 23 de septiembre, se aprecia una producción moderada-baja hasta las 9 horas, cuando la curva pasa de tener una tendencia constante a disminuir, coincidiendo con la reducción repentina de viento.

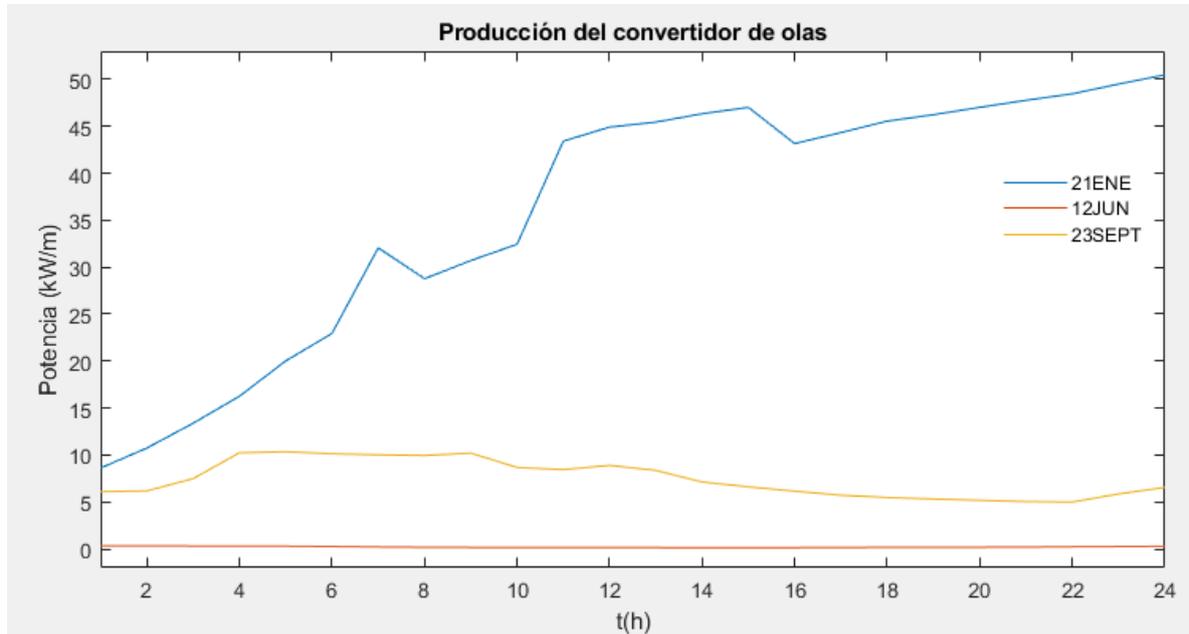


Figura 79. Producción undimotriz para los casos elegidos.

Una vez escogidos los días que serán caso de estudio, se han convertido los datos a valores por unidad para realizar un estudio dinámico mediante el software PowerFactory. Para ello, se ha tenido en cuenta la potencia nominal del aerogenerador y el valor máximo en kW/m producido por el WEC.

8.4. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

8.4.1. Flujo de cargas dinámico

Para tener una visión más real del comportamiento de la instalación, se ha optado por realizar un estudio de flujo de cargas dinámico. Para ello, se han introducido los datos en por unidad de las potencias obtenidas previamente a modo de característica de proyecto. En este caso, se escoge la opción de añadir la característica en función del tiempo y se introducen los valores horarios.

A modo de ejemplo, en la [Figura 80](#) se muestra la característica del convertidor de olas para el caso del 21 de enero y en la [Figura 81](#) se puede ver la creación de la característica.

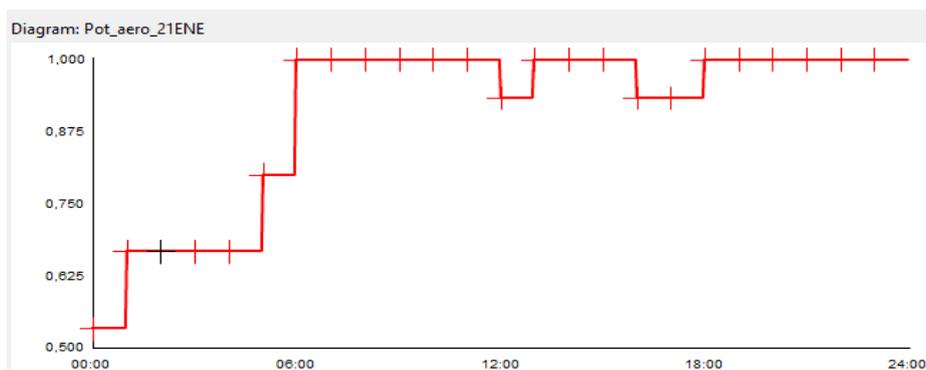


Figura 80. Ejemplo de creación de la característica en función del tiempo.

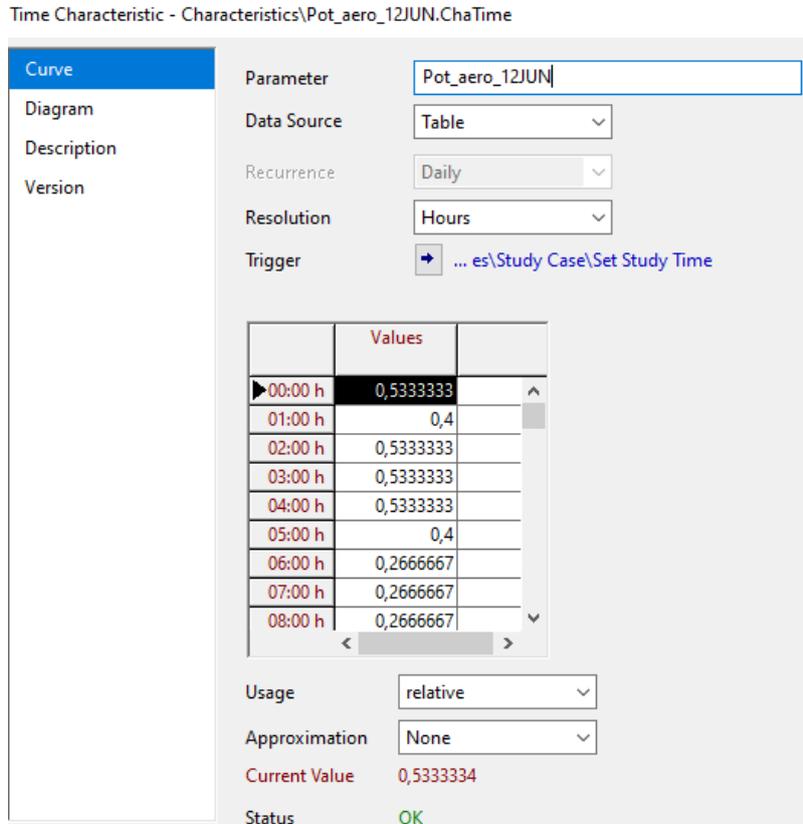


Figura 81. Ejemplo de creación de la característica en función del tiempo.

Una vez introducidas las características, en el modelo compuesto, se seleccionan los componentes que quieren analizarse (líneas, transformadores...) y se selecciona la opción "Execute Script" y "TimeSweep". Esta opción ejecuta automáticamente un flujo de cargas y hace los gráficos de los componentes deseados.

8.4.2. Resultados

Para cada uno de los casos se ha analizado la carga de los elementos, la tensión y la potencia generada durante el periodo de tiempo de 24 horas y bajo las condiciones específicas de generación del día en cuestión. En los siguientes subapartados se comentarán los resultados obtenidos, mostrando los gráficos de la tensión y la potencia (activa y reactiva) en el punto de conexión a red. En lo que respecta a la carga de los diferentes componentes, el volumen de datos obtenidos es elevado y se ha centrado la atención en las cargas del transformador de la subestación (132/13,2kV), la línea que une la instalación con la red y los transformadores de los generadores (13,2/0,69kV) y únicamente se comentarán los rasgos más característicos de cada caso.

8.4.2.1. Caso 1: 21 de enero

En el primer gráfico (Figura 82) se muestra la generación de potencia activa junto con el nivel de carga del transformador en el punto de conexión. Se puede ver cómo la potencia va aumentando a lo largo del día y la tendencia sigue los mismos patrones que se mostraban en las curvas de la Figura 78 y la Figura 79. La razón del aumento de potencia activa generada está ligado a la generación del convertidor de olas, el cual llega a su

generación máxima al final del día. En lo que respecta a la carga, se ve que la capacidad del transformador es suficiente como para soportar las exigencias máximas de producción que pueden ocasionarse, ya que apenas supera el 15% en el momento de máxima potencia.

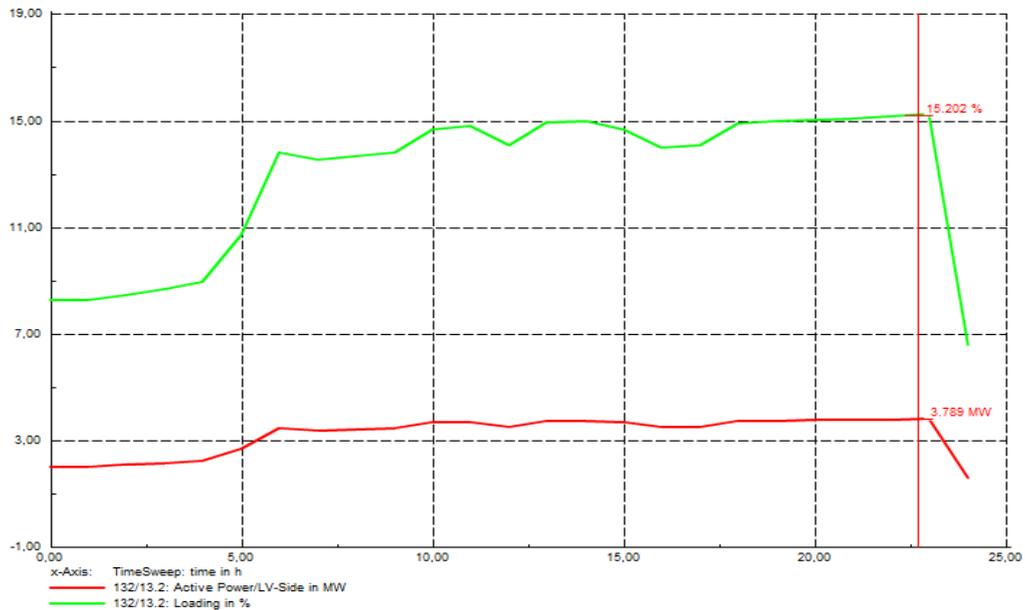


Figura 82. Carga y potencia activa en el PCR para el caso 1.

En lo que respecta a la evolución de la tensión, la Figura 83 muestra la tensión en el lado de A.T. (rojo) y B.T. (verde) del transformador de la subestación. En dicho gráfico se puede ver que la variación de tensión en el lado de B.T. en ningún momento sobrepasa el valor de 1,002 p.u., es decir, la variación en ningún caso llega al 1% de la nominal, mientras que en el lado de A.T. la tensión se mantiene constante en 1 p.u. en todo momento.

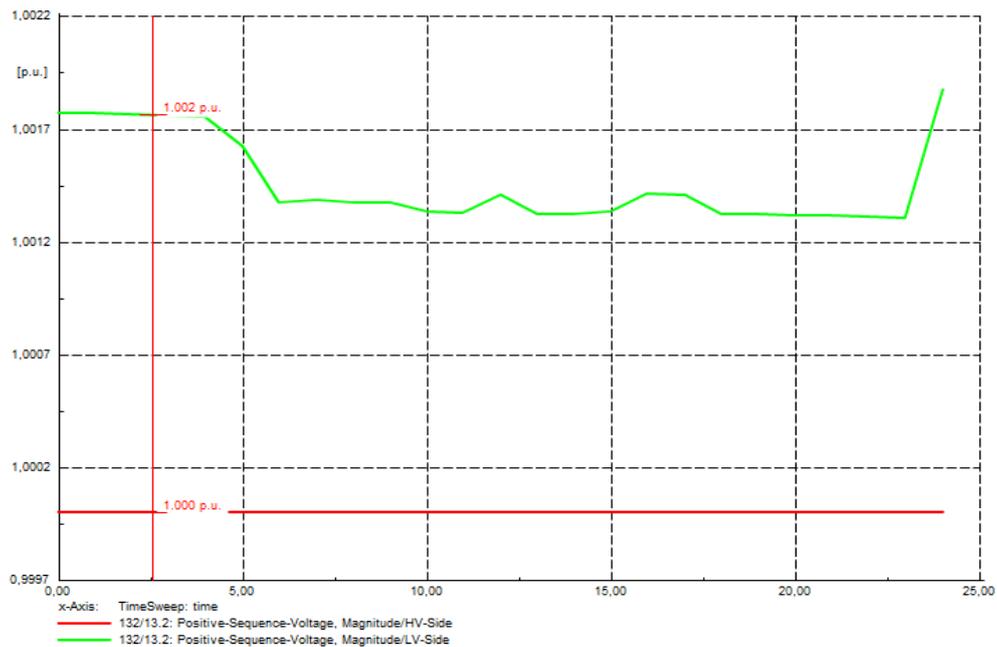


Figura 83. Evolución de la tensión en el PCR para el caso 1.

Por último, se ha analizado también la carga de la línea que transporta la energía generada hasta el PCR y los transformadores de ambas máquinas, ya que se ha considerado que son factores relevantes en la conexión. En el caso de la *Figura 84* se pueden ver las curvas de la línea B-C (rojo), el transformador del aerogenerador (verde) y el transformador del convertidor de olas (azul).

El gráfico muestra cómo el transformador que mayor carga soporta es el del aerogenerador, lo cual tiene sentido puesto que esta máquina es la que mayor potencia genera. En lo que respecta a las otras dos curvas, la carga relativa es baja, con máximos de 37% para la línea y 25% para el convertidor.

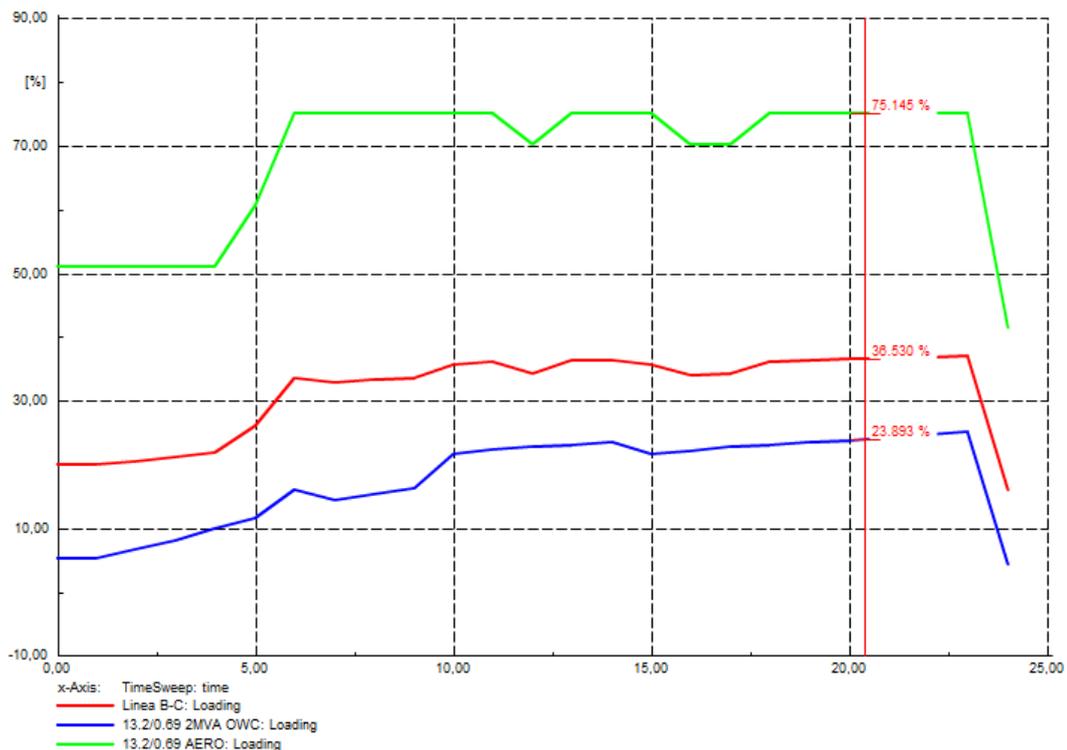


Figura 84. Carga de la línea B-C y los transformadores del aerogenerador y el convertidor de olas para el caso 1.

8.4.2.2. Caso 2: 12 de junio

El segundo caso es un día de poco viento y muy poco oleaje, es decir, la generación es muy inferior en comparación con los otros dos casos y esto se ve claramente en el gráfico de la *Figura 85*. En él se puede ver cómo la potencia es de 1,404 MW, es decir, menos de la mitad de la producción observada en el máximo del caso 1. Esto se debe principalmente a la aportación de la generación undimotriz, que es casi inexistente. El gráfico también muestra el nivel de carga del transformador, cuyo máximo se encuentra en el 6%.

Por otro lado, en la *Figura 86* se han representado las tensiones del transformador y en ellas se observa un comportamiento muy parecido al que se ha comentado en el subapartado anterior. En el lado de A.T. la tensión se mantiene constante, mientras que en el de B.T. hay variaciones. Estas variaciones son inversamente proporcionales a la generación y se puede observar cómo cuando la potencia generada por el conjunto de la instalación disminuye, aumenta la tensión. Aun así, la variación de tensión en el punto más alto toma un valor de 1,002 p.u. al igual que en el caso anterior, lo cual no conlleva ningún problema para la red.

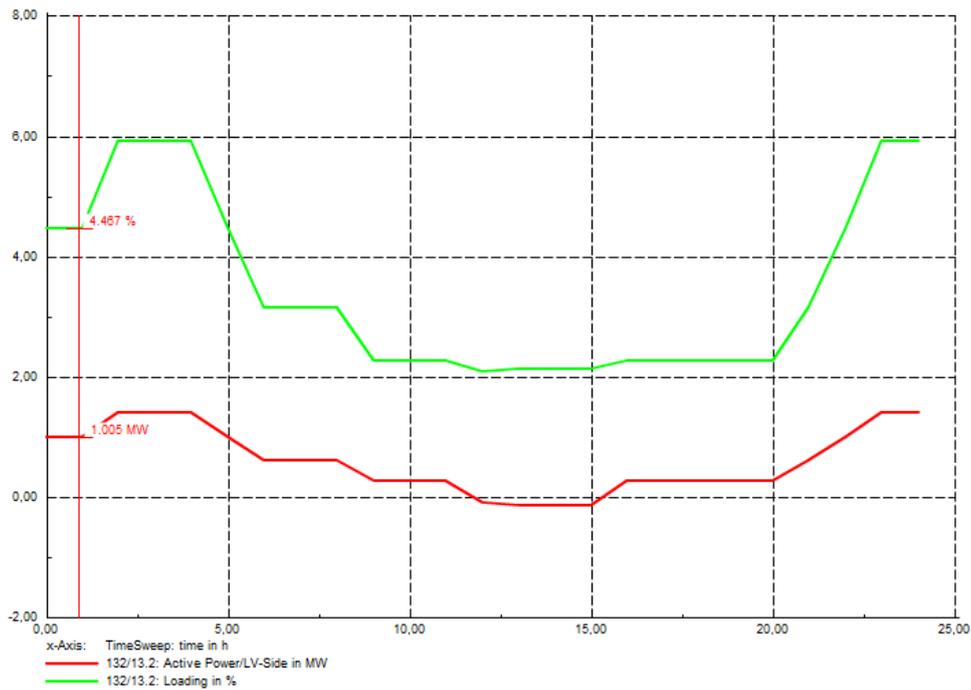


Figura 85. Carga y potencia activa en el PCR para el caso 2.

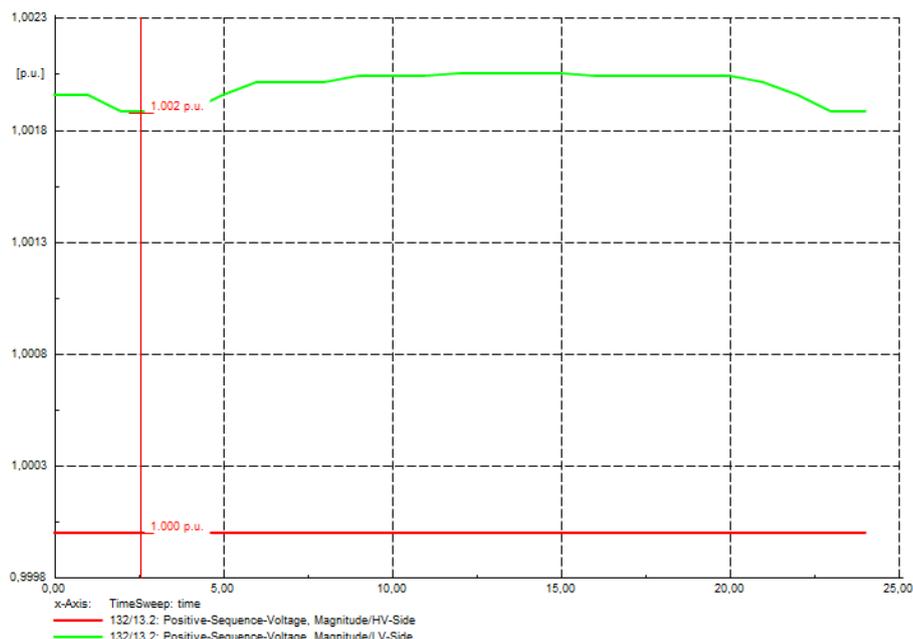


Figura 86. Evolución de la tensión en el PCR para el caso 2.

Por último, en la *Figura 87* muestra la carga de la línea y de los transformadores de los generadores. En esta ocasión, la carga en todos los casos es inferior al caso 1 y este bajo nivel de carga se acentúa en el transformador del convertidor de olas, ya que la máquina apenas está generando energía.

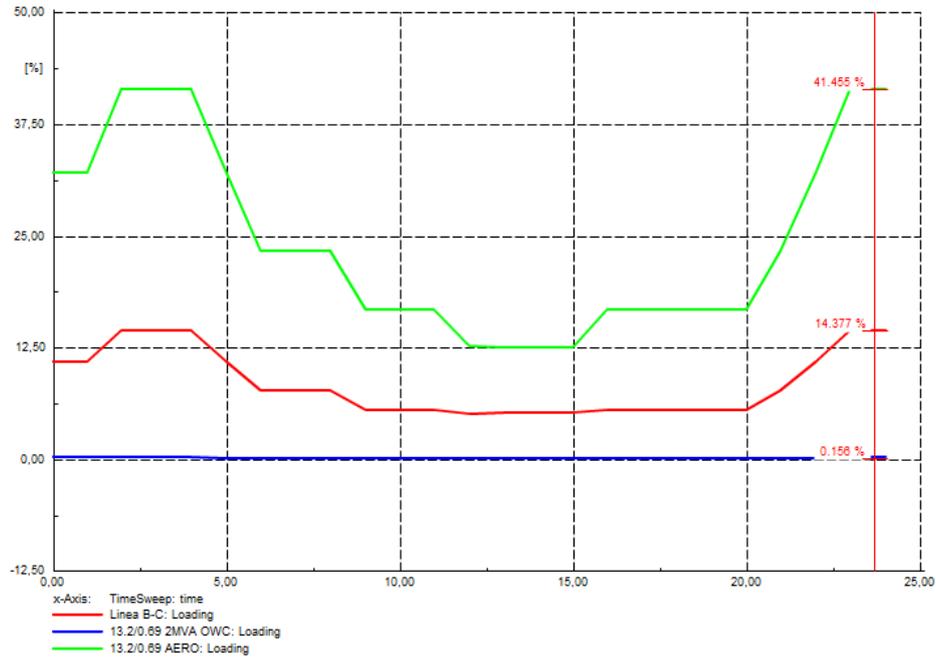


Figura 87. Carga de la línea B-C y los transformadores del aerogenerador y el convertidor de olas para el caso 2.

8.4.2.3. Caso 3: 23 de septiembre

El último caso puede considerarse como una combinación entre los dos casos anteriores ya que combina momentos de generación alta y baja. De forma análoga a los apartados anteriores, se han representado gráficamente la potencia (Figura 88), la tensión (Figura 89) y la carga de los elementos característicos (Figura 90).

Analizando el primero de los gráficos, aunque la potencia generada durante las primeras 9 horas es elevada, no llega a tomar los valores máximos que se han recogido en el caso 1, pero en la parte de menor generación (18-20h) sí que produce menos energía. Esto también repercute en el nivel de carga, que varía entre el 12,8% y el 2,05%.

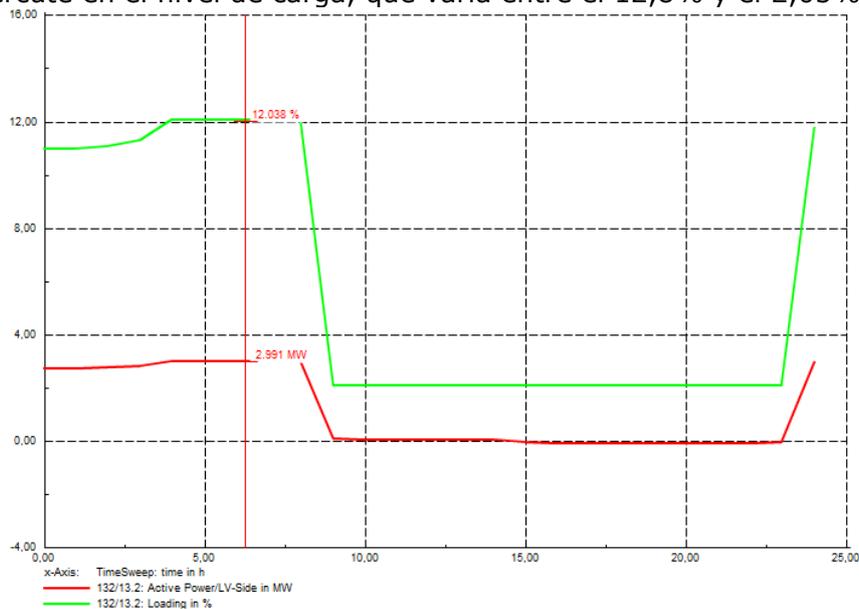


Figura 88. Carga y potencia activa en el PCR para el caso 3.

En cuanto a las tensiones en el PCR y el nivel de carga de los componentes, el comportamiento es similar al del resto de casos. Cabe destacar que, así como el nivel de carga del transformador del aerogenerador sí que varía bruscamente, el del convertidor de olas no lo hace, pero debido a su mayor potencia de generación el impacto que se transmite hacia la red es el principalmente el del aerogenerador.

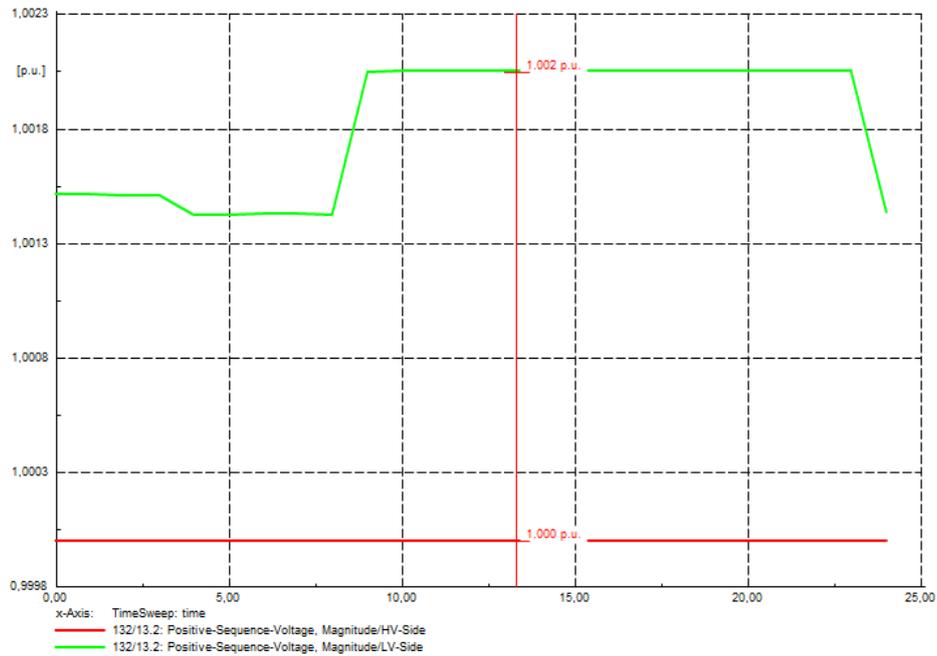


Figura 89. Evolución de la tensión en el PCR para el caso 3.

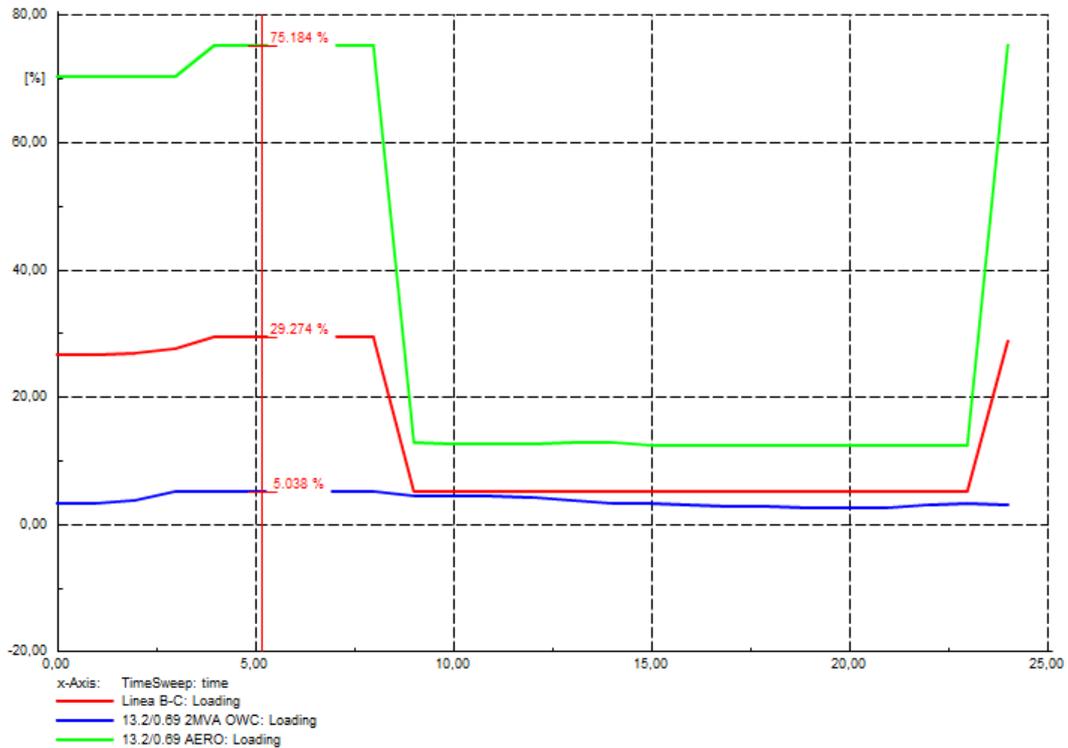


Figura 90. Carga de la línea B-C y los transformadores del aerogenerador y el convertidor de olas para el caso 3.

9. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se ha analizado la interconexión entre una plataforma flotante de generación renovable y la red eléctrica del Biscay Marine Energy Platform (BiMEP). Para ello, se ha desarrollado un modelo basado en la herramienta de simulación PowerFactory, de una instalación híbrida que combina la generación eólica y la generación undimotriz, mediante el cual se han realizado las simulaciones estáticas y dinámicas pertinentes.

Del trabajo realizado se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Se ha definido el concepto de plataforma que se va a utilizar, así como el sistema de generación y los equipos de consumo para crear el modelo de simulación que incluye las características propias de cada componente que conforma la instalación. Con ello, se ha creado un modelo de simulación capaz de llevar a cabo los estudios necesarios para evaluar los criterios marcados por la normativa existente.
- En cuanto a las condiciones del entorno y las características de la red de conexión de BiMEP, se han analizado los recursos ambientales disponibles, realizando un estudio basado en datos meteorológicos del emplazamiento en los últimos años y se han definido las características de la red, facilitando la definición de la conexión eléctrica a plantear y el estudio de generación del emplazamiento.
- Las simulaciones estáticas de flujo de cargas, el ensayo de capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima muestran que la instalación diseñada cumple con los requisitos mínimos de capacidad de potencia reactiva que se establecen en el Código de Red. No se observa la necesidad de utilizar equipos de compensación y todos los casos están dentro de los límites establecidos.
- Los ensayos referentes a los requisitos ante variaciones de frecuencia (MRPFL-O y MRPF) han mostrado que, por un lado, en el caso de MRPFL-O los valores de tiempo y potencia recogidos sí que están dentro de los valores requeridos, pero en el caso de MRPF, aunque no hay oscilaciones entre los pasos, con valores de frecuencia bajos no se da un control tan exacto.
- El ensayo del modo de regulación de potencia, realizado en base al modo de control de potencia reactiva, ha quedado verificado la capacidad de control de potencia reactiva de la instalación mostrando cómo la potencia reactiva varía en función de la consigna introducida, dentro de los rangos establecidos por la normativa.
- Las simulaciones dinámicas han demostrado que la instalación cumple con los requisitos ante huecos de tensión y de recuperación de potencia activa que fija el Código de Red ya que, en las tres faltas analizadas, los tiempos de recuperación están dentro de los rangos.
- Por último, en lo referente al estudio de generación, se concluye que el potencial de generación del área es alto y que la red de BiMEP está preparada para albergar instalaciones de potencias mayores a la que se ha planteado en el trabajo ya que los niveles de carga en los componentes de la red de conexión en casos más extremos no pasaban del 20%.

10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] ONU, «Centro de noticias de las Naciones Unidas,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>. [Último acceso: 01 2021].
- [2] International Energy Agency (IEA), «World Energy Outlook - Flagship report October 2020,» 2021.
- [3] Ambientum, «Circulación de la atmosfera,» [En línea]. Available: https://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/atmosfera/la-circulacion-general-de-la-atmosfera.asp.
- [4] R. Kumar, K. Raahemifar y A. S. Fung, «A critical review of vertical axis wind turbines for urban applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 89, pp. 281-291, 2018.
- [5] M. Tahani, A. Rabbani, A. Kasaeian, M. Mehrpooya y M. Mirhosseini, «Design and numerical investigation of Savonius wind turbine with discharge flow directing capability,» *Energy*, vol. 13, pp. 327-338, 2017.
- [6] E. Verkienderen y B. Imam, «A simplified dynamic model for mast design of H-Darrieus vertical axis,» *Engineering Structures*, vol. 100, pp. 564-576, 2015.
- [7] M. Cheng y Y. Zhu, «The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review.,» *Energy Conversion and Management*, vol. 88, pp. 332-347, 2014.
- [8] I. Zubia, *Apuntes de Generación Eólica - Tema 3*, 2020.
- [9] «Apuntes Gestión de Parques Eólicos,» [En línea]. Available: <https://docplayer.es/92289133-1-1-origen-del-viento.html>.
- [10] M. Franquesa i Voneschen, «Introducción a la teoría de las turbinas eólicas.,» [En línea]. Available: http://www.amics21.com/laveritat/introduccion_teoria_turbinas_eolicas.pdf.
- [11] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, 1998.
- [12] I. Zubia, *Apuntes de Generación Eólica - Tema 1*, 2020.
- [13] E. Topham, E. Gonzalez, David McMillan y E. João, «Challenges of decommissioning offshore wind farms: Overview of the European experience,» *Journal of Physics Conference Series*, 2019.
- [14] I. R. E. A. (IRENA), «Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects,» 2019.
- [15] V. Smil, «Wind Turbines Just Keep Getting Bigger, But There's a Limit,» *IEEE Spectrum*, 22 Octubre 2019.
- [16] 4COffshore. [En línea]. Available: <https://www.4coffshore.com/>. [Último acceso: 05 05 2021].
- [17] K.-Y. Oha, W. Namb, M. S. Ryuc, J.-Y. Kimc y B. I. Epureanud, «A review of foundations of offshore wind energy convertors: Current status and future perspectives,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 88, pp. 16-36, 2018.
- [18] C. G. S. H. Díaz, «Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms,» *Ocean Engineering*, vol. 209, 2020.
- [19] L. Castro-Santos y V. Diaz-Casas, *Floating offshore wind farms.*, Springer, 2016.
- [20] A. Athanasia y A. B. Genachte, «Deep offshore and new foundation concepts,» *Energy Procedia*, vol. 35, p. 198 – 209, 2013.
- [21] M. Caicoya Ferreiro, B. Alza Castillo y B. Couñago Lorenzo, «Soluciones flotantes para aerogeneradores: Plataforma Spar.».
- [22] A. Ghigo , L. Cottura, R. Caradonna, G. Brac y G. Mattiazzo, «Platform Optimization and Cost Analysis in a Floating Offshore Wind Farm,» *Journal of Marine Science and Engineering*, vol. 8, p. 835, 2020.
- [23] K. M. Kopperstad , R. Kumar y K. Shoele, «Aerodynamic characterization of barge and spar type floating offshore wind turbines at different sea states,» *Wind Energy*, vol. 23, nº 11, pp. 2087-2112, 2020.

- [24] M. Amundarain, «La energía renovable procedente de las olas.,» *Ikastorratza.*, vol. 8, 25 02 2012.
- [25] A. F. de O.Falcão, «Wave energy utilization: A review of the technologies,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 899-918, 2010.
- [26] «El sistema eléctrico,» 15 06 2006. [En línea]. Available: <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/844814807X.pdf>.
- [27] C. Navntoft , N. Biurrún, M. P. Cristófalo, M. González, L. Maríncola y D. Raggio, Introducción a la generación distribuida de energías renovables, Secretaría de Gobierno de Energía, Argentina, 2019.
- [28] S. X. Carvajal Quintero y J. D. Marín Jiménez, «The impact of distributed generation on the colombian electrical power system: a dynamic-system approach,» *Tecnura*, vol. 17, n° 35, pp. 77-89, 2013.
- [29] *PowerFactory applications for power*, 2014.
- [30] *PowerFactory 2018- User Manual*, 2018.
- [31] *PowerFactory 2017- Tutorial*, 2017.
- [32] *PowerFactory- Technical References*, 2018.
- [33] MathWorks, «MathWorks - MATLAB help centre,» [En línea]. Available: https://es.mathworks.com/help/matlab/learn_matlab/scripts-and-functions.html .
- [34] BiMEP, «BiMEP,» [En línea]. Available: <https://www.bimep.com/>.
- [35] REE, «Interconexión occidental España-Francia por el Golfo de Bizkaia-Gascogne- DOCUMENTO INICIAL DEL PROYECTO,» 2017.
- [36] BiMEP, «Documento de contratación.»
- [37] SENER, «Proyecto BiMEP,» [En línea]. Available: <https://www.energy.sener/es/proyectos/proyecto-bimep>.
- [38] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto , *La empresa pública BiMEP firma un acuerdo con la tecnológica SAITEC para instalar el primer aerogenerador marino flotante en España.*, 2020.
- [39] Saitec, «Saitec,» [En línea]. Available: <https://www.saitec.es/es/>.
- [40] Wello, «Wello,» [En línea]. Available: <https://wello.eu/>.
- [41] L. Bauer y S. Matysik, «Wind Turbine Models,» [En línea]. Available: <https://en.wind-turbine-models.com>. [Último acceso: 12 01 2021].
- [42] «The Wind Power- Wind Energy Market Intelligence,» [En línea]. Available: <https://www.thewindpower.net>.
- [43] Unión Europea (UE), *REGLAMENTO (CE) no 714/2009 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo*, 2009.
- [44] Aelec, «Aelec- Códigos de Red,» [En línea]. Available: <https://aelec.es/codigos-de-red/>.
- [45] Red Eléctrica Española, Aelec, Aseme y Cide, «Norma técnica de supervisión de la conformidad para MGE. Reglamento UE 2016/631.,» 2020.
- [46] UE (Unión Europea), «REGLAMENTO (UE) 2016/631- Requisitos de conexión de generadores a la red,» 2016.
- [47] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto , «Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.,» 2020.
- [48] T. Aderinto y H. Li, «Review on Power Performance and Efficiency of Wave Energy Converters,» *Energies*, 13 Noviembre 2019.
- [49] M. Aggour, M. Zemamou y A. Toumi, «Review of savonius wind turbine design and performance.,» *Energy Procedia*, vol. 141, pp. 383-388, 2017.
- [50] A. Ulazia, *Apuntes de la asignatura de Energía Eólica.*, 2018.
- [51] J. Keller y B. Kroposki, «Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources,» 03 09 2021. [En línea].

11. ANEXOS

11.1. ANEXO 1: SCRIPT DATOS BIMEP

```
%TRATAMIENTO DE DATOS DE BIMEP
filename='2015.xlsx';
A=xlsread(filename);%Lectura del Excel con los datos anuales
B=zeros(8760,7);% Matriz vacía que tenga 7 columnas y 8760 filas
D=zeros(25,12);% Matriz vacía que tenga 6 columnas y 24 filas (datos p.u.)
x=1;
n=8760;
m=24;
%Los datos de velocidad del viento están en las columnas 9,11 (viento a 90
%metros),13 (viento a 150 metros)del Excel
%Los datos del de las olas están en la columna 5 (altura de viento), 6
%(periodo medio en segs) y 7 (periodo de pico en segs).
%PARA EL AEROGENERADOR
for i=1:n
    x=A(i,9);
    if (x >= 2) && (x <= 3)
        case_number=1;
    elseif (x > 3) && (x <= 4)
        case_number=2;
    elseif (x > 4) && (x <= 5)
        case_number=3 ;
    elseif (x > 5) && (x <= 6)
        case_number=4;
    elseif (x > 6) && (x <= 7)
        case_number=5;
    elseif (x > 7) && (x <= 8)
        case_number=6;
    elseif (x > 8) && (x <= 9)
        case_number=7;
    elseif (x > 9) && (x <= 10)
        case_number=8;
    elseif (x > 10) && (x <= 11)
        case_number=9;
    elseif (x > 11)
        case_number=10;
    else
        case_number=0;
    end

    switch case_number
        case 0
            y=0;
        case 1
            y=50;
        case 2
            y=100;
        case 3
            y=450;
        case 4
            y=800;
```

```

        case 5
            y=1200;
        case 6
            y=1600;
        case 7
            y=2000;
        case 8
            y=2400;
        case 9
            y=2800;
        case 10
            y=3000;

    end

    B(i,1)=y; %Aquí sacaría el valor de la potencia que se genera
    B(i,2)=A(i,9); %Devolvería el valor del viento en esa hora
    B(i,3)=A(i,10); %La dirección del viento a esa hora
end
    %PARA EL WEC
for i=1:n
    hs=A(i,5);
    t02=A(i,6);
    tp=A(i,7);
    p_ola=0.96*(hs^2)*tp;
    p_owc=p_ola*0.15;

    B(i,4)=p_ola; %Obtención del valor de la potencia de ola
    B(i,5)=A(i,5); %Altura de ola a esa hora
    B(i,6)=A(i,7); %Periodo de ola a esa hora
    B(i,7)=p_owc;
end
    %xlswrite('PWD',B)

    %Para representar la producción anual

    tout=[1:n];
    potencia_aero=B(1:8760,1);
    potencia_ola=B(1:8760,4);
    potencia_owc=B(1:8760,7);
    %plot(tout,potencia_aero)
    %hold on
    %plot(tout,potencia_ola)
    %hold on
    %plot(tout,potencia_owc)
    %grid

    %Para extraer los datos de los días deseados

    D(1:25,1)=B(480:504,1); %Potencia aero 21ENE
    D(1:25,2)=B(480:504,7); %Potencia OWC 21ENE
    D(1:25,3)=B(3888:3912,1); %Potencia aero 12JUN
    D(1:25,4)=B(3888:3912,7); %Potencia OWC 12JUN
    D(1:25,5)=B(6360:6384,1); %Potencia aero 23SEPT
    D(1:25,6)=B(6360:6384,7); %Potencia OWC 23SEPT

```

```

%Para representar los datos de los 3 días
tdatos=[1:25];
pAero21=D(1:25,1);
pAero12=D(1:25,3);
pAero23=D(1:25,5);
pOWC21=D(1:25,2);
pOWC12=D(1:25,4);
pOWC23=D(1:25,6);
%plot(tdatos,pAero21,tdatos,pAero12,tdatos,pAero23)
%plot(tdatos,pOWC21,tdatos,pOWC12,tdatos,pOWC23)
%Para meter los datos a PowerFactory se pasan los valores en p.u.
pAero21_pu=pAero21/3000;%Dividir la P_aero por potencia nominal
pAero12_pu=pAero12/3000;
pAero23_pu=pAero23/3000;
pOWC21_pu=pOWC21/50;%En el caso del WEC dividir por 50(max. del
gráfico)
pOWC12_pu=pOWC12/50;
pOWC23_pu=pOWC23/50;

D(1:25,7)=pAero21_pu;
D(1:25,8)=pAero12_pu;
D(1:25,9)=pAero23_pu;
D(1:25,10)=pOWC21_pu;
D(1:25,11)=pOWC12_pu;
D(1:25,12)=pOWC23_pu;
%Para crear un excel con los datos de los días escogidos
xlswrite('Datos3dias + pu',D);

```

11.2. ANEXO 2: DOCUMENTACIÓN PARA EL ESTUDIO DE REQUISITOS DE ROBUSTEZ

A continuación, se muestra la documentación que debe aportarse para cada uno de los ensayos de robustez, detallada en la Norma Técnica de Supervisión.

	Magnitud	Descripción
Información General	Tipo de ensayo	
	Tipo de falta	
	Ocurrencia de la falta t_i	
	Despeje de la falta t_d	
	Duración de la falta	
	Tiempo de registro t_r	

Tabla 51. Información ensayos de huecos de tensión a MPE (I).

	Magnitud	Secuencia	Referencia de tiempos
PRE-FALTA: Información registrada previa a la operación de realización de la falta para generar el hueco (t_i)	Tensión (p.u.)	Pos.	1) t_i-60s hasta t_i 2) $t_i-500ms$ hasta $t_i-100ms$ 3) t_i-1s hasta t_i
		Neg.	1) t_i-60s hasta t_i 2) $t_i-500ms$ hasta $t_i-100ms$ 3) t_i-1s hasta t_i
	Intensidad aparente (p.u.)	Pos.	$t_i-500ms$ hasta $t_i-100ms$
	Intensidad reactiva	Pos.	t_i-60s hasta t_i
		Pos.	t_i-1s hasta t_i
		Neg.	t_i-1s hasta t_i
	Intensidad activa	Pos.	t_i-1s hasta t_i
	Potencia activa	Total	t_i-10s hasta t_i
		Total	t_i-2s hasta t_i
		Pos.	$t_i-500ms$ hasta $t_i-100ms$
Potencia reactiva	Pos.	$t_i-500ms$ hasta $t_i-100ms$	
Velocidad del viento (si UGE eólica)	-	t_i-2s hasta t_i	

Tabla 52. Información ensayos de huecos de tensión a MPE (II).

	Magnitud	Secuencia	Referencia de tiempos
FALTA: Información registrada durante la falta (t_i-t_d)	Factor K	Pos. (K_1)	
		Neg. (K_2)	
	Tiempo de activación (t_a)	Pos.	
	Tiempo de respuesta (t_r)	Pos.	
		Neg.	
	Tiempo de establecimiento (t_e)	Pos.	
		Neg.	
	Tensión (p.u.)	Pos.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
		Neg.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
	Intensidad reactiva	Pos.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
		Neg.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
	Intensidad activa	Pos.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
	Intensidad aparente	Pos.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
		Neg.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
	Potencia activa	Total	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
		Pos.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms
Potencia reactiva	Pos.	$t_i+100ms$ hasta t_d-20ms	
Intensidad de cortocircuito (sólo para falta trifásica). Valores máximos instantáneos de intensidad	Fases 1, 2 y 3	t_i+20ms	

	Intensidad de cortocircuito (sólo para falta trifásica).	Fases 1, 2 y 3	t_f+20ms
		Fases 1, 2 y 3	$t_f+100ms$
		Fases 1, 2 y 3	$t_f+150ms$
		Fases 1, 2 y 3	$t_f+300ms$
		Fases 1, 2 y 3	$t_f+500ms$
		Fases 1, 2 y 3	$t_f+1000ms$
	Capacidad de soportar el hueco	Permanece conectado	Si/No
POST-FALTA: Información registrada tras el despeje de la falta (t_d) hasta el final del tiempo de registro (t_r)	Intensidad reactiva	Pos.	t_d+1s hasta t_d+10s
		Neg.	t_d+1s hasta t_d+10s
	Intensidad activa	Pos.	t_d+1s hasta t_d+10s
	Potencia activa	Total	t_d+1s hasta t_d+10s
	Potencia reactiva	Pos.	t_d+1s hasta t_d+10s
	Tensión	Pos.	t_d+1s hasta t_d+10s
		Neg.	t_d+1s hasta t_d+10s
	Intensidad aparente	Pos.	t_d+1s hasta t_d+10s
		Neg.	t_d+1s hasta t_d+10s
	Velocidad del viento (si UGE eólica)	-	t_d+1s hasta t_d+10s
t_e de la Potencia activa	Pos.		
Capacidad sobretensión transitoria	Permanece conectado	Si/No	

Tabla 53. Información ensayos de huecos de tensión a MPE (III).

11.3. ANEXO 3: DATOS DE LOS DÍAS ESCOGIDOS

Datos horarios del día 21 de enero:

Potencia aerogenerador [kW]	Potencia OWC [kW]	Potencia aerogenerador [pu]	Potencia OWC [pu]
1600	8.61818337	0.533333333	0.17236367
2000	10.7472926	0.666666667	0.21494585
2000	13.3884704	0.666666667	0.26776941
2000	16.2570568	0.666666667	0.32514114
2000	20.0211463	0.666666667	0.40042293
2400	22.9430404	0.8	0.45886081
3000	32.0546224	1	0.64109245
3000	28.7724012	1	0.57544802
3000	30.7042048	1	0.6140841
3000	32.4376089	1	0.64875218
3000	43.4177875	1	0.86835575
3000	44.9156246	1	0.89831249
2800	45.4438979	0.933333333	0.90887796
3000	46.3371119	1	0.92674224
3000	47.0138405	1	0.94027681
3000	43.1578487	1	0.86315697
2800	44.3334121	0.933333333	0.88666824
2800	45.5477567	0.933333333	0.91095513

3000	46.2357985	1	0.92471597
3000	47.0181342	1	0.94036268
3000	47.7685024	1	0.95537005
3000	48.4579657	1	0.96915931
3000	49.4959768	1	0.98991954
3000	50.4767649	1	1.0095353
3000	50.9199331	1	1.01839866

Datos horarios del día 12 de junio:

Potencia aerogenerador [kW]	Potencia OWC [kW]	Potencia aerogenerador [pu]	Potencia OWC [pu]
1600	0.32659984	0.533333333	0.006532
1200	0.3244388	0.4	0.00648878
1600	0.31501541	0.533333333	0.00630031
1600	0.3128931	0.533333333	0.00625786
1600	0.29708054	0.533333333	0.00594161
1200	0.25891864	0.4	0.00517837
800	0.21241786	0.266666667	0.00424836
800	0.18222185	0.266666667	0.00364444
800	0.16876867	0.266666667	0.00337537
450	0.15793165	0.15	0.00315863
450	0.16931488	0.15	0.0033863
450	0.16296776	0.15	0.00325936
100	0.14934492	0.033333333	0.0029869
50	0.14170769	0.016666667	0.00283415
50	0.14218664	0.016666667	0.00284373
50	0.14610801	0.016666667	0.00292216
450	0.16638114	0.15	0.00332762
450	0.17234796	0.15	0.00344696
450	0.18075054	0.15	0.00361501
450	0.18920809	0.15	0.00378416
450	0.20053678	0.15	0.00401074
800	0.23231733	0.266666667	0.00464635
1200	0.25517977	0.4	0.0051036
1600	0.28477651	0.533333333	0.00569553
1200	0.28842596	0.4	0.00576852

Datos horarios del día 23 de septiembre:

Potencia aerogenerador [kW]	Potencia OWC [kW]	Potencia aerogenerador [pu]	Potencia OWC [pu]
3000	6.09595711	1	0.12191914
2800	6.17948875	0.933333333	0.12358977
2800	7.4911659	0.933333333	0.14982332
2800	10.2363649	0.933333333	0.2047273

3000	10.3513147	1	0.20702629
3000	10.1367176	1	0.20273435
3000	10.0278307	1	0.20055661
3000	9.95260551	1	0.19905211
3000	10.2077277	1	0.20415455
100	8.67669728	0.033333333	0.17353395
50	8.44751366	0.016666667	0.16895027
50	8.90091943	0.016666667	0.17801839
50	8.36560537	0.016666667	0.16731211
100	7.12900801	0.033333333	0.14258016
100	6.61231588	0.033333333	0.13224632
0	6.15373687	0	0.12307474
0	5.72097032	0	0.11441941
0	5.47847404	0	0.10956948
0	5.31635106	0	0.10632702
0	5.17996121	0	0.10359922
0	5.0458918	0	0.10091784
0	4.99177489	0	0.0998355
0	5.86096382	0	0.11721928
0	6.54762574	0	0.13095251
50	6.11876872	0.016666667	0.12237537