

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

## TRABAJO FIN DE MÁSTER

### ***PROYECTO DE PARQUE EÓLICO Y ESTUDIOS DE CONEXIÓN A RED***

**Alumno/Alumna**  
**Director/Directora**  
**Departamento**  
**Curso académico**

*Martínez Maza, Gabriel*  
*Eguía López, Pablo*  
Ingeniería Eléctrica  
*2017/2018*

*Bilbao, 4 de septiembre de 2018*

## DATOS BÁSICOS DEL TRABAJO DE FIN DE MASTER

- *Alumno:* Gabriel Martínez Maza.
- *Director:* Pablo Eguía López.
- *Departamento:* Ingeniería Eléctrica.
- *Título del Trabajo:* Proyecto de parque eólico y estudios de conexión a red.
- *Resumen:* El objetivo principal de este trabajo es profundizar en el estudio de conexión a red de un parque eólico. El estudio se particularizará en el parque eólico Fuendejalón de 70MW, un parque eólico que se quiere construir en la provincia de Zaragoza. Se describirá técnicamente el proyecto, definiendo principalmente sus características eléctricas, para su posterior modelado. Se utilizará el programa comercial PowerFactory para realizar este modelo y comprobar que el parque cumple con los requisitos necesarios para su conexión a red.
- *Palabras clave:* Parque eólico, conexión a red, requisitos, REE, potencia activa, potencia reactiva, huecos de tensión, modelización, PowerFactory.
- *Izenburua:* Parke eoliko eta sarerako konexio proiektua.
- *Laburpena:* Lan honen helburu nagusia parke eoliko baten sarerako konexioaren ikasketan sakontzea da. Ikasketa hau Zaragozako probintzian eraiki nahi den 70MWko Fuendejalón parke eolikoan zentratuko da. Eredu bat egin ahal izateko proiektuaren alde teknikoak deskribatuko dira, nagusiki honen ezaugarri elektrikoak definituz. PowerFactory izeneko programa komertziala erabiliko da eredia egiteko eta sarera konektatzeko beharrezko betekizunak betetzen dituela bermatzeko.
- *Hitzgakoak:* Parke eoliko, sarera konexioa, betekizunak, REE, potentzia erreaktiboa, tentsioa hutsuneak, modelizazioa, PowerFactory
- *Title:* Wind farm project and power grid connection study
- *Abstract:* The main goal of this project is to go deeper on the connection of a wind farm to the power grid's study. This study will be focused on Fuendejalón's 70 MW eolic park, this eolic park is planned to be built on Zaragoza's state. The project will be focused from a technical point of view, defining its main electric features, for later modeling it. We will use PowerFactory for building the model and checking that the park we designed will fulfill the prerequisites required for connecting it to the power grid.
- *Keywords:* Eolic park, Connection to the power grid, prerequisites, REE, Active power, reactive power, voltage sag, modeling, PowerFactory

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>12</b>
<b>2</b>	<b>Contexto .....</b>	<b>14</b>
2.1	<b>Sistema eléctrico de potencia (SEP) .....</b>	<b>14</b>
2.2	<b>Importancia de la energía eólica.....</b>	<b>16</b>
2.3	<b>Inconvenientes de la energía eólica.....</b>	<b>18</b>
<b>3</b>	<b>Objetivo y alcance .....</b>	<b>20</b>
<b>4</b>	<b>Beneficios del proyecto .....</b>	<b>21</b>
4.1	<b>Beneficios técnicos .....</b>	<b>21</b>
4.2	<b>Beneficios económicos.....</b>	<b>22</b>
4.3	<b>Beneficios sociales .....</b>	<b>23</b>
<b>5</b>	<b>Estado del arte .....</b>	<b>24</b>
5.1	<b>Elementos del aerogenerador.....</b>	<b>24</b>
5.1.1	Subsistema de captación .....	25
5.1.2	Subsistema de transmisión mecánica.....	26
5.1.3	Subsistema de generación eléctrica .....	26
5.1.4	Subsistema de orientación .....	27
5.1.5	Subsistema de regulación y control .....	27
5.1.6	Subsistema de soporte.....	28
5.1.7	Subsistema de refrigeración.....	29
5.2	<b>Funcionamiento del aerogenerador .....</b>	<b>29</b>
5.2.1	Potencia eólica .....	30
5.2.1	Límite de Betz.....	32
5.2.2	Aerodinámica del aerogenerador .....	35
5.2.3	Control del aerogenerador .....	39
5.2.1	Tipos de turbinas eólicas: Velocidad fija y variable.....	41
5.2.2	Curvas de potencia.....	43
5.3	<b>Conceptos del generador.....</b>	<b>49</b>
5.3.1	Generador de Inducción de Velocidad Fija .....	51
5.3.2	Generador de Inducción con Resistencia de Rotor Variable .....	52
5.3.3	Generador de Inducción Doblemente Alimentado .....	54
5.3.4	Generador de Inducción con Convertidor de Plena Potencia .....	57
5.3.5	Generador Síncrono Directamente Acoplado con caja de engranajes de velocidad variable .....	58
<b>6</b>	<b>Análisis de las alternativas .....</b>	<b>61</b>
6.1	<b>Métodos de análisis para el estudio de conexión a red.....</b>	<b>61</b>
6.1.1	Identificación de las alternativas .....	61
6.1.2	Definición de los criterios de selección .....	62
6.1.3	Selección de la solución .....	62
6.2	<b>Herramienta software a utilizar.....</b>	<b>64</b>
6.2.1	Identificación de las alternativas .....	64
6.2.2	Definición de los criterios de selección .....	65

6.2.3	Selección de la solución .....	66
<b>7</b>	<b>Descripción del proyecto de parque eólico.....</b>	<b>68</b>
7.1	Emplazamiento .....	68
7.2	Descripción general de la instalación .....	74
7.3	Características del aerogenerador .....	75
7.4	Instalación eléctrica .....	76
7.5	Modelado del parque eólico.....	82
<b>8</b>	<b>Estudios de conexión a red .....</b>	<b>84</b>
8.1	Control de tensión .....	89
8.2	Control de potencia activa (P) y reactiva (Q) .....	98
8.3	Escalón de cambio de tensión.....	117
8.4	Capacidad de soportar huecos de tensión .....	118
<b>9</b>	<b>Descripción de Tareas. Gantt .....</b>	<b>124</b>
<b>10</b>	<b>Descargo de gastos.....</b>	<b>128</b>
<b>11</b>	<b>Conclusiones .....</b>	<b>130</b>
<b>12</b>	<b>Bibliografía .....</b>	<b>131</b>
<b>13</b>	<b>Anexo.....</b>	<b>134</b>
13.1	Anexo I Normativa aplicable .....	134
13.2	Anexo II Planos de Conjunto. Esquemas.....	135
13.3	Anexo III Código .....	137
13.3.1	Script para generar las curvas P/Q del parque Eólico .....	137
13.3.1	Script para generar las curvas V/Q del parque Eólico .....	187
13.3.2	Script para generar las curvas P/V del parque Eólico.....	192

## LISTA DE ABREVIATURAS

TFM	Trabajo de Fin de Máster
SAMCA	Sociedad Anónima Minera Catalano-Aragonesa
SEP	Sistema eléctrico de potencia
TSO	Transmission System Operator (Gestor de Red de Transporte)
REE	Red Eléctrica Española
GWEC	Global Wind Energy Council (Junta global de energía eólica)
PCC	Punto de acoplamiento común/conexión
DFIG	Double-fed IG (Generador de inducción doblemente alimentado)
STATCOM	Static synchronous compensator (Compensador Estático Sincrono)
ONAN	Oil Natural Air Natural (Aceite y aire "natural")
ONAF	Oil Natural Air Forced (Aceite natural y aire forzado)
MT	Media Tensión
V	Voltios
kV	Kilovoltios
A	Amperios
kA	Kiloamperios
P	Potencia activa
W	Vatios
MW	Megavatios
MWh	Megavatios-hora
Q	Potencia reactiva
VA <sub>r</sub>	Voltamperios reactivos
MVA <sub>r</sub>	MegaVoltamperios reactivos
S	Potencia aparente
VA	Voltamperios
MVA	Megavoltamperios
f.d.p	Factor de potencia
C <sub>p</sub>	Coeficiente de potencia
Ω	Ohmios
R	Resistencia
F	Faradios
C	Capacidad
X	Reactancia

Z ..... Impedancia

Hz ..... Hercios

p.u. .... Por unidad

rpm ..... Revoluciones por minuto

m ..... Metros

s ..... Segundos

v ..... Velocidad

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Sistema eléctrico de potencia .....	14
Figura 2.2 Análisis de la capacidad eólica mundial instalada (GWEC).....	16
Figura 2.3 Participación de la generación eólica en la generación nacional.....	17
Figura 2.4 Distribución Autonómica de la generación eólica nacional.....	17
Figura 5.1 Elementos de un aerogenerador.....	24
Figura 5.2 Cimentación para torre eólica (MS enertech) .....	28
Figura 5.3. Esquema del cilindro de aire.....	30
Figura 5.4. Relación diámetro del rotor con la potencia teórica.....	31
Figura 5.5. Tubo de corriente que atraviese el aerogenerador.....	32
Figura 5.6. Sustentación en una pala de aerogenerador.....	35
Figura 5.7. Angulo de ataque.....	36
Figura 5.8. Coeficiente de sustentación - Angulo de ataque .....	36
Figura 5.9. Pérdida de sustentación.....	37
Figura 5.10. Composición de velocidades en una pala de perfil fijo .....	38
Figura 5.11. Composición de velocidades en una pala de perfil alabeado .....	38
Figura 5.12. Potencia para regulación pasiva por pérdidas y velocidad variable/pitch	41
Figura 5.13. Turbinas de velocidad fija - Velocidad variable.....	42
Figura 5.14. Distribución Weibull del viento .....	43
Figura 5.15. Densidad de potencia (Windpower.Org).....	45
Figura 5.16 Coeficiente de potencia - Velocidad del viento .....	46
Figura 5.17. Cp - TSR, en función de distintas velocidades del viento .....	47
Figura 5.18. Cp de distintos diseños de aerogenerador .....	48
Figura 5.19. Flujo de energía en un aerogenerador .....	49
Figura 5.20. Esquema del Generador de Inducción de Velocidad Fija .....	51
Figura 5.21. Esquema del Generador de Inducción con Resistencia de Rotor Variable .....	52
Figura 5.22. Familia de curvas de un GI con resistencia de rotor variable .....	53
Figura 5.23. Esquema del Generador DFIG.....	54

Figura 5.24. Diagrama del flujo de potencia en un DFIG.....	55
Figura 5.25. Control y protección del DFIG .....	56
Figura 5.26. Capacidad de reactiva en un DFIG .....	56
Figura 5.27. Esquema del Generador de inducción con Convertidor de plena potencia (Con multiplicadora).....	57
Figura 5.28. Capacidad de reactiva en un generador con convertidor de plena potencia .....	58
Figura 5.29. Esquema del Generador Síncrono directamente acoplado con caja de engranajes de velocidad variable.....	59
Figura 5.30. Capacidad de reactiva en un generador síncrono .....	59
Figura 5.31. Caja de cambios de velocidad variable (Voith WinDrive) .....	60
Figura 5.32. Esquema de los tipos de Generador .....	60
Figura 7.1. Posición aerogeneradores .....	69
Figura 7.2. Distribucion direccional de la estacion AZUBIAS-PICADOR .....	71
Figura 7.3. Distribución de velocidades .....	71
Figura 7.4. Entrada de datos al modelo (80 metros) .....	73
Figura 7.5. Isoventas del emplazamiento a 80m .....	73
Figura 7.6. Producción anual .....	74
Figura 7.7. Dimensiones Aerogenerador.....	75
Figura 7.8 Curvas de potencia aerogenerador 114/2,5MW .....	76
Figura 7.9. Ejemplo de zanjas para cables de MT .....	78
Figura 7.10 Zanjas de la red de MT .....	78
Figura 7.11. Unifilar de la barra 20Kv.....	80
Figura 7.12 Modelo Parque Eólico .....	82
Figura 7.13 Modelo del Circuito 1: Aerogeneradores 1-4 y 11-13 .....	83
Figura 7.14. Capacidad aerogeneradores (P-Q p.u.) .....	83
Figura 8.1. Proceso de impletación nacional Reg. UE 2016/631.....	85
Figura 8.2. Diagrama de requisitos técnicos .....	86
Figura 8.3. Requisito V-Q .....	86
Figura 8.4. Requisito P-Q .....	87



Figura 8.5. Requisito Hueco de tension .....	87
Figura 8.6 Requisitos para generadores tipo D (REE) .....	89
Figura 8.7 Perfil final V-Q/Pmax (REE) .....	91
Figura 8.8. Problema con transformador 60 MVA en el pto crítico .....	92
Figura 8.9. Problema con transformador 75 MVA en el pto crítico .....	92
Figura 8.10 Resultado Pto critico 1 .....	93
Figura 8.11 Resultado Pto critico 2 .....	94
Figura 8.12. Pto crítico 2 con batería de condensadores .....	96
Figura 8.13. Cálculo Q de la bateria de condensadores.....	97
Figura 8.14. Limitaciones P-Q.....	98
Figura 8.15. Curva referencia de capacidad del script .....	99
Figura 8.16 Definición Feeder.....	101
Figura 8.17. Resultados Script 0,9 p.u. básico .....	102
Figura 8.18. Configuración del cambiador automático de tomas.....	104
Figura 8.19. Resultados Script 0,9 p.u. con cambiador de tomas .....	104
Figura 8.20. Conexión de la batería de condensadores (0,9 p.u) .....	106
Figura 8.21. Resultados 0,9V con tomas y banco de condensadores. ....	107
Figura 8.22 Resultados Script 1,1 p.u. con cambiador automático de tomas .....	109
Figura 8.23. Revertir aproximacion .....	111
Figura 8.24 Diseño compensación final .....	112
Figura 8.25 Resultados fase previa diseño final.....	113
Figura 8.26 Reducción en la bateria de condensadores .....	114
Figura 8.27. Comparación $\pm 10$ con $\pm 13$ tomas.....	116
Figura 8.28. Escalón de cambio de tensión .....	117
Figura 8.29 P.O 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión .....	118
Figura 8.30. Modelo DFIG 2,5MW dinamico .....	119
Figura 8.31 Hueco de tensión para la primera falta.....	120
Figura 8.32. Hueco de tensión para la segunda falta. ....	120
Figura 8.33 Hueco de tensión para la tercera falta.....	121

Figura 8.34. P.O.12.3 Requerimientos de inyección de corriente.....	122
Figura 8.35. Resultados de inyección de corriente reactiva .....	122
Figura 9.1. Diagrama de Gantt.....	127
Figura 10.1 Desglose de los gastos .....	129
Figura 13.1. Anexo II 1.1 pu caso básico .....	135
Figura 13.2 Anexo II Modelo del Circuito 2: Aerogeneradores 5-10 .....	135
Figura 13.3 Anexo II Modelo del Circuito 2: Aerogeneradores 14-21 .....	136
Figura 13.4. Anexo II Modelo del Circuito 2: Aerogeneradores 22-28 .....	136

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 6.1. Tabla de valoración de los métodos de análisis para el estudio de conexión a red .....	63
Tabla 6.2. Tabla de valoración de la herramienta software a elegir.....	66
Tabla 7.1. Características principales del parque.....	69
Tabla 7.2. Distancias entre aerogenerador y torre meteorológica .....	70
Tabla 7.3. Resultados principales de la estación AZUBÍAS-PICADOR .....	70
Tabla 7.4. Fuente de datos de las características del aire .....	72
Tabla 7.5. Características del aire.....	72
Tabla 7.6 Características de los cables .....	80
Tabla 8.1. Parametros para los limites interiores (REE).....	90
Tabla 8.2. Parametros de entrada al script .....	100
Tabla 8.3. Objetos externos del script.....	101
Tabla 9.1 Lista de hitos y reuniones con el director. ....	126
Tabla 10.1. Descargo de gastos .....	128
Tabla 10.2. Coste unitario de las amortizaciones.....	128

## 1 Introducción

Este documento contiene el Trabajo de Fin de Master (TFM) denominado “Proyecto de parque eólico y estudios de conexión a red”, donde se describirá el proyecto de parque eólico Fuendejalón (Zaragoza) de 70MW y estudiará su conexión a red. En una primera parte se presenta el contexto del trabajo, así como el objetivo y alcance del mismo y los beneficios (técnicos, económicos y sociales) que se esperan conseguir con la realización de este TFM. Estos primeros apartados son de gran utilidad a la hora de situar al lector antes de entrar a profundizar más en la materia.

A continuación, se incluye un estado del arte sobre los aerogeneradores y su funcionamiento. El trabajo también contiene la descripción del proyecto de parque eólico. Donde se describen aspectos como el criterio seguido a la hora de elegir el emplazamiento para la instalación del parque, las medidas del viento tomadas para realizar un modelo del campo de viento, necesario para dimensionar del modo más eficiente los aerogeneradores y posteriormente, se definirán las características del aerogenerador y el resto de elementos eléctricos que conforman el parque eólico, como los transformadores propios de cada aerogenerador, la línea de media tensión o la subestación destinada a la transformación y evacuación de la energía.

En este documento también se analizan las alternativas existentes tanto para los métodos de estudio de conexión a red de un parque eólico, como para la elección de la herramienta software a usar en la modelización y se valoraran mediante diferentes criterios, justificando la elección adoptada en cada caso.

Una vez seleccionada la alternativa, se realiza una descripción de la solución adoptada y se da una breve explicación de sus componentes principales. Con esto quedara definido el modelo del parque eólico.

Se validará la conexión a red del parque eólico a través de distintas simulaciones que se le realizaran al modelo descrito en el apartado anterior. Todos los resultados de estas simulaciones y las soluciones tomadas a posibles problemas de conexión a red, se mostrarán y comentarán en este apartado

Este TFM cuenta también con un descargo de gastos a grandes rasgos, que engloba la inversión necesaria para acometer el proyecto, y con una planificación Gantt, en la que se exponen las diferentes etapas del proyecto y además se marcan una serie de hitos y reuniones.

Finalmente, se redactan unas conclusiones a modo de resumen final. En las que teniendo en cuenta los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas se resume la información primordial capturada en este TFM.

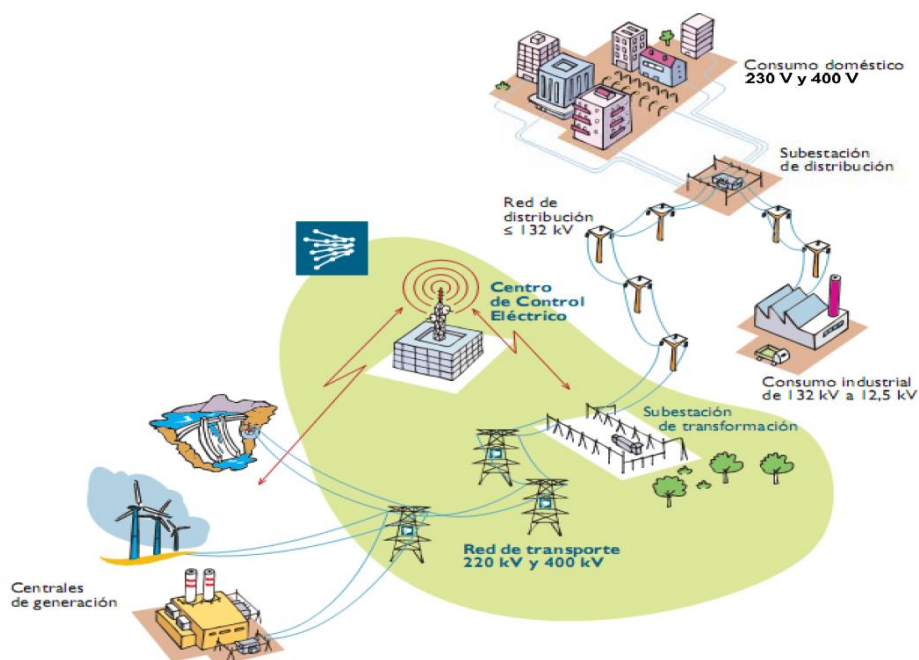
## 2 Contexto

El trabajo ha sido realizado en la Escuela de Ingeniería de Bilbao, en el departamento de Ingeniería Eléctrica. Para su realización se ha provisto de una de las aulas del departamento, en la cual hay ordenadores que entre otras herramientas tienen una licencia académica del programa comercial PowerFactory necesario para la realización de este TFM.

La construcción del parque eólico se llevará a cabo por la compañía MOLINOS DEL EBRO S.A., una compañía perteneciente al Grupo empresarial 'SAMCA'. Esta última fue creada en 1995 y está dedicada a la producción de energía eléctrica [1].

### 2.1 Sistema eléctrico de potencia (SEP)

El sistema eléctrico de potencia es el conjunto de equipos e instalaciones que posibilitan el uso de la energía eléctrica a gran escala. Las partes fundamentales del SEP son la generación, el transporte, la distribución y el consumo. Cada una de las partes tiene sus niveles de tensión propios, aunque todas ellas conforman un sistema trifásico que trabaja a frecuencia constante, 50Hz en Europa y 60Hz en América.



**Figura 2.1. Sistema eléctrico de potencia**

Se eleva la tensión a la hora de transportar la energía largas distancias para reducir las pérdidas: Al elevar la tensión se puede disminuir la intensidad para una misma potencia, así se obtienen cables de una sección razonable minimizando las

pérdidas por Joule durante el transporte. Las máquinas responsables de adecuar el nivel de tensión de cada etapa a su valor óptimo son los transformadores.

La generación tiene lugar en las centrales eléctricas, donde se produce energía eléctrica a partir de otras formas de energía. En función del tipo de fuente primaria de energía que utilizan, las centrales se clasifican en hidroeléctricas, térmicas, nucleares, eólicas, solares...etc. La conexión a red de estas centrales eléctricas, debe cumplir unos requisitos para asegurar la estabilidad y calidad del sistema, habitualmente el encargado de definir esos requisitos es el TSO, en este caso REE. La energía eléctrica producida es transmitida a los consumidores a través de redes de transporte y distribución. La red de transporte se refiere a la unión entre los centros de generación y las subestaciones (núcleos de reparto de carga principales), a una tensión igual o superior a 220 kV. Y la red de distribución es la que hay en el reparto de energía dentro de un núcleo de consumidores, mediante líneas de tensión inferior a las de transporte. Tanto el transporte como la distribución se realiza mediante líneas aéreas y una vez metidos en núcleos urbanos se utilizan líneas subterráneas.

Al final del SEP se encuentran los centros de consumo, se pueden dividir en dos tipos: urbano e industrial. El consumo de estos centros se puede realizar a diferentes niveles de tensión de la red en función de la potencia demandada y los niveles de tensión presentes en la zona. Cuanto mayor sea la potencia demandada por el centro mayor ha de ser el nivel de tensión al que está conectado. Por último, comentar que los consumidores domésticos se conectan a baja tensión (230/400 V).

El mayor problema es la incapacidad para almacenar la energía eléctrica en grandes cantidades y a un precio razonable. Por ello, la generación ha de ser igual al consumo en todo momento. Por lo cual, se ha de detectar cualquier alteración en el suministro eléctrico con la mayor rapidez posible y si no se pueden erradicar por lo menos preverlos y actuar en consecuencia.

En conclusión, el SEP convierte diferentes formas de energía en energía eléctrica, transporta esta energía eléctrica y la distribuye hasta los centros de consumo y allí se reconvierte de nuevo en otra forma de energía adecuada para su consumo. Además, todo esto se debe realizar al nivel de tensión óptimo para cada etapa y asegurando un nivel de calidad en el suministro. [2] , [3]

## 2.2 Importancia de la energía eólica

En un mundo en el que cada vez la electricidad es más necesaria, es de vital importancia asegurar que el suministro de esa electricidad sea seguro, fiable, sostenible y respetuoso con el medio ambiente, reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera y el uso de combustibles fósiles. A todo esto, contribuye de manera notoria, las energías renovables y en concreto, la energía eólica. Por ello, entre otras cosas, es necesario la instalación de parque eólicos, como el descrito en este documento. Además de las claras ventajas que aporta la eólica respecto a fuentes de energía que no son tan respetuosas con el medio ambiente, cabe mencionar algunas de las que hacen destacar a la energía eólica entre las fuentes de energía renovable: El competitivo coste por unidad de la energía producida, su relativa rapidez a la hora de instalarlas y la posibilidad de instalarse en lugares que no son óptimos para otras funciones. [1]

El crecimiento en la capacidad eólica instalada a nivel mundial ha sido casi exponencial desde 2001, como se puede comprobar en la Figura 2.2. Se ha pasado de 23.900 MW instalados en 2001 a 539.581 MW en 2017. Europa cuenta con un tercio aproximadamente de esa capacidad total instalada y sólo entre EE.UU y China poseerían la mitad de la capacidad eólica mundial. España es el quinto país con más potencia eólica instalada, 23.170 MW, que equivale a un 4% de la capacidad eólica mundial.

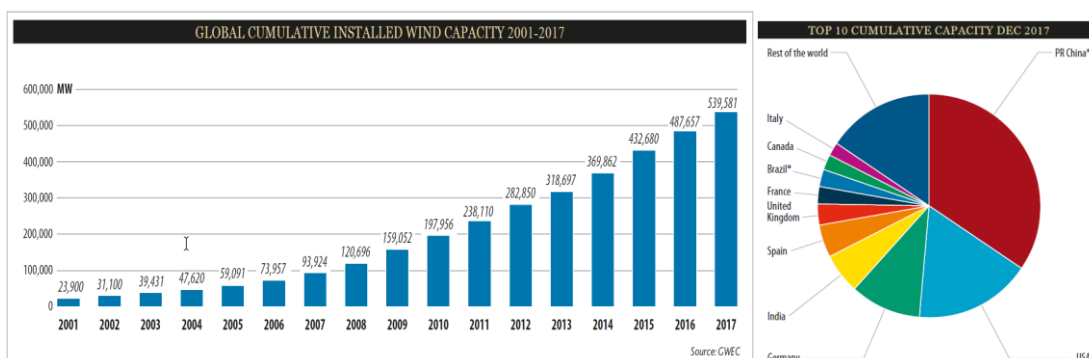


Figura 2.2 Análisis de la capacidad eólica mundial instalada (GWEC)

Se prevé que este aumento en la capacidad eólica instalada y en el porcentaje que esta tiene en la generación de energía, siga dándose en los próximos años. De hecho, uno de los objetivos europeos para 2030, es que al menos un 27% de la energía se cubra con energías renovables y se reduzca en un 40% las emisiones de CO<sub>2</sub> respecto a 1990. [1]

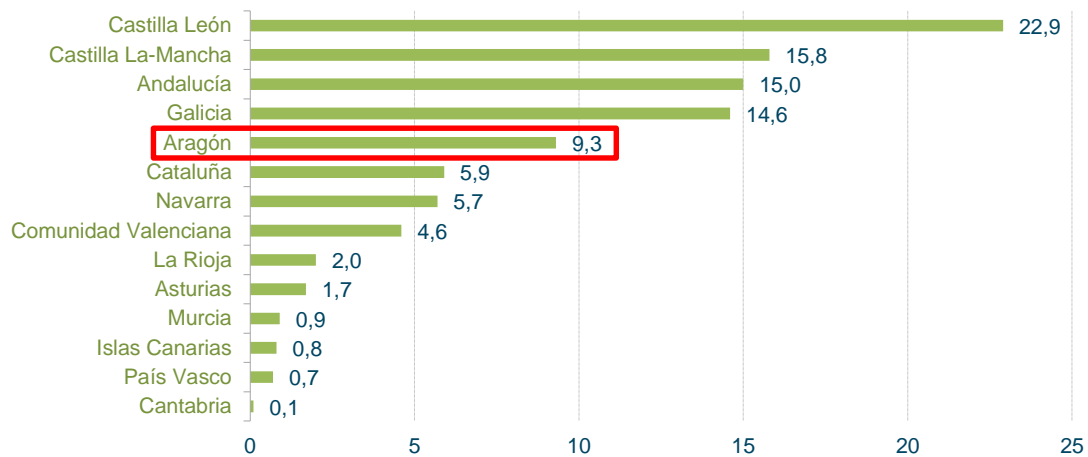


A nivel nacional, también se puede observar ese aumento a lo largo de los años, en la participación de la generación eólica. Según datos de REE un 56,7% de la generación de energía renovable que se produjo en 2017 fue eólica y un 18,4% de la generación total [4]. Se espera para 2030 cubrir el 20% del consumo de energía final bruta del país con energías renovables, para ello el Gobierno de España pretende aumentar la potencia eólica instalada a 29.479MW, en 2017 fue de 23.132 MW [1].



**Figura 2.3 Participación de la generación eólica en la generación nacional**

El proyecto de parque eólico Fuendejalón, se llevará a cabo en la comunidad autónoma de Aragón. Comunidad autónoma que generó casi el 10% de la energía eólica generada en España, en 2017 [5]. Este parque eólico, satisfecerá las necesidades de más de 64.000 hogares, evitará la emisión de 128.000 toneladas anuales de CO2 y el consumo de 35.000 toneladas equivalentes de petróleo al año. [1]



**Figura 2.4 Distribución Autónoma de la generación eólica nacional**

Por último, resaltar que la micro generación de energía eólica, el uso de pequeñas turbinas aerogeneradoras, está ganando peso de cara al futuro. Esta tecnología se lleva usando en las últimas décadas para suplir la generación de energía eléctrica en zonas remotas y últimamente con más frecuencia, se colocan en las propias viviendas para satisfacer las demandas eléctricas de las mismas. De este modo, el

usuario tiene más independencia de la red eléctrica con las ventajas económicas, técnicas y sociales que ello implica. Estos micro aerogeneradores, junto a paneles fotovoltaicos y baterías pueden formar sistemas de generación distribuida, que podrían cambiar completamente la concepción centralizada que se tiene del sistema de generación, llevando a intercambios de energía entre viviendas o distintas áreas locales, sin el control absoluto y centralizado de las compañías que gestionan la red. Hay estudios basados en áreas rurales de Reino Unido, que indican que la generación de electricidad a través de micro aerogeneradores es más barata que la proporcionada por la red [6].

### **2.3 Inconvenientes de la energía eólica**

El mayor inconveniente de la energía eólica es su dependencia de la existencia de viento y la variabilidad en la generación debido a esto, por ello nunca podrá ser la única fuente de energía eléctrica, por lo menos hasta que los sistemas de almacenamiento (baterías) no sean lo suficientemente eficientes. Estas otras fuentes de respaldo necesarias para poder usar la eólica, suelen ser energías convencionales que no trabajan a su máximo potencial para poder aumentar su generación en caso de ser necesario cubrir un valle de la generación eólica. Por lo tanto, este respaldo por parte de plantas de generación convencionales hace que el uso de la energía eólica no sea tan respetuoso con el medio ambiente. De todos modos, gracias a históricos meteorológicos en las zonas que se van a colocar los aerogeneradores, se pueden realizar estimaciones y predicciones bastante precisas de la generación que van a producir en cada momento estos aerogeneradores y con una mejor interconexión entre países, se mejora la integración de las energías renovables al sistema eléctrico de potencia [7].

Recapitulando alguno de los principales inconvenientes de la energía eólica, son los siguientes:

- Dependencia del viento: La generación será más variable que en las fuentes de generación convencionales, incluso llegando a no poder planificarse. Además, no sólo tiene que existir viento, si no que este tiene que estar entre un rango de velocidades. Ya que tiene que ser lo suficientemente fuerte para mover las aspas, pero no demasiado porque entonces se bloquea el aerogenerador para que deje de girar y no sufra daños la estructura.
- Huecos de tensión: Cuando hay una caída brusca de tensión en la alimentación de una red y vuelve a estabilizarse en muy poco tiempo. Esto ocurre en los

generadores asíncronos con motores de jaula de ardilla, las protecciones de estos provocan que el aerogenerador se desconecte de la red para evitar daños.

- Límite de Betz: Es el coeficiente de potencia máxima ideal de una turbina eólica, éste limita el rendimiento máximo posible del aerogenerador a tan sólo un 59,3%. Se describirá con mayor profundidad más adelante, en el estado del arte.
- Inaccesibilidad de los parques eólicos: En toda construcción de una planta de generación es necesario la creación de nuevas infraestructuras para la integración de esta planta al SEP. Pero en el caso de los parques eólicos, la creación de estas nuevas infraestructuras es más complicada que en otros casos, debido a la inaccesibilidad habitual de los parques eólicos. Un parque eólico suele estar en puntos alejados del consumo y casi inaccesibles, como puede ser el caso de los parques eólicos en el mar, offshore.
- Imposibilidad de almacenamiento: Esto no es un problema único de la energía eólica, pero en este caso se acentúa porque debido a la falta de eficiencia en dispositivos de almacenamientos a gran escala, es necesario el uso de energías convencionales, no respetuosas con el medio ambiente, que respalden esta fuente de energía tan variable y que no puede almacenarse de manera eficiente.
- Impacto ambiental: Muchas veces los parques eólicos se sitúan en parajes naturales, estropeando el paisaje e interponiéndose en la ruta de aves migratorias. Por ello es importante realizar un buen estudio de impacto ambiental, antes de comenzar la construcción.

### 3 Objetivo y alcance

El objetivo principal de este proyecto es analizar en profundidad el proyecto de parque eólico de 70MW, que se va a llevar a cabo en Fuendejalón y estudiar su conexión a red. Para ello será necesario realizar previamente, un estudio teórico de los componentes que posee un parque eólico y sus funciones. Para realizar el estudio de conexión a red, se realizará el modelo software del parque eólico en el programa PowerFactory, versión 15.1. Gracias a este programa, se podrán realizar diferentes simulaciones sobre el modelo, para comprobar si el parque eólico Fuendejalón cumple con los requerimientos necesarios para poder conectarse a la red. Cuanto más al detalle se pueda definir el proyecto, mejor será el modelo software y más veraces serán las simulaciones. En el caso de que el parque eólico no cumpliera con los requisitos necesarios para conectarse, se definirían las posibles soluciones.

A continuación, se presenta un listado de todos los objetivos del trabajo que van encaminados a conseguir el objetivo principal comentado anteriormente:

- Repasar los conceptos generales de un aerogenerador.
- Estudiar el emplazamiento del parque eólico.
- Realizar una descripción detallada de la instalación.
- Programar un modelo software del parque eólico Fuendejalón, con el programa PowerFactory 15.1, DIgSILENT.
- Definir qué requisitos ha de cumplir el parque eólico para su conexión a red.
- Comprobar los requisitos del parque eólico, a través del modelo software.
- Describir soluciones a posibles incumplimientos en los requisitos necesarios de conexión a red.

Al finalizar este trabajo, quedará perfectamente definido y descrito el parque eólico Fuendejalón y además, se tendrá un modelo software de gran utilidad que representa con exactitud el parque eólico. Este modelo del parque se podrá reutilizar en posteriores simulaciones, para sacar información detallada de cualquier situación en la que se quiera saber que ocurre, sin necesidad de poner en riesgo la continuidad de la demanda eléctrica durante una prueba de campo.

## **4 Beneficios del proyecto**

Los beneficios aportados por este proyecto se van a desglosar en tres subapartados: beneficios técnicos, económicos y sociales. Dada la naturaleza de este TFM se determina que los beneficios técnicos son los que se han de potenciar:

### **4.1 Beneficios técnicos**

El mayor beneficio técnico que se adquiere de la realización de este proyecto es la creación de un modelo software del parque eólico y las diferentes simulaciones que se han de llevar a cabo para comprobar los requisitos de conexión a red. En referencia a las simulaciones, la herramienta software permite comprobar esos requisitos antes de siquiera construir el parque, de una manera precisa y dar la solución necesaria, en el caso de que no se cumplieran. Estos estudios de red no es que sean aconsejables, si no necesarios, ya que se han de cumplir para poder conectar una planta de generación a la red. Es lógico que así sea, porque la planta de generación que no cumpla con los requisitos puede provocar inestabilidad en el sistema e incluso la interrupción en el suministro. Es por ello, que cada vez los requisitos son mayores y más exigentes, ya que en cierto modo definen la estabilidad y calidad del sistema eléctrico. La herramienta software creada en este proyecto, proporciona las herramientas necesarias para validar todos los requerimientos de conexión a red en un parque eólico y de este modo contribuir a un suministro de la electricidad por parte de los parques eólicos de mayor calidad.

En este proyecto el modelo software se ha utilizado para comprobar el estudio de conexión a red. Pero como cualquier modelo software, es versátil y se podría utilizar enfocado a otros estudios. Por ejemplo, se puede estudiar el comportamiento del parque Fuendejalón ante diferentes situaciones: una falta eléctrica, un día de vientos muy elevados...etc. o incluso se puede utilizar para realizar estimaciones de la generación, ya que como se ha visto anteriormente, la generación de un parque eólico está sujeta al viento y por lo tanto tiene una gran variabilidad. El modelo software es capaz de simular todas estas situaciones con gran exactitud, siempre y cuando se tengan suficientes datos para definir las y cuanta más información se obtenga, mejores simulaciones se realizarán. Todos estos beneficios son los que se han de potenciar, de ellos derivarán muchos de los económicos y sociales. [8]

## 4.2 Beneficios económicos

El modelado software de la planta de generación a la hora de analizar estudios de conexión a red u otro tipo de estudios, supone una gran mejora respecto a las pruebas de campo o incluso respecto a los ensayos de laboratorio, no sólo por ser un método más rápido, flexible y sencillo, sino por el ahorro económico tanto en recursos humanos como físicos. Además, si el modelo es fiel se puede ahorrar una cantidad ingesta de horas en la búsqueda de soluciones a problemas, esas horas adicionales se traducirían en gastos.

Un modelo software de este tipo a la larga genera un beneficio económico determinante. Ya que, debido a su capacidad de prever situaciones puede reducir el envejecimiento de los elementos que forman parte del parque eólico, ahorrando una gran cantidad de dinero en posibles reparaciones o sustituciones de algún componente de la instalación. Además de los beneficios económicos obtenidos del ahorro de reparaciones del parque, gracias al modelo de reparación predictivo apoyado en el modelo software, se puede hablar del ahorro económico que se producirá al trabajar en las circunstancias de generación óptimas. [8]

En referencia a los beneficios económicos que aporta la instalación del parque eólico Fuendejalón, el más evidente es el beneficio económico directo que aporta esta instalación a distintas administraciones o gobiernos locales por canon o impuestos. Además, al construir una planta eólica, se crea valor y generan empleos locales, que repercuten en los ingresos fiscales para estas administraciones locales. Según los estudios existentes, 1 € invertido en energía eólica genera entre 27 y 52 céntimos en ingresos fiscales en Europa, dependiendo de la política tributaria en cada país. Para España el retorno fiscal rondaría los 33 céntimos de euro. Los ingresos fiscales proceden principalmente del IVA y de los impuestos de sociedades [9].

También se puede mencionar que el viento es gratuito y al fijarse el precio de la energía en un mercado competitivo con distintas fuentes de energía, en las que muchas no son gratuitas como el viento, las plantas de generación eólica pueden ofrecer el precio de la electricidad más bajo y seguir siendo competitivas. De hecho, el efecto reductor de la eólica frente a las tecnologías convencionales sobre los precios del mercado eléctrico fue en 2016 de 15,2 €/MWh. Esto significa que, si no hubiese existido la tecnología eólica, el precio medio anual del mercado eléctrico hubiera sido de 68,10 €/MWh, un 28,7% más alto [9].

### 4.3 Beneficios sociales

Cada vez hay más usuarios conectados a la red y cada uno con más dispositivos eléctricos, por ello se demanda mayor calidad y continuidad en el suministro eléctrico. Un fallo en el SEP generaría un problema mucho mayor que hace unos lustros. La calidad del suministro eléctrico no es más que la normalización de éste mediante unas reglas que fijan unos valores para distintos parámetros, estas reglas varían según el país y dentro del país hay también clasificaciones según la zona [8]. Una de esas reglas que se fijan para definir la calidad del suministro eléctrico, sería los requisitos de conexión a red por parte de una planta de generación eólica. [36]

Este proyecto como se ha comentado anteriormente ayudará a crear esa red eléctrica más segura y de mayor calidad. Conociendo de modo preciso como se va a comportar el parque eólico al conectarlo a la red o en cualquier otra circunstancia, se podrá evitar una gran cantidad de problemas y si no se pueden evitar, por lo menos, estar preparados para disminuir sus efectos. Todo esto deriva en una mejora para los clientes y los distintos elementos de la instalación. [8].

En referencia a los beneficios aportados por la construcción del parque eólico Fuendejalón: Uno de los principales beneficios sociales, sería la generación de empleo debido a la construcción y mantenimiento de este. Se debería mencionar el auge que están viviendo las plantas de generación de energía renovable, especialmente en España y en la que esta incluida la eólica. Los beneficios ambientales de una planta de generación de energía renovable son los siguientes:

- Disminución de la dependencia exterior de fuentes fósiles.
- Utilización de recursos renovables.
- No emisión de CO<sub>2</sub> y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- Baja tasa de producción de residuos y vertidos contaminantes en su fase de operación.

En concreto, el parque producirá energía suficiente para satisfacer la demanda de electricidad de más de 64.000 hogares, evitando la emisión de más de 128.000 toneladas anuales de CO<sub>2</sub> a la atmósfera y ahorrando el consumo de más de 35.000 toneladas equivalentes de petróleo al año [1].

## 5 Estado del arte

En este apartado se realizará un estado del arte del aerogenerador, necesario para el posterior estudio del proyecto del parque eólico y su conexión a red. El estado del arte se dividirá en tres apartados: En el primero, se listarán los elementos que componen un aerogenerador y describirán brevemente su función, en el segundo se explicará cómo funciona el aerogenerador y distintos conceptos relacionados con su funcionamiento y por último, se explicaran qué tipos de generador existen, cuales se usan para cada función y cómo se modelizan.

### 5.1 Elementos del aerogenerador.

A continuación, se van a detallar cuáles son los principales elementos que conforman un aerogenerador. En la Figura 5.1 se muestra de forma gráfica la ubicación dentro del aerogenerador de cada uno de los elementos a analizar.

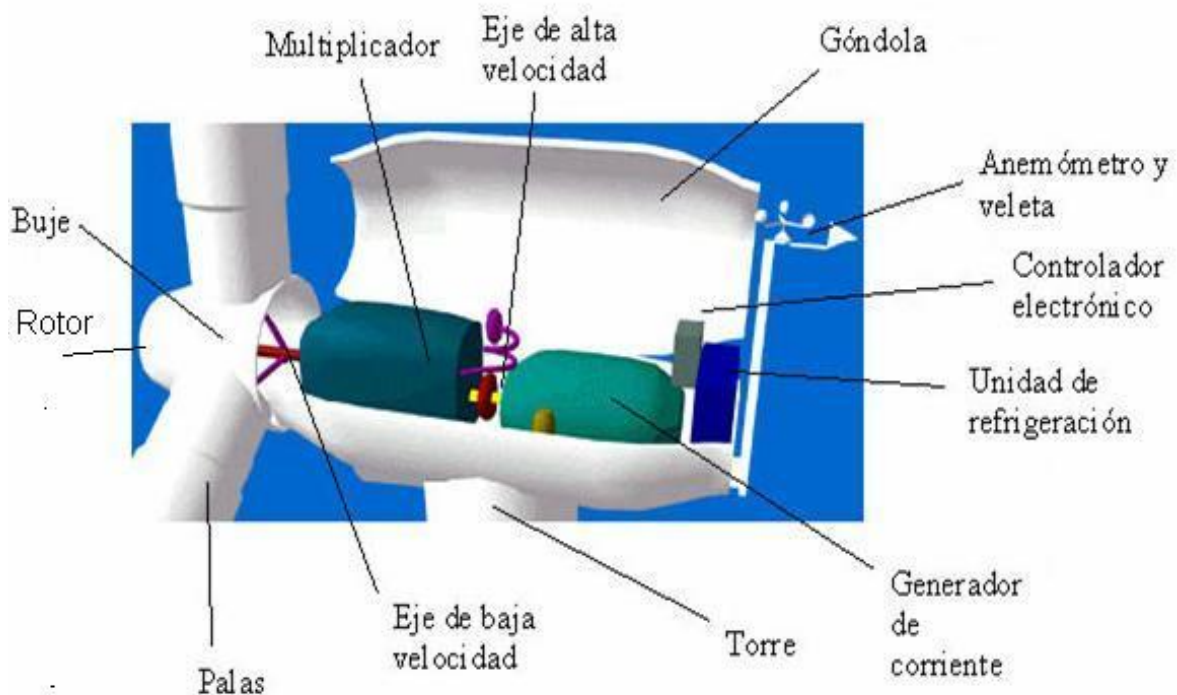


Figura 5.1 Elementos de un aerogenerador

Se puede considerar que el aerogenerador está formado por 7 subsistemas. Así que, dentro de este apartado, se subdividirá el mismo en siete subapartados, uno por cada subsistema del aerogenerador [10], [11];



1. Subsistema de captación
2. Subsistema de transmisión mecánica
3. Subsistema de generación eléctrica
4. Subsistema de orientación
5. Subsistema de regulación y control
6. Subsistema de soporte
7. Subsistema de refrigeración

### 5.1.1 Subsistema de captación

La principal función del subsistema de captación es la de tomar la energía proveniente del viento por medio del rotor. Se trata de un elemento que tiene que resistir unas duras condiciones de trabajo y ambientales. El rotor a su vez se compone del buje y de las palas:

- **Buje**

Se trata de una pieza que se encarga de hacer la unión rígida entre las palas y el eje principal, transmitiendo así la energía del viento al interior de la góndola.

- **Palas**

Las palas son un elemento fundamental de captación de la energía proveniente del viento. Su funcionamiento es similar al de un ala de avión ya que se basa en el principio de sustentación, el cual se explicará más en detalle en el siguiente apartado. Se estima que para un aerogenerador convencional de 1000 kW se necesita una longitud de pala de unos 27 metros aproximadamente. Debido a las grandes sollicitaciones a las que están expuestas, las palas tienen que presentar una alta resistencia estructural y a la fatiga. Para poder captar la energía del viento de forma eficiente y minimizar las cargas sobre el resto de la estructura, éstas tienen que presentar un diseño aerodinámico. Por ello, es muy importante el material del que estén hechas, deben ser capaces de soportar esas grandes sollicitaciones mientras presentan un diseño esbelto. Hoy en día se fabrican mediante una resina de poliéster o epoxi reforzada con fibra de vidrio o de carbono.

### **5.1.2 Subsistema de transmisión mecánica**

Este subsistema se ubica en el interior de la góndola y su principal función es la de transformar la energía mecánica de baja velocidad en energía mecánica de alta velocidad. Para evitar tener que aumentar el número de pares de polos del generador, y por consiguiente el tamaño del aerogenerador, se va a emplear una multiplicadora de engranajes. De este modo se puede obtener una velocidad de giro adecuada para el funcionamiento del generador eléctrico. Se profundizará mas respecto a los generadores en el ultimo apartado de este estado del arte. La trasmisión mecánica se compone de los dos ejes y la multiplicadora:

- **Eje de baja velocidad**

Este eje conecta el buje del rotor a la multiplicadora. En un aerogenerador moderno suele presentar unas bajas velocidades de giro, entre 19 y 30 revoluciones por minuto (rpm). El eje de baja velocidad también presenta una serie de acoplamientos y sistemas de frenado hidráulico, llamado freno aerodinámico.

- **Multiplicadora de engranajes**

Se trata de una caja de engranajes cuya función es la de transmitir y convertir el giro del eje de baja velocidad en el giro de alta velocidad.

- **Eje de alta velocidad**

Este eje gira aproximadamente a unas 1500 rpm y se acopla al rotor del generador eléctrico. En caso de fallo del sistema de frenado aerodinámico o bien por motivos de mantenimiento, el eje de alta velocidad dispone de un sistema de parada mecánico independiente del otro, que simplemente consiste en un freno de disco.

### **5.1.3 Subsistema de generación eléctrica**

El subsistema de generación eléctrica se encarga de transformar la energía mecánica de alta velocidad en energía eléctrica. El elemento principal de este subsistema es el generador. Suelen presentarse distintas alternativas según las características y necesidades del aerogenerador, aunque cabe destacar que el más empleado hoy en día es un generador asíncrono, pero se profundizará en este tema

más adelante. La potencia máxima de salida que suele desarrollar es de unos 500 kW a 3 MW.

#### **5.1.4 Subsistema de orientación**

Este subsistema surge de la necesidad de adaptarse a los cambios de la dirección del viento. Sus dos funciones principales son las de aprovechar al máximo la energía eólica mediante la orientación del rotor y la de proteger la instalación ante variaciones bruscas del viento. Se distinguen dos tipos de sistemas de orientación [40]:

- **Sistema de orientación pasiva**

En estos sistemas se aprovecha la propia fuerza aerodinámica por medio de un rotor a sotavento, en el cual se disponen las palas de forma cónica. En combinación con la fuerza del viento, este cono se auto-orientará. Por consiguiente, las palas no requieren un sistema de orientación propio, sino que son fijas. Con el fin de evitar que el rotor se embale ante fuertes vientos, las palas se diseñan para generar una pérdida de sustentación por turbulencia dada una determinada velocidad del viento. A este sistema de regulación se le conoce por pérdida aerodinámica (“stall controlled”). Aunque el control de la potencia en los aerogeneradores se analizará con más profundidad en el apartado del funcionamiento del aerogenerador.

- **Sistema de orientación activa**

Se trata del sistema más habitual. El rotor se coloca a barlovento y se orienta gracias a un mecanismo de corona que hace girar el bastidor entero. Este mecanismo de orientación es activado por el controlador electrónico de tal manera que la turbina gira unos pocos grados cuando el viento cambia su dirección.

#### **5.1.5 Subsistema de regulación y control**

Este subsistema se encarga de supervisar el correcto funcionamiento del aerogenerador, regula la potencia captada y producida y controla el subsistema de orientación. Por otra parte, se encarga de gestionar las secuencias de arranque y de parada del aerogenerador. Es entonces fundamental medir en todo momento la potencia, el régimen de giro y la orientación relativa.

- **Anemómetro y veleta**

El anemómetro y la veleta se emplean para realizar medidas de la velocidad y la dirección del viento incidente sobre la turbina. Las señales electrónicas del anemómetro permitirán el arranque y la parada del rotor para unas determinadas velocidades del viento. Por una parte, cuando se registre una velocidad del viento superior a unos 5 m/s, el sistema de control conectará el aerogenerador. Por otra parte, cuando se registren velocidades del viento superiores a 25 m/s, el sistema de control se encargará de parar automáticamente el conjunto. De este modo, se protege la turbina y el resto de elementos del aerogenerador y se maximiza el aprovechamiento energético. Las señales de la veleta se emplearán para orientar al rotor a barlovento, incidiendo entonces sobre la posición de la corona giratoria.

### 5.1.6 Subsistema de soporte

Se compone principalmente de una cimentación, torre y góndola:

- **Cimentación**

Para poder aguantar todas las fuerzas y momentos a los que está sujeto un aerogenerador, es necesario una buena cimentación que fije la estructura al suelo. Habitualmente no es más que una gran plataforma de hormigón, que puede pesar miles de toneladas. Se puede ver un ejemplo de este tipo en la Figura 5.2. En ocasiones este bloque o zapata de hormigón puede ir acompañado de una armadura de acero, al conjunto de hormigón y armadura de acero se le conoce como hormigón armado.

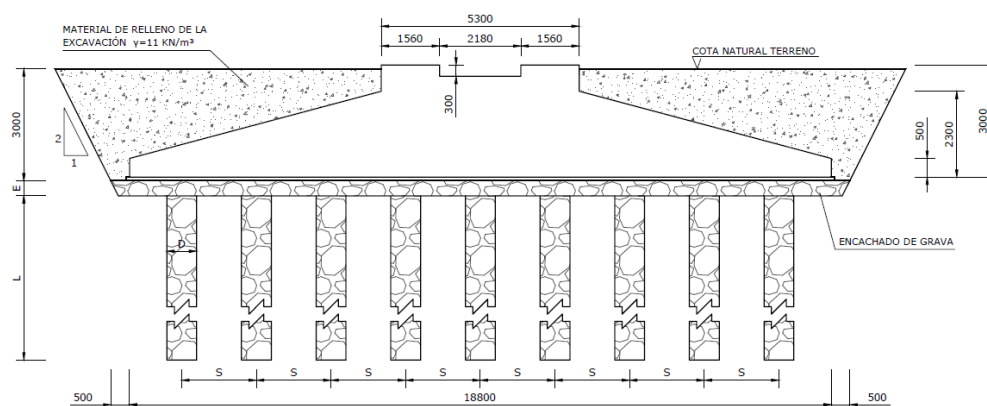


Figura 5.2 Cimentación para torre eólica (MS enertech)

- **Torre**

Su altura mínima viene condicionada por el diámetro del rotor y su altura máxima viene impuesta por el coste y la dificultad de la instalación. Antiguamente se empleaban estructuras de celosía. La tendencia actual se basa en estructuras tubulares o troncocónicas de acero u hormigón. Incluso existen torres eólicas formadas a partir de la unión de distintas partes prefabricadas. La torre se ancla al suelo mediante los pilotes o zapatas de hormigón armado, mencionada anteriormente. Según el tamaño del aerogenerador se puede acceder a la góndola por medio de escaleras exteriores o interiores. Entre los más grandes alguno puede tener hasta ascensor.

- **Góndola**

La góndola se compone del bastidor y de la carcasa. En su interior se encuentran todos los elementos mecánicos y electrónicos que se encargan de convertir el giro del rotor en energía eléctrica.

#### **5.1.7 Subsistema de refrigeración**

Su función es evacuar el calor que se genera en los distintos elementos del aerogenerador. Para refrigerar al generador se emplea un ventilador eléctrico, y para refrigerar la multiplicadora se usa una unidad de refrigeración del aceite lubricante.

[39]

## **5.2 Funcionamiento del aerogenerador**

Vistos los elementos principales que conforman un aerogenerador, en este apartado se responderá a la pregunta más importante respecto a un aerogenerador: ¿Cómo funciona? Para ello se verá en qué leyes físicas se sustenta y se describirán distintos aspectos ligados al aerogenerador, como pueden ser la potencia, el coeficiente de potencia, distintos conceptos de la aerodinámica y el control de potencia del aerogenerador. De hecho, igual que se hizo anteriormente, se dividirá este apartado en distintos subapartados que cubrirán los aspectos mencionados anteriormente y servirán para entender cómo funciona un aerogenerador.

### 5.2.1 Potencia eólica

Primero hay que definir la potencia que aporta el viento, ésta nos dará un primer límite para la potencia final del aerogenerador. La ecuación que rige la potencia del viento es la siguiente:

$$Potencia\ viento = \frac{Trabajo}{t} = \frac{Ec}{t} = \frac{\frac{1}{2} \cdot m \cdot V^2}{t}$$

Donde  $E_c$  es la energía cinética de la masa de aire ( $m$ ) que atraviesa por unidad de tiempo ( $t$ ) la sección barrida por las palas del aerogenerador ( $A$ ).

$$Vol = A \cdot d$$

La ecuación de arriba representa el volumen ( $V$ ) del cilindro de aire que atraviesa el aerogenerador en un tiempo ( $t$ ). La siguiente representa a la perfección la anterior ecuación.

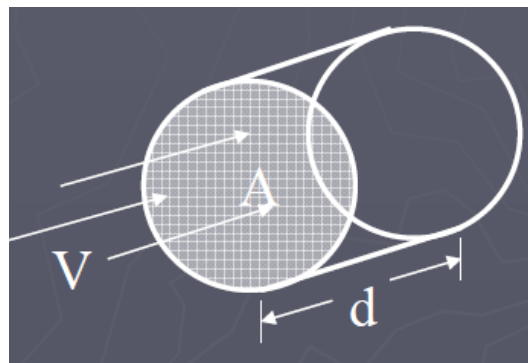


Figura 5.3. Esquema del cilindro de aire

Se puede definir la masa de aire ( $m$ ) que atraviesa por unidad de tiempo ( $t$ ) la sección barrida por las palas ( $A$ ), de la siguiente manera:

$$m = \rho \cdot A \cdot d \quad \text{siendo } d = V \cdot t$$

$V$ : Velocidad del viento

Por último, si se sustituye la ecuación anterior de  $m$ , en la primera ecuación de la potencia eólica quedaría lo siguiente:

$$Potencia\ eólica = \frac{\frac{1}{2} \cdot (\rho \cdot A \cdot d) \cdot V^2}{t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^2 \cdot \frac{d}{t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

Como se puede observar, la potencia eólica depende del cubo de la velocidad del viento. También depende de la densidad del aire y del área barrida por las palas, en la Figura 5.4 se puede ver esta relación entre el área barrida (diámetro del rotor) y la potencia teórica producida. La potencia se incrementa cuadráticamente con el diámetro del rotor.

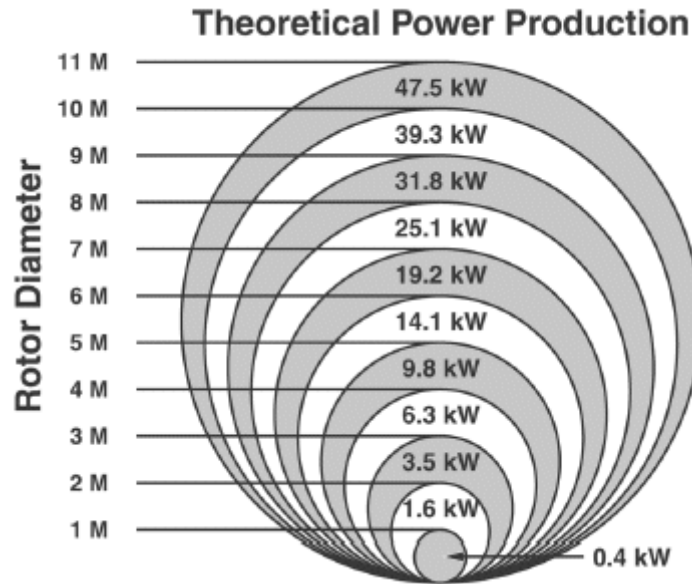


Figura 5.4. Relación diámetro del rotor con la potencia teórica.

Una vez se define la ecuación para la potencia que se puede obtener del viento, hay que introducir el concepto llamado “Coeficiente de potencia” ( $C_p$ ). El coeficiente de potencia es la fracción que la turbina del aerogenerador puede convertir en energía mecánica de la energía del viento y puede definirse con la siguiente ecuación:

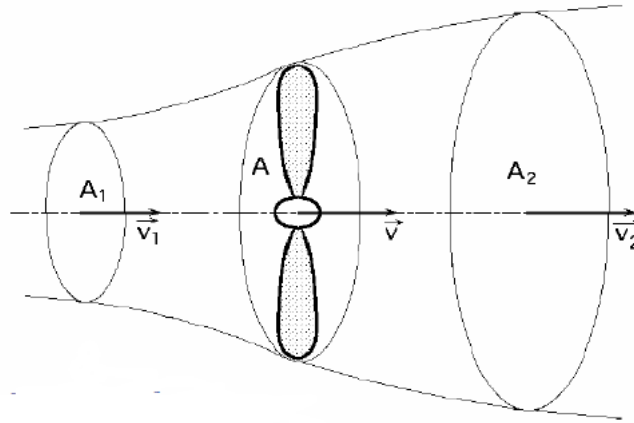
$$Potencia\ turbina = C_p \cdot Potencia\ eólica = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

El coeficiente  $C_p$  podría definirse como el cociente entre la potencia útil o aprovechada y la potencia disponible en el viento. Además, el coeficiente de potencia siempre tendrá un valor comprendido entre  $0 < C_p < 1$ , ya que nunca se podrá utilizar toda la energía disponible en el viento: El viento no se detiene completamente al atravesar el aerogenerador, por lo que no toda la energía del viento se entrega a las palas. En el siguiente punto se verá cual es el máximo teórico que se puede obtener de la energía del viento. [10]

### 5.2.1 Límite de Betz

El límite de Betz es el coeficiente de potencia máximo de una turbina eólica. Este máximo es ideal ya que como se analizará después, a este rendimiento de Betz hay que añadirle otros rendimientos propios del aerogenerador. En este subapartado se desarrollarán y explicarán las ecuaciones necesarias para llegar al valor del límite de Betz. [10]

Primero se supondrá un tubo de corriente de aire que atraviesa las palas, como el mostrado en la figura 5.5. Donde el aire en la sección  $A_1$ , posee una velocidad de  $v_1$  y al pasar por el aerogenerador se frena a una velocidad  $v_2$ , aumentando la sección a  $A_2$ . La velocidad  $v_2$  nunca llegará a detenerse completamente, como se comentó anteriormente, no se puede extraer toda la energía del viento. La velocidad  $V$  es la velocidad útil, la que posee la sección del tubo  $A$ , al atravesar las palas.



**Figura 5.5. Tubo de corriente que atraviese el aerogenerador.**

El caudal másico de la corriente de aire a lo largo del tubo es constante, por lo que se debe cumplir la conservación de la masa. Esta es la causa de que el área se ensanche cuando la velocidad disminuye ( $v_2 < v_1 \rightarrow A_2 > A_1$ ). La ecuación del caudal másico es la siguiente:

$$Q_{\text{másico}} = \rho \cdot Q = \rho \cdot A_1 \cdot v_1 = cte = \rho \cdot A_2 \cdot v_2$$

Después de esta introducción, lo primero es calcular la potencia útil transferida del viento al aerogenerador. Hay dos maneras de expresarla, la primera como la pérdida por unidad de tiempo de la energía cinética del viento al pasar por el aerogenerador, es decir entre el punto 1 y 2, definidos anteriormente. La segunda manera de expresar la



potencia útil, es cómo el trabajo generado por unidad de tiempo por la fuerza del viento al pasar por esa área  $A$ , también mostrada anteriormente en la Figura 5.5.

$$(1) P_{util} = \frac{Ec_1 - Ec_2}{\Delta t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad \text{siendo } v = d/\Delta t$$

$$(2) P_{util} = F \cdot v = \frac{\rho \cdot A \cdot d \cdot (v_1 - v_2)}{\Delta t} \cdot v = \rho \cdot A \cdot v^2 \cdot (v_1 - v_2)$$

Igualando estas dos ecuaciones entre sí y teniendo en cuenta un par de aspectos, se llega a una ecuación de la potencia útil que resulta de mucho interesante. El primer aspecto a tener en cuenta es que en el modelo de Betz, la velocidad del viento en la sección del plano de las palas (velocidad útil,  $v$ ) es la media entre la velocidad antes y después de pasar por el aerogenerador. Es decir, entre los puntos 1 y 2 de la Figura 5.5.

$$v = \frac{(v_1 + v_2)}{2}$$

El segundo aspecto a tener en cuenta es que se definirá la velocidad a la salida de la turbina ( $v_2$ ) en función de la velocidad a la entrada ( $v_1$ ), con un coeficiente  $b$  por medio, que debido a lo expresado anteriormente estará comprendido entre 0 y 1. Ya que la velocidad a la salida debe ser menor que a la entrada, sin llegar a detenerse:

$$v_2 = b \cdot v_1 \quad 0 < b < 1$$

Así que igualando la ecuación (1) a la (2), sustituyendo las dos igualdades anteriores y simplificando, se llegará a la siguiente ecuación de la potencia útil:

$$(3) P_{util} = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot (1 + b)(1 - b^2)$$

Para hallar el máximo valor de la potencia en función del parámetro  $b$  simplemente se derivará respecto a  $b$  la ecuación (3) y se igualará a cero:

$$\frac{dP_{util}}{db} = 0 \rightarrow b = 1/3$$

Para  $b = 1/3$  la potencia útil será máxima, también sería máxima para  $b = -1$ , pero a pesar de tener sentido matemático carece de sentido físico. Sustituyendo el valor de  $b = 1/3$  en la ecuación (3), se obtiene el valor máximo teórico de la potencia útil:

$$P_{util} = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

↓

$$P_{util} = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

↓

$$C_p = \frac{16}{27} = 59\%$$

Queda demostrado que el coeficiente máximo que se puede transmitir de la energía cinética del viento al aerogenerador es tan sólo del 59%. Pero este rendimiento, es el rendimiento máximo teórico, habría que añadir más rendimientos aportados por los diferentes elementos del aerogenerador, si se quiere obtener el rendimiento global de la máquina, es decir la relación entre la potencia eléctrica aportada a la red y la que posee el viento. Se podría aportar el siguiente ejemplo para aproximarse a un rendimiento global tipo:

- Límite de Beltz: 59%
- Rendimiento de las palas: 84%
- Rendimiento de la multiplicadora de engranajes: 98%
- Rendimiento del alternador: 95%
- Rendimiento del transformador: 98%

El rendimiento global del aerogenerador en este caso sería del 45%. Un rendimiento por debajo del 50%. Es decir, más de la mitad de la energía cinética que tiene el viento no se aprovecha. Aunque teniendo en cuenta que a lo máximo teórico que se puede optar es un 59%, se tiene un rendimiento sobre ese máximo del 77%. La comparación entre la potencia total que aporta el viento, la máxima aprovechable y la que produce la turbina se verá en una de las curvas que se presenta en el subapartado 5.2.2 Curvas de potencia.

## 5.2.2 Aerodinámica del aerogenerador

El principio que impulsa las palas del aerogenerador es el mismo que consigue elevar un avión, la sustentación. Aunque pueda parecer que el viento empuja directamente las palas, por impacto directo, no es así. El principio de sustentación se basa en el efecto Venturi. Como se puede apreciar en la Figura 5.6, el perfil de la pala del aerogenerador está diseñado de tal modo que el recorrido por la parte “superior” de la pala sea mas largo que por la parte “inferior”. De este modo, el aire se tendrá que mover más rápido por esa parte superior que por la inferior, que es más corta y por lo tanto, habrá presiones altas en la parte inferior y bajas en la superior que empujarán la pala en una dirección perpendicular al viento, a este efecto se le conoce como sustentación. Y como se comenta al principio, es el mismo efecto que consigue elevar un avión. En la figura también se representa otra fuerza que genera el viento y es la fuerza de resistencia aerodinámica, la cual se usa para controlar la potencia del generador, los distintos modos de control del aerogenerador se verán en el siguiente subapartado.

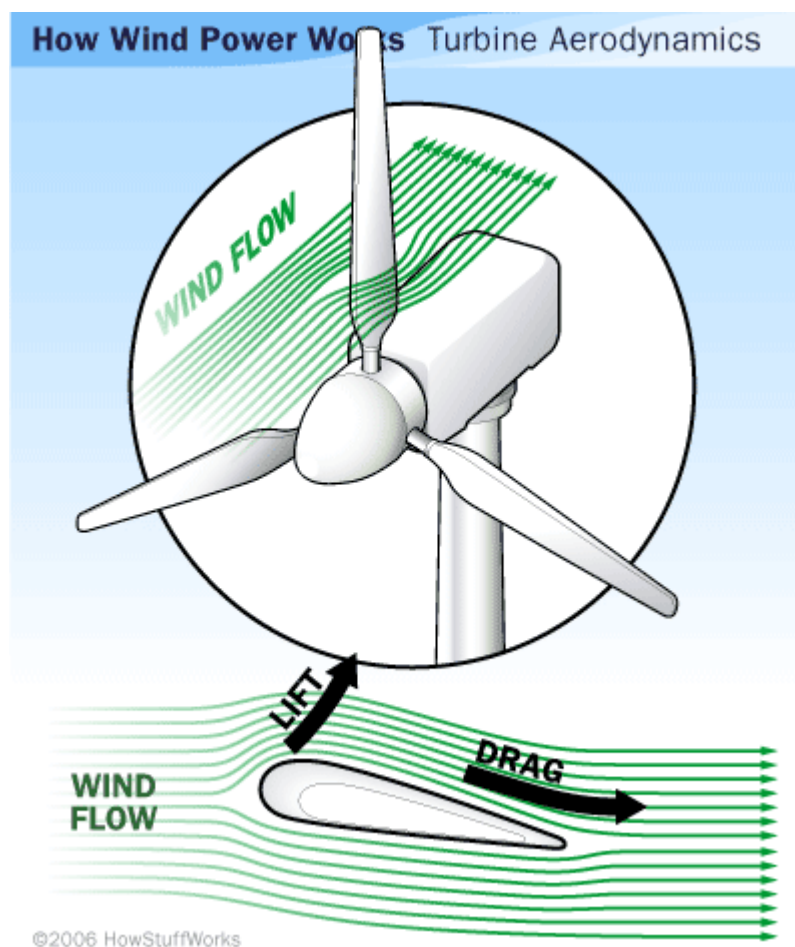


Figura 5.6. Sustentación en una pala de aerogenerador

Un concepto esencial en la aerodinámica de un aerogenerador es el ángulo de ataque. Este ángulo tiene gran peso en la intensidad de la sustentación y también en la resistencia aerodinámica que ofrecen las palas del aerogenerador. Será un aspecto clave en uno de los métodos de control del aerogenerador. En la siguiente figura, se puede ver claramente que el ángulo de ataque es el ángulo que hay entre la cuerda geométrica del perfil de la pala y la dirección del viento. Se suele representar con la letra griega  $\alpha$ .



Figura 5.7. Angulo de ataque

Otro concepto a tener en cuenta es el coeficiente de sustentación ( $C_l$ ). Indica la fuerza de sustentación sobre la pala, es decir la fuerza sobre la pala perpendicular al flujo de viento, es interesante que sea lo mayor posible. Como se puede observar en la Figura 5.8, a medida que aumenta el ángulo de ataque, aumentará el coeficiente de sustentación hasta que llegue a un punto crítico en el que el coeficiente de sustentación caerá.

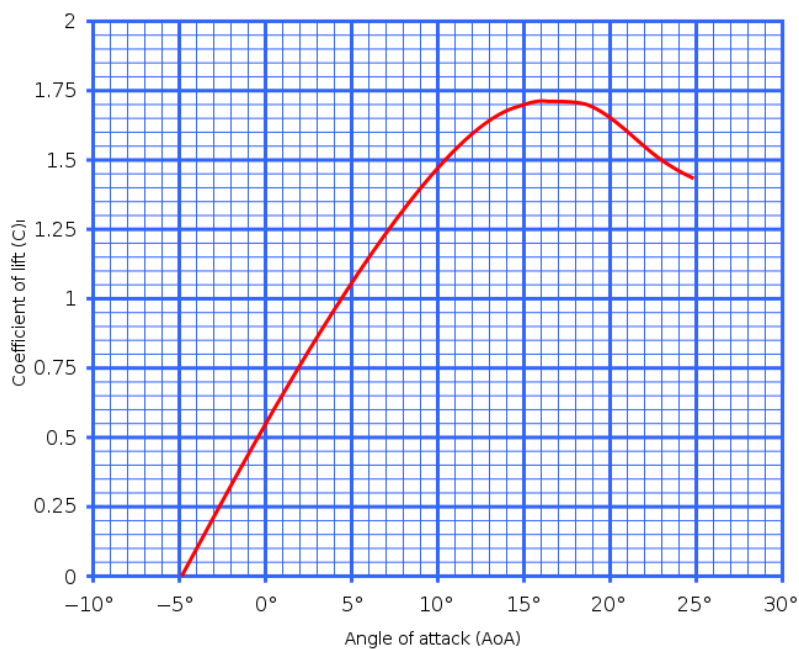
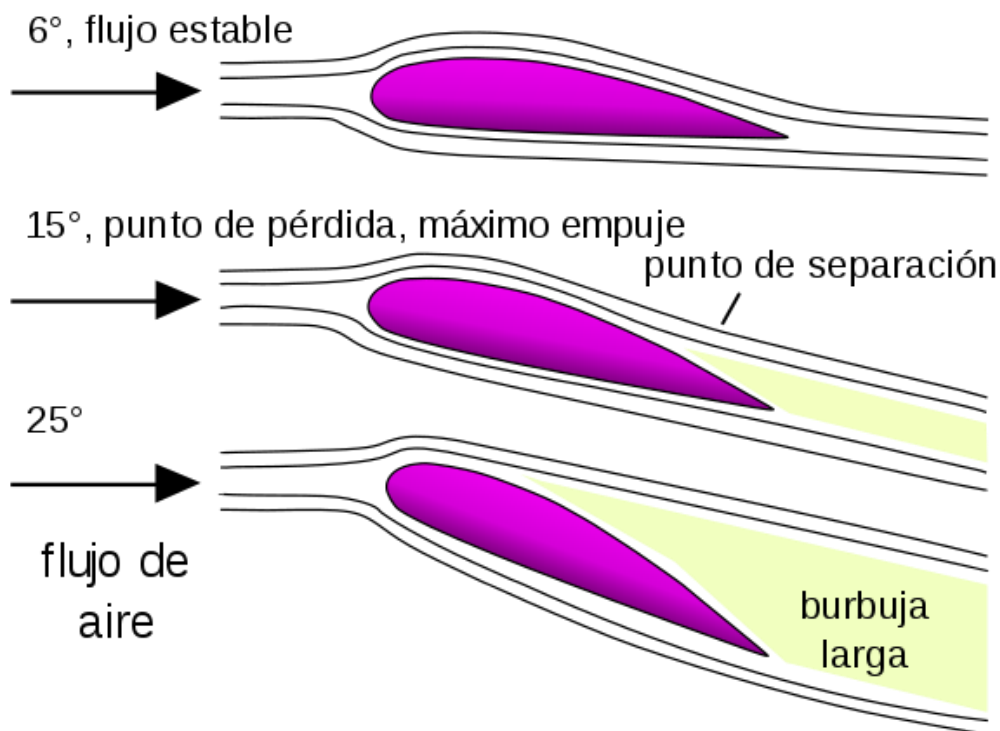


Figura 5.8. Coeficiente de sustentación - Angulo de ataque

En la siguiente figura se puede explicar el comportamiento anterior. De hecho, esa figura podría representar el ala de un avión en tres situaciones distintas: La primera sería en un comportamiento normal con un empuje hacia arriba, la segunda sería en el intervalo de ascenso con un ángulo de ataque que aporte el máximo coeficiente de sustentancia posible y la tercera situación, representaría la entrada en pérdidas cuando se supera el ángulo de ataque crítico. Esta última situación ocurre, porque el flujo laminar se desprende de la superficie superior de la pala, en la figura se muestra el comienzo de este desprendimiento en el punto de separación. A partir de ahí, se generaría un flujo turbulento en la zona que está sombreada de amarillo en la figura. Debido a estas turbulencias, ya no será tan baja la presión generada en la parte superior del ala o de la pala del aerogenerador y perdería sustentación. En el siguiente subapartado se analizará como esto puede usarse de modo beneficioso.



**Figura 5.9. Pérdida de sustentación**

Para terminar, hay que explicar porque las palas de los aerogeneradores están torsionadas respecto a su propio eje. Esto es porque visto desde la pala, el viento incidirá en la pala con un ángulo de ataque mayor en la base de la pala que en la punta. Esto se puede apreciar en la Figura 5.10. La velocidad del viento vista desde un sistema de referencia fijo, es la misma a lo largo de toda la pala, pero la velocidad de la pala es mayor en la punta que en la base, por lo que la velocidad del viento vista desde la pala

es mayor en la punta y por lo tanto su ángulo de ataque es menor. Esto se puede apreciar mejor en la figura comentada anteriormente.

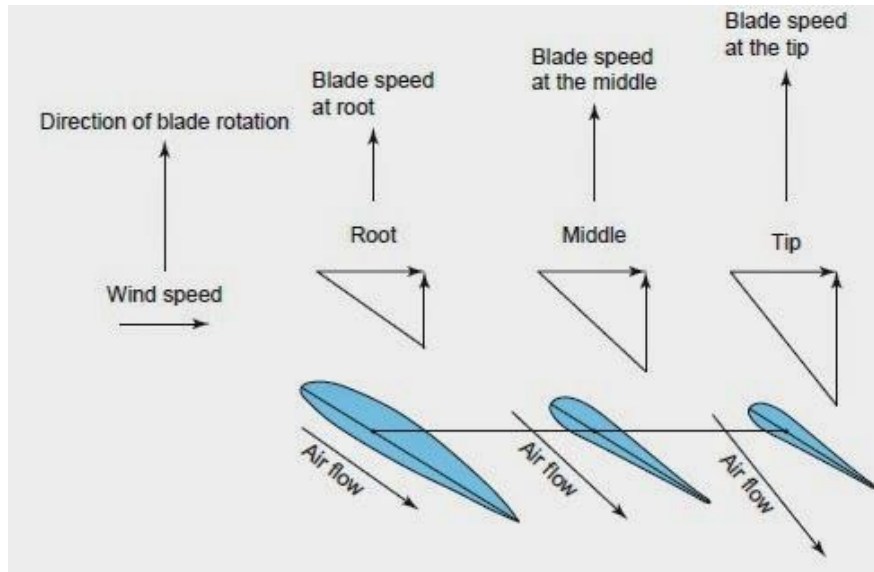


Figura 5.10. Composición de velocidades en una pala de perfil fijo

Como se ha explicado anteriormente, la pala entrara en pérdidas si supera un ángulo de ataque superior a un valor crítico. Si la pala tuviese un perfil no alabeado, la pala entraría en pérdidas primero en la base y se iría propagando a la punta progresivamente, esto puede resultar de interés en un tipo de control que se tratará en el siguiente subapartado. Si se quiere compensar este efecto y que el viento incida en la pala con el mismo ángulo de ataque, se deberá construir una pala alabeada como se muestra en la siguiente figura. [37]

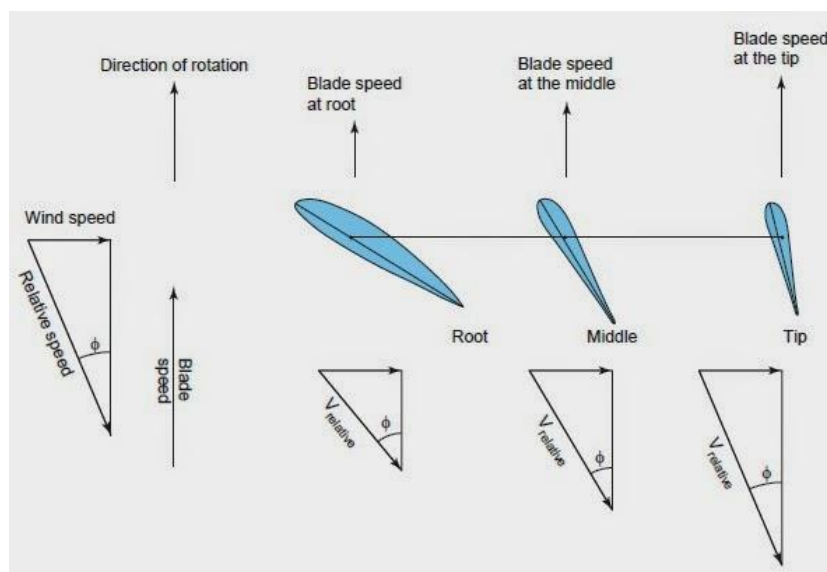


Figura 5.11. Composición de velocidades en una pala de perfil alabeado

### 5.2.3 Control del aerogenerador

Los aerogeneradores están diseñados para trabajar a máximo rendimiento en un rango de velocidades, este rango de velocidades suele ser alrededor de 15 m/s. No están diseñados para rendir al máximo en vientos mas fuertes, porque estos son menos comunes y además podrían provocar daños en el aerogenerador, así que es necesario un control de potencia por parte de los aerogeneradores, para evitar estos daños. Se puede hacer la siguiente división:

- Regulación por pérdida aerodinámica
  - Regulación pasiva por pérdidas (“*Stall-controlled*”)
  - Regulación activa por pérdidas
- Regulación por cambio del ángulo de paso (“*Pitch controlled*”)

#### Regulación por pérdida aerodinámica

La regulación por pérdida aerodinámica es mas rentable, tiene una rápida limitación de esa potencia activa que buscamos, ya que lo consigue gracias a una característica constructiva de las palas y se puede utilizar en turbinas eólicas de velocidad variable, más adelante se discutirá las diferencias entre las turbinas de velocidad fija y variable. Dentro de este grupo nos encontramos con dos modos de control [10]:

- Regulación pasiva por pérdidas (“*Stall-controlled*”)

En este caso las palas del aerogenerador están fijadas al buje, no tienen posibilidad de cambiar su rotación. Así que las palas han sido diseñadas de tal modo que entran en pérdidas de sustentación a partir de una velocidad determinada del viento, limitando la potencia activa de la turbina para vientos muy fuertes. Como se vio en el anterior apartado, las palas están ligeramente alabeadas para que la pala pierda sustentación de forma gradual a lo largo de ella. Este tipo de regulación es la más común, ya que evitan la complejidad que entrañan las palas que tienen la posibilidad de rotar sobre si mismas. Aunque a cambio, el ángulo será fijo y la potencia máxima de la turbina eólica vendrá delimitada por sus propias características constructivas.

- Regulación activa por pérdidas

Esta tecnología esta ganando peso para el control de grandes aerogeneradores. Es muy parecida a la regulación por cambio del ángulo de paso que se verá mas adelante, ya que ésta también tiene la posibilidad de girar las palas sobre su propio eje,

aunque en este caso suelen tener unos pocos pasos fijos. Igual que en la regulación por cambio de ángulo, harán girar sus palas ante bajas velocidades del viento para obtener la mayor potencia posible. La diferencia entre estas dos tecnologías es para altas velocidades del viento, al llegar al ángulo de ataque del viento crítico, en el que comienza la pérdida de sustentación en la pala, en vez de intentar reducir ese ángulo de ataque para no entrar en pérdidas, aumenta el ángulo de ataque para incrementar las pérdidas por sustentación, perder empuje y así controlar la potencia activa, que no sobrepase la nominal y sobrecargue el generador. Este sistema es más preciso que el anterior y podrás trabajar a su potencia nominal para un mayor rango de velocidades del viento. Ya que un generador que trabaje con regulación pasiva por pérdidas perderá producción de potencia activa respecto a su nominal a altas velocidades del viento. Estos sistemas hidráulicos o eléctricos de control de ángulo son costosos, así que el aspecto económico toma peso en la decisión de elegir uno u otro. [10]

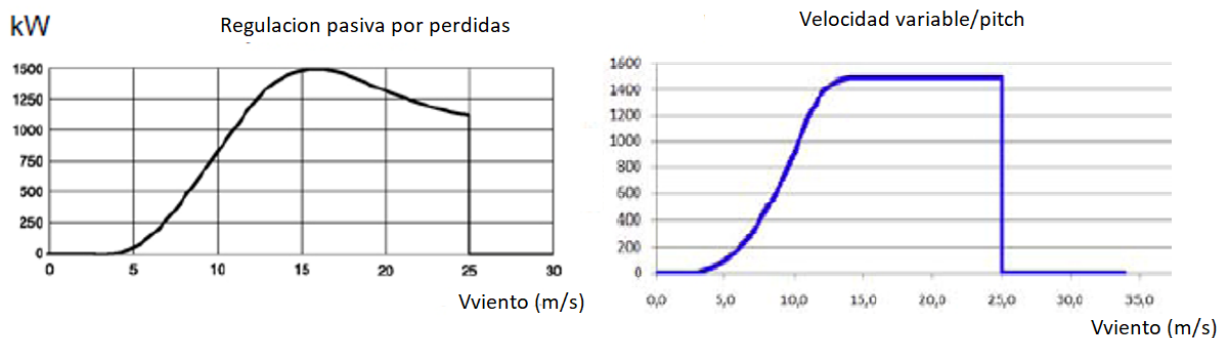
### **Regulación por cambio del ángulo de paso (“Pitch controlled”)**

Este sistema de control de potencia requiere de un controlador electrónico para comprobar que la potencia no crezca demasiado con vientos fuertes y si lo hace, mandar una orden al sistema hidráulico o eléctrico que controla el ángulo de las palas, para que reduzca el ángulo de ataque y disminuya así la potencia activa generada. Ocurre lo inverso para vientos moderados, el control buscará aumentar el ángulo de ataque para aumentar el empuje en las palas y por ello, la potencia generada por el aerogenerador. Cabe destacar que este sistema da la posibilidad de controlar la potencia de forma precisa, los cambios de ángulo serán de pocos grados, cada vez que la velocidad del viento varíe, obteniendo de este modo el mayor rendimiento en cada momento. Este sistema requiere de una turbina eólica de velocidad variable, ya que así se aprovechará al máximo la potencia del viento.

Por último, mencionar algunos sistemas innovadores que se usan como sistema de control de potencia de un aerogenerador: Se pueden usar unos alerones móviles, igual que ocurre en la F1 o en los aviones, para controlar el nivel de sustentación en cada momento, modificando la geometría de la pala. También se puede rotar el aerogenerador alrededor de un eje vertical, para alejarlo del viento, pero este sistema es muy dañino para el aerogenerador, que se ve sometido a fuerzas cíclicas. [12]



En la Figura 5.12. se ve lo comentado en este apartado, para el sistema de regulación pasiva por pérdidas una vez entra en pérdidas a partir de una velocidad de viento (En este caso 15m/s), tiene una caída de potencia respecto a la potencia nominal, ya que a mayor velocidad del viento mayor serán las turbulencias y pérdida de sustentación. En cambio, en el sistema de ángulo variable, es capaz de variar el ángulo de las palas para dar su potencia máxima hasta el momento de desconexión (25 m/s). Es necesario desconectar, porque a esas velocidades de viento tan altas el aerogenerador podría sufrir daños.



**Figura 5.12. Potencia para regulación pasiva por pérdidas y velocidad variable/pitch**

Resaltar que el comportamiento de ambos sistemas es muy parecido para velocidades del viento moderadas. Hay una velocidad del viento, para la cual el viento es capaz de hacer rotar las palas, suele rondar los 3-4 m/s.

### 5.2.1 Tipos de turbinas eólicas: Velocidad fija y variable

En función de la velocidad de rotación, las turbinas eólicas se pueden clasificar en dos: Turbinas de velocidad fija y de velocidad variable.

Las turbinas de velocidad fija son el sistema más sencillo y barato, probablemente por esto sea el sistema más utilizado. La turbina girará siempre a la misma velocidad, sin importar la velocidad del viento. El generador se conecta directamente a la red, la frecuencia de la red junto al número de pares de polos del generador determina su velocidad rotacional. Para poder transmitir la baja velocidad de rotación del rotor de una turbina al generador, se necesita una caja de engranajes. [13]

En turbinas eólicas de velocidad fija, que tengan una regulación pasiva por pérdidas, se realizará el arranque de la máquina con el interruptor abierto y cuando la velocidad del viento sea superior a esa velocidad de viento mínima que se necesita para mover las palas. Después se cerrará el interruptor y se operará siempre con un ángulo de ataque constante, así que la potencia sólo se verá limitada por el perfil aerodinámico de las palas. [12]

Por otro lado, en las turbinas eólicas de velocidad variable, el rotor del aerogenerador podrá girar a una velocidad variable mientras que la frecuencia a la salida del aerogenerador se mantendrá constante. Esto puede darse, gracias a los convertidores de potencia que se usan, se profundizará en esta materia en el siguiente apartado. El arranque se realizaría de igual modo que en las turbinas eólicas de velocidad fija, reguladas pasivamente por pérdidas. Aunque en este caso necesitaría de menores velocidades mínimas de viento para funcionar, debido a que pueden controlar el ángulo de pitch. Por debajo de la velocidad de viento nominal, se regulará para obtener la máxima potencia, máximo coeficiente de potencia. Por encima de esa velocidad límite, sólo estará limitado por los convertidores de electrónica de potencia y obtendrá una potencia activa igual a la nominal como se pudo ver en la figura 5.12, gracias de nuevo a la regulación del ángulo de paso. Así que la mayor ventaja respecto a la anterior es que tendrá mayor eficiencia y menor variaciones de potencia. Obviamente es una tecnología más cara. En la Figura 5.13 se pueden apreciar las diferencias entre los dos tipos de turbina, sólo hay que tener en cuenta que el parámetro  $\lambda$  crece inversamente proporcional a la velocidad del viento, por lo que los vientos débiles representan la parte derecha de la gráfica y los fuertes la izquierda.

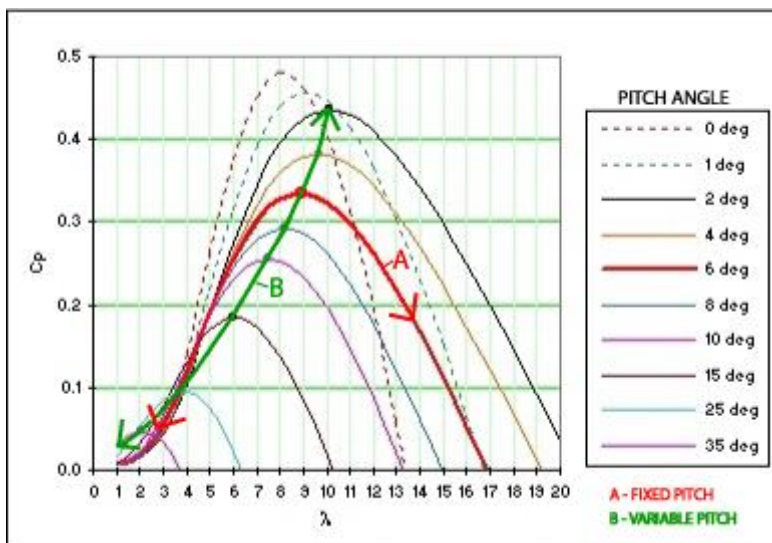


Figura 5.13. Turbinas de velocidad fija - Velocidad variable

### 5.2.2 Curvas de potencia

Una vez conocidos los conceptos más básicos de la potencia eólica, aerodinámica y control, se mostrarán las curvas de potencia de un aerogenerador. Pero antes de entrar en ello, es necesario describir brevemente cómo se suele mostrar la variabilidad del viento en los emplazamientos elegidos para instalar los aerogeneradores.

Es de vital importancia conocer con la mayor exactitud posible la variación de la velocidad del viento en el emplazamiento donde se va a situar el parque eólico o el aerogenerador, tanto para diseñar el aerogenerador como para estimar la generación de este. Se puede apreciar que la variación del viento en un emplazamiento a lo largo del tiempo se aproxima a una distribución de Weibull, los vientos extremadamente débiles y fuertes apenas se dan a lo largo del tiempo y los más comunes son vientos moderados.

En un estudio realizado en la universidad de Ancona (Italia), para el desarrollo de un innovador sistema de iluminación híbrida (fuente solar y eólica) en las calles, se obtuvieron datos de la intensidad del viento durante un año, entre octubre de 2011 y 2012: Los datos encajan claramente con una distribución de Weibull ( $k:1,98$  y  $c:4,18$  m/s), como se puede apreciar en la Figura 5.6. La velocidad media a lo largo del año es de 3,7 m/s, que es un valor muy bajo para aerogeneradores destinados a generación, por ello se comenta en el estudio que es necesario la búsqueda de microturbinas con alta eficiencia a bajas velocidades. [14]

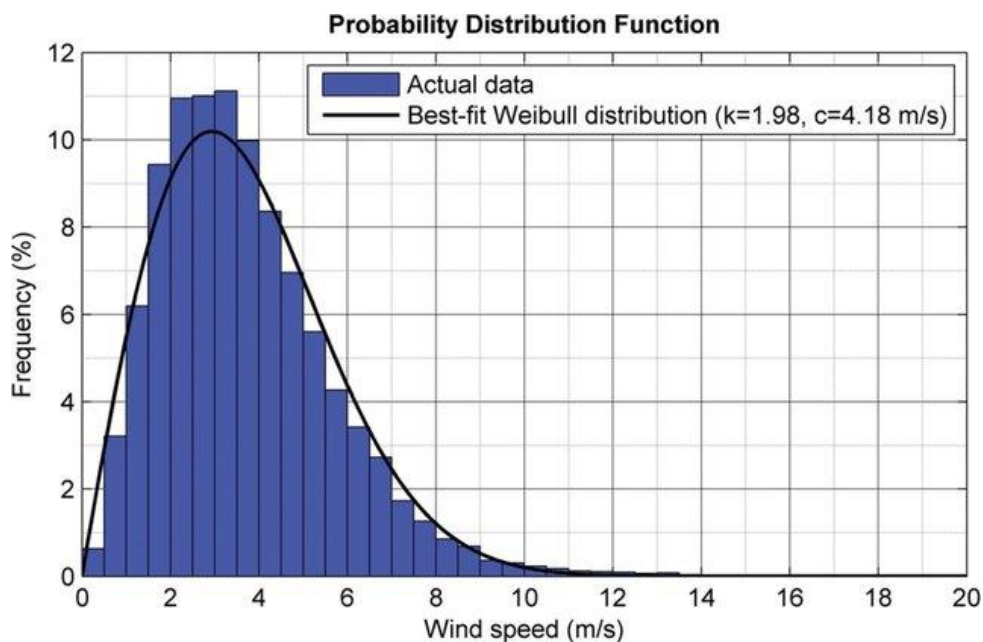


Figura 5.14. Distribución Weibull del viento

El área bajo la curva de distribución vale uno, ya que cubre todas las posibilidades de velocidad de viento que se han dado ese año, hay un 100% de probabilidad de que el viento sople con una de esas velocidades que está bajo la curva, durante ese año. En una distribución de este tipo es importante conocer que significan ciertos parámetros estadísticos. A continuación, se listarán y describirán particularizados para el tema de este proyecto, velocidades del viento. Además, se añadirán valores ejemplo en los parámetros que necesiten aclaración:

- **Media:** Es el promedio de las observaciones de la velocidad del viento. Diferente al valor modal, que se describirá en el último punto, hay que tener en cuenta que la distribución de probabilidades no es simétrica.
- **Mediana:** Es el valor que divide el área de la distribución a la mitad, es decir si se proyecta una línea vertical en esta velocidad mediana, dividirá el área encerrada bajo la curva en dos partes de igual área. La mitad del tiempo habrá vientos superiores a esta velocidad mediana y la otra mitad serán inferiores.  
*Ej.: Velocidad mediana: 3,5 m/s. La mitad del año soplará el viento con valores superiores a 3,5 m/s y la otra mitad, con valores inferiores.*
- **Valor modal:** Es el valor que más se da, el más común. Si se multiplica cada intervalo diferencial de la velocidad del viento por su probabilidad y se suman todos, se obtiene el valor modal.  
*Ej.: Velocidad modal: 3 m/s. La velocidad de 3 m/s es la más común, la que más se da a lo largo del año y por lo tanto también es la que tiene mayor probabilidad de darse.*

Aunque el ejemplo anterior del sistema híbrido de iluminación, no sea un ejemplo tan cercano al de este proyecto, especialmente en el orden de magnitud de los aerogeneradores a usar y las velocidades del viento que se dan en el emplazamiento de éstos, sirve para verificar la coincidencia de la variabilidad del viento con una distribución de Weibull. En cada caso se acercará más a una distribución con unos parámetros u otros, dependerá de cada emplazamiento, pero siempre seguirá la misma distribución. En el caso de que la distribución tuviese un parámetro de forma  $k:2$ , se llamaría distribución de Rayleigh. [14]

Basándose en la distribución de la probabilidad de cada velocidad del viento que se ha mostrado anteriormente, se puede obtener la función de densidad de potencia. Cuando se definió la potencia eólica en su correspondiente subapartado, se demostró que la potencia eólica varía proporcionalmente con el cubo de la velocidad del viento y proporcional con la densidad del aire, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$Potencia\ eólica = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

Si se multiplica la potencia de cada velocidad del viento con la probabilidad de que ésta se dé, es decir con su correspondiente probabilidad de la distribución de Weibull, se obtiene la distribución de la energía eólica para las distintas velocidades del viento, a esta distribución se le conoce por el nombre de “Función de densidad de potencia”. En la Figura 5.7, se puede observar la densidad de las 3 potencias: La potencia total de entrada (gris), es decir la que se puede obtener del viento. La potencia de entrada máxima aprovechable (azul), es decir la que te marca el límite de Betz. Y por último, la potencia producida por la turbina (roja), habrá que añadirle al rendimiento de Betz otros rendimientos mecánicos y eléctricos del aerogenerador. [10]

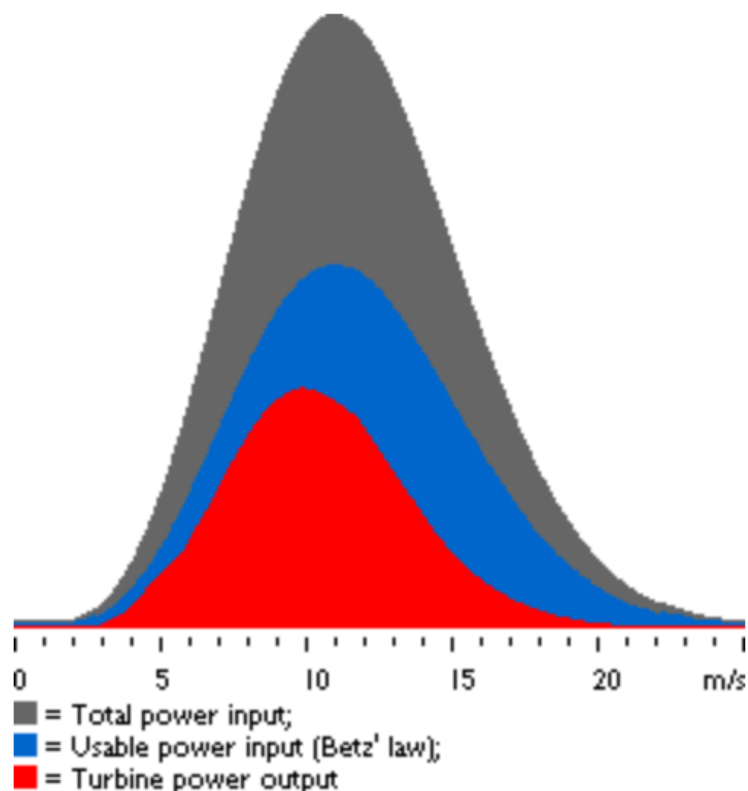


Figura 5.15. Densidad de potencia (Windpower.Org)

Como se puede apreciar en la figura, la distribución de Weibull mostrada en las distribuciones de la velocidad del viento ha cambiado de forma, esto se debe a que las velocidades de viento más altas tienen la mayor parte de la potencia del viento. Dicho de otro modo, la mayor parte de la energía eólica se encuentra para velocidades de viento mayores a la velocidad media.

El área bajo cada una de las curvas, indica potencia eólica por metro cuadrado de flujo de viento, es decir  $W/m^2$ . Como se comenta anteriormente en este documento, estas curvas están definidas por intervalos diferenciales en el X, es decir se puede entender el área bajo las curvas, como si estuviera definida por columnas estrechas de un determinado intervalo de velocidad. Así que cada intervalo de velocidad del viento aporta la altura de su columna, como potencia por metro cuadrado.

En este subapartado también se presentarán distintas curvas relacionadas con la potencia, como puede ser el coeficiente de potencia en función de la velocidad del viento que se ve en la Figura 5.8. El coeficiente de potencia indica la fracción entre la potencia eléctrica que genera el aerogenerador y la potencia que posee el viento. Habitualmente esa potencia eléctrica está por encima del 20% de la potencia total que posee el viento y como se ha visto en el apartado del límite de Betz, el valor máximo real de rendimiento rondaría el 44% y éste se da en el ejemplo, para velocidades que rondan los 10 m/s. La turbina está diseñada de este modo para obtener el mayor rendimiento en las zonas de velocidad de viento que mayor energía posean. [10]

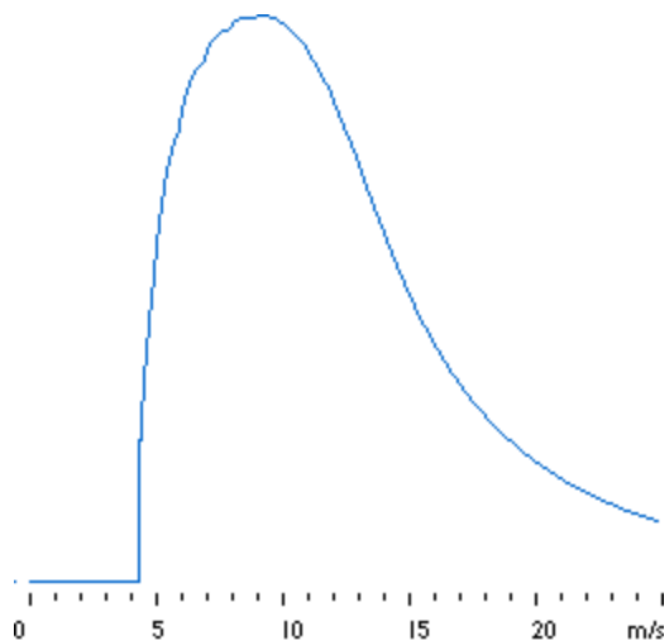


Figura 5.16 Coeficiente de potencia - Velocidad del viento

El coeficiente de potencia depende de los siguientes factores:

- Velocidad del viento
- Velocidad del rotor
- Número de palas del aerogenerador
- Diseño de la pala
- Angulo de la pala (control de pitch)

Aunque en la figura anterior se ha representado el coeficiente de potencia en función de la velocidad del viento, suele ser más habitual representarlo en función del TSR (Tip-speed ratio). El TSR es la ratio entre la velocidad tangencial de la punta de la pala y la velocidad del viento, este ratio está relacionado con la eficiencia.

$$TSR = \lambda = \frac{w_{rotor} \cdot R}{v_{viento}}$$

En la figura 5.10 se puede ver un ejemplo de distintas curvas, una por cada velocidad del viento, que representan el valor de  $C_p$  en función del TSR. En otras ocasiones en vez de representar una curva por cada velocidad de viento, se representa una por cada ángulo de paso, como se hizo en el subapartado llamado “Control del aerogenerador”. [15]

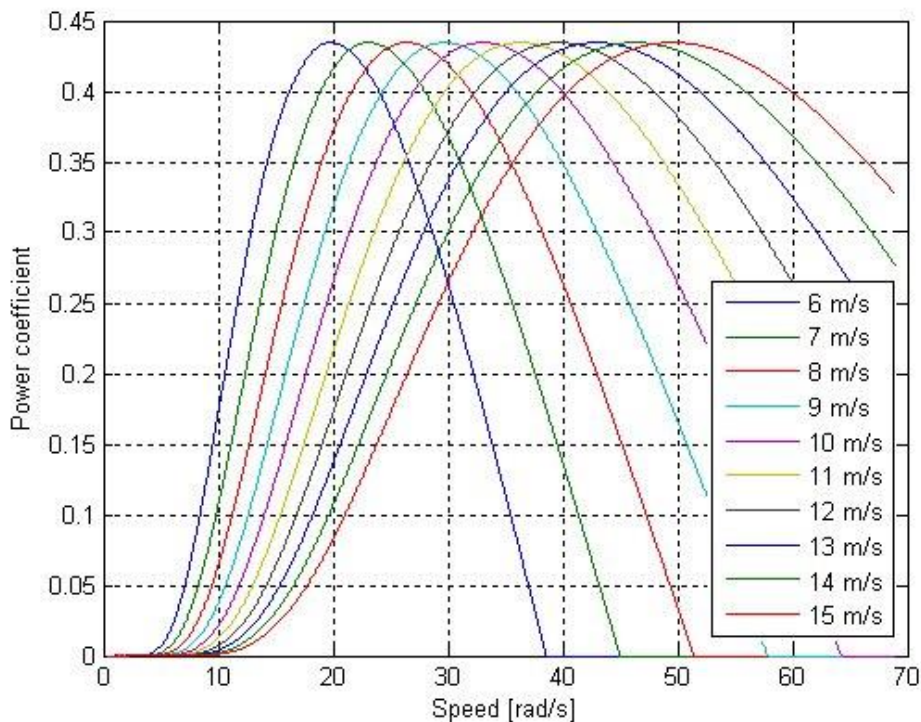


Figura 5.17.  $C_p$  - TSR, en función de distintas velocidades del viento



En la figura 5.10 se puede ver un ejemplo de distintas curvas, una por cada velocidad del viento, que representan el valor de  $C_p$  en función del TSR. En otras ocasiones en vez de representar una curva por cada velocidad de viento, se representa una por cada ángulo de paso. [16]

Este estado del arte se refiere principalmente a los aerogeneradores convencionales: Eje horizontal y tres palas. Esto es así porque la mayoría, por no decir la totalidad de los aerogeneradores instalados en parque eólicos son de este tipo y son de este tipo, porque como se puede observar en la Figura 5.18 son los que mayor eficiencia tienen para las velocidades de viento más comunes. Además, se deben construir de un número impar de palas, porque si tuvieran un número par podría haber problemas de estabilidad. Ya que, cuando una pala se encontrase en su punto mas alto, que coincide con el instante de mayor potencia, habría otra pala que estuviese pasando justo por delante de la torre. Esta mezcla entre máxima potencia y mínima generaría problemas de estabilidad en la estructura. Volviendo a la figura, se puede observar el límite de Betz (59%) que se ha tratado con anterioridad, ese máximo teórico de rendimiento que se puede obtener del viento con un aerogenerador y también se muestra, la curva de coeficiente de potencia que tendría un aerogenerador teórico con un numero infinito de palas. Hay que recordar que en el eje horizontal se está representando la  $\lambda$ , definida justo con anterioridad. Así que la zona de la derecha representaría vientos ligeros y la de la izquierda fuertes, como se puede comprobar los aerogeneradores propuestos coinciden con esta afirmación, puesto que en la izquierda aparecen modelos de aerogenerador muy compactos, para soportar fuertes vientos.

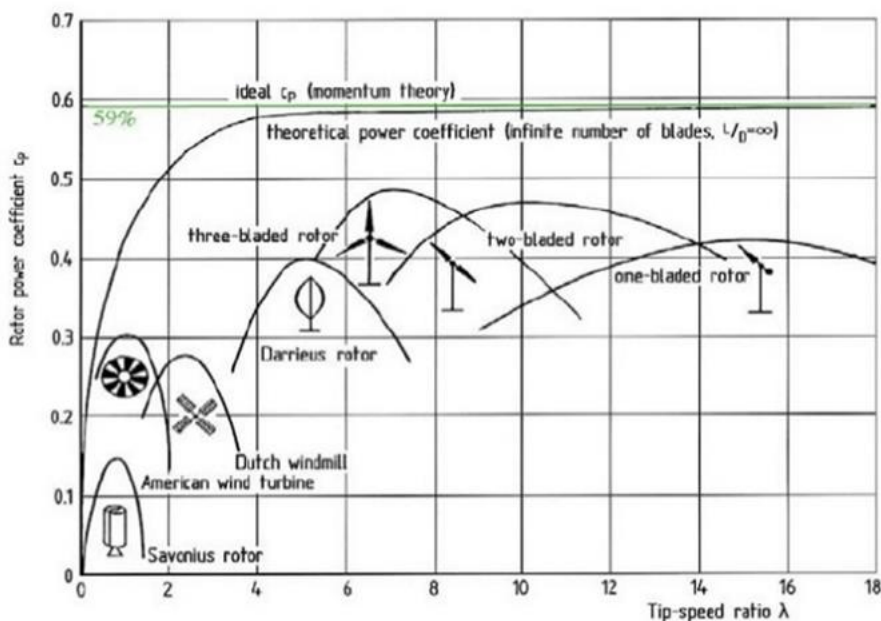


Figura 5.18.  $C_p$  de distintos diseños de aerogenerador



### 5.3 Conceptos del generador

El aerogenerador convierte la energía cinética del viento en energía rotacional del eje de la turbina, gracias a la turbina. Después transforma esa energía rotacional en energía eléctrica con el generador. Así que la función del generador es transformar la energía rotacional del eje en energía eléctrica, para inyectarla en la red. Este recorrido de la energía se aprecia en la siguiente figura:



**Figura 5.19. Flujo de energía en un aerogenerador**

Si se conectase directamente el eje de la turbina al generador, tendríamos revoluciones demasiado altas en el eje. Esto se explica con la siguiente ecuación:

$$f = \frac{p \cdot n}{60}$$

p: Número de pares de polos del generador

n: Velocidad a la que gira el rotor (R.P.M)

f: frecuencia de la red (Hz)

Por ejemplo, para una frecuencia de red de 50 Hz (Europa) y cuatro polos, la velocidad a la que gira el rotor es de 1500 rpm. Si se conectase directamente el eje de la turbina al generador, este eje estaría girando a esas altas velocidades y en la punta de las palas, dependiendo del diámetro, la velocidad podría llegar a sobrepasar la del sonido [38]. Esto no se puede llevar a cabo, existen dos posibilidades para solucionar este problema:

- La primera es introducir una caja de engranajes, llamada multiplicadora. Ésta consigue convertir la potencia de alto par torsor y baja velocidad, de la turbina a la potencia de bajo par torsor y alta velocidad del generador. Todos los cambios de potencia que se produzcan en el aerogenerador los sufrirá mecánicamente la caja de engranajes.

- La segunda opción sería mantener el eje de la turbina conectado directamente con el generador, pero aumentar el número de polos. Según la ecuación anterior si aumentásemos el número de polos a unos cientos, la velocidad angular del eje se reduciría a valores razonables que puede girar la turbina. Pero obviamente esta solución no es muy recomendable, por razones económicas y de peso, el generador con tantos polos sería terriblemente pesado. [17]

La ecuación mostrada anteriormente es válida para los generadores síncronos, para los generadores asíncronos o de inducción existe una diferencia entre la velocidad que gira el rotor y la que gira el campo magnético (velocidad de sincronismo). A esa diferencia se le llama deslizamiento, la diferencia entre estas dos velocidades de giro suele ser pequeña para estas aplicaciones. Este deslizamiento permite una posibilidad de mucho interés en los generadores, que se mostrarán más adelante.

$$f = \frac{p \cdot n_s}{60} \quad s = \frac{n_s - n}{n_s}$$

p: Número de pares de polos del generador

n: Velocidad angular a la que gira el rotor (R.P.M)

$n_s$ : Velocidad angular de sincronismo (R.P.M)

f: Frecuencia del estator/de la red (Hz)

s: Velocidad de deslizamiento (p.u)

En este subapartado se definirán y explicarán de forma breve los posibles generadores que se pueden instalar en un aerogenerador. Los más utilizados hoy en día son los generadores de inducción o asíncronos. Los tipos de generadores a instalar se pueden organizar del siguiente modo:

- Velocidad Fija
  - Generador de Inducción de Velocidad Fija
  - Generador de Inducción con Resistencia de Rotor Variable
- Velocidad Variable
  - Generador de Inducción Doblemente Alimentado
  - Generador de Inducción con Convertidor de Plena Potencia
  - Generador Síncrono Directamente Acoplado con caja de engranajes de velocidad variable

### 5.3.1 Generador de Inducción de Velocidad Fija

Este tipo de montaje consiste en una caja de engranajes, un generador de inducción o asíncrono, un elemento de compensación de potencia reactiva (Q) como puede ser una batería de condensadores o un STATCON (Compensador Estático Síncrono) y un transformador elevador que conecta con la red. Estos dos últimos elementos serán iguales en todos los tipos que se van a ver en este apartado. El esquema del montaje se muestra en la siguiente figura:

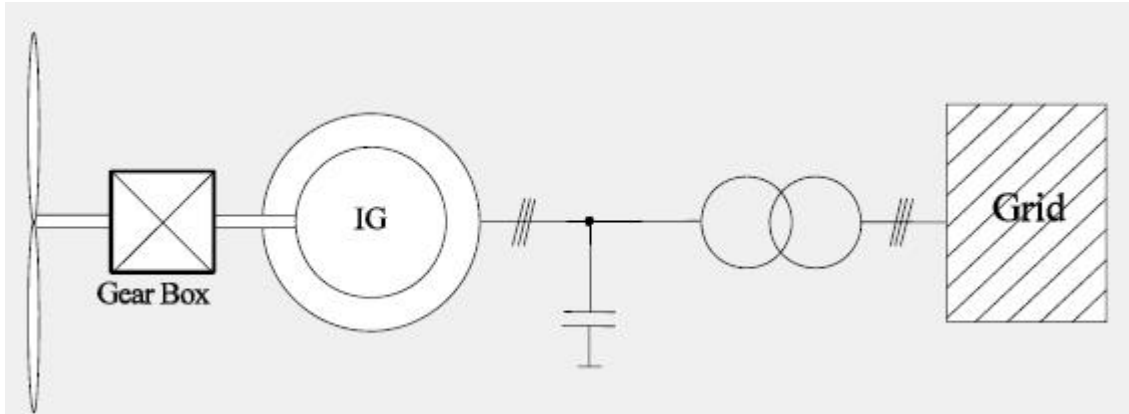


Figura 5.20. Esquema del Generador de Inducción de Velocidad Fija

El generador de inducción siempre consume reactiva, por ello será necesario añadirle un elemento de compensación, ya sea una batería de condensadores o un STATCON. Además de consumir reactiva el generador asíncrono tiene una característica muy interesante que se menciono anteriormente y es el deslizamiento, esa ligera diferencia entre la velocidad del rotor y la de sincronismo.

$$\mathbf{GS:} \quad P = w \cdot T \quad \text{si } \Delta P \rightarrow \Delta T_s$$

$$w = w_s = cte \quad (\text{Definida por la red})$$

$$\mathbf{GI:} \quad P = w \cdot T \quad \text{si } \Delta P \rightarrow \Delta T_r, \Delta w \quad \text{siendo } \Delta T_r < \Delta T_s$$

$$w = [0,99 \cdot w_s, 1,01 \cdot w_s] \quad (\text{Debido al deslizamiento})$$

En un generador síncrono ante un cambio de potencia ( $\Delta P$ ), habrá un cambio del par en la misma proporción ( $\Delta T_s$ ), ya que la velocidad angular del rotor ( $w$ ) se mantiene constante e igual a la de sincronismo ( $w_s$ ) en todo momento. En cambio, en los generadores asíncronos, gracias al deslizamiento, hay cierto juego con la velocidad angular del rotor. Por ejemplo, si la velocidad angular nominal es de 1500 rpm, el rotor podrá girar en el rango de 1485 – 1515 rpm. Así que, ante un cambio en la potencia,

no sólo variará el par rotor, sino que también lo hará la velocidad angular del rotor. Debido a este aporte por parte de la variación de la velocidad angular, la variación del par motor será menor que en un generador síncrono:  $\Delta T_I < \Delta T_s$ . La caja de engranajes sufrirá menos los cambios de potencia, si se utilizan generadores asíncronos. Además se deberán operar a velocidad fija, con control por pérdidas, para obtener valores pequeños de deslizamiento.

Este tipo de generador no tiene capacidad para controlar la potencia reactiva, por ello tanto las baterías de condensadores controladas por tiristores como el STATCOM serían opciones viables para controlar la potencia reactiva (kVAr) y compensar el consumo por parte del generador. Pero para mantener la tensión a su valor nominal ante huecos de tensión (caídas de tensión durante periodos cortos de tiempo), se debe usar sólo el STATCOM u otros sistemas que no dependan de la tensión. Puesto que la potencia reactiva de un condensador depende del cuadrado de la tensión:

$$Q_{condensador} = V^2/X_C$$

Ante una caída de tensión no haría más que empeorar la situación y podría llegar a ocurrir un colapso dinámico de tensión. Lo mismo ocurre con el propio generador de inducción, que siempre consume potencia reactiva. Habitualmente ante huecos de tensión se desconectarán este tipo de aerogeneradores.

### 5.3.2 Generador de Inducción con Resistencia de Rotor Variable

Este tipo de generador es un híbrido entre el que se ha visto anteriormente y el de velocidad variable que se verá más adelante. Está formado por los mismos componentes que el anterior, con el único cambio de una resistencia de rotor variable.

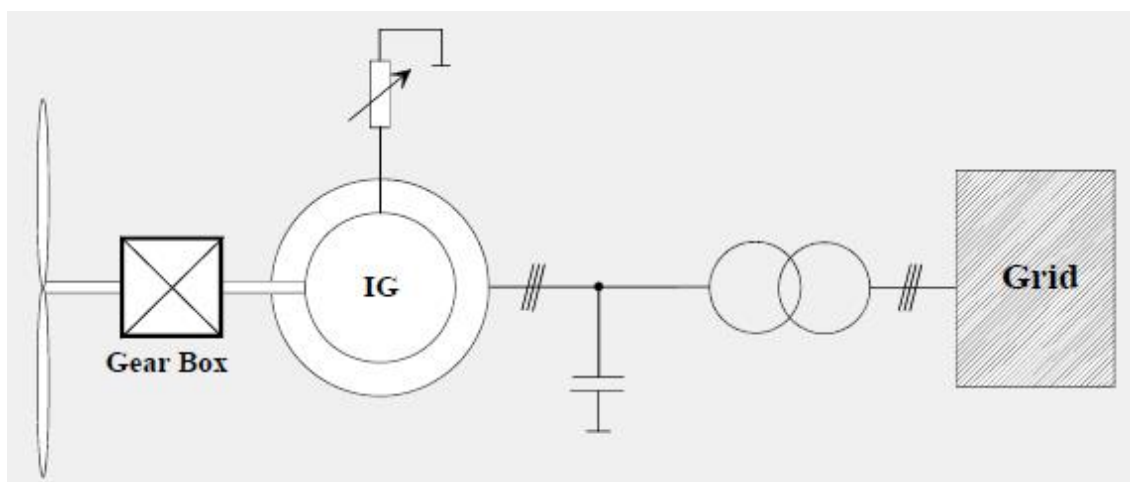


Figura 5.21. Esquema del Generador de Inducción con Resistencia de Rotor Variable

Esta resistencia de rotor variable permite dar mayor versatilidad, comparado con el aerogenerador del tipo anterior. Se pasa de una sola curva de par contra velocidad de giro, a una familia de curvas que dependerán del valor de la resistencia del rotor. Una familia de curvas como la que se muestra en la figura 5.22.

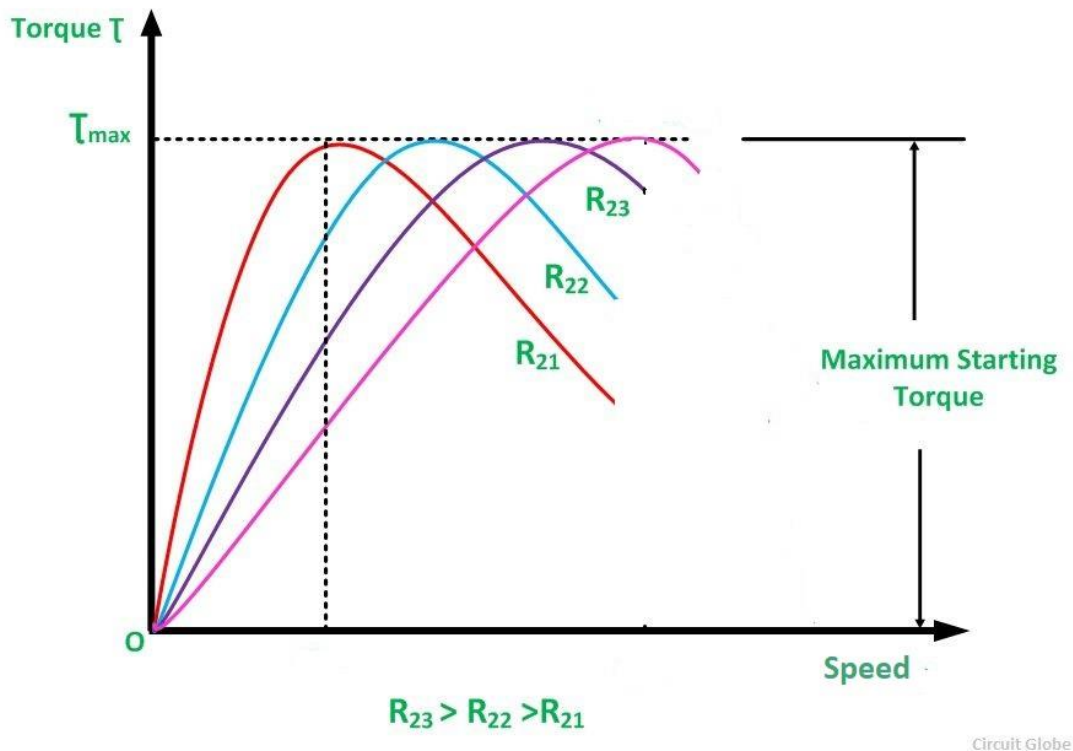


Figura 5.22. Familia de curvas de un GI con resistencia de rotor variable

Cuando haya un aumento de potencia, se aumentará la resistencia para aumentar la velocidad angular y así igualar ese aumento de potencia. Ya que como se ha visto anteriormente, la potencia es igual al producto de la velocidad angular por el par, en este caso el par máximo sería el mismo para las distintas curvas, pero aumentaríamos la velocidad angular al aumentar la resistencia. Una vez equilibrada esa variación en la potencia, como este tipo de aerogeneradores suelen ser de control activo por pérdidas, se cambiaría el ángulo de la pala en busca de uno más óptimo y pasaría a reducir la resistencia a un valor intermedio, entre el valor que tenía antes de la variación de potencia y después. Con este cambio de ángulo y reducción de la resistencia a un valor intermedio, se consigue tener capacidad de reacción rápida ante un futuro cambio de potencia.

En el apartado anterior se vio que, gracias a tener un generador asíncrono, se podía jugar con un rango (deslizamiento) del 1% aproximadamente de la velocidad angular del rotor. Para este tipo de generadores con la resistencia del rotor variable, se puede llegar

a conseguir un margen de hasta el 4%, con esto se conseguiría variar más aun la velocidad angular ante variaciones de potencia y por tanto, se reducirían las variaciones en el par, que pueden causar daños importantes.

Al igual que el anterior tipo de generador, éste requiere de un dispositivo exterior al generador para controlar la potencia reactiva, ya sea una batería de condensadores controlada por tiristores (TSC) o un STATCOM. Pero en este caso, hay que tener especial cuidado con los huecos de tensión, ya que la capacidad LVRT en estos tipos de generadores es limitada. La LVRT (Low Voltage Ride Through) es la capacidad que tiene el aerogenerador para mantenerse conectado a la red durante huecos de tensión o incluso ante un apagón eléctrico. No sólo que el aerogenerador se mantenga conectado a la red durante este tipo de faltas, sino que sea capaz de compensarlas. Esta cualidad se tiene cada día más en cuenta a la hora de instalar parques eólicos, en China han ocurrido varios apagones importantes, porque los parques eólicos se conectaban y desconectaban debido a huecos de tensión. [18] Y en este caso hay que tener especial cuidado, porque ante faltas la resistencia del rotor no es que no sea útil, si no que puede llegar a ser perjudicial. Para mitigar los problemas por colapso dinámico de tensión se debe incrementar la resistencia del rotor durante las faltas, de lo contrario la maquina se podría estropear y también se pueden añadir dispositivos adicionales de control de potencia reactiva, como TSCs.

### 5.3.3 Generador de Inducción Doblemente Alimentado

A partir de aquí, los generadores que aparezcan serán de velocidad variable. En este tipo de generador se añade un convertidor de frecuencia (back to back), el cual se conecta a un tercer devanado del transformador elevador.

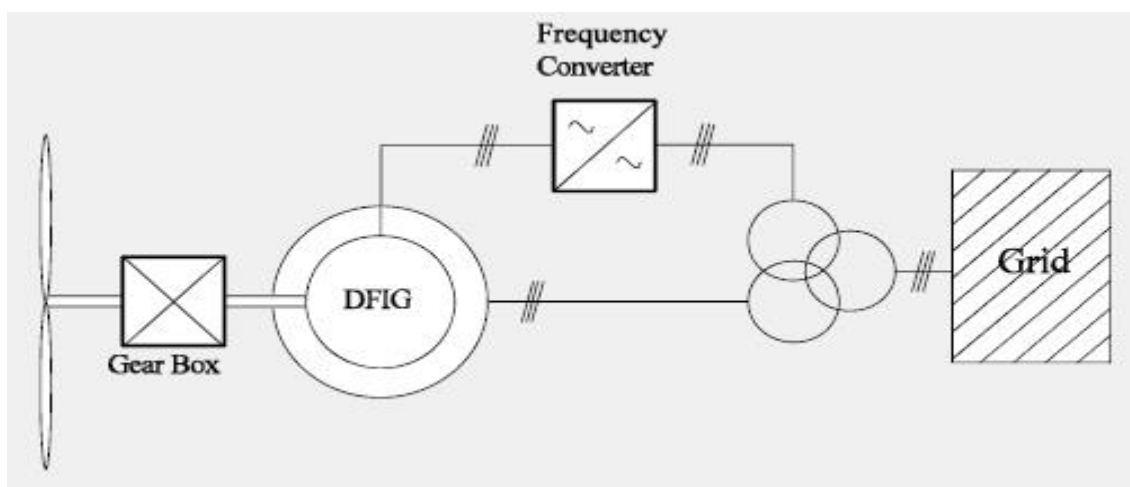


Figura 5.23. Esquema del Generador DFIG

El convertidor de frecuencia pasa la corriente alterna a continua, entonces es capaz de convertirla de nuevo en corriente alterna a otra frecuencia. Es capaz de realizar este proceso de conversión en los dos sentidos. Con este convertidor de frecuencia conseguimos que desde la red se vea como si tuviera un deslizamiento virtual de unos 20-30%, muy superior al 4% del generador de resistencia del rotor variable. Y con ello, todas las ventajas que se han comentado anteriormente.

Aunque el generador trabaje por debajo de la velocidad de sincronismo, se inyecta potencia a través del “back to back” y con ello la potencia neta resultara positiva. En la figura 5.24 se puede observar la transferencia de potencia del generador, en las dos zonas de trabajo: Por debajo de la velocidad de sincronismo y por encima. En este ultimo caso, cuanto mayor sea la velocidad, mayor será la potencia entregada al convertidor de frecuencia ( $P_w$ ).

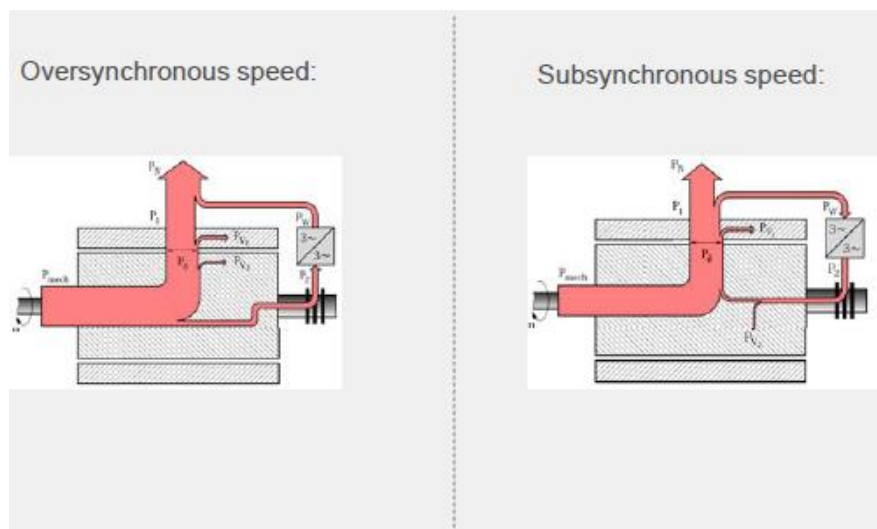


Figura 5.24. Diagrama del flujo de potencia en un DFIG

En la siguiente figura se muestran las tripas del control de un generador de inducción doblemente alimentado. Se puede ver que a la izquierda del convertidor del lado del rotor hay un filtro LC, para reducir los armónicos generados por toda la electrónica de potencia. Después está el “Crow bar”, que cumple la misma función que una resistencia a tierra, ya que ante un cortocircuito la corriente del rotor puede ser muy grande. Este tipo de generador ante huecos de tensión leves es capaz de controlar la reactiva. Aunque si los huecos de tensión son demasiado profundos, se desconecta la electrónica de potencia, utilizando el Crow bar y a partir de entonces se comporta igual que el primer tipo de generador, el generador de inducción de velocidad fija. También se puede apreciar un condensador entre los dos convertidores, el del lado del rotor y el de la red.

Si no se entrega la potencia reactiva y se tiene que almacenar, ese condensador es el encargado de hacerlo, a cambio de elevar su tensión. El chopper que está al lado es el encargado de reducir ese aumento de la tensión. El convertidor de frecuencia sólo consumirá un 20-30% de la potencia nominal del generador, que no es demasiado. [19]

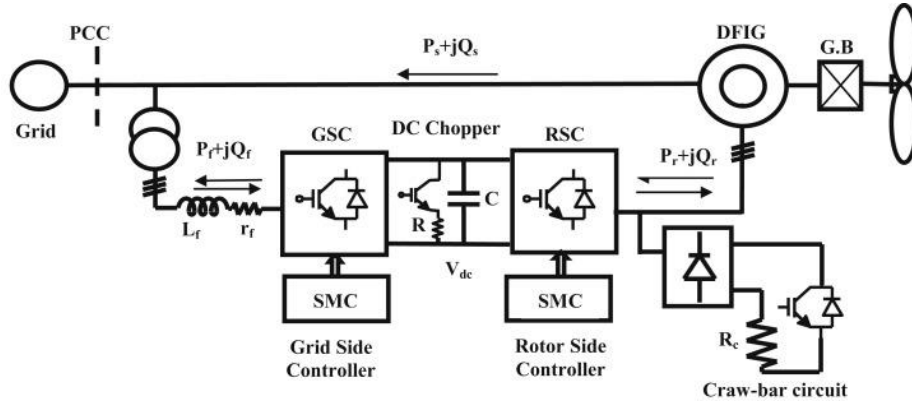


Figura 5.25. Control y protección del DFIG

En la siguiente figura se ve la capacidad de reactiva que estos generadores pueden aportar. En el apartado sobre los estudios de conexión se utilizara una curva de este tipo para definir los generadores. La curva negra es la capacidad teoría, la azul representa una característica con  $\cos(\phi)$  constante y la roja una característica de Q constante. Como se puede apreciar, tienen la capacidad de generar y consumir, parecido a los síncronos. Pero en este caso la potencia teórica está limitada por el lado de generación, debido a la potencia nominal del convertidor.

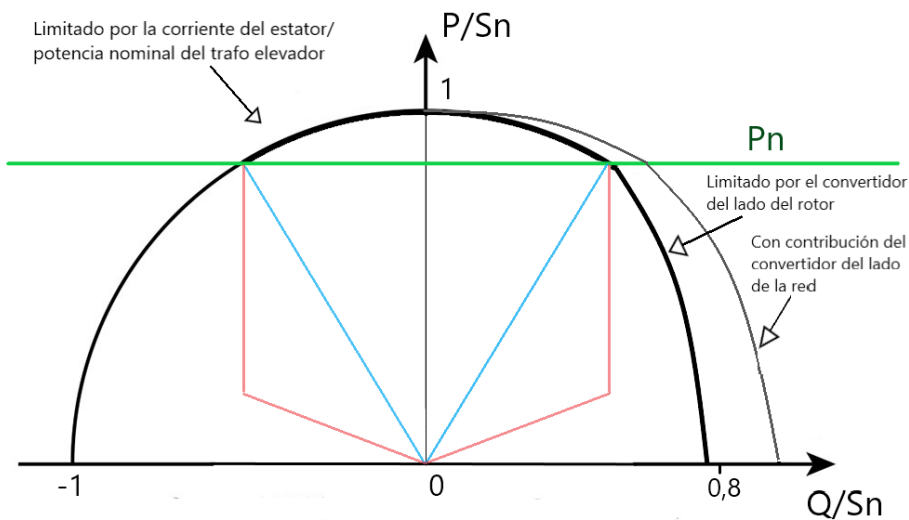


Figura 5.26. Capacidad de reactiva en un DFIG



### 5.3.4 Generador de Inducción con Convertidor de Plena Potencia

En este tipo se introduce un convertidor de plena potencia, con esto se consigue desacoplar completamente el generador del tren de transmisión mecánico. Así que es indiferente que generador usar, síncrono o asíncrono. Toda la potencia generada fluye a través de este convertidor, el convertidor controla el par y la velocidad del generador. Se puede tener 50 Hz en el lado de la red y 20 Hz, por ejemplo, en el lado del generador. [20]

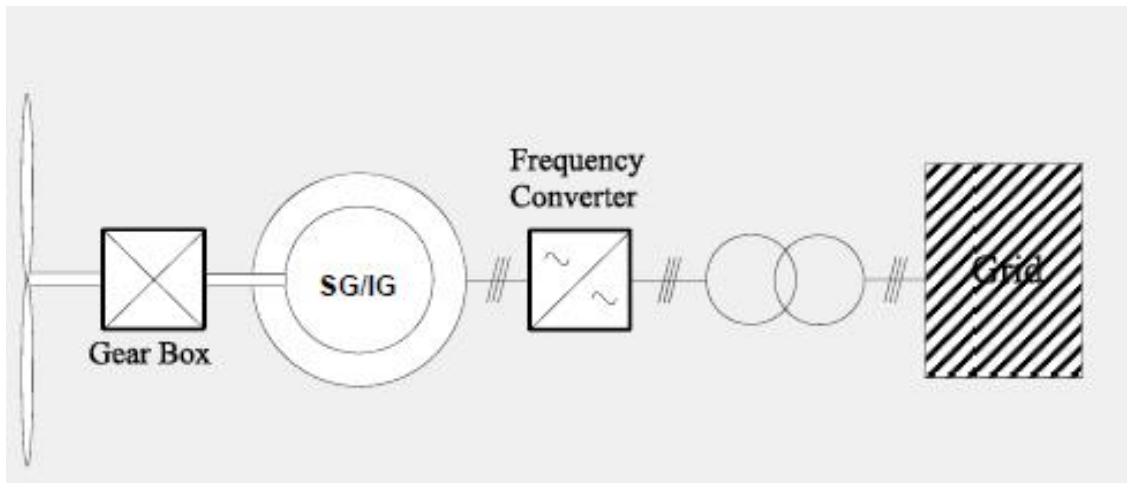


Figura 5.27. Esquema del Generador de inducción con Convertidor de plena potencia (Con multiplicadora)

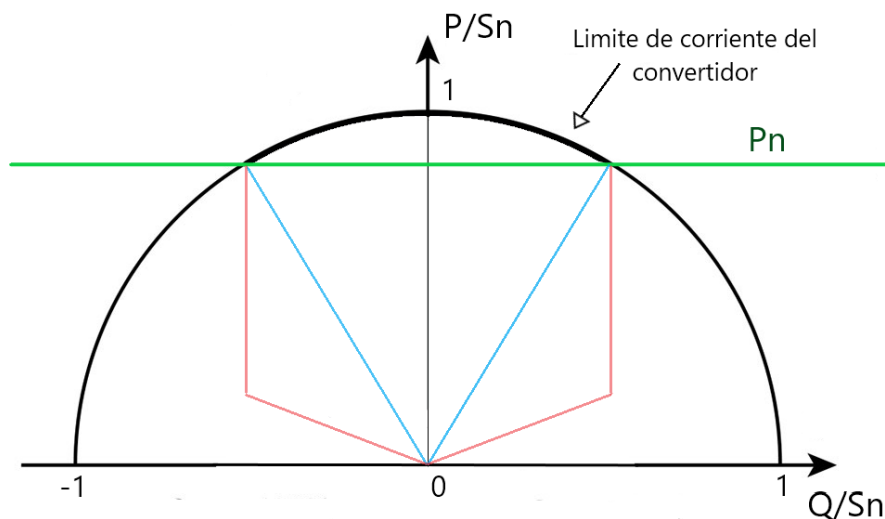
Hay tres conceptos de convertidor de plena potencia, el más habitual es el de plena potencia a baja velocidad, utiliza un generador de mayor diámetro (con más polos) pero sin multiplicadora, ya que con el convertidor de plena potencia ya no existe el problema del par. Este caso sería el mostrado en la Figura 5.26., que carece de caja de engranajes (multiplicadora).

Las ventajas de este tipo de generadores respecto al doblemente alimentado son las siguientes [20]:

- Desacopla el generador de la red
- Reduce los impactos mecánicos en la turbina durante huecos de tensión.
- Se puede diseñar sin caja de engranajes.
- Permite un rango pleno de velocidades.
- Mejora la producción de energía.
- Capacidad de producir la potencia reactiva total
- Control pleno sobre la potencia activa y reactiva.

Respecto a las últimas ventajas, se puede observar en la figura 5.27 la capacidad de reactiva que estos tipos de generadores tiene, sin las restricciones que tenía el

anterior tipo de generador. Además, este tipo es capaz de entrar en modo de inyección de potencia nula, se quema toda en el chopper, por lo que depende de la capacidad térmica de este. También puede comportarse como STATCOM, es decir, trabajar con la potencia reactiva (Q) con una potencia activa (P) nula, gracias a que las dos no tienen relación entre sí, aunque el anterior tipo de generador también se puede comportar de este modo. En la siguiente figura se puede observar la capacidad de reactiva de este tipo de generadores, la cual coincide con el control pleno de potencia activa y reactiva que se ha comentado. En esta Figura 5.28. se representa sólo el límite de la corriente del convertidor.

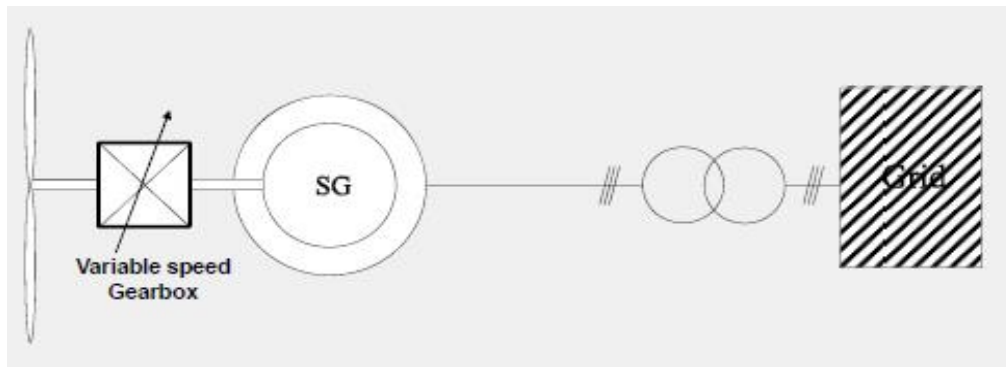


**Figura 5.28. Capacidad de reactiva en un generador con convertidor de plena potencia**

Y por último, hay que mencionar que ante huecos de tensión se comporta como un chopper DC ideal ya sean leves o profundos y la velocidad del generador no sufre ni un ápice de variación ante estos huecos, debido a que está totalmente desacoplado de la red. Obviamente este tipo de generadores es más caro que el anterior y habrá que evaluar si es rentable su instalación.

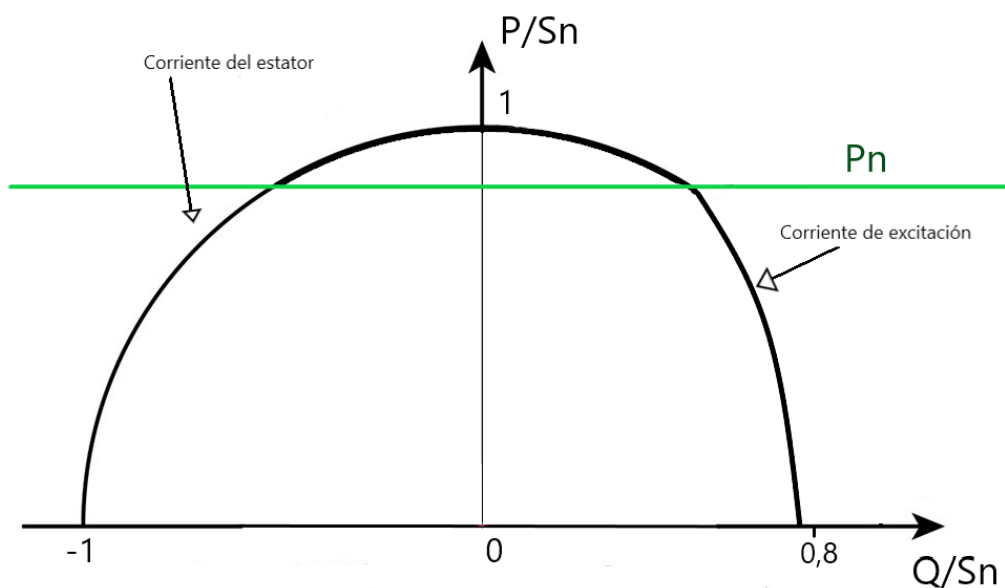
### **5.3.5 Generador Síncrono Directamente Acoplado con caja de engranajes de velocidad variable**

Es el último tipo de generador que se verá en este apartado. El montaje consta de una caja de engranajes con velocidad variable y un generador síncrono, como se puede ver en la siguiente figura:



**Figura 5.29. Esquema del Generador Síncrono directamente acoplado con caja de engranajes de velocidad variable**

Se mostrará, como se ha hecho en los demás casos la curva que representa la capacidad de reactiva. En este caso sólo limitada por las corrientes del estator y de excitación, como se puede observar en la Figura 5.31.



**Figura 5.30. Capacidad de reactiva en un generador síncrono**

En este tipo de generadores, el elemento más importante es esa caja de engranajes de velocidad variable, ya que se trabaja sobre ella. Esta caja de engranajes es capaz de mantener constante la velocidad del rotor del generador síncrono ante cambios en la velocidad del eje de la turbina. De este modo para cualquier potencia, par o velocidad, el generador siempre producirá energía a la misma frecuencia (50Hz).

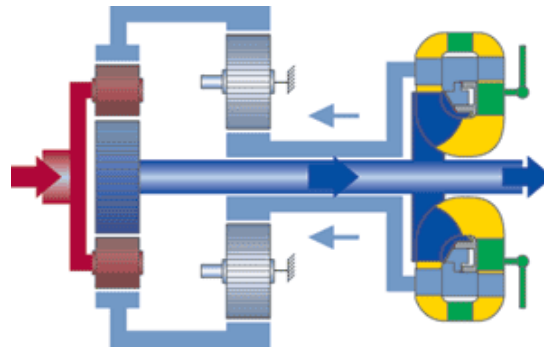


Figura 5.31. Caja de cambios de velocidad variable (Voith WinDrive)

Para terminar este capítulo se mostrará un pequeño esquema resumen de todos los tipos de generadores vistos hasta ahora, divididos entre los que usan velocidad de operación fija o variable. Y los que son capaces de controlar por ellos mismos la potencia reactiva.

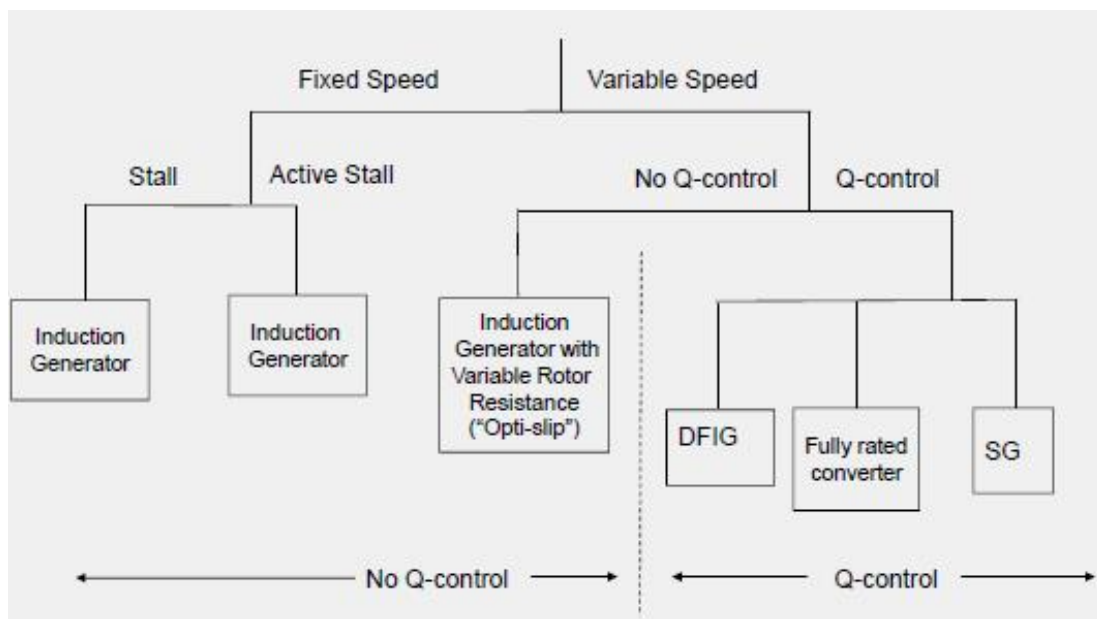


Figura 5.32. Esquema de los tipos de Generador

[12] [21] [22] [23]

## 6 Análisis de las alternativas

En este apartado se va a analizar qué alternativas viables existen a la hora de desarrollar el presente trabajo, con el fin de escoger la mejor opción. Para ponderar cuál es la alternativa más interesante se definirán previamente unos criterios y se valorarán las alternativas en base a ellos. Se realizarán dos tipos de elecciones, en la primera se elegirá el mejor método de análisis para el estudio de conexión a red. Y en la segunda se elegirá la mejor herramienta software a utilizar. [8].

### 6.1 Métodos de análisis para el estudio de conexión a red

Se necesita un método para analizar los estudios de conexión a red, es normal que existan varias formas para realizar un estudio de este tipo. Concretamente se busca un método que posibilite el estudio de los requisitos que ha de cumplir un parque eólico para conectarse a la red.

#### 6.1.1 Identificación de las alternativas

En este trabajo se barajan 3 posibilidades:

- **Ensayos de laboratorio**

Consiste en la realización de las pruebas deseadas para el estudio de conexión a red en un laboratorio acondicionado para ello. Debido a las grandes dimensiones del parque eólico, las pruebas se llevarán a cabo sobre un prototipo del parque eólico. Aunque lo mas comun es probar distintas partes reales del parque por separado.

- **Pruebas de campo**

Consiste en llevar a cabo las pruebas sobre la propia red, se realizan con el parque eólico ya instalado en su emplazamiento. Este tipo de análisis se suele llevar a cabo a modo de revisión periódica de las máquinas eléctricas que componen el parque, previendo posibles fallos de funcionamiento.

- **Simulación software**

Consiste en diseñar un modelo del parque eólico que represente eficazmente el comportamiento de éste, ante diferentes situaciones. A ese modelo se le pueden realizar todo tipo de pruebas para comprender el funcionamiento y respuesta del parque.

### 6.1.2 Definición de los criterios de selección

Los criterios de selección que se van a tener en cuenta para comparar los diferentes métodos de análisis son:

- Cantidad de información: Cuanta mayor cantidad de resultados se puedan obtener del método, mejor alternativa será. Cuantas más variables se manejen, con mayor exactitud se comprenderá el funcionamiento del parque eólico.
- Coste económico: Como es lógico es conveniente que el método de estudios de conexión a red de los parque eólicos, sea lo más económico posible, es decir que genere los menores gastos posibles. Además, cuanto más barato sea el desarrollo del estudio de conexión a red más accesible será para las distintas entidades.
- Precisión: Se necesita que los resultados otorgados por el análisis sean lo más precisos posibles para que representen fielmente lo que está ocurriendo en realidad, es decir, para aportar mayor fiabilidad al estudio que se está realizando.
- Recursos utilizados: Además del gasto económico hay que tener en cuenta en cada alternativa, la cantidad de horas o unidades que se invierten en recursos humanos y materiales.
- Seguridad: Es de vital importancia considerar el riesgo que conlleva la realización de cada alternativa. Más aún en un trabajo de este tipo, el cual se ha desarrollado en un departamento universitario y con un fin didáctico. Además, hay que tener en cuenta las grandes dimensiones que se manejan en una planta de generación de este estilo.

### 6.1.3 Selección de la solución

Para elegir que alternativa es mejor para realizar los estudios de conexión a red, se va a realizar una tabla de valoración con los criterios definidos anteriormente y a cada uno de ellos se le dará un peso para realizar una ponderación con mayor criterio.

En el caso de este trabajo los criterios con mayor peso serán la seguridad y el coste económico, ambos con un 25%, al tratarse de un trabajo universitario estos dos aspectos deben ser primordiales. Seguido con un 20% de la cantidad de información y la precisión de ésta, ambos tienen el mismo % porque los dos contribuyen del mismo modo a la fiabilidad que tenga el método. Y por último, con un 10% se encuentran los recursos utilizados. La valoración se realizará sobre 10, siendo el 10 muy positivo y el 0 negativo.

**Tabla 6.1. Tabla de valoración de los métodos de análisis para el estudio de conexión a red**

<i>Valoración sobre 10</i>						
	Cantidad información	Coste económico	Precisión	Recursos utilizados	Seguridad	
Peso	20%	25%	20%	10%	25%	TOTAL
Ensayos de laboratorio	8	4	9	5	6	6,4
Pruebas de campo	6	0	10	1	2	3,8
<b>Simulación software</b>	10	9	7	9	10	<b>9</b>

Las pruebas de campo son las que mayor inversión requieren tanto económica como de recursos humanos y materiales, ya que para realizarlas hay que detener la instalación y aunque sea obvio, haber construido ya el parque eólico entero. Esto además imposibilita cierto tipo de pruebas, limitando la cantidad de información que se pueden obtener de ellas. Aunque se suelen realizar pruebas de campo periódicamente, comparando con las otras alternativas es la más peligrosa de llevar a cabo, se pueden llegar a realizar en un entorno de alta tensión. A pesar de todo esto, es el método que proporciona resultados más precisos, ya que los estás obteniendo de la planta de generación real.

Los ensayos de laboratorio necesitan menor inversión, pero aun así, se tiene que realizar o comprar un prototipo. Se pueden realizar más pruebas, aunque menos precisas, puesto que no están en el entorno donde van a trabajar realmente y los prototipos estarán dimensionado a una menor escala. A pesar de que son mucho más seguras que las anteriores, se sigue estando expuesto a altos niveles de tensión.

La simulación software mejora en todo a las anteriores excepto en la precisión de los resultados. Sólo hay que obtener un ordenador y la licencia software de algún programa de simulación para llevarla a cabo, gracias a esto último se pueden realizar infinidad de tipo de pruebas y medidas sin exponerse a ningún tipo de peligro. Por todo esto, se ha elegido la **simulación software** como el método de análisis a llevar a cabo.

## 6.2 Herramienta software a utilizar

Elegido que el método de análisis para el estudio de conexión a red, va a ser la simulación software, se necesita una herramienta software para modelizar y analizar sistemas de potencia, que pueda representar fidedignamente el proyecto de parque eólico y estudiar del modo más preciso y amplio posible la conexión a la red del parque.

### 6.2.1 Identificación de las alternativas

Hay un montón de posibilidades en lo que respecta a herramientas software que puedan representar sistemas eléctricos de potencia. Entre todas ellas se van a considerar las 3 alternativas más adecuadas para la realización de este TFM:

- **ETAP**

ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) es un software de ingeniería creado en 1986 en EE. UU., capaz de analizar, simular, monitorizar, controlar, optimizar y automatizar sistemas eléctricos. Este software abarca desde la modelización hasta la operación. Es capaz de adaptarse a cualquier tamaño y tipo de estudio, puede llevar a cabo estudios básicos como flujos de carga, cortocircuitos o dimensionados de cable. Pero también algunos más complejos como análisis de armónicos o estudios de transitorios. [24]

- **PSS/E**

PSS/E (Power System Simulator for Engineering) es propiedad de la compañía alemana Siemens. Es un software que incluye fuertes herramientas para la simulación análisis y optimización del rendimiento de los sistemas de transmisión de potencia. Es utilizado en 145 países aproximadamente, por ingenieros, universidades y centros de investigación. Creado en 1972, fue el primer software comercial para simulación de sistemas de transmisión que existió. Gracias a pertenecer a una compañía del tamaño de Siemens, tiene una amplia biblioteca repleta de datos y modelos y una fácil interoperabilidad con otras herramientas de la industria. Por último, cabe destacar la completa automatización y personalización que permite el software a través de su API (Application programming interface), basada en Python. [25]



- **PowerFactory**

PowerFactory pertenece a la compañía alemana DlgSILENT, fue creado en 1985. Es un software que se utiliza para analizar sistemas de generación, transmisión y distribución, además de sistemas industriales. Como todas estas aplicaciones, cubre desde los estudios mas básicos hasta los mas sofisticados, como pueden ser las aplicaciones avanzadas que tiene para realizar simulaciones en tiempo real, estudiar sistemas de generación distribuidos o plantas de generación eólica. También permite adaptar la interfaz y automatizar funciones a través de scripts, estos últimos se pueden programar de modo más visual utilizando bloques o directamente con el lenguaje de programación Python. [26]

### 6.2.2 Definición de los criterios de selección

Los criterios de selección que se van a tener en cuenta para comparar las diferentes herramientas software son:

- Coste económico: Al igual que en la valoración de las anteriores alternativas se tiene en cuenta este criterio. Se valorará si la herramienta software tiene licencia gratuita y si no es así cuánto cuesta.
- Interfaz: Son muy valiosas las herramientas software que dan la opción de realizar una interfaz gráfica o al menos poder adaptarla, permiten al usuario interactuar de una forma mucho más intuitiva y directa con el modelo.
- Funcionalidad: No hay que perder de vista lo que se busca al utilizar esta herramienta software en el proyecto. Por ello, es importante que el programa cumpla las funciones que se necesitan para llevar a cabo el mismo. En este caso, estudios de conexión a red de un parque eólico.
- Simplicidad: En un programa para estas aplicaciones se valora mucho que la interacción con el programa sea lo más fácil e intuitiva posible.
- Conocimiento: Además de que la interacción con el programa sea fácil e intuitiva, es necesario que se pueda obtener de modo fácil y sencillo información sobre el programa, como manuales, ejemplos de aplicación o cursos. Estos dos últimos criterios, definirán la accesibilidad que tendrá el usuario.

### 6.2.3 Selección de la solución

Al igual que antes se realizará una tabla con los nuevos criterios de selección y cada uno con su peso, para elegir con mayor criterio qué herramienta software utilizar.

En el caso de este trabajo, el criterio con mayor peso será el coste económico con un 30%. Al tratarse de un trabajo universitario este aspecto debe ser primordial, igual que en la elección del método de análisis para los estudios de conexión. Después está la funcionalidad de la herramienta software que se va a usar, con un 25%. Al fin y al cabo, se va a necesitar que la herramienta software realice unas pruebas para comprobar los requisitos de conexión a red. La simplicidad del programa y el conocimiento que se puede encontrar de éste, un peso del 25% y el 20% respectivamente. Como se ha comentado anteriormente, estos dos aspectos definirán la accesibilidad del estudiante de cara al programa. Por último, no se tiene muy en cuenta la interfaz (10% de peso) porque no se va a necesitar crear ningún tipo de interfaz de entrada a un futuro usuario. [27]

**Tabla 6.2. Tabla de valoración de la herramienta software a elegir**

<i>Valoración sobre 10</i>						
	Coste económico	Interfaz	Funcionalidad	Simplicidad	Conocimiento	
Peso	30%	10%	25%	20%	15%	TOTAL
ETAP	8	5	5	9	6	6,9
PSS/E	7	9	8	6	8	7,4
PowerFactory	10	7	9	7	9	<b>8,7</b>

El programa ETAP es el más sencillo de usar y además tiene un coste intermedio. Pero a cambio, no se puede crear una interfaz como en el PSS/E ni adaptarla como en PowerFactory. Aparte de que tiene menos opciones de cara al estudio de conexión a red y hay menos conocimiento sobre el programa.

Por otro lado, el PSS/E es una herramienta que cumple con creces el objetivo de los estudios de conexión a red, gracias entre otras cosas a una gran biblioteca de modelos de sistemas eléctricos y funciones. Así mismo, como se ha comentado en la descripción del PSS/E, este software tiene la posibilidad de personalizar la interfaz a

través de su API. Sin embargo, la licencia de este programa es ligeramente más cara que la del programa PowerFactory y es el más complicado de usar de todos.

Por último, está PowerFactory. Es el que tiene la licencia más barata de los tres y en el departamento de eléctrica, donde se va a llevar a cabo el trabajo, hay ordenadores con licencias de PowerFactory. En este software existen herramientas por defecto, para analizar parques eólicos. Gracias a todo esto y a que su accesibilidad por parte del usuario es relativamente sencilla, se ha elegido como herramienta software para modelizar el parque eólico y realizar los estudios de conexión a red **PowerFactory**. Aunque si uno de los objetivos del trabajo fuese realizar una interfaz para el usuario, se debería usar PSS/E.

## **7 Descripción del proyecto de parque eólico**

En este apartado se describirá el proyecto del parque eólico Fuendejalón 70MW. Para ello, se ha organizado la descripción en cinco temas [1]. Se empezará definiendo el emplazamiento del parque eólico, después se realizará una descripción general de la instalación, con esta idea general del parque eólico se detallará más en profundidad las características del aerogenerador. Además de detallar el aerogenerador, se explicará los demás elementos eléctricos que acompañan a éstos para formar el parque eólico. Y por último, se mostrará cómo se va a modelizar el parque que se habrá descrito durante todo el apartado.

### **7.1 Emplazamiento**

El parque eólico se va a llevar a cabo en la provincia de Zaragoza, Fuendejalón. Los aerogeneradores se pretenden ubicar a ambos lados de la carretera autonómica A-121, alrededor del punto kilométrico 13+330. El acceso al mismo se realizará a través de dos caminos agrícolas ya existentes y vías nuevas que se puedan construir.

En este subapartado se conocerá si el nivel de recurso eólico en el emplazamiento es suficiente para justificar la construcción del parque eólico, y calcular una producción estimada por parte de los aerogeneradores.

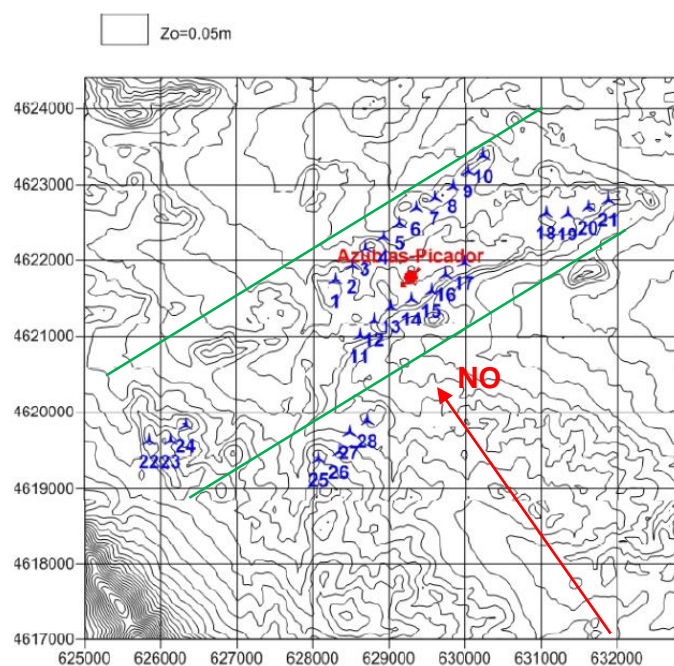
Para realizar este estudio sobre los recursos eólicos de la zona, se tienen datos desde 1991 de una estación que se encuentra en Rueda de Jalón, a 10 metros del suelo. Tiempo más que suficiente para considerar esas medidas como validas y precisas. Además de esta estación, la compañía "MOLINOS DEL EBRO S.A." que será la encargada de llevar a cabo la construcción de este parque eólico, posee 19 torres meteorológicas por la zona, las cuales han realizado mediciones a disintintas alturas, durante los últimos años. Concretmente hay una de estas torres en el emplazamiento que se ha pensado para realizar el parque eólico: "Azubias-Picador". Esta torre tiene datos a 80 metros de altura, de los últimos 8 años y a 40 metros desde 2001 hasta 2016. Por si esto no fuera suficiente, la empresa también posee varios aerogeneradores de 2 MW y 78 m (altura buje) en esa misma zona. Por lo que habrá muchas formas de medir los recursos eólicos del emplazamiento, aunque a priori se puede estimar que la zona es propicia para la construcción del parque eólico.

El parque eólico estará compuesto por 28 aerogeneradores. Cada uno de ellos tendrá una potencia activa de 2,5MW y un diámetro del rotor de 114 m. Por lo que el parque eólico tendrá una potencia total de 70MW. En la siguiente tabla se muestran las características principales del parque eólico.

**Tabla 7.1. Características principales del parque**

Nombre	FUENDEJALÓN
Localización	Zaragoza (España)
Altura media del emplazamiento (m.s.n.m.)	486
Potencia total instalada (MW)	70
Número de aerogeneradores	28
Modelo de aerogenerador y potencia nominal	114-2,5 MW
Diámetro de rotor (m)	114
Altura de buje (m)	80
Clase IEC	II-A

Después de un análisis topográfico, basado en modelizaciones contrastadas, se elegirán las elevaciones del terreno en las que el viento tiene mayor fuerza. Teniendo en cuenta que la dirección dominante del viento en esa zona es noroeste, se colocará la alineación de los aerogeneradores perpendicular a esa dirección dominante, es decir, de suroeste a noreste. Para terminar, la distancia entre dos aerogeneradores que se encuentre en una misma fila debe ser mayor de 2,5 diámetros de rotor (287,5 m) y la distancia entre filas debe ser mayor a 750 m, para evitar apantallamientos entre aerogeneradores. Con todos estos criterios en mente, se ha elegido la siguiente ubicación para cada erogenerador.



**Figura 7.1. Posición aerogeneradores**

En la siguiente tabla, se mostrará la distancia entre cada aerogenerador y la torre meteorológica desde donde se van a tomar las medidas. Se puede comprobar que no hay una gran distancia (Media: 1,6km) y por lo tanto las medidas de las torres, se pueden extrapolar a las posiciones de los aerogeneradores.

**Tabla 7.2. Distancias entre aerogenerador y torre meteorológica**

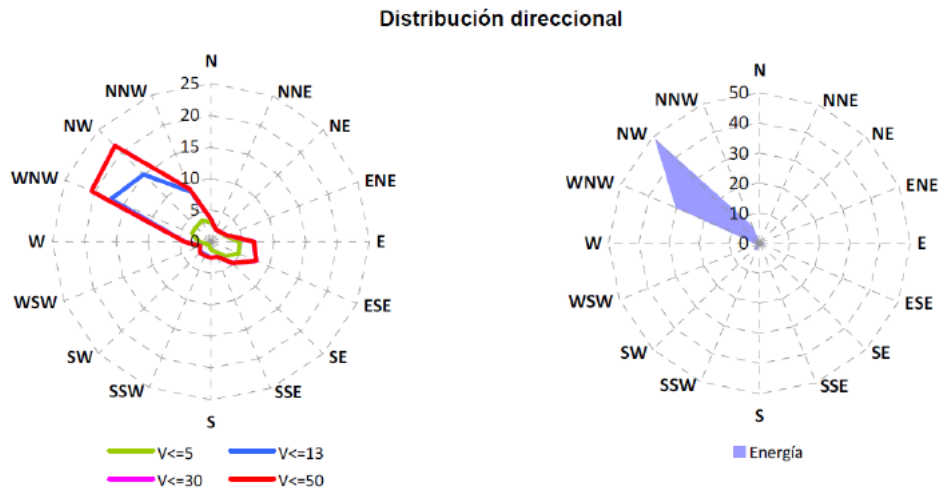
Aerogenerador	Dist. Mínima (km)
1	1.0
2	0.8
3	0.7
4	0.7
5	0.8
6	0.9
7	1.1
8	1.3
9	1.6
10	1.9
11	1.0
12	0.7
13	0.4
14	0.3
15	0.3
16	0.5
17	0.7
18	2.0
19	2.2
20	2.5
21	2.8
22	4.0
23	3.8
24	3.5
25	2.7
26	2.5
27	2.2
28	2.0
<b>MEDIA</b>	<b>1,6</b>

Una vez queda definido que las medidas tomadas por las torres meteorológicas son validas y extrapolables a los aerogeneradores, se usarán en el proyecto para medir los recursos eólicos de los que dispone el emplazamiento. En la siguiente tabla se muestran los resultados principales durante el periodo de medidas, por parte de la estación "AZUBIAS-PICADOR".

**Tabla 7.3. Resultados principales de la estación AZUBÍAS-PICADOR**

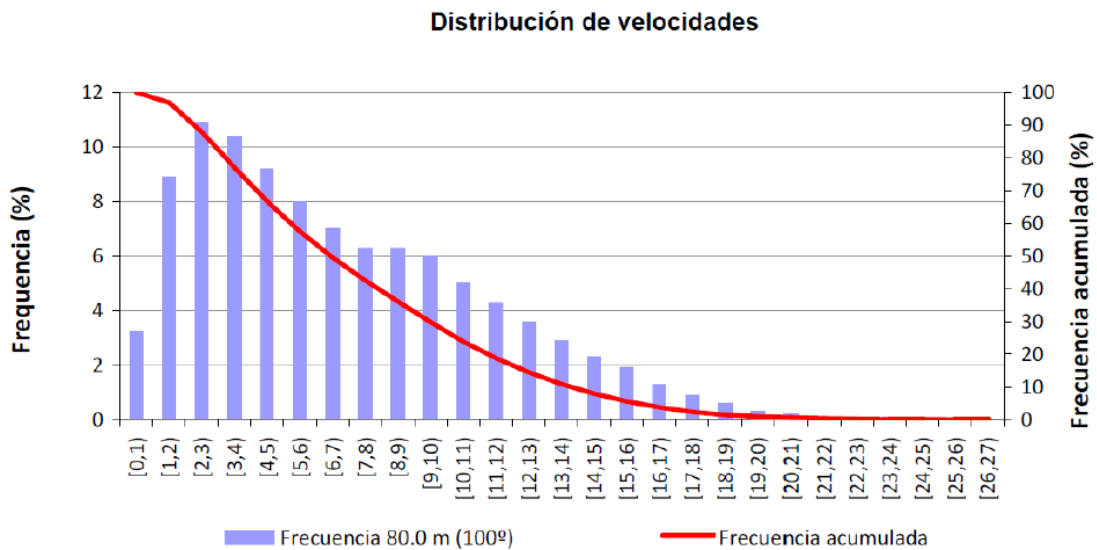
	80.0m (0°)	80.0m (180°)	60.0m (0°)	40.0m (0°)
Velocidad media (m/s)	6.85	6.80	6.71	6.20
Ráfaga máxima (m/s)	44.3 SSW	46.16 SSW	45.84 SSW	45.79 SSW
Potencia Media(W/m2)( $\rho=1.225 \text{ kg/m}^3$ )	490	488	465	384
IT media( $V \geq 6 \text{ m/s}$ )	0.10	0.10	0.10	0.11
Weibull A(m/s),k	A=7.9,	A=8.01,	A=7.86,	A=7.44,
	k=1.65	k=1.69	k=1.68	k=1.69

Todas las figuras que se muestren a continuación estarán referidas a una altura de 80m. En la siguiente figura se muestra la distribución direccional de los vientos en la estación AZUBÍAS-PICADOR, que como se ha mencionado anteriormente tendrá una dirección dominante de noroeste (NW). Especialmente para los vientos de mayor velocidad, que son los que mas energía producen. Así que la orientación de los aerogeneradores será la de la Figura 7.1., encarando esta dirección dominante.



**Figura 7.2. Distribución direccional de la estación AZUBIAS-PICADOR**

En la siguiente figura se presentará el histórico de las medidas de la velocidad del viento tomadas. Como se demostró en el estado del arte, si se muestran por la frecuencia que ha tenido cada rango de velocidad, se aproximará a una distribución de Weibull.



**Figura 7.3. Distribución de velocidades**

Para calcular los datos de generación de energía, se necesitan las características del aire. Estas características se obtendrán de las siguientes fuentes de datos. VORTEX será una fuente de datos obtenidos de modelos de predicción o datos virtuales.

**Tabla 7.4. Fuente de datos de las características del aire**

Variables	Origen de los datos	Altura (m)	Distancia al emplazamiento	Periodo considerado (años)
Temperatura	AZUBÍAS-PICADOR	10m	En el sitio	5 años
Presión	VORTEX	80m	En el sitio	20 años
Humedad				

A pesar de que hay una cierta distancia entre las fuentes de los datos y cada aerogenerador, se considera que el margen de error es aceptable y se pueden extrapolar los datos. Se utilizará un modelo hidrostático de atmósfera para realizar la extrapolación de la densidad del aire, desde la referencia, hasta la altura media de buje.

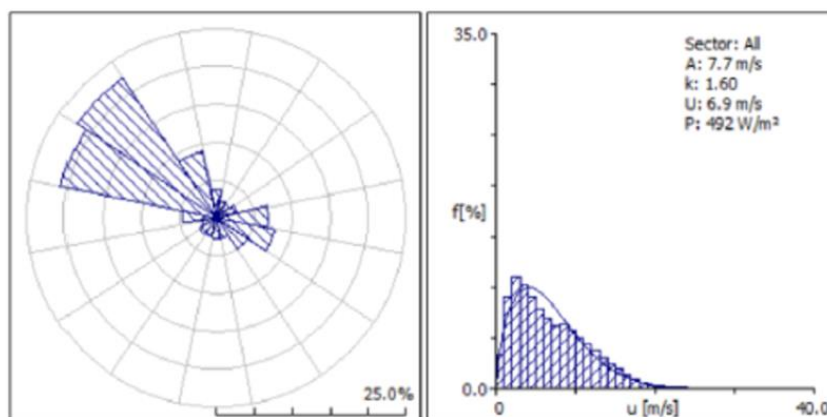
**Tabla 7.5. Características del aire**

	Datos de referencia (ver Tabla 18)		Media del Parque Eólico de la altura de buje (80m)			
	Presión (mb)	Temperatura (°C)	Presión (mb)	Temperatura (°C)	Humedad (%)	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )
Enero	966.8	7.1	953.4	6.6	75.6	1.18
Febrero	966.7	7.3	953.2	6.7	73.8	1.18
Marzo	964.9	10.0	951.6	9.4	69.6	1.17
Abril	962.1	13.2	948.9	12.7	66.0	1.15
Mayo	963.2	15.7	950.2	15.2	63.0	1.14
Junio	964.4	20.0	951.6	19.4	61.0	1.13
Julio	964.4	22.8	951.6	22.2	60.5	1.12
Agosto	964.1	23.6	951.4	23.1	61.2	1.11
Septiembre	964.4	20.2	951.5	19.6	64.6	1.13
Octubre	964.6	16.1	951.5	15.5	70.6	1.14
Noviembre	964.4	10.8	951.1	10.2	75.0	1.16
Diciembre	966.6	7.3	953.1	6.7	74.8	1.18
<b>ANUAL</b>	<b>964.7</b>	<b>14.1</b>	<b>951.6</b>	<b>14.0</b>	<b>68.0</b>	<b>1.15</b>

Estas características del aire serán las que se usen a la hora de calcular las curvas de potencia y energía disponible.

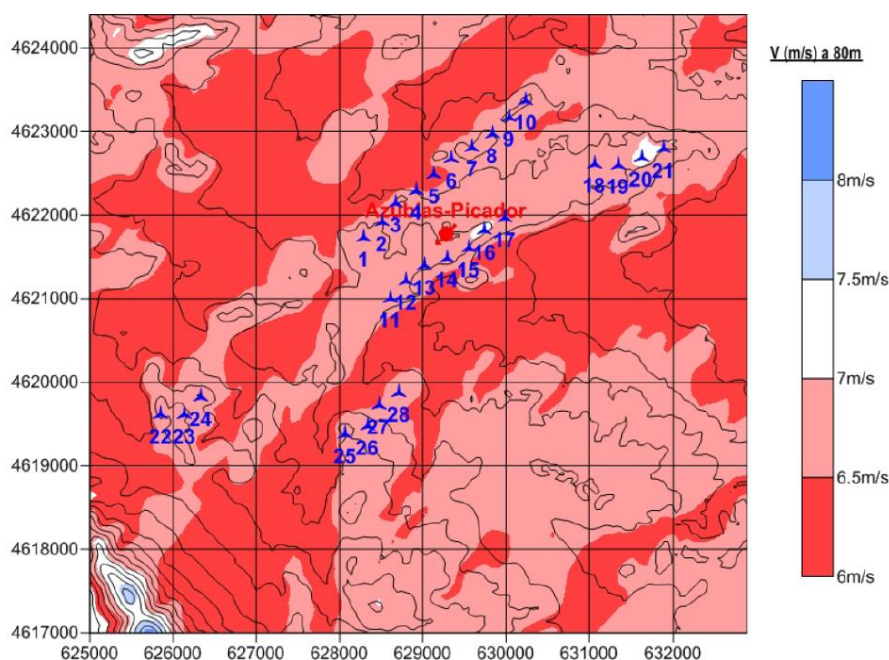


A la hora de modelizar el campo del viento, se han introducido los datos obtenidos de la estación, teniendo en cuenta ciertas consideraciones. En la siguiente figura se pueden comprobar los datos introducidos al modelo del campo de viento. Igual que en la anterior presentación de las medidas tomadas, la frecuencia de los vientos se aproximará a una distribución de Weibull. Comprobando que esta aproximación se da, se puede considerar que el modelo es válido.



**Figura 7.4. Entrada de datos al modelo (80 metros)**

Una vez modelizado el campo del viento, se puede obtener un mapa del emplazamiento, en el que se distinguen las diferentes isoventas a 80 m. En ese mapa se aprecia que los aerogeneradores han sido situados correctamente, ya que todos están evitando la zona con vientos inferiores



**Figura 7.5. Isoventas del emplazamiento a 80m**

Una vez se ha calculado el modelo del campo de viento y se tiene definido el parque eólico, se puede estimar la producción final de energía que tendrá el parque eólico, con una incertidumbre baja (10,8%).

P.E. FUENDEJALÓN	
Modelo de aerogenerador	2.5MW / diámetro 114 m
Número de aerogeneradores	28
Altura de buje (m)	80
Diámetro del rotor (m)	114
Potencia total instalada (MW)	70
Área Barrida del parque (m <sup>2</sup> )	285797
Producción bruta (MWh/año)	249707
Pérdida por estelas (%)	4.4
Producción bruta con estelas (MWh/año)	238706
Pérdidas técnicas y operacionales (%)	8.8%
Producción neta a largo plazo (MWh/año)	217732
Densidad de producción neta (kWh/(m <sup>2</sup> ·año))	762
Horas equivalentes	3110

Fuente de Incertidumbre	Incertidumbre en la producción de energía
Recurso eólico disponible	7,8%
Densidad del aire	1,0%
Curva de potencia	7,0%
Pérdidas por estelas	2,0%
Pérdidas técnicas y operacionales	1,0%
<b>TOTAL</b>	<b>10,8%</b>

Figura 7.6. Producción anual

## 7.2 Descripción general de la instalación

En este apartado se realizará una descripción general de las instalaciones que compondrán el parque, obviando la construcción de caminos o vías de acceso al parque:

- 28 aerogeneradores de 2,5MW, con generación a 0,69 kV.
- Centros de transformación para cada aerogenerador 20/0,69 kV. Se elevará la tensión hasta 20kV (MT) para realizar el transporte interior.
- Líneas eléctricas (enterradas en zanjas) para transportar la energía eléctrica a través de esa red de 20kV, desde los aerogeneradores hasta la subestación transformadora 220/20Kv.
- Celdas colectoras 20kV para protección en la subestación. Estarán dentro de un edificio junto a los equipos de medida, comunicación y control.
- Transformador 220/20kV 60/75 MVA ONAN/ONAF en la subestación a la intemperie.

### 7.3 Características del aerogenerador

El generador es de tipo doblemente alimentados (DFIG) con 4 polos, 50 Hz, 0,69Kv, rotor bobinado, anillos rozantes y una potencia nominal de 2,5 MW. Como se vio en el estado del arte, necesitará una caja de engranajes, y gracias al convertidor de frecuencia podrá trabajar con velocidad variable. Sus cualidades serían las siguiente:

- Comportamiento síncrono frente a la red (50Hz)
- Funcionamiento óptimo para cualquier velocidad del viento, maximizando la producción. (velocidad variable).
- Control de la P y Q.
- Suave conexión/desconexión de la red.

Cada generador estará conectado a un transformador que elevará la tensión de 0,69kV a 20kV, conectandolo con la red de media tensión. El trafo estará en la parte trasera de la góndola, aislado del resto de componentes. Así, se reducirán pérdidas.

Además del generador (sistema de generación), el aerogenerador tendrá todos los sistemas típicos de uno: Sistema de captación, de transmisión mecánica, de orientación, de regulación y control (Con un PLC), de soporte y de refrigeración. Resaltar que el freno principal es de tipo aerodinámico (las palas se colocan en bandera), a pesar de que también tiene un freno mecánico. La torre está formada por tres partes de acero, cimentado sobre una zapata de hormigón armado. Las dimensiones/forma son las que se muestran en la siguiente figura.

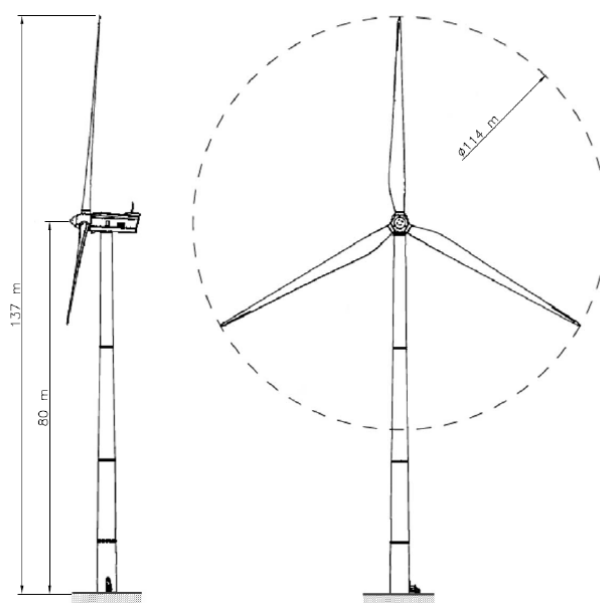


Figura 7.7. Dimensiones Aerogenerador

A continuación, se muestra las curvas de potencia del aerogenerador. Para velocidades del viento inferiores a 3m/s no aportara potencia y entre 12-21m/s, aportara la máxima potencia activa (2,5MW). Como se ha descrito anteriormente, maximizara la producción para cualquier velocidad del viento.

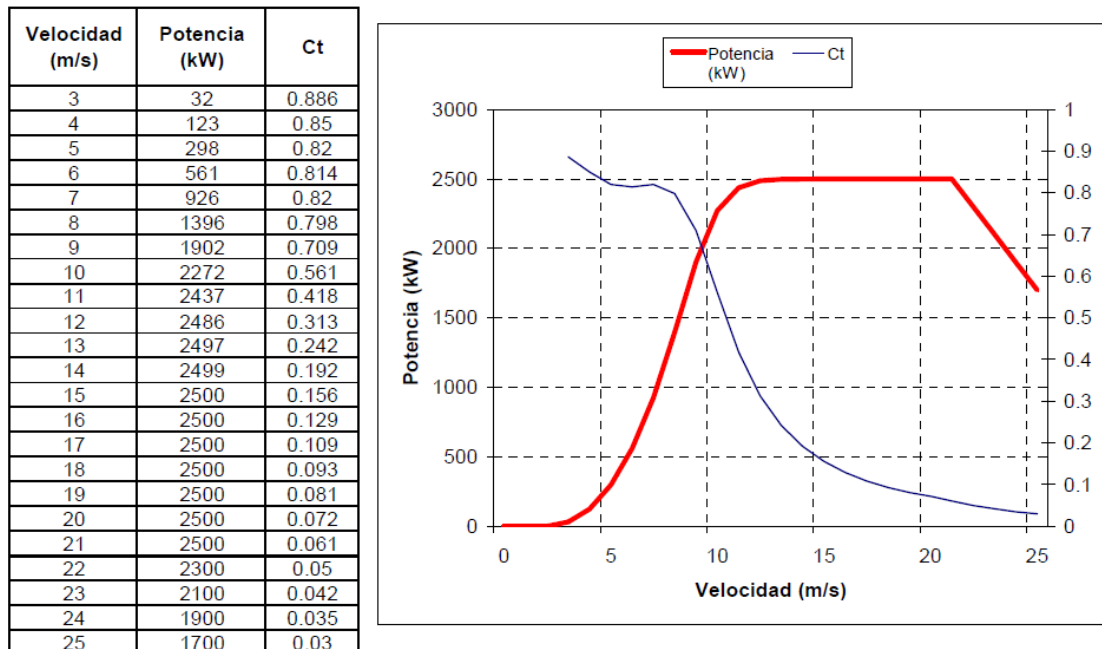


Figura 7.8 Curvas de potencia aerogenerador 114/2,5MW

## 7.4 Instalación eléctrica

En este apartado se detallarán los otros elementos eléctricos del parque eólico, a parte del generador, que ya se ha definido anteriormente. Definiendo los parámetros de estos elementos eléctricos, se podrá modelizar el parque eólico en el siguiente apartado.

### TRANSFORMADORES 20/0,690 kV

Se comenzará mostrando los parámetros del transformador que se encuentra dentro de la góndola. Es el encargado de evacuar la energía producida por los aerogeneradores hacia la red de MT. Tiene una potencia nominal de 2,775 Kva, unas pérdidas en vacío de 5kW y en carga de 18kW. Su grupo de conexión es Dyn11 y solo tiene la opción de regular la tensión en vacío.

### TRANSFORMADORES 20/0,690 kV

Tipo .....	Trifásico Seco
Devanado AT .....	Encapsulado en resina
Devanados BT .....	Impregnado en resina
Normas .....	CEI 726
Servicio .....	Continuo, Interior
Altitud .....	< 1.000 m
Frecuencia .....	50 Hz
Tensión Primaria nominal .....	20.000 V
Tensión secundaria nominal .....	690 V
Regulación .....	En vacío, lado de alta, $\pm 2 \times 2,5\%$
Grupo de conexión .....	Dyn 11
Potencia Nominal AF .....	2.775 KVA
Refrigeración .....	AF
Temperatura ambiente (Max / Min) .....	55°C / -25°C
Temperatura media de funcionamiento .....	40°C
Clase Térmica .....	F
Incrementos de temperatura (temperatura ambiente 40°C) .....	90 K
Grado de protección .....	IP00
Protección contra el fuego (VDE 0532) .....	F1
Clases de protección Climática y Ambiental .....	C2, E2
Niveles de aislamiento A.T.	
Tensión más elevada para el material .....	24 KV
Frecuencia Industrial (50 Hz 1 min) .....	50 KV
Impulso tipo rayo 1,2/50 $\mu$ s .....	125 KV
Niveles de aislamiento B.T.	
Tensión más elevada para el material .....	1.1 KV
Frecuencia Industrial (50 Hz 1 min) .....	3 KV
Pérdidas en vacío (100%U <sub>n</sub> ) .....	< 5.000 W
Pérdidas en carga (100% carga nominal, 120°C) .....	< 18.000 W
Nivel de potencia acústica (dB) .....	< 65 dB
Nivel de descargas parciales .....	< 5pC

### RED DE INTERCONEXIÓN DE MT

Esta es la red de interconexión entre los transformadores que se acaban de detallar (MT/BT) y los que se detallaran justo después (Subestación transformadora). Los cables son unipolares de aislamiento seco tipo RHZ1 12/20 kV de cobre y aluminio. Iran la mayoría a 1,1m de profundidad en zanjas como se puede observar en la siguiente figura.

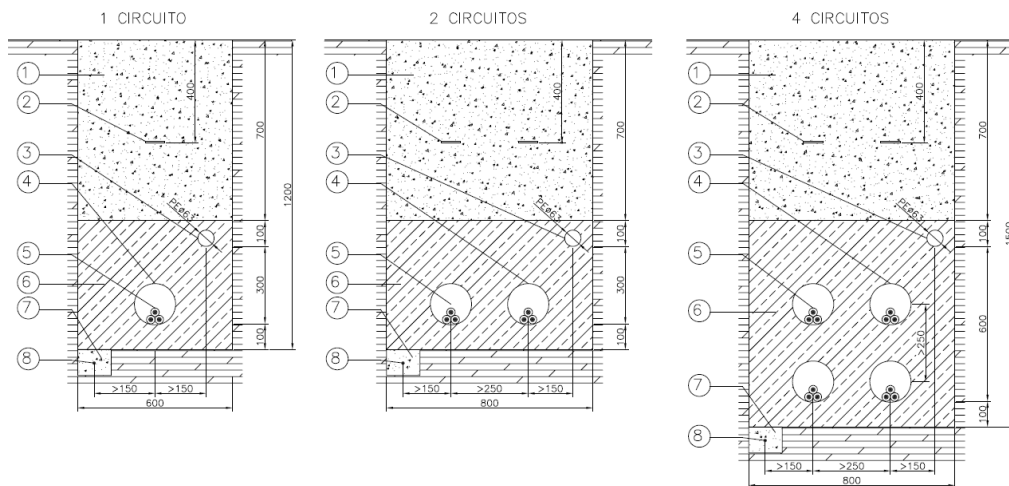


Figura 7.9. Ejemplo de zanjas para cables de MT

También se puede observar desde una vista aérea cómo la red de MT comunica todos los aerogeneradores con la subestación transformadora. Se representa en verde las zanjas que transportan en su interior la red de MT.

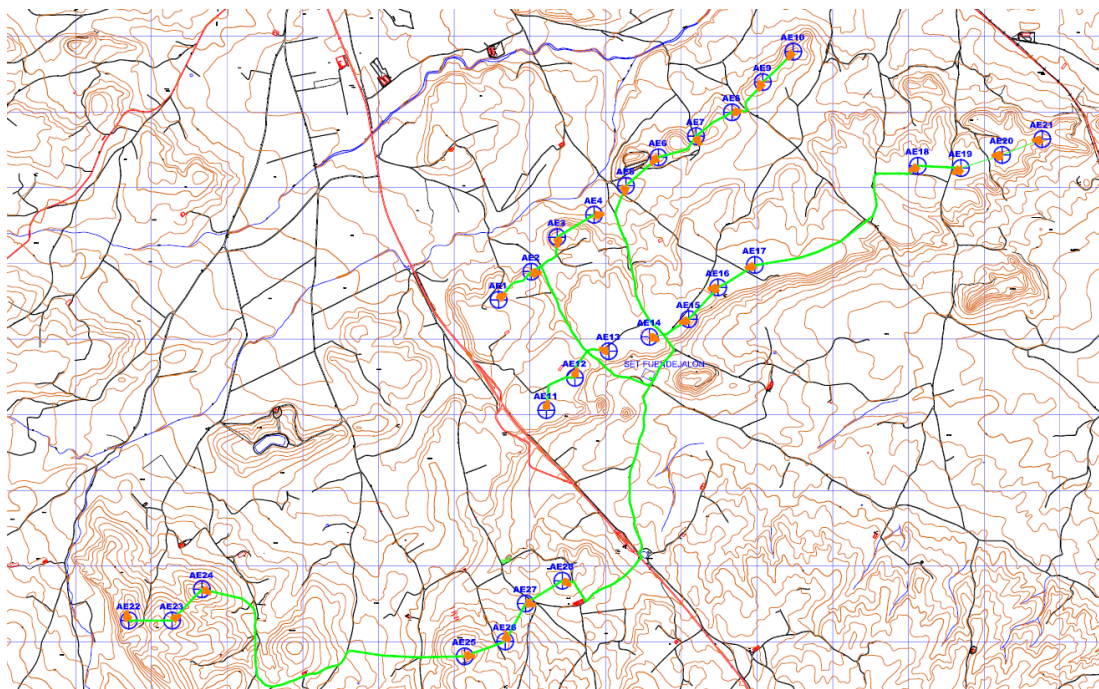


Figura 7.10 Zanjas de la red de MT

## TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Tiene una potencia de 60 MVA ONAN/75MVA ONAF, grupo de conexión Ynd11 y sólo tiene la posibilidad de regular la tensión en vacío. También son fundamentales a la hora de modelar el trafo, los datos recuadrados en rojo:



## TRANSFORMADOR DE POTENCIA

### 3.4.1. CARACTERÍSTICAS NOMINALES

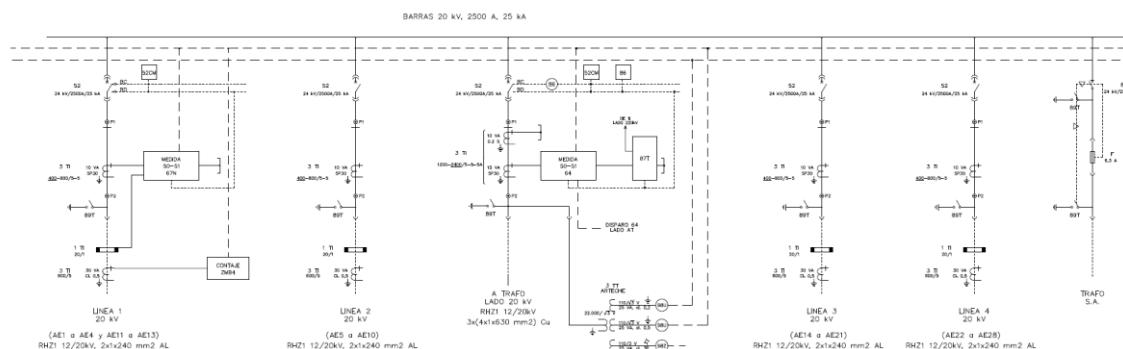
Tipo .....	En baño de aceite mineral
Servicio .....	Continuo, Intemperie
Tensión Primaria nominal .....	220.000 V
Tensión secundaria nominal .....	20.000 V
Regulación .....	En vacío, lado de alta, $\pm 4 \times 2,5\%$
Grupo de conexión .....	Ynd 11
Frecuencia .....	50 Hz
Potencia Nominal .....	60 MVA ONAN / 75 MVA ONAF
Temperatura ambiente (Max / Min) .....	40°C / -25°C
Altitud .....	< 1.000 m
Niveles de aislamiento arrollamientos (50 Hz 1 min / impulso 1,2/50 $\mu$ s)	
AT .....	395 / 950 KV
Neutro .....	140 / 325 KV
BT .....	50 / 125 KV
Niveles de aislamiento pasatapas (50 Hz 1 min / impulso 1,2/50 $\mu$ s)	
AT .....	460 / 1.050 KV
Neutro .....	140 / 325 KV
BT .....	50 / 125 KV
Normas de construcción .....	CEI-76 / UNE 20101
Pérdidas en vacío a tensión primaria y frecuencia nominal .....	38.000 W
Pérdidas en el cobre 100% carga ONAF (75°C) .....	240.000 W
Tensión de cortocircuito (75°C) .....	13%
Tolerancias	
Sobre las pérdidas en vacío .....	+15%
Sobre las pérdidas en el cobre .....	+15%
Sobre el total de las pérdidas .....	+10%
Sobre la tensión de cortocircuito .....	$\pm 7,5\%$
Incrementos de temperatura (temperatura ambiente 40°C)	
Cobre (medida por variación de resistencias) .....	65 K
Aceite en la capa superior (medida por termómetro) .....	60 K
Sobreexcitación del núcleo .....	10%
Nivel de ruido 100% carga .....	LPA (2m) $\leq 70$ dB
Sobrecargas admisibles .....	Según norma
Comportamiento ante cortocircuitos .....	Según norma

No se va a modelizar, pero existe una línea aérea de evacuación entre el 220Kv SET P.E. FUENDEJALON y otro SET, llamado Los Visos. Esta línea tiene una longitud total de 7,4 km y simple circuito, con conductor de fase LA-380.

Por último, se mostrarán los datos de todos los tramos de la red de MT y un pequeño tramo (SET-TRAF) entre la barra de media tensión y el transformador de potencia (220/20Kv). Los aerogeneradores se conectarán entre ellos por tramos y estarán agrupados por circuitos, existen 4 circuitos:

- **Circuito 1:** Aerogeneradores 1-4 y 11-13
- **Circuito 2:** Aerogeneradores 5-10
- **Circuito 3:** Aerogeneradores 14-21
- **Circuito 4:** Aerogeneradores 22-28 + SET-TRAF

En el siguiente unifilar se puede apreciar como de la barra de MT (20kv) salen 4 circuitos, con los aerogeneradores distribuidos según la clasificación anterior.



**Figura 7.11. Unifilar de la barra 20Kv**

Las características de los cables según el proyecto de ejecución son las que se muestran en la tabla. Se han introducido valores de capacidad por kilómetro ( $\mu\text{F}/\text{km}$ ), obtenidos de sus respectivos catálogos.

**Tabla 7.6 Características de los cables**

**Características de los cables**

Tipo cable	Material	Secc. (mm <sup>2</sup> )	I <sub>max</sub> (A)	R' ( $\Omega/\text{km}$ )	X' ( $\Omega/\text{km}$ )	C' ( $\mu\text{F}/\text{km}$ )
RHZ1 12/20	AL	95	250	0,403	0,120	0,209
RHZ1 12/20	AL	150	315	0,262	0,112	0,242
RHZ1 12/20	AL	240	415	0,161	0,105	0,29
RHZ1 12/20	AL	400	530	0,102	0,098	0,355
RHZ1 12/20	CU	400	680	0,062	0,098	0,380

Ahora se introducirán todos los datos sobre cada tramo, incluido la corriente máxima que puede circular y a la que trabajará. También se mostrarán las pérdidas en cada tramo y la caída de tensión:



**Circuito 1: Aerogeneradores 1 a 4 y 11 a 13**

Tramo	Pot (kW)	Long. (m)	C/Fase	Secc (mm <sup>2</sup> )	Mat	I <sub>n</sub> (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>n</sub> /I <sub>max</sub>	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)	ΔU (V)	ΔU (%)
1 - 2	2.500	325	1	95	AL	76,0	250	<b>0,30</b>	2.269	0,091%	17,24	0,09%
4 - 3	2.500	315	1	95	AL	76,0	250	<b>0,30</b>	2.198	0,088%	16,70	0,08%
3 - 2	5.000	425	1	150	AL	151,9	315	<b>0,48</b>	7.712	0,154%	29,30	0,15%
2 - 13	10.000	896	1	240	AL	303,9	415	<b>0,73</b>	39.971	0,400%	75,95	0,38%
11 - 12	2.500	380	1	95	AL	76,0	250	<b>0,30</b>	2.652	0,106%	20,16	0,10%
12 - 13	5.000	375	1	150	AL	151,9	315	<b>0,48</b>	6.810	0,136%	25,88	0,13%
13 - SET	17.500	738	2	240	AL	532	830	<b>0,64</b>	50.419	0,29%	54,7	0,27%

**Circuito 2: Aerogeneradores 5 a 10**

Tramo	Pot (kW)	Long. (m)	C/Fase	Secc (mm <sup>2</sup> )	Mat	I <sub>n</sub> (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>n</sub> /I <sub>max</sub>	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)	ΔU (V)	ΔU (%)	
10 - 9	2.500	315	1	95	AL	76,0	250	<b>0,30</b>	2.200	0,088%	16,72	0,08%	
9 - 8	5.000	317	1	150	AL	151,9	315	<b>0,48</b>	5.750	0,115%	21,85	0,11%	
8 - 7	7.500	316	1	240	AL	227,9	415	<b>0,55</b>	7.935	0,106%	20,10	0,10%	
7 - 6	10.000	333	1	240	AL	303,9	415	<b>0,73</b>	14.838	0,148%	28,19	0,14%	
6 - 5	12.500	315	2	240	AL	379,8	830	<b>0,46</b>	10.976	0,088%	16,68	0,08%	
5 - SET	15.000	1.502	2	240	AL	456	830	<b>0,55</b>	75.356	0,50%	95,5	0,48%	
									Σ	117.056	1,047%	199,0	1,00%

**Circuito 3: Aerogeneradores 14 a 21**

Tramo	Pot (kW)	Long. (m)	C/Fase	Secc (mm <sup>2</sup> )	Mat	I <sub>n</sub> (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>n</sub> /I <sub>max</sub>	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)	ΔU (V)	ΔU (%)	
21 - 20	2.500	315	1	95	AL	76,0	250	<b>0,30</b>	2.198	0,088%	16,70	0,08%	
20 - 19	5.000	315	1	150	AL	151,9	315	<b>0,48</b>	5.715	0,114%	21,72	0,11%	
19 - 18	7.500	315	1	240	AL	227,9	415	<b>0,55</b>	7.902	0,105%	20,02	0,10%	
18 - 17	10.000	1473	1	240	AL	303,9	415	<b>0,73</b>	65.691	0,657%	124,81	0,62%	
17 - 16	12.500	315	2	240	AL	379,8	830	<b>0,46</b>	10.982	0,088%	16,69	0,08%	
16 - 15	15.000	315	2	240	AL	455,8	830	<b>0,55</b>	15.805	0,105%	20,02	0,10%	
15 - 14	17.500	322	2	240	AL	531,8	830	<b>0,64</b>	21.981	0,126%	23,86	0,12%	
14 - SET	20.000	516	2	240	AL	608	830	<b>0,73</b>	46.041	0,23%	43,7	0,22%	
									Σ	176.315	1,514%	287,6	1,44%

**Circuito 4: Aerogeneradores 22 a 28**

Tramo	Pot (kW)	Long. (m)	C/Fase	Secc (mm <sup>2</sup> )	Mat	I <sub>n</sub> (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>n</sub> /I <sub>max</sub>	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)	ΔU (V)	ΔU (%)	
22 - 23	2.500	315	1	95	AL	76,0	250	<b>0,30</b>	2.198	0,088%	16,70	0,08%	
23 - 24	5.000	315	1	150	AL	151,9	315	<b>0,48</b>	5.715	0,114%	21,72	0,11%	
24 - 25	7.500	2326	1	240	AL	227,9	415	<b>0,55</b>	58.340	0,778%	147,80	0,74%	
25 - 26	10.000	315	1	240	AL	303,9	415	<b>0,73</b>	14.048	0,140%	26,69	0,13%	
26 - 27	12.500	315	2	240	AL	379,8	830	<b>0,46</b>	10.976	0,088%	16,68	0,08%	
27 - 28	15.000	315	2	240	AL	455,8	830	<b>0,55</b>	15.804	0,105%	20,02	0,10%	
28 - SET	17.500	2006	2	240	AL	531,8	830	<b>0,64</b>	137.002	0,783%	148,75	0,74%	
									Σ	244.084	2,097%	398,4	1,99%

Por ultimo se muestra el pequeño tramo (45 m) entre la barra de 20Kv y el transformador de potencia (SET-TRAF):

**Circuito 4: SET - TRAF**

Tramo	Pot (kW)	Long. (m)	C/Fase	Secc (mm2)	Mat	I <sub>n</sub> (A)	I <sub>max</sub> (A)	I <sub>n</sub> /I <sub>max</sub>	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)	ΔU (V)	ΔU (%)
SET - TRAF	70.000	45	4	630	CU	2.127	3.400	<b>0,63</b>	6.021	0,009%	1,6	0,01%
Σ									6.021	0,009%	1,6	0,01%

Para este tramo, se han utilizado los siguientes valores en el modelado del parque eólico:

R': 0,0283 Ω/km

X': 0,093 Ω/km

C': 0,043 μF/km

### 7.5 Modelado del parque eólico

Ahora se usarán todos los parámetros que se han presentado en el anterior apartado para modelizar el parque eólico. Simplemente se introducen los datos correspondientes de los aerogeneradores, de los transformadores, de los tramos y de la red equivalente.

Esta última se define con la potencia de cortocircuito que se presenta en la documentación Pcc=7240 MA. La impedancia equivalente sería la siguiente:

$$Z_{red} = \frac{U_{red}^2}{P_{cc}} = 6,68 \Omega \quad R_{red} = 0,1 \cdot X_{red} = 0,665 \Omega \quad X_{red} = 0,995 \cdot Z_{red} = 6,65 \Omega$$

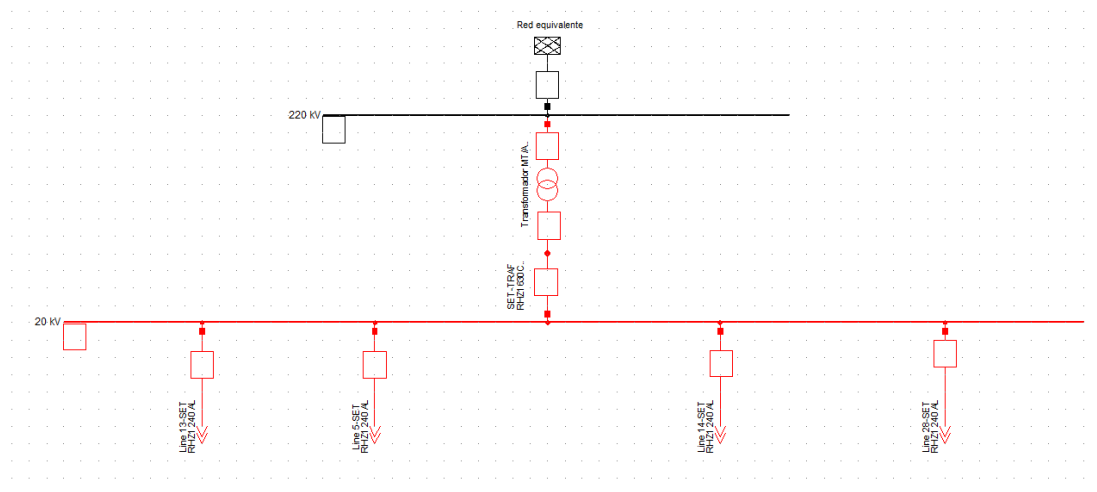
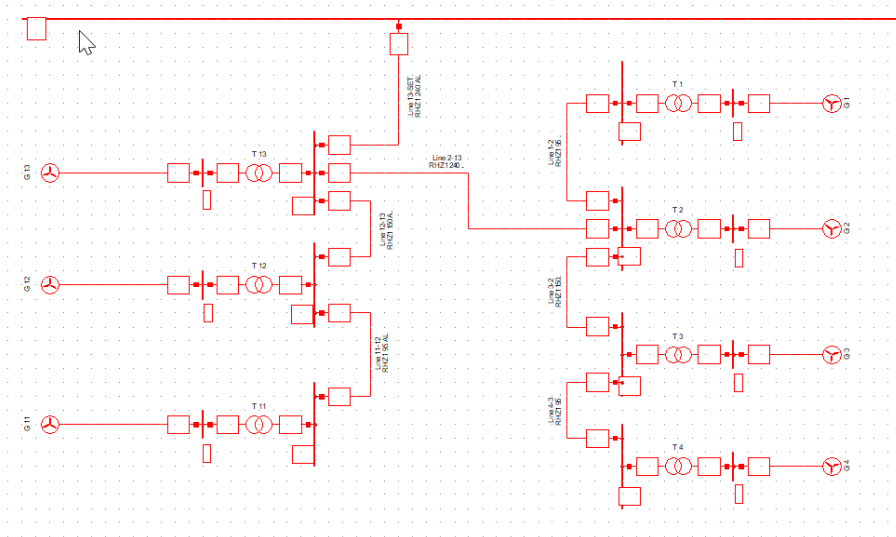


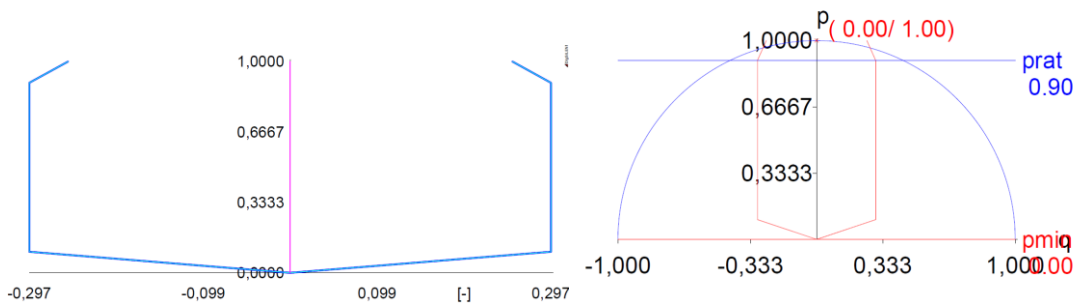
Figura 7.12 Modelo Parque Eólico

En la figura 7.12 se muestra la representación general del modelo creado en PowerFactory. Se puede ver la red equivalente, conectada en el lado de alta al transformador de potencia, este a su vez conectado a la barra de MT por el tramo (SET-TRAF) y más abajo los 4 circuitos descritos anteriormente, saliendo de la barra MT. Dentro del programa habrá un unifilar para representar cada circuito, con sus aerogeneradores y tramos creados. Como el de la figura 7.13 que representa el circuito1 (Aerogeneradores 1-4 y 11-13). El resto de circuitos están representados en los anexos.



**Figura 7.13 Modelo del Circuito 1: Aerogeneradores 1-4 y 11-13**

La capacidad de los aerogeneradores se ha decidido definirla del siguiente modo, para el rango de tensiones 0,9-1,1 p.u. La curva de la derecha esta limitada para una potencia activa máxima de 0,9 p.u. (2,5MW).



**Figura 7.14. Capacidad aerogeneradores (P-Q p.u.)**

Sólo hay una diferencia remarcable entre los datos reales y el modelo generado. Esta diferencia se da en el transformador de potencia: Se ha añadido que el trafo tenga la posibilidad de regular la tensión con un cambiador de 21 tomas (1% de la tensión entre cada toma), es decir  $\pm 10 \times 1\%$ . Se ha realizado este cambio porque suele ser así en este tipo de instalaciones, y el objetivo de este trabajo es didáctico.

## 8 Estudios de conexión a red

En este apartado se estudiará la conexión a red por parte del parque eólico Fuendejalón, es decir los requisitos que debe cumplir el parque eólico para su posible conexión a red. Se diseñará la compensación de potencia reactiva en PowerFactory para cumplir unos requisitos, llamados códigos de red de conexión CRC.

Primero hay que hablar de los código de red (CDR) europeos, estos son una serie de reglamentos adoptados por la Unión Europea, para una vez publicados resultar de aplicación directa, aunque no siempre de forma inmediata, en los países de la unión europea. La necesidad de estos CdR surgio durante el desarrollo del tercer paquete legislativo para la constitución de un mercado interno de gas y electricidad. Estos codigos se basaron en directrices de la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energia (HACER). Se elaboraron por la Asociación Europea de transportistas y operadores del sistema (ENTSO-E) y tuvo la participación de los agentes. Su objetivo es la armonización, integración y eficiencia del mercado eléctrico europeo. [28] [31]

Los CdR europeos se dividen en tres áreas principales:

- **Conexión a la red**
- Operación del Sistema
- Mercados

Esa primera área es en la que se enfoca el presente proyecto. En esta área se definen los Códigos de Red de Conexión (CRC), los cuales establecen requisitos para la generación, distribución y consumo de energía. Además de para las instalaciones de transporte en HVDC que se conectan al sistema eléctrico. Estos códigos de red de conexión (CRC) se dividen a su vez en tres códigos de red (CdR) diferentes [29]:

- **Reglamento 2016/631**
- Reglamento 2016/1388: Código de red que establece unos requisitos sobre la conexión de la demanda.
- Reglamento 2016/1447 Código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en CC (Corriente Continua) y módulos de parque eléctrico conectados en CC.

El reglamento (UE) 2016/631 trata sobre los requisitos de conexión de generadores a la red, fue publicado por el Diario Oficial de la Union Europea (DOUE) [30]. En la Figura 8.1 se puede ver el plan de implementación de este reglamento, por

parte de REE en España. Como se puede comprobar, habrá un periodo de transición de 3 años entre la publicación por parte del DOUE y la aplicación a nivel nacional.



Figura 8.1. Proceso de impletación nacional Reg. UE 2016/631

Para este proyecto se utilizará documentación generada por REE y relativa al reglamento (UE) 2016/631, entre ellos los dos documentos siguientes que sirven para definir a que tipo pertenece el proyecto de parque eólico Fuendejalón:

- **Propuesta de Umbrales de Capacidad máxima del reglamento UE 2016/631**

**Tipo D:** generadores cuyo punto de conexión es igual o superior a 110 kV o cuya capacidad máxima es superior a 50 MW.

- **Propuesta de aclaración sobre aspectos de aplicabilidad y determinación de la significatividad del reglamento UE 2016/631**

Definición 2.17 “**módulo de parque eléctrico (MPE)**”: una unidad o conjunto de unidades que genera electricidad, que está conectado de manera no síncrona a la red o que está conectado mediante electrónica de potencia y que además dispone de un solo punto de conexión a una red de transporte, una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, o un sistema HVDC.

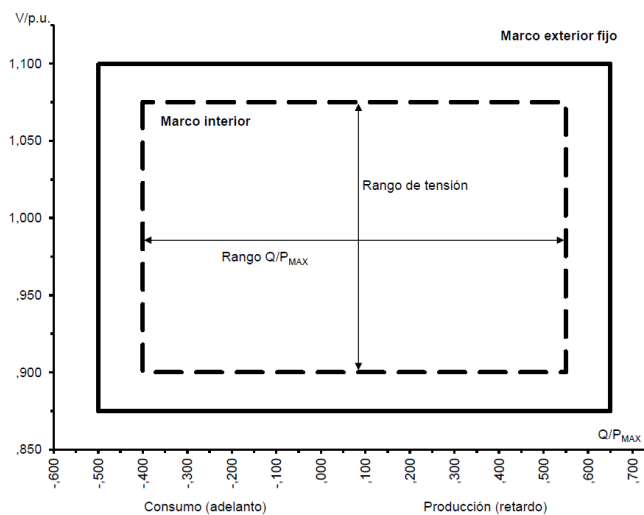
Teniendo en cuenta que el proyecto se trata de un parque eólico de 70MW, con un punto de conexión a red de 220kV, se define el proyecto de parque eólico Fuendejalón, como un **MPE D**. Con esta categorización, se entrará en un tercer documento generador por REE “Desarrollo de los requisitos técnicos del reglamento (UE) 2016/631 y se definirán qué requisitos son necesarios para este caso. En la siguiente figura se puede observar como se distribuyen los distintos requisitos técnicos por categorías y recuadrados en rojo los que se van a comprobar para este proyecto.



**Figura 8.2. Diagrama de requisitos técnicos**

Este apartado se dividirá en distintos subapartados, uno por cada requisito técnico a comprobar. Basado en los reglamentos y documentación, se van a realizar las siguientes comprobaciones: [12]

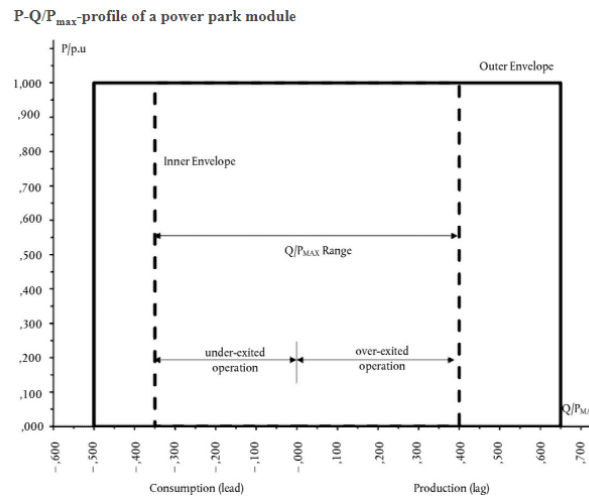
- Control de tensión (Análisis estático)**  
 Capacidad para operar dentro de un rango de tensiones y de factores de potencia ( $Q/P_{MAX}$ ).



**Figura 8.3. Requisito V-Q**

- **Control de potencia activa (P) y reactiva (Q) (Análisis estático)**

Capacidad para controlar la potencia activa (P) y la reactiva (Q) dentro de unos rangos.



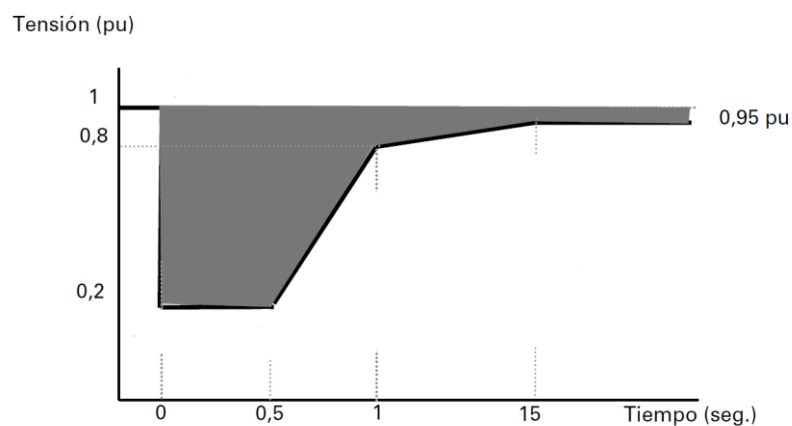
**Figura 8.4. Requisito P-Q**

- **Escalón de tensión (Análisis estático)**

El máximo cambio de tensión permitido en el PCC (Punto de conexión) tras una operación de conexión o desconexión debe ser inferior al 2% de la tensión nominal.

- **Capacidad para soportar huecos de tensión (Análisis dinámico)**

Capacidad para mantenerse conectado durante un hueco de tensión en el punto de conexión (PCC).



**Figura 8.5. Requisito Hueco de tensión**

Este último estudio, será el único análisis dinámico de todos. Y para definir los requisitos, se utilizará el procedimiento de operación P.O. 12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de instalaciones eólicas”, aprobado por la secretaria General de Energía [32]. Se podrían realizar otras comprobaciones como el de la calidad de energía (armónicos), el soporte de tensión durante faltas (inyección de reactiva durante faltas), el control de frecuencia o la estabilidad de pequeña señal (capacidad para participar en la estabilización de oscilaciones de potencia) [12].

Con las 3 primeras comprobaciones (las estáticas), se definirá la compensación de potencia reactiva necesaria para cumplir los requisitos de la normativa. Para ello hay que tener en cuenta tres criterios respecto al punto de acoplamiento común (PCC), que suelen ser comunes a cualquier normativa europea:

- I. Para cualquier punto de operación de la planta eólica, el factor de potencia será de 0,9578 (subexcitado) y 0,9578 (sobreexcitado) en el PCC.
- II. La tensión debe mantenerse en un rango de +/- 10% de la nominal.
- III. El máximo cambio de tensión permitido en el PCC (Punto de conexión) tras una operación de conexión/desconexión debe ser inferior al 2% de la tensión nominal.

Los dos primeros puntos determinan la cantidad de compensación de potencia reactiva que necesita el parque eólico y el tercer punto, define el número mínimo de escalones de la unidad de compensación, por ejemplo, de un banco de condensadores. El primer requisito se aplicará en el apartado “8.2 Control de P y Q”, para todo el rango completo de generación.

Por último, hay otras dos restricciones que se deben tener en cuenta:

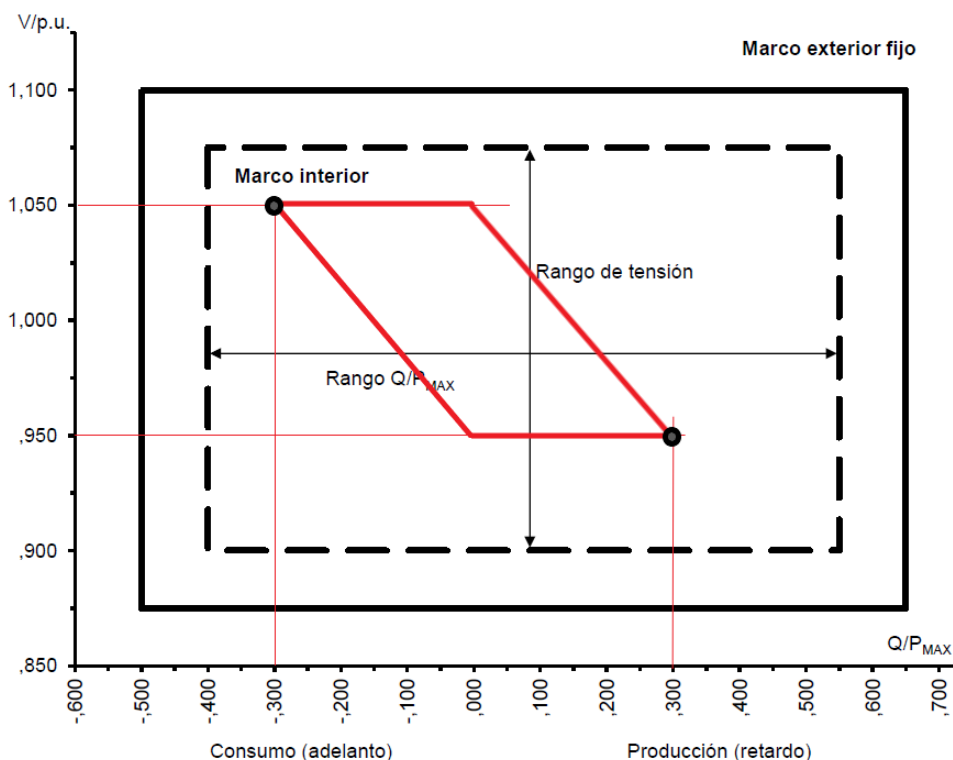
1. Rango de la potencia reactiva (Q) para  $P=P_n$ , para una variación de tensión en el PCC. *Se realizará en el apartado “8.1 Control de tensión”.*
2. Capacidad de potencia reactiva (Q) para el rango completo de generación  $0 < P < P_n$ . *Se llevará a cabo en el apartado “8.2 Control de P y Q”,*

Tras esta introducción sobre los estudios de conexión y sus distintos requisitos necesarios a cumplir por el parque eólico, se procede a realizar las distintas simulaciones y comprobar la validez de los distintos requerimientos definidos en esta introducción. Si no se cumplieran estos requerimientos, se dimensionaría o definiría la solución que se va a adoptar.



## 8.1 Control de tensión

Primero se comprobará si la capacidad de potencia reactiva del parque eólico es suficiente para cumplir los límites indicados en la Figura 8.6. Estos límites representan la capacidad de potencia reactiva de la planta de generación a su máxima potencia, variando la tensión en el PCC del parque. Por lo tanto, estas simulaciones se realizarán a la potencia nominal del parque/aerogeneradores ( $P=P_n$ ).



**Figura 8.6 Requisitos para generadores tipo D (REE)**

En la figura 8.6 aparecen varios marcos y limitaciones. Primero está el marco exterior fijo, definido por Entso-e (European Network of Transmission System Operators for electricity) en su código de red sobre requerimientos de conexión aplicable a cualquier generador. Este marco exterior define los límites exteriores de capacidad de potencia reactiva que pueden solicitar los TSO europeos. Después está el marco interior, las dimensiones de este marco (altura y anchura) dependen de la zona donde se vaya a conectar la planta de generación. Las dimensiones para cada zona están representadas en la Tabla 8.1., en este caso la planta de Fuendejalón corresponde a Europa Continental. Así que como puede comprobarse las dimensiones del marco interior de la Figura 8.6 son representativas y no se corresponden con las que deben aplicarse para el caso de este proyecto. La posición exacta del marco interior dentro del marco exterior, será definida por el operador de red pertinente en coordinación con el TSO pertinente.

**Tabla 8.1. Parametros para los limites interiores (REE)**

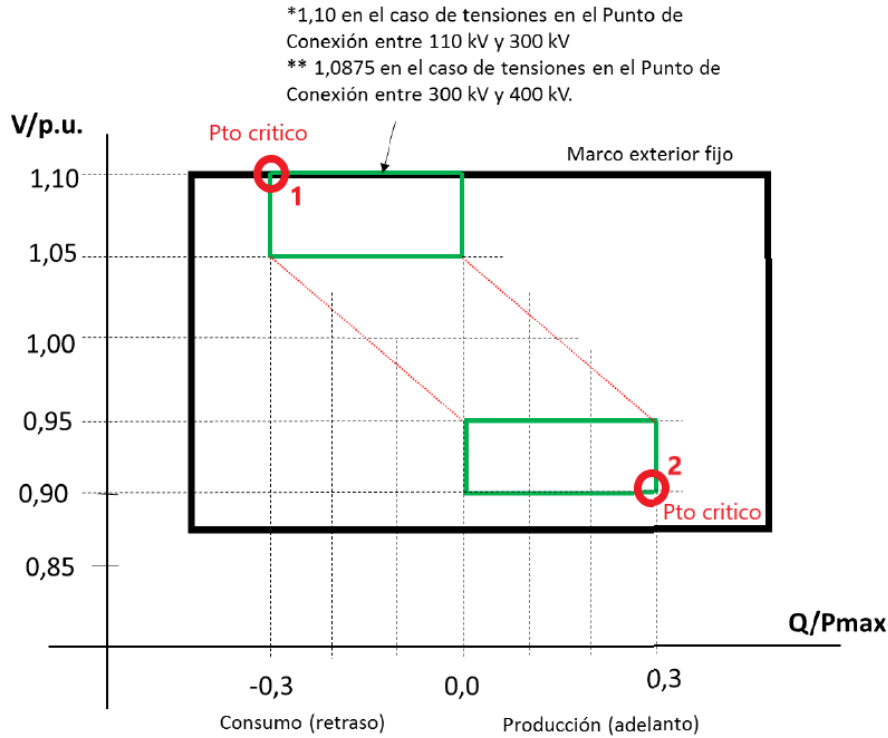
Zona síncrona	Rango máximo de Q/Pmax	Rango máxi de nivel de V en rég.permanente (p.u.)
<b>Europa continental</b>	<b>0,75</b>	<b>0,225</b>
Países nórdicos	0,95	0,150
Gran Bretaña	0,66	0,225
Irlanda e Irlanda del Norte	0,66	0,218
Estados Bálticos	0,80	0,220

De nuevo el operador de red en coordinación con el TSO serán los encargados de definir la forma final que tendrá el perfil V-Q/Pmax. Este perfil podrá tener cualquier forma (rectángulo, paralelogramo...etc) siempre y cuando respete las dimensiones del marco interior. En este caso su representación en la figura 8.1, corresponde con los valores reales a aplicar para un parque eólico de estas características y han sido obtenidos del documento “Desarrollo de los requisitos técnico del reglamento (UE) 2016/631” de REE. [33]

En este caso, el perfil definido es un romboide y la planta eólica tiene que ser capaz de al menos operar dentro del área del romboide. Dicho de otra manera, el área del romboide es la mínima potencia requerida por el punto de conexión para la máxima potencia activa ( $P=P_n$ ). Para este caso, en el que el parque eólico Fuendejalón 70 MW tiene una potencia mayor de 15MW, existe una particularidad y es que el parque eólico debe ser capaz de aportar potencia reactiva en todo el rango de tensión que se muestra en la Figura 8.7. Por tener su PCC a 220kV, el rango de tensiones irá de 0,9 a 1,1.

Se puede comprobar que incluso con esta particularidad, el perfil de V-Q/Pmax que se pudiera dibujar entre los dos puntos críticos (Representados en la Figura 8.7 como 1 y 2) estaría dentro de las dimensiones del marco interior definidos en la tabla anterior.

- Rango tensiones:  $0,9 - 1,1 = 0,2 < 0,225$  cumple el marco interior
- Rango Q/Pmax:  $-0,3 - 0,3 = 0,6 < 0,75$  cumple el marco interior



**Figura 8.7 Perfil final V-Q/Pmax (REE)**

Se harán sólo dos simulaciones, una para cada punto crítico. No es necesario realizar una simulación para cada punto del perfil, con realizarla en esos dos puntos restrictivos es suficiente para dimensionar la compensación de potencia reactiva. En el primer punto (sub-excitado) se comprobará si a altas tensiones es capaz de consumir la potencia reactiva (Q) que le marca la normativa y en el segundo (Sobre-excitado), si a bajas tensiones puede producir la potencia reactiva suficiente.

- **Pto Crítico 1**

$V=1,1 \text{ p.u.} \rightarrow V=242 \text{ V}$

$Q/P_{max}=-0,3 \rightarrow Q=-21 \text{ MVar}$

*Nº aerogeneradores*

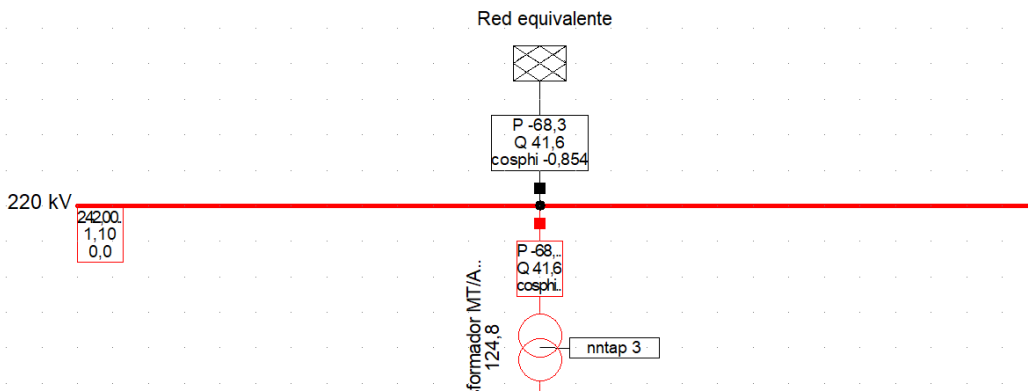


*Siendo Pmax la potencia activa máxima del parque:  $P_{max}=2,5\text{MW} \times 28=70 \text{ MW}$*

Se coloca el punto de operación de la red externa a una tensión de 1,1 p.u y a todos los aerogeneradores a su Pmax (2,5 MW) y a un valor negativo excesivamente alto de potencia reactiva, para que la curva de capacidad del aerogenerador, definida anteriormente, limite la potencia reactiva:

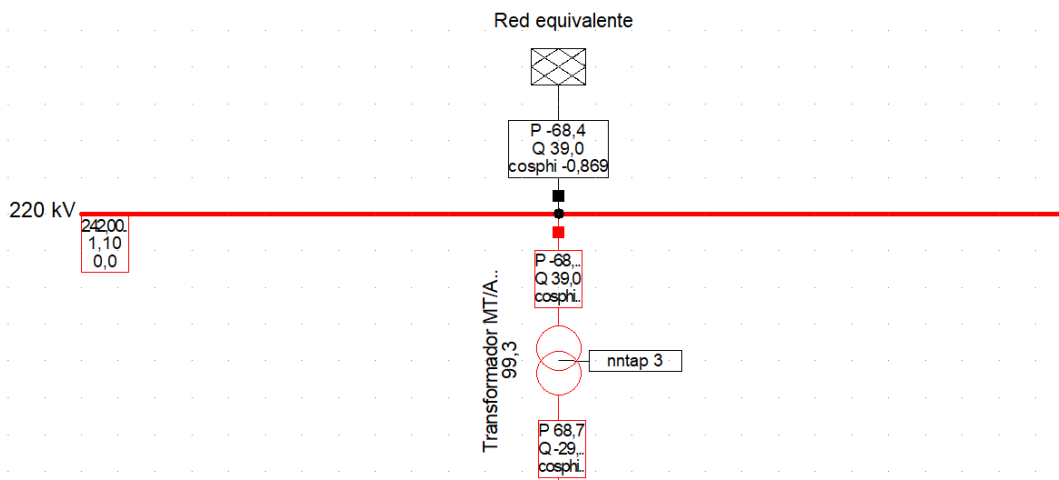
Active Power	<input style="width: 50px;" type="text" value="2,5"/>	MW
Reactive Power	<input style="width: 50px;" type="text" value="-5,"/>	Mvar

Poniendo esos dos valores está asegurado que el generador trabaje en su límite de consumo de potencia reactiva, en la zona de sub-excitación. Una vez definido el punto de operación de la red y los aerogeneradores, se procede a realizar un flujo de cargas, activando la opción que considera los límites de potencia reactiva y el cambiador automático de tomas del transformador. Este último intentará mantener la tensión en la barra de MT a 20 kV. El cambiador de este transformador tiene  $\pm 10$  tomas y varía su tensión un 1% entre cada toma. Ha sido definido para mantener la tensión en la barra de MT (20kV) entre un rango de 0,99 p.u. y 1,01 p.u. Debido a este criterio ha colocado la toma en la posición 3, como se puede apreciar en la siguiente figura:



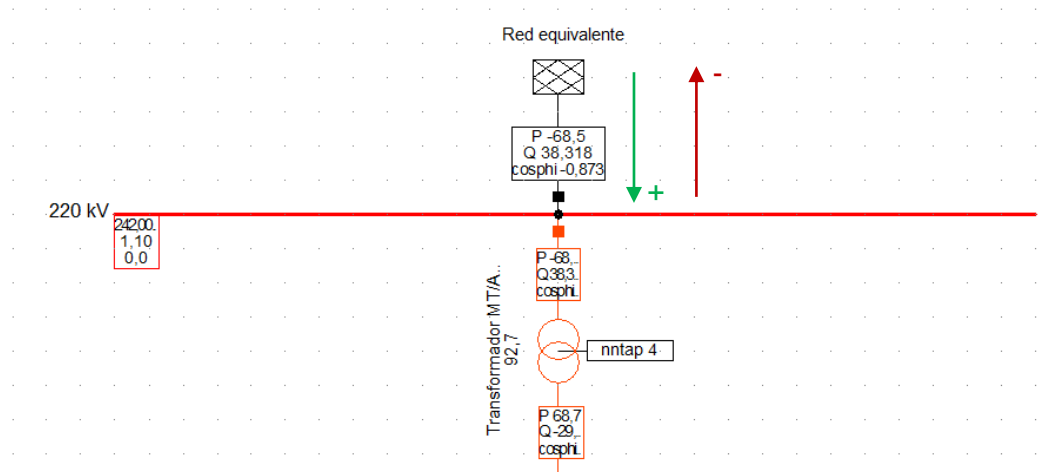
**Figura 8.8. Problema con transformador 60 MVA en el pto crítico**

Al intentar realizar la simulación dimensionando el transformador como 60 MVA ONAN (Aceite y refrigeración natural), el transformador estaría trabajando a un 124,8% de su capacidad, así que se optará por refrigerarlo con ventilación forzada del aire ONAF, 75MVA. El nuevo flujo de cargas daría como resultado lo que se muestra en la siguiente figura, sin problemas en el transformador MT/AT:



**Figura 8.9. Problema con transformador 75 MVA en el pto crítico**

El transformador sigue trabajando a un valor de carga demasiado alto (99,3%), por lo que se volverá a aumentar su potencia, hasta 80 MVA. A partir de aquí, se trabajará con un transformador de esa potencia. Finalmente se puede llevar a cabo la simulación en el punto crítico 1.



**Figura 8.10 Resultado Pto crítico 1**

\* Criterio de signos en los resultados de Power Factory: Si es positivo indica que la planta está consumiendo, por el contrario, si es negativo estará generando.

Hay dos enfoques para comprobar si cumple la normativa, con el factor de potencia (f.d.p) o directamente con la potencia reactiva (Q):

**- Factor de potencia**

**Normativa:**  $Q/P_{max} = -0,3 \rightarrow f.d.p = 0,9578$  (sub-excitado)

Simulación:  $f.d.p = 0,873 < 0,9578$  ✓

**- Potencia reactiva**

**Normativa:**  $Q/P_{max} = -0,3 \rightarrow Q = -21 \text{ MVar}$

Simulación:  $Q_{consumida} = 38,3 \text{ MVar} > 21 \text{ MVar}$  ✓

✓ La planta cumple la normativa, ya que es capaz de consumir mas reactiva que la requerida por las normas. En la figura 8.7 se encontraría a la izquierda del punto crítico 1.

- **Pto Crítico 2**

$V=0,9 \text{ p.u.} \rightarrow V= 198 \text{ V}$   
 $Q/P_{\text{max}}= 0,3 \rightarrow Q= 21 \text{ MVAr}$

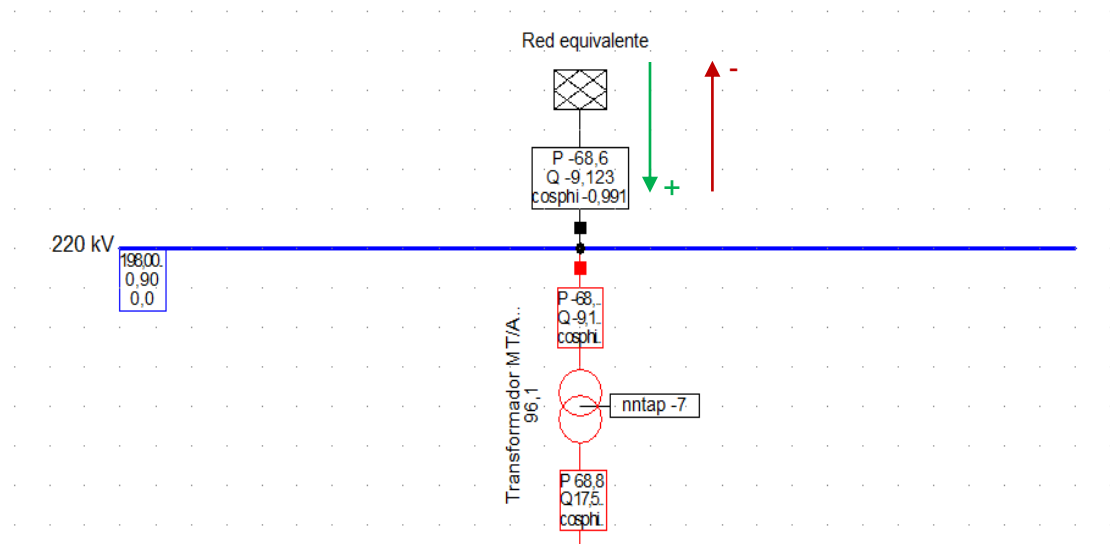
$N^{\circ}$  aerogeneradores  
 ↓

Siendo  $P_{\text{max}}$  la potencia activa máxima del parque:  $P_{\text{max}}=2,5\text{MW} \times 28=70 \text{ MW}$

Se coloca el punto de operación de la red externa a una tensión de 0,9 p.u y a todos los aerogeneradores a su  $P_{\text{max}}$  (2,5 MW) y a un valor positivo excesivamente alto de potencia reactiva, para que la curva de capacidad del aerogenerador, definida anteriormente, limite la potencia reactiva:

Active Power	2,5	MW
Reactive Power	5,	Mvar

Poniendo esos dos valores está asegurado que el generador trabaje en su límite de generación de potencia reactiva, en la zona de sobre-excitación. Una vez definido el punto de operación de la red y los aerogeneradores, se procede a realizar un flujo de cargas (Continuamos con el cambiador automatico de tomas activado, con el mismo rango). El cambiador automático coloca la toma en la posición -7.



**Figura 8.11 Resultado Pto crítico 2**

Se vuelve a comprobar la normativa con los dos enfoques, con el factor de potencia (f.d.p) o directamente con la potencia reactiva (Q):

**- Factor de potencia**

**Normativa: Q/Pmax= 0,3** → f.d.p=0,9578 (sobre-excitado)

Simulación: f. d. p = 0,991 > 0,96 **X**

**- Potencia reactiva**

**Normativa: Q/Pmax= 0,3** → Q= 21 MVAR

Simulación: Qgenerada = 9,12 MVAR < 21 MVAR **X**

**X** La planta no cumple la normativa, ya que consume menos reactiva que la requerida por las normas. En la figura 8.7 se encontraría a la izquierda del punto crítico 2.

La planta de generación no tiene problemas para cumplir el requisito de consumo, pero si el de generación por lo que se va a plantear una solución para cumplir los requisitos:

**I. Añadir una batería de condensadores.**

A la situación anterior hay que añadirle una batería o banco de condensadores en la barra de 20 kV (MT). Se va a calcular la capacidad necesaria de estos condensadores para llegar a la potencia reactiva requerida por la normativa:

**Normativa: Q/Pmax= 0,3** → Qrequerida= 21 MVAR

Valor actual simulación: Qgenerada=9,123 MVAR

$$Q_{\text{cond}} = Q_{\text{requerida}} - Q_{\text{generada}} = 21 - 9,123 = 11,877 \text{ MVAR}$$

$$Q_{\text{cond}} = 11,877 \text{ MVAR} = \frac{V^2}{X_c} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_{\text{cond}} \cdot V^2 \quad [1]$$

$$C_{\text{cond}} = \frac{11,877 \cdot 10^6}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot V^2} = \frac{11,877 \cdot 10^6}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (19,85 \cdot 10^3)^2} = 9,59 \cdot 10^{-6} \text{ F} \longrightarrow C_{\text{cond}} = 107,59 \mu\text{F}$$

Este cálculo es un cálculo teórico y no tiene en cuenta que al introducir la batería de condensadores, la tensión del circuito de MT subirá, ya no será el 19,85 V que se ha usado para calcular la capacidad del condensador. Lo lógico es que en la simulación

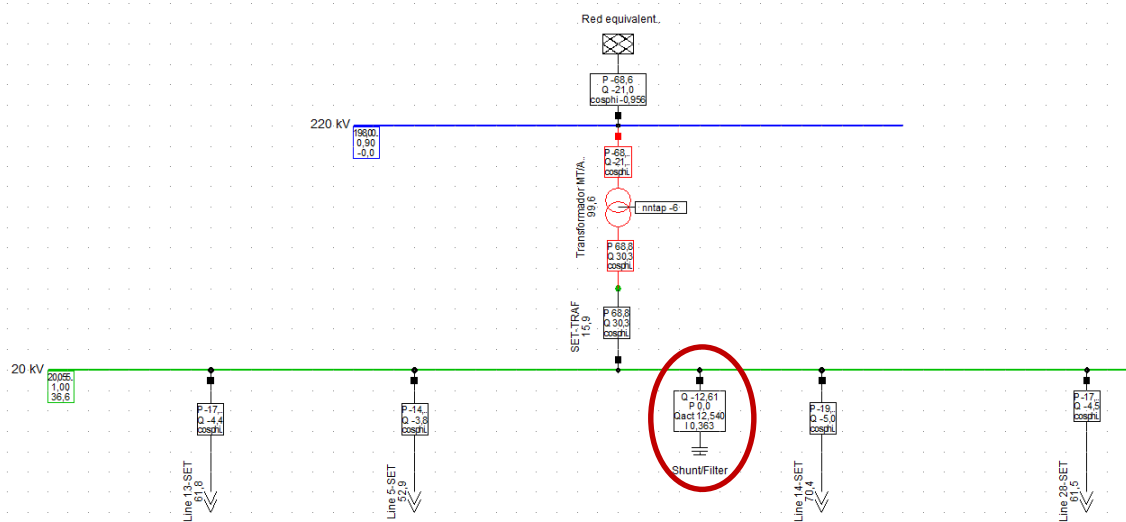
calcule unos condensadores de menor capacidad que los anteriores, ya que según la ecuación [1] a mayor tensión se necesitará una  $C_{cond}$  menor para conseguir la misma  $Q_{cond}$ . Debido a las pérdidas, la potencia reactiva aportada por los condensadores en la simulación será mayor que la calculada anteriormente, como se puede comprobar en la siguiente figura. Si se quiere alcanzar una potencia reactiva generada de 21MVar en el PCC, el banco de condensadores deberá ser:

$$20,05 V \rightarrow Q_{cond} = 13,412 \text{ MVar} // C_{cond} = 99,79 \mu F$$

*( $C_{cond}$  menor a la calculada)*

*( $Q_{cond}$  mayor a la calculada)*

*Para 20V  $\rightarrow Q_{cond} = 12,540 \text{ MVar}$*



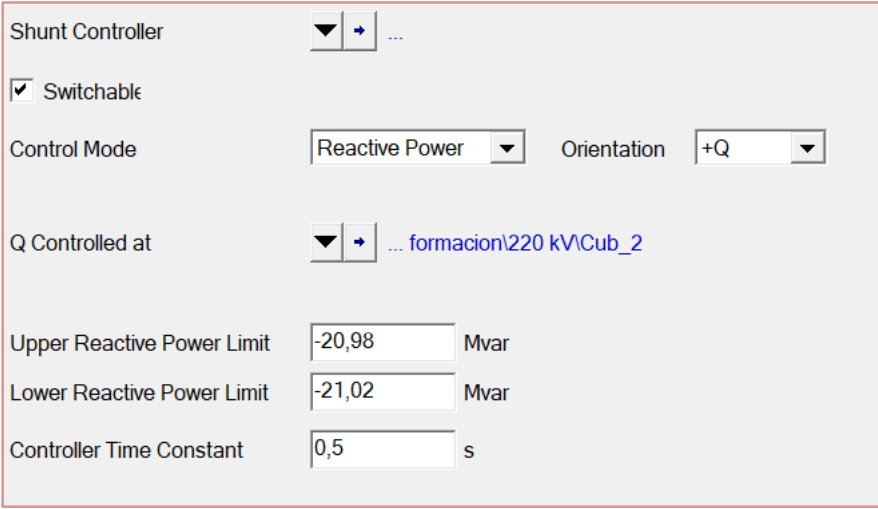
**Figura 8.12. Pto crítico 2 con batería de condensadores**

La simulación se ha realizado cambiando a la toma (-6) en el transformador y añadiendo toda la capacidad de los condensadores en un solo escalón. El estudio pertinente sobre los escalones se realizará dentro de dos apartados. Con estas condiciones la tensión de la barra de 20 kV se mantiene en un rango de tensiones aceptable ( $\pm 2\%$ ) y la tensión del aerogenerador también 714,6 V ( $\pm 5\%$ ). El único problema que se puede apreciar es que el transformador está sobrecargado al 99,6% [34]. Pero por ahora se mantendrá así a lo largo del estudio de conexión hasta que supere el 100%, pero sería conveniente volver a aumentar su potencia.



Se puede introducir toda la batería de los condensadores en un escalón, porque al introducir la batería de condensadores el primer aumento de tensión no pasaría el 2% permitido. Este caso no será necesario analizarlo en el apartado “Escalón de cambio de tensión”.

Para calcular la cantidad exacta de potencia reactiva que se necesita en los condensadores, existen dos maneras: Una de ellas es simplemente iterar manualmente la potencia reactiva de éstos hasta alcanzar el objetivo y la segunda es activar la opción “Switchable” o añadir un controlador a la batería de condensadores, para que controle la potencia reactiva en el PCC (220kV\Cub\_2). En este caso, se ha añadido cientos de escalones al condensador, cada uno con una capacidad muy baja, para que al calcular cuantos escalones se necesitan para cumplir el objetivo de 21 MVar en el PCC, lo haga con la mayor exactitud posible.



Shunt Controller	▼ + ...		
<input checked="" type="checkbox"/> Switchable			
Control Mode	Reactive Power ▼	Orientation	+Q ▼
Q Controlled at	▼ + ...	... formacion\220 kV\Cub_2	
Upper Reactive Power Limit	-20,98	Mvar	
Lower Reactive Power Limit	-21,02	Mvar	
Controller Time Constant	0,5	s	

**Figura 8.13. Cálculo Q de la batería de condensadores.**

## 8.2 Control de potencia activa (P) y reactiva (Q)

Se podría calcular manualmente la capacidad del parque eólico, como se ha hecho en el apartado anterior. Pero es más cómodo, realizarlo a través de un programa o script escrito en DLP (DigSILENT Programming Language). Este programa permite comprobar todos los puntos del perfil automáticamente, en vez de ir manualmente calculándolos uno a uno. Para este caso utilizaremos un perfil P-Q, como el que se puede comprobar en la Figura 8.15. Es igual que en el caso anterior, con su marco exterior e interior y el perfil final, definido por REE. El parque eólico tendrá que poder operar dentro del área de este perfil final. La potencia activa y reactiva se debe medir, igual que en el caso anterior, en el PCC. Sin embargo, en esta ocasión se ha cogido el perfil real (imagen de la derecha) y se ha realizado una aproximación (imagen de la izquierda). Influirá mínimamente en el diseño de la compensación reactiva y facilitará sobremanera la utilización del programa comentado anteriormente, por la manera en la que el perfil debe ser definido por el usuario.

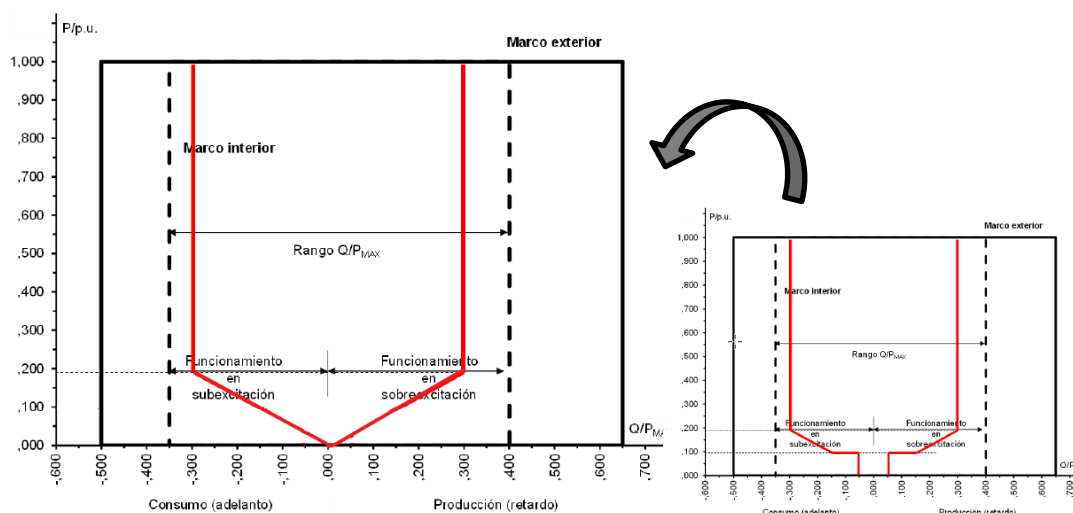


Figura 8.14. Limitaciones P-Q

Se realizarán dos simulaciones para estos perfiles, las dos situaciones extremas del rango de tensiones en el que el parque eólico debe trabajar. Serán las situaciones más restrictivas a la hora de dimensionar la compensación de potencia reactiva:

- **0,9 V (p.u)** en el punto comun de acoplamiento **PCC**.
- **1,1 V (p.u)** en el punto comun de acoplamiento **PCC**.

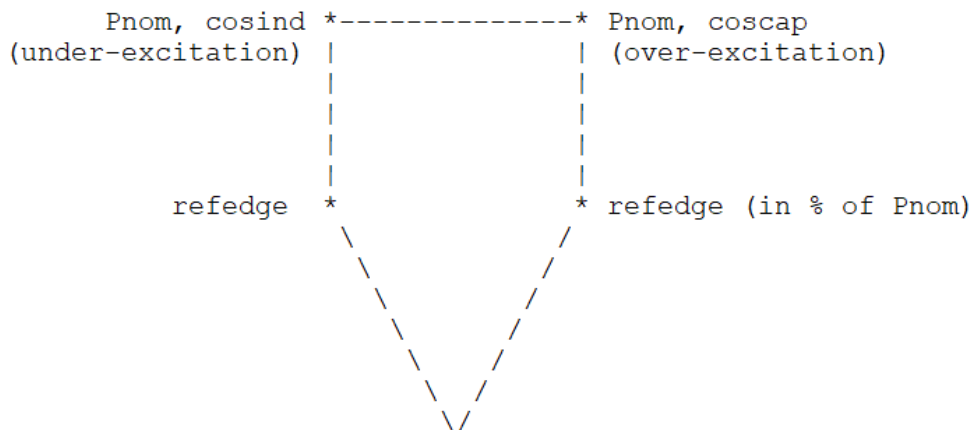
Se iniciarán las simulaciones con el transformador de 80MVA, fijado en la toma que se ha usado para cada caso anteriormente y sin la batería de condensadores conectada.

- **PCC: 0,9 p.u. / 198 V**

Se coloca la tensión de la red externa a 0,9 p.u y todos los aerogeneradores a un factor de potencia unitario (P: 2,778 MW y Q: 0 MVar).

El script que se usará está dentro de la propia biblioteca de PowerFactory, se llama "PQ Diagram" y todo el código de éste, se puede encontrar en los anexos del presente documento. De todos modos, se va a realizar una descripción de los elementos y parámetros mas importantes que maneja el script. En la siguiente figura se puede ver la curva que define el script como referencia, es decir la limitación final propuesta por REE y que el parque eólico debe ser capaz de cubrir. Debe coincidir con la mostrada en la Figura 8.15, por ello se aproximó el perfil real a uno semejante al que usa PowerFactory. Para definirla será necesario introducir la potencia nominal del parque, el coseno capacitivo e inductivo para fijar los límites laterales de sobre-excitación y sub-excitación respectivamente y por último definir la altura a la que comienza el "codo", en porcentaje de la potencia máxima del parque.

Definition of the reference capability curve:



Hint: For curve with  $\cos(\phi) = \text{const}$ , set  $refedge = 100$ .

**Figura 8.15. Curva referencia de capacidad del script**

Basandose en las limitaciones impuestas por REE, la curva referencia de capacidad se definirá con los siguientes parámetros:

- **Pnom:**  $P_{max}=2,5MW \times 28 =70 MW$
- **Cosind y Coscap:**  $Q/P_{max}= \pm 0,3 \rightarrow f.d.p=0,9578$  (En ambos casos)
- **Refedge:** 20% (14 MW)

Además de esos parámetros de entrada a introducir para definir la curva de referencia, el script pide otros. En la Tabla 8.2 se listan todos los parámetros que pide el script y se van a comentar los mas relevante:

- **steps:** 100 Se va a realizar 100 flujos de carga, irá cambiando la potencia activa y reactiva de los aerogeneradores
- **upark:** 20kV El valor de tensión en la red de MT
- **iParkCtrl:** 0 Se desactiva un posible control general del parque eólico.
- **iParkCtrl:** 0 Se desactiva el control de la batería de condensadores, ya que se comenzará simulando sin los condensadores, este controlador se activará mas adelante. Al activarlo, el script introducirá automáticamente los condensadores en el lado de generación y los desactivará para el lado de consumo.

Existen tambien distintas entradas para limitar potencias o definir rangos en los que debe saltar una alarma.

**Tabla 8.2. Parametros de entrada al script**

Name	Type	Value	Unit	Descripcion
steps	int	100		Amount of calculation points (from. 0 to P_max)
pstart	double	0	p.u.	Start value for active power sweep
upark	double	20	kV	Nominal voltage of power plant
Pn	double	70	MW	Nominal active power of power plant (sum of installed generation power)
u_max_prot	double	1.1	p.u.	Max. allowed voltage at LV terminals (for warning in output window)
u_min_prot	double	0.9	p.u.	Min. allowed voltage at LV terminals (for warning in output window)
coscap	double	0.9578		cos(phi) requirement overexcited operation range
cosind	double	0.9578		cos(phi) requirement underexcited operation range
refedge	double	20	%	Min. Q for edge of reference curve shape
iParkCtrl	int	0	0/1	1 = Park controller active; 0 = local setpoints
ShntCtrl	int	0	0/1	1 = switch shunt on/off
lim_Q_uprot	int	1	0/1	1 = Limit Q to avoid over- and undervoltages (considering U>, U<)
lim_Q_loading	int	1	0/1	1 = Limit Q to avoid overloading of transformers and lines
MaxLoading	int	100	%	Maximum loading (used for lim_Q_loading)
Qstep	double	0.5	%	Max error for Q reduction
i_CurveMW	int	1	0/1	1 = Show Plot in MW, 0 = Plot in p.u.
i_Output	int	1	0/1	1 = Text output at 10%, 20%, 80%, 90%, 100% of Pnom
epsilon	double	0.01	%	Tolerance range for triggering text output
i_SaveScenario	int	0	0/1	1 = Save active operation scenario automatically at the end of script run

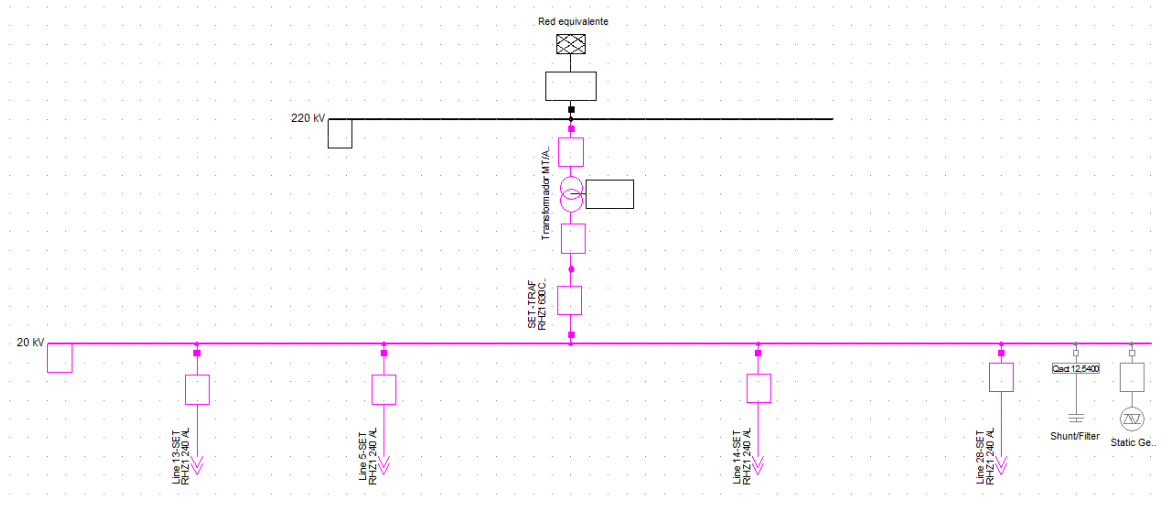
También hay que definir distintos elementos para poder ejecutar el script (Tabla 8.3). En este caso como no hemos introducido ni batería de condensadores, ni controlador del parque, sólo habrá que establecer un alimentador o “Feeder”. Este elemento agrupa todo el parque visto desde el PCC. A la hora de definir un alimentador en PowerFactory hay que tener en cuenta dos aspectos:

- 1) No tiene en cuenta si hay un interruptor abierto, omitirá esa parte.
- 2) Tampoco considera elementos que puedan estar de menor tensión a mayor.

**Tabla 8.3. Objetos externos del script**

Name	Object	Description
Park	Feeder Wind Farm	Feeder / Boundary at PCC (direction into the wind farm)
ParkCtrl		Park Controller (ElmStactrl)
Shunt		Addition compensation device
Trafo		Transformer of compensation device (if there is one)

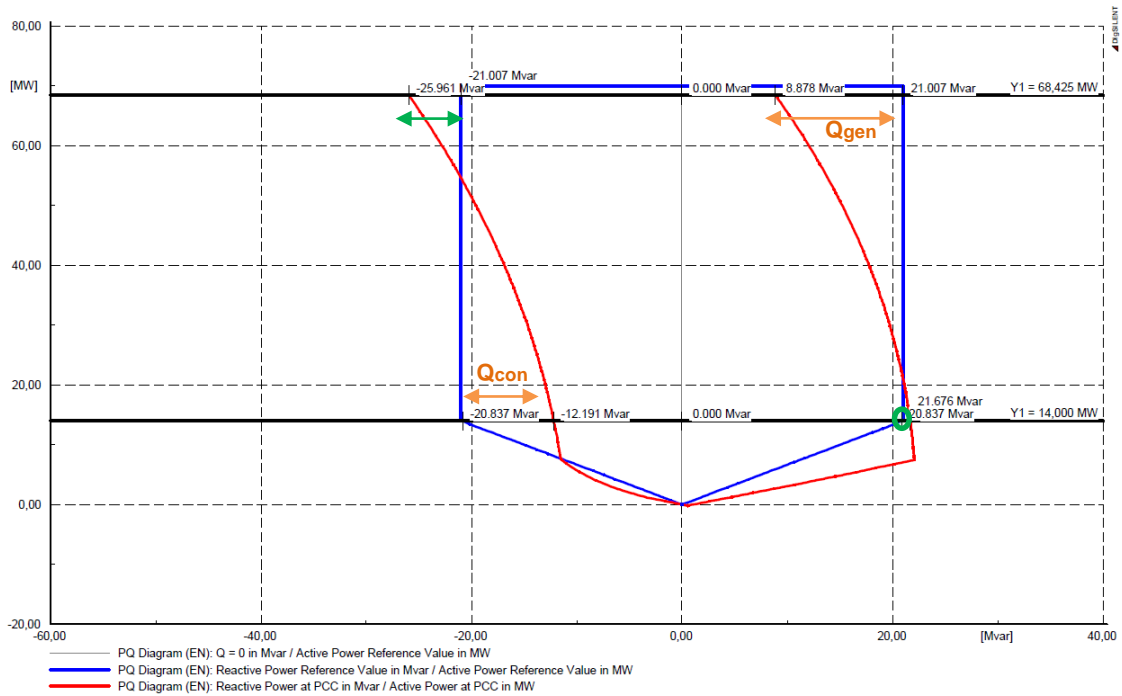
Se activará la opción para que marque de un color todos los elementos del pertenecientes al feeder. De esta manera puede comprobar si se ha definido correctamente. Como se puede ver en la figura, se ha definido correctamente:



**Figura 8.16 Definición Feeder**

En la figura anterior se muestran una batería de condensadores y un STATCOM conectados a la barra de MT, a través de dos interruptores que están abiertos. Se demuestra que si hay un interruptor abierto, como en este caso, el feeder no tendrá en cuenta esos elementos.

Una vez definido todos los elementos y parámetros que pide el script, se realizará la simulación. Obteniendo el perfil P-Q de la figura 8.18. El perfil rojo es la potencia activa y reactiva de la planta eólica en el PCC y la azul, el perfil que se ha definido anteriormente. El parque eólico debe poder trabajar dentro del área de este perfil, así que la curva roja debe encerrar a la azul para cumplir la normativa.



**Figura 8.17. Resultados Script 0,9 p.u. básico**

No se tiene en cuenta la diferencia entre las dos potencias activas máximas (Pmax) de los perfiles, ya que ésta se debe a la pérdida de potencia en la transmisión desde los generadores hasta el PCC. Por comodidad, se han realizado dos líneas paralelas para resaltar los puntos críticos entre estos dos perfiles y calcular cuánta potencia reactiva se necesita para cumplir con la normativa.

Como se estudió en todo el apartado anterior, a Pmax sólo hay problemas para cumplir la normativa en el lado de generación (sobree excitación), en el de consumo (subexcitación) el parque eólico cumple con creces la normativa. Además, para una tensión de 0,9 p.u. realmente sólo se debería estudiar la zona sobreexcitada (derecha), ya que para esta tensión la carencia de Q en el lado de sobreexcitación (derecha) siempre será mayor y por tanto el diseño de su compensación será el restrictivo, respecto al caso de 1,1 p.u. Esto se puede aplicar de modo inverso al otro lado. De todos modos, se van a estudiar en los dos casos de tensiones ambas zonas y así se constatará este concepto.

Requisito para  $Q_{\text{sub-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : -21 Mvar  
Capacidad de  $Q_{\text{sub-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : -25,97 Mvar  
**Exceso de  $Q_{\text{consumida}}$ : 4,96 Mvar**

Para este caso (0,9 p.u), realmente hay que fijarse en esta carencia. Ya que como se ha comentado antes, marcará el diseño de la compensación para la zona de sobreexcitación.

Requisito para  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : 21 Mvar  
Capacidad de  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : 8,82 Mvar  
**Carencia de  $Q_{\text{generada}}$ : 12,19 Mvar**



Requisito para  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{14\text{MW}}$ : 21 Mvar  
Capacidad de  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{14\text{MW}}$ : 21,676 Mvar  
**Exceso de  $Q_{\text{generada}}$ : 0,676 Mvar**

Tambien Hay una carencia de consumo de potencia reactiva (subexcitación) a un valor de potencia activa de 14 MW.

Requisito para  $Q_{\text{sub-excitada}}$  a  $P_{14\text{MW}}$ : -21 Mvar  
Capacidad de  $Q_{\text{sub-excitada}}$  a  $P_{14\text{MW}}$ : -12,19 Mvar  
**Carencia de  $Q_{\text{consumida}}$ : -8,81 Mvar**

Antes de dimensionar la compensación de potencia reactiva para este caso, se va a introducir el cambiador automático de tomas del transformador, para ver si es capaz de revertir la situación. Antes estaba fijado en la toma (-6). Se configurará el controlador para que mantenga la tensión en el lado de MT a 20kV. Se ha reducido el límite inferior de 0,99 a 0,98, para que los flujos de carga del script puedan converger.

Automatic Tap Changing

Tap Changer: discrete

Controlled Node is at: LV Phase: a

Control Mode: V Setpoint: local

Remote Control

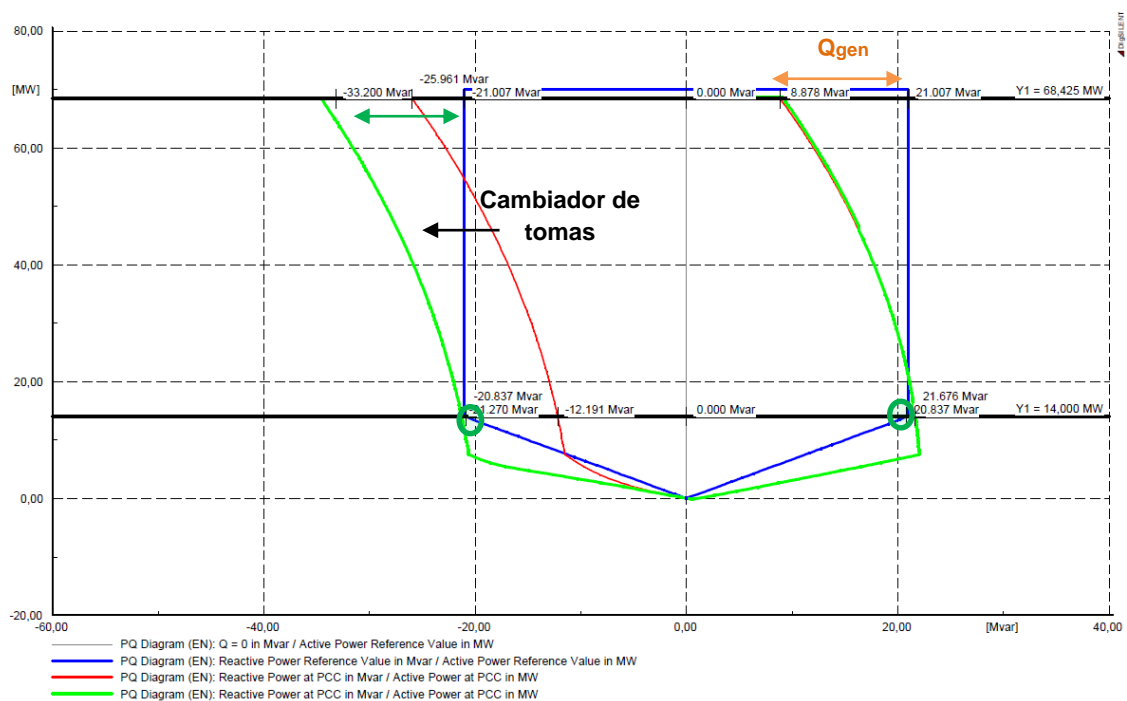
Voltage Setpoint: 1, p.u. Lower Bound: 0,98 p.u. Upper Bound: 1,01 p.u.

Controller Time Constant: 0,5 s

Line Drop Compensation (LDC): none

**Figura 8.18. Configuración del cambiador automático de tomas**

Simulando con esta configuración del cambiador de toma, se obtiene el siguiente perfil P/Q:



**Figura 8.19. Resultados Script 0,9 p.u. con cambiador de tomas**

Gracias a la introducción del cambiador de tomas del transformador se ha solucionado la carencia de  $Q_{consumida}$  a una potencia activa de 14MW. Pero a  $P_{max}$  sigue teniendo la misma carencia de  $Q_{generada}$ .



Requisito para  $Q_{\text{sub-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : -21 Mvar  
Capacidad de  $Q_{\text{sub-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : -34,57 Mvar  
**Exceso de  $Q_{\text{consumida}}$ : 13,56 Mvar**

Requisito para  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : 21 Mvar  
Capacidad de  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : 9,12 Mvar  
**Carencia de  $Q_{\text{generada}}$ : 11,89 Mvar**



Requisito para  $Q_{\text{sub-excitada}}$  a  $P_{14\text{MW}}$ : -21 Mvar  
Capacidad de  $Q_{\text{sub-excitada}}$  a  $P_{14\text{MW}}$ : -21 Mvar  
**Exceso de  $Q_{\text{consumida}}$ : 0,262 Mvar**

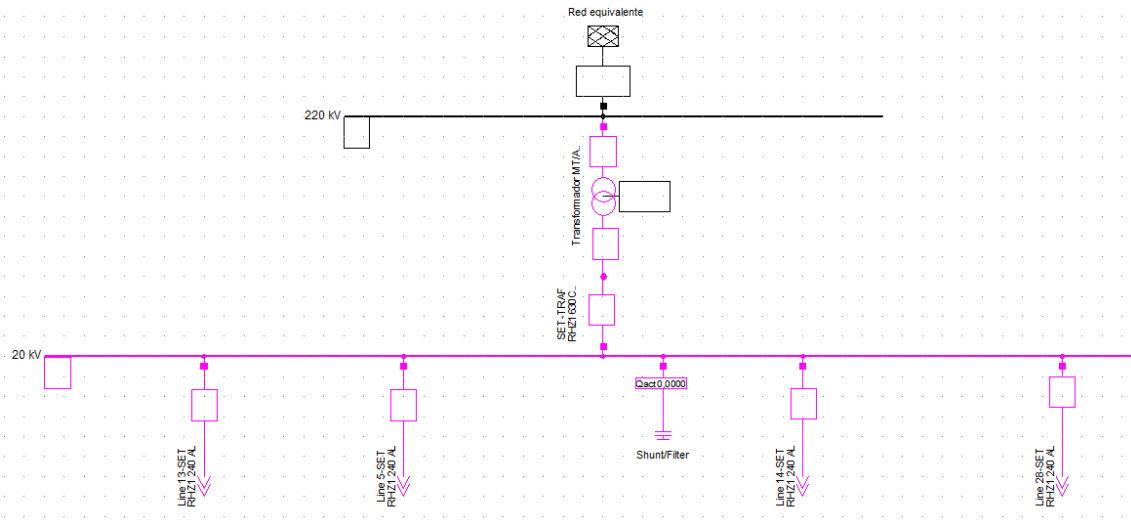
Requisito para  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{14\text{MW}}$ : 21 Mvar  
Capacidad de  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{14\text{MW}}$ : 21,676 Mvar  
**Exceso de  $Q_{\text{generada}}$ : 0,676 Mvar**

Por lo tanto, se necesita una unidad de compensación capacitiva para cubrir esa carencia de potencia reactiva en el lado sobreexcitado a potencia activa máxima. Se introducirá una batería de condensadores para llegar a esa capacidad requerida por la normativa. Además de estos datos, la simulación nos ha aportado otros datos que son de interés, para analizar su cambio posteriormente al introducir esta batería de condensadores

<i>Max. carga cables:</i>	76,44 %
<i>Max. carga transformador:</i>	99,45 %
<i>Max. tension dentro de la planta:</i>	1,044 p.u. (based on $U_n$ )
<i>Min. tension dentro de la planta:</i>	0,936 p.u. (based on $U_n$ )
<i>Max. tension en los aerogeneradores:</i>	1,044 p.u. (based on $U_n$ )
<i>Min. tension en los aerogeneradores:</i>	0,936 p.u. (based on $U_n$ )

Para realizar la simulación se conecta una batería de condensadores a la barra de media tensión como se muestra en la figura y se añade a la lista de objetos externos del script. También hay que activar el parámetro ShntCtrl en el script, poniendo su valor a 1, para que el banco de condensadores se conecte en el área sobreexcitada (zona derecha) y se desconecte en la subexcitada.

Name	Type	Value	Unit	Descripcion
ShntCtrl	int	1	0/1	1 = switch shunt on/off

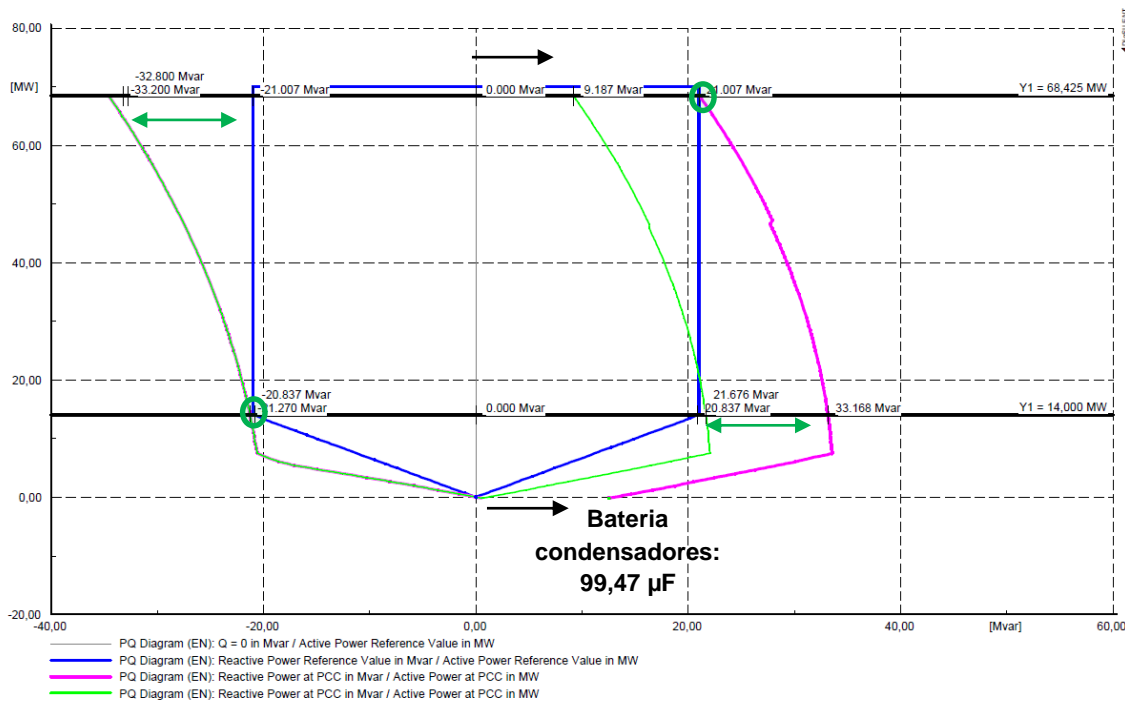


**Figura 8.20. Conexión de la batería de condensadores (0,9 p.u)**

Igual que en el caso anterior, la capacidad calculada con la diferencia de los dos perfiles anteriores diferirá respecto a la que se va a calcular con el programa, en las simulaciones. Al introducir la batería de condensadores, la tensión en la red de media subirá y producirá cambios en la potencia reactiva generada, además de que el cambiador de tomas automático está ajustado para mantener la tensión en MT y puede repercutir en variaciones respecto al punto de partida que se usa en el cálculo “teórico” de la capacidad.

De hecho, para obtener los perfiles de la siguiente figura y cumplir así la normativa, se ha introducido un banco de condensadores con una capacidad superior a la diferencia anterior entre perfiles:

$$C = 99,47184 \mu F \rightarrow 12,5 \text{ MVar (Para } V_{20kV}) \text{ Todo en un escalón}$$



**Figura 8.21. Resultados 0,9V con tomas y banco de condensadores.**

El estudio de los escalones en la batería de condensadores se verá en el siguiente apartado.

Sólo se aumentará la capacidad en la zona de la derecha, en la de generación o sobreexcitada. Con este aumento de potencia reactiva se igualará la capacidad requerida por la normativa a Pmax y se sobrepasará para otros valores de P.

Requisito para Qsobre-excitada a Pmax: 21 Mvar  
 Capacidad de Qsobre-excitada a Pmax: 21 Mvar  
**Carencia de Qgenerada: 0 Mvar**

Por último, comprobar que otros parámetros han variado respecto a la situación anterior y en qué medida lo han hecho:

- Max. carga cables: 76,44 %
- Max. carga transformador: 99,45 %
- Max. tension dentro de la planta: 1,054 p.u. (based on Un)
- Min. tension dentro de la planta: 0,936 p.u. (based on Un)
- Max. tension en los aerogeneradores: 1,054 p.u. (based on Un)
- Min. tension en los aerogeneradores: 0,936 p.u. (based on Un)

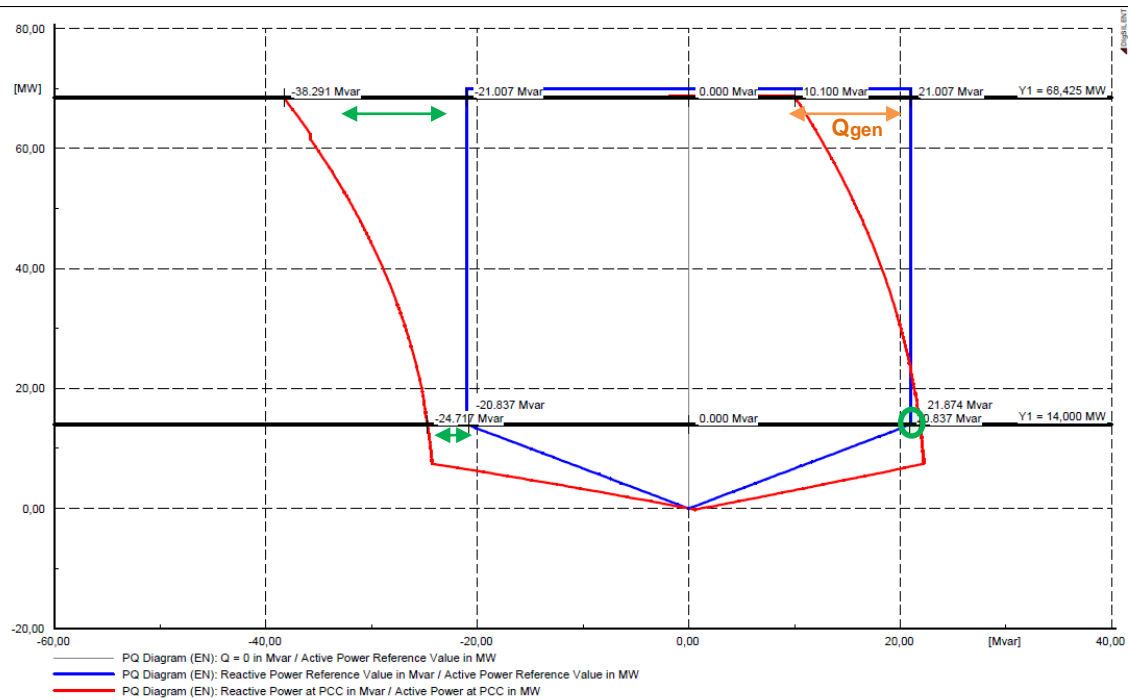
Todos los parámetros se mantienen constantes excepto la tensión máxima de los aerogeneradores que aumentará ligeramente.

- **PCC: 1,1 p.u. / 242 V**

Ahora se realizará el mismo estudio, pero para el otro extremo del rango de tensiones que debe soportar el parque eólico en su PCC. Se colocará la tensión de la red externa a 1,1 p.u y todos los aerogeneradores a un factor de potencia unitario (P: 2,778 MW y Q: 0 MVar).

Se empezará simulando el parque eólico teniendo ya en cuenta el cambiador automático de tomas del transformador, pero sin introducir la batería de condensadores. Probablemente para este caso se necesite una compensación de potencia reactiva menor que para el caso anterior, es decir, menos restrictiva a la hora de diseñarla. Por lo que será más rápido realizar directamente una comparación en las condiciones más óptimas, teniendo en cuenta el cambiador automático de tomas desde el principio. De todos modos, el resultado de la simulación para el “caso básico”, sin introducir una batería de condensadores y fijando la toma del transformador en la toma 4, se encuentra en los anexos.

Obviamente, la curva de referencia y los parámetros introducidos en el script serán los mismos que en el caso anterior. A lo largo de las siguientes simulaciones todas las condiciones serán idénticas al caso anterior, a excepción de la tensión en la red externa, la cual antes era de 0,9 p.u. y ahora es de 1,1 p.u. También se ha aumentado el rango de control de la tensión en MT por parte del cambiador de tomas a 0,98-1,02 p.u., para que no dé problemas convergiendo. El resultado de la capacidad del parque eólico con el cambiador automático de tomas activado, se puede ver en la siguiente figura.



**Figura 8.22 Resultados Script 1,1 p.u. con cambiador automático de tomas**

Para una tensión en la red externa de 1,1 p.u, con el cambiador automático de tomas sólo hay problema para cumplir la normativa en el lado de generación (sobreexcitación), en el de consumo (sub-excitación) el parque eólico cumple con creces la normativa.

Requisito para  $Q_{\text{sub-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : -21 Mvar  
 Capacidad de  $Q_{\text{sub-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : -38,32 Mvar  
**Exceso de  $Q_{\text{consumida}}$ : 17,31 Mvar**

Requisito para  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : 21 Mvar  
 Capacidad de  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : 10,01 Mvar  
**Carencia de  $Q_{\text{generada}}$ : 10,99 Mvar**



Requisito para  $Q_{\text{sub-excitada}}$  a  $P_{14\text{MW}}$ : -21 Mvar  
 Capacidad de  $Q_{\text{sub-excitada}}$  a  $P_{14\text{MW}}$ : -24,72 Mvar  
**Exceso de  $Q_{\text{consumida}}$ : 3,72 Mvar**

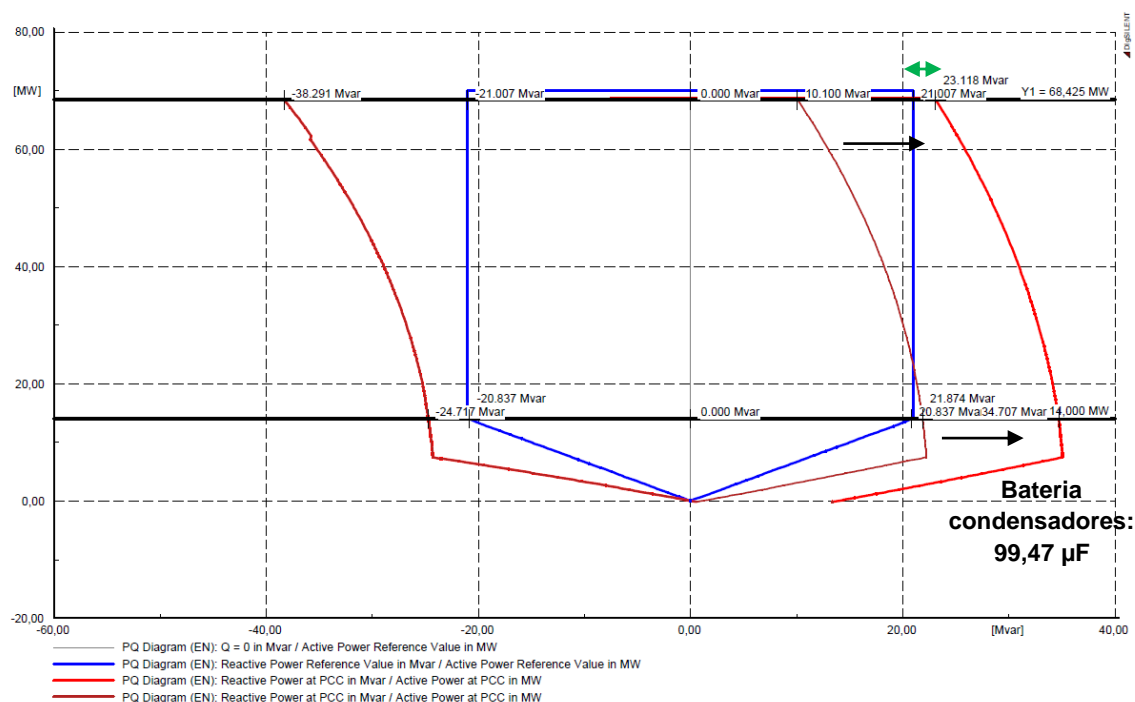
Como se ha comentando antes, la carencia de  $Q_{generada}$  es menor en este caso (1,1 p.u.) que en el anterior (0,9p.u.). Hay una diferencia de **0,9 MVar**:

- **1,1 p.u.** Carencia de  $Q_{generada}$  a  $P_{max}$ : **10,99 MVar**
- **0,9 p.u.** Carencia de  $Q_{generada}$  a  $P_{max}$ : **11,89 MVar**

Es lógico que haya mayor carencia de potencia reactiva para el caso de menor tensión 0,9 p.u., ya que a bajas tensiones es más complicado generar potencia reactiva.

Se realizará el diseño de la compensación de potencia reactiva de la planta eólica en función al caso de 0,9 p.u., ya que ésta es la situación mas restrictiva. De hecho, si se introduce la batería de condensadores calculada para el caso de 0,9 p.u. a este caso de tensión 1,1 p.u., quedará un perfil de capacidad de la planta que cumple con creces la normativa.

$$C = 99,47184 \mu F \rightarrow 12,5 \text{ MVar (Para } V_{20kV}) \text{ Todo en un escalón}$$



El lado de sub-excitación, es idéntico al caso sin batería de condensadores. Ya que se configura el script (ShntCtrl=1) para que sólo introduzca los condensadores en la parte de generación (sobre-excitación). Como se ha vaticinado, habrá un margen en la potencia reactiva generada para la potencia activa máxima:

Requisito para  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : 21 Mvar

Capacidad de  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : 23,03 Mvar

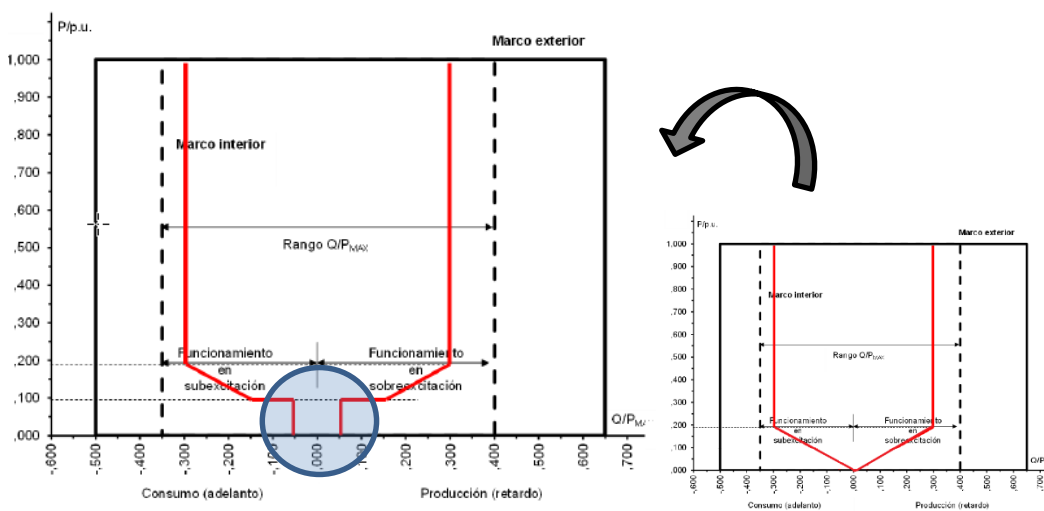
**Exceso de  $Q_{\text{generada}}$ : 2,03 Mvar**

Los parámetros de carga y las tensiones mínimas son más adecuadas, usando esta batería de condensadores en este caso (1,1 p.u.):

- Max. carga cables:* 73,993 %
- Max. carga transformador:* 96,460 %
- Max. tension dentro de la planta:* 1,091 p.u. (based on  $U_n$ )
- Min. tension dentro de la planta:* 0,971 p.u (based on  $U_n$ )
- Max. tension en los aerogeneradores:* 1,091 p.u. (based on  $U_n$ )
- Min. tension en los aerogeneradores:* 0,971 p.u. (based on  $U_n$ )

- **Diseño final de la compensación de potencia reactiva**

Ahora que ya se sabe que el caso a tener en cuenta para diseñar la compensación es el primero, con una tensión en la red externa de 0,9 p.u, se va a revertir la aproximación que se realizó al comienzo de este estudio, para el perfil P/Q que propone REE.



**Figura 8.23. Revertir aproximación**

Sólo difiere respecto a la aproximación, la parte inferior del perfil y concretamente, hay que considerar que para potencias activas nulas debe ser capaz de consumir una cierta potencia reactiva:

$$\frac{Q}{P_{max}} = 0,05 \rightarrow Q = 0,05 \times 70 = 3,5 \text{ MVar}$$

Para compensar esa cantidad de potencia reactiva a consumir, se va a introducir un STATCOM (Compensador Estático Sincrono). Éste aportará potencia reactiva de forma “simétrica”, es decir, tanto en la parte de consumo como en la de generación. La batería de condensadores calculada anteriormente estaría sobredimensionada y se deberá reducir su capacidad, para cuadrar con la potencia reactiva de generación que aportará el STATCOM.

Se partirá de la situación final del caso 0,9 p.u.:

- Red externa a 0,9 p.u. de tensión.
- Todos los aerogeneradores:  $P=2,778\text{MW}$  y  $Q=0$ .
- Batería de condensadores:  $C = 99,47184 \mu F \rightarrow 12,5 \text{ MVar}$  (Para  $V_{20kV}$ )
- Cambiador automático de tomas para controlar la tensión en MT, en un rango de 0,98-1,01 p.u.
- Parámetro de entrada al script:  $ShntCtrl=1$  Desactivará automáticamente la batería de condensadores en la zona de consumo (lado izquierdo).

A esta situación se le añadirá un **STATCOM** de valor **3,538 MVar** a la barra de MT, junto al banco de condensadores, como se muestra en la figura:

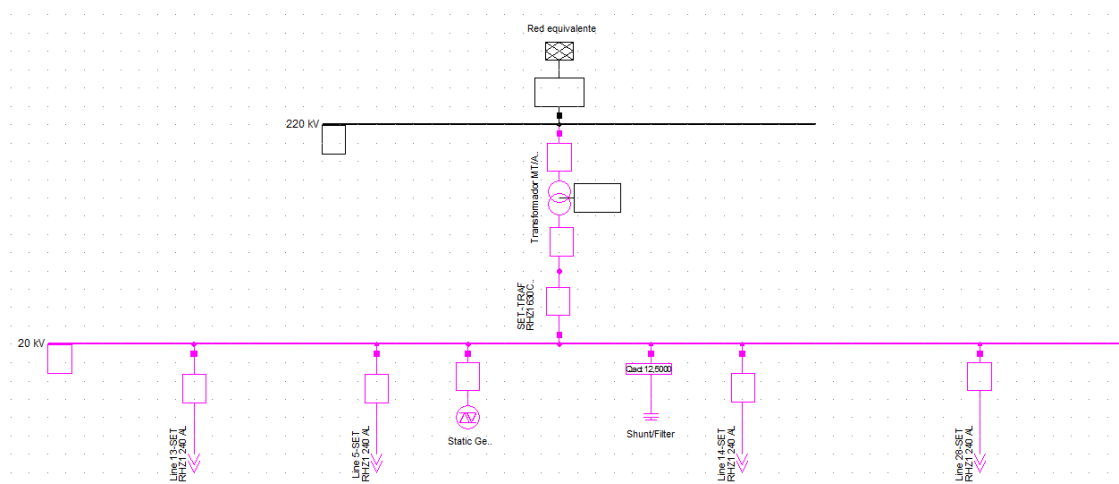


Figura 8.24 Diseño compensación final



Utilizando el script con la incorporación del STATCOM salen los resultados de la figura 8.26. El perfil azul, es la aproximación del perfil de referencia a cumplir, el rojo es la capacidad del parque eólico antes de conectar el STATCOM y la verde es la capacidad final, una vez se ha añadido el STATCOM.

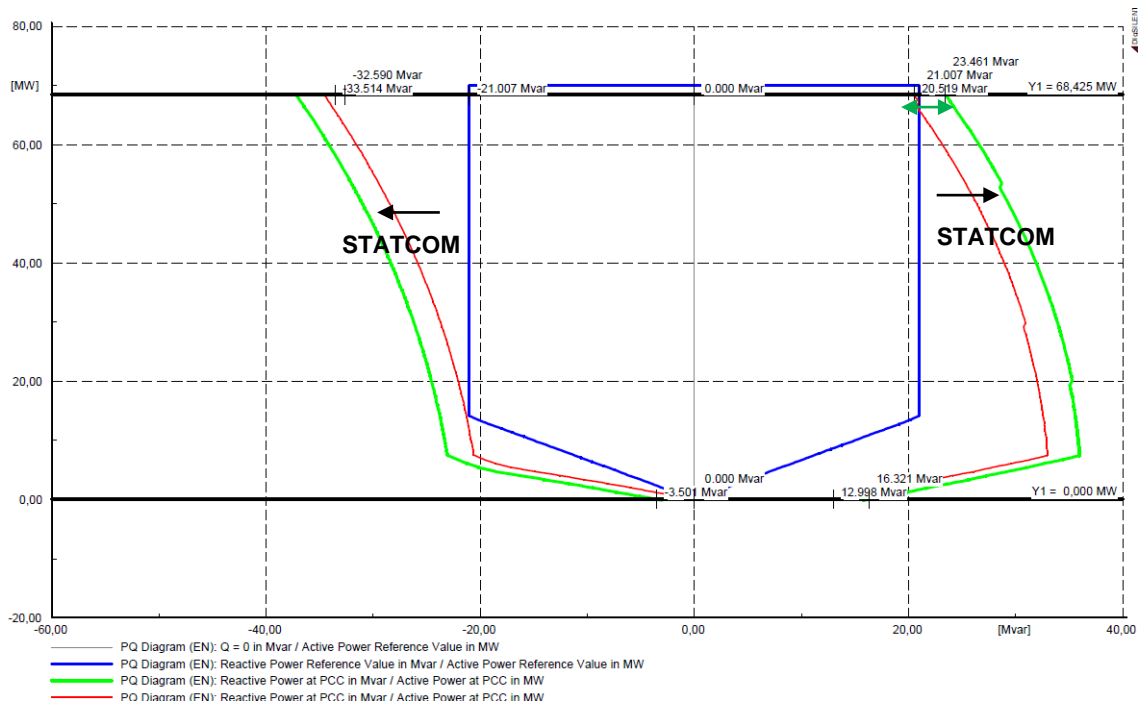


Figura 8.25 Resultados fase previa diseño final

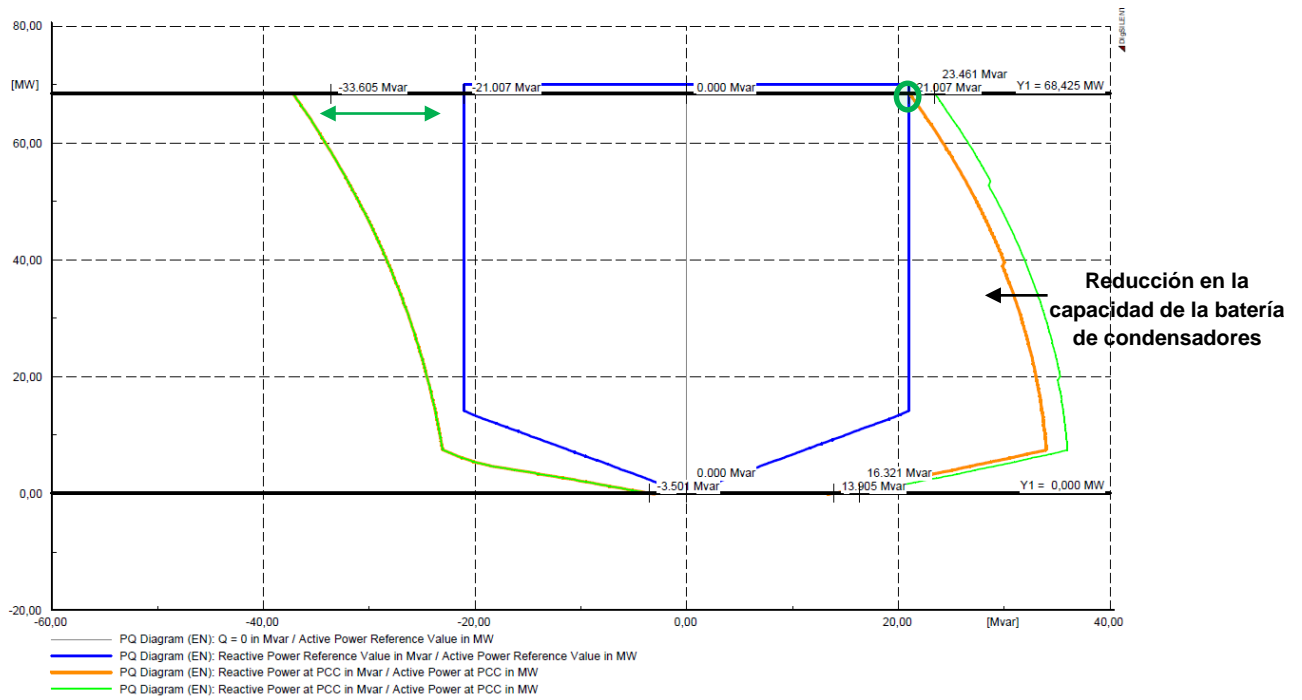
La capacidad antes de conectar el STATCOM (rojo) cumplía para el perfil aproximado (azul) pero no para el real. Con la introducción del STATCOM (verde) el parque eólico cumplirá con los requerimientos de las normas perfectamente, pero la batería de condensadores estaría sobredimensionada.

Requisito para  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : 21 Mvar

Capacidad de  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : 23,41 Mvar

**Exceso de  $Q_{\text{generada}}$ : 2,4 Mvar**

Ahora se va a ajustar la capacidad de la batería de condensadores para que junto al STATCOM de 3,538 MVAR, cumpla con menor margen la normativa para  $Q_{\text{generada}}$  a potencia activa máxima.



**Figura 8.26 Reducción en la batería de condensadores**

*Antes:*  $C = 99,47184 \mu F \rightarrow 12,5 \text{ MVar}$  (Para  $V_{20kV}$ ) Todo en un escalón



*Ahora:*  $C = 79,41831 \mu F \rightarrow 9,98 \text{ MVar}$  (Para  $V_{20kV}$ ) Todo en un escalón

Así que con un STATCOM de 3,538 MVar y una batería de condensadores de 79,41831  $\mu F$ , se cumple la normativa para la generación de potencia reactiva.

Requisito para  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : 21 Mvar  
 Capacidad de  $Q_{\text{sobre-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : 21 Mvar  
**Carencia de  $Q_{\text{generada}}$ : 0 Mvar**

Existe un margen de  $Q_{\text{consumida}}$  para la potencia activa máxima del siguiente valor:

Requisito para  $Q_{\text{sub-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : -21 Mvar  
 Capacidad de  $Q_{\text{sub-excitada}}$  a  $P_{\text{max}}$ : -37,18 Mvar  
**Exceso de  $Q_{\text{consumida}}$ : 16,17 Mvar**

El resto de los parámetros que nos aporta la simulación están dentro de unos márgenes razonables, a excepción del transformador, que se aconseja ampliar su potencia nuevamente y de la tensión en bornes del aerogenerador que está justo por debajo del -5% en el que debería trabajar:

<i>Max. carga cables:</i>	76,327 %
<i>Max. carga transformador:</i>	99,274 %
<i>Max. tensión dentro de la planta:</i>	1,036 p.u. (based on Un)
<i>Min. tensión dentro de la planta:</i>	0,934 p.u. (based on Un)
<i>Max. tensión en los aerogeneradores:</i>	1,036 p.u. (based on Un)
<i>Min. tensión en los aerogeneradores:</i>	0,934 p.u. (based on Un)

Se contemplan dos soluciones para corregir el problema de la tensión en los aerogeneradores:

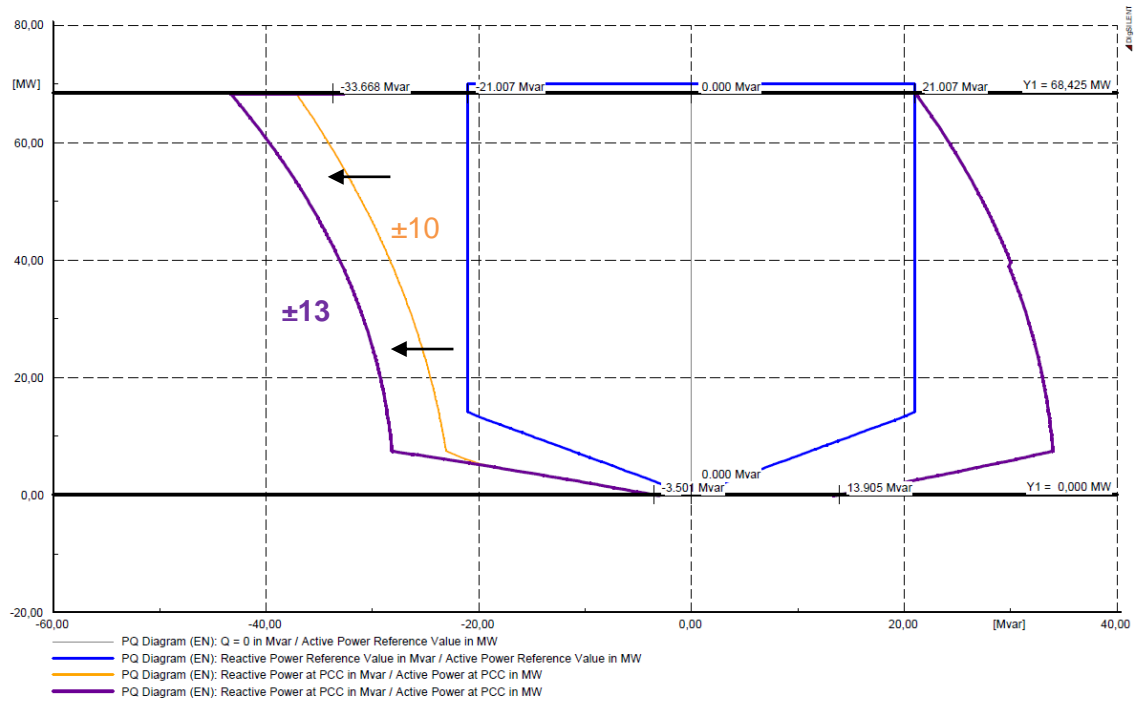
- Cambiar el aerogenerador por uno que pueda trabajar a  $\pm 10\%$  de su tensión nominal, en todo el rango de potencias.
- Añadir tres pares de tomas más al transformador MT/AT:  $\pm 13 \times 1\%$

Si se optase por esta segunda opción, el resultado tras añadir tres pares de tomas sería el siguiente:

<i>Max. carga cables:</i>	76,554 %
<i>Max. carga transformador:</i>	99,684 %
<i>Max. tensión dentro de la planta:</i>	1,036 p.u. (based on Un)
<i>Min. tensión dentro de la planta:</i>	0,951 p.u. (based on Un)
<i>Max. tensión en los aerogeneradores:</i>	1,036 p.u. (based on Un)
<i>Min. tensión en los aerogeneradores:</i>	0,951 p.u. (based on Un)

Con esta modificación en el transformador se conseguiría mantener la tensión en los generadores en su rango de funcionamiento  $\pm 5\%$ . Con ello este diseño de compensación de la potencia reactiva cubrirá los requisitos para el rango de tensiones en los que debe operar el parque: 0,9 – 1,1 p.u. (En un tiempo ilimitado).

Por último, se muestra como queda el perfil de capacidad del parque eólico, tras añadir las tomas. Apenas hay diferencia entre uno y otro, sólo en la parte de consumo. Es capaz de consumir mas reactiva, pero no a potencia activa nula, donde en ambos casos sólo tiene la consumida por el STATCOM, así que a nivel de dimensionamiento de la compensación no tiene repercusión alguna.



**Figura 8.27. Comparación  $\pm 10$  con  $\pm 13$  tomas.**

Pero para seguir con la simulación se supondrá que los aerogeneradores son capaces de trabajar en un rango de  $\pm 10$  V. Así que mantendremos en  $\pm 10 \times 1\%$  las tomas del transformador. Lo único que falta es estudiar si se puede introducir toda la capacidad del banco de condensadores en un solo escalón, que se comprobará en el siguiente apartado.

### 8.3 Escalón de cambio de tensión

Para terminar la parte de estudios estáticos, hay que comprobar si se puede introducir toda la capacidad de la batería de condensadores de golpe en un solo escalón o si se debe particionar en varios escalones para que la tensión no aumente excesivamente.

El máximo cambio instantáneo de tensión que se suele permitir es de un 2%. Este cambio se suele medir en el PCC, pero en este modelo la tensión en ese punto se encuentra fijado por una red externa. Se realizará el estudio en el nudo de MT (20Kv), que para esta comprobación es prácticamente lo mismo. Otra consideración a la hora de realizar el estudio es que se llevará a cabo con una tensión de 1,1 p.u en la red externa. Ya que a pesar de que se ha diseñado todo el sistema de compensación de potencia reactiva para 0,9 p.u, es para 1,1 p.u donde se genera la situación más desfavorable a un cambio excesivamente grande de tensión.

Primero se realiza un cálculo de flujo de cargas con el cambio automático de tomas del transformador activado y controlando, como en todas las simulaciones, la tensión en el nudo de 20kV. De este modo, se obtendrá en qué toma se coloca el transformador: **Número de toma 10**

Primero se desactiva el cambiador automático de tomas (ya que es lento) y fijando el trafo en la toma 10 se realiza otro cálculo del flujo de cargas, sin la batería de condensadores conectada, para calcular qué tensión tendrá el nudo antes de la conexión de los condensadores (19,671 V). Después se conectará la batería de condensadores y se realizará otro flujo de cargas para comprobar a qué tensión ha llegado el nudo (20,015 V).

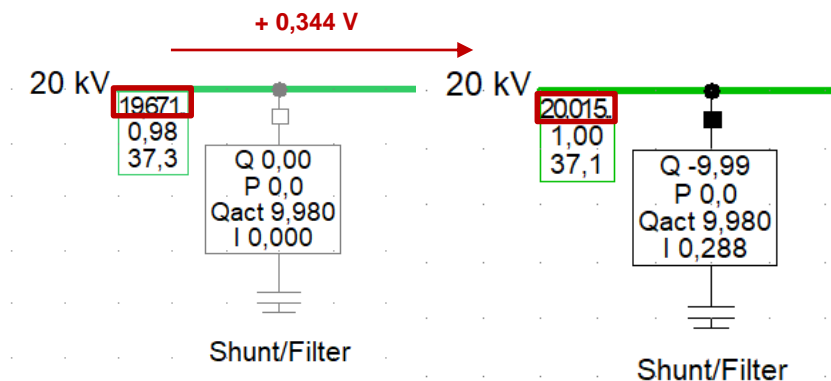


Figura 8.28. Escalón de cambio de tensión

Aumento de tensión inmediato de 0,344 V → **1,75%** (respecto a la tensión inicial)

El aumento de tensión está por debajo del máximo cambio de tensión permitido (2%). Se podrá conectar toda la capacidad de la batería de condensadores en un único escalón.

Completado el análisis estático de estudios de conexión a red en el parque eólico, se va a resumir qué diseño de la compensación de potencia reactiva se ha calculado:

#### TRANSFORMADOR

- 60 MVA → **80 MVA** Se aumento la potencia para que trabajase por debajo del 100% de carga.

BANCO DE CONDENSADORES: 79,41831  $\mu F$  → 9,98 MVar (Para  $V_{20kV}$ )

STATCOM: 3,538 MVA

Los condensadores y el STATCOM se añadieron para compensar la potencia reactiva de la planta y cumplir la normativa

## 8.4 Capacidad de soportar huecos de tensión

Para terminar con los estudios de conexión a red, se tratará un estudio dinámico. Más concretamente, la respuesta del parque eólico ante un hueco de tensión. En la Figura 8.29, se muestran los requisitos que impone la secretaria general de energía de España, según el procedimiento de operación 12.3.

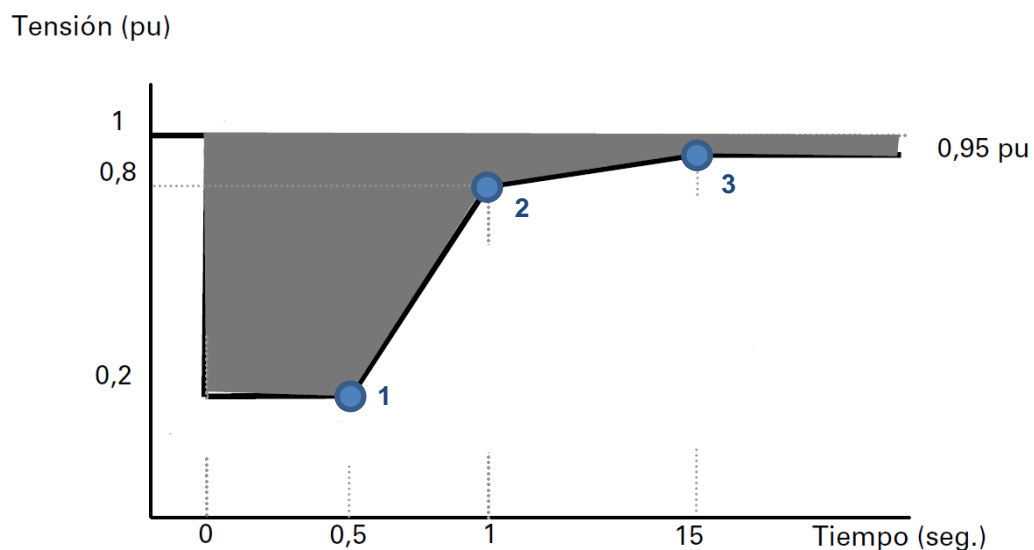
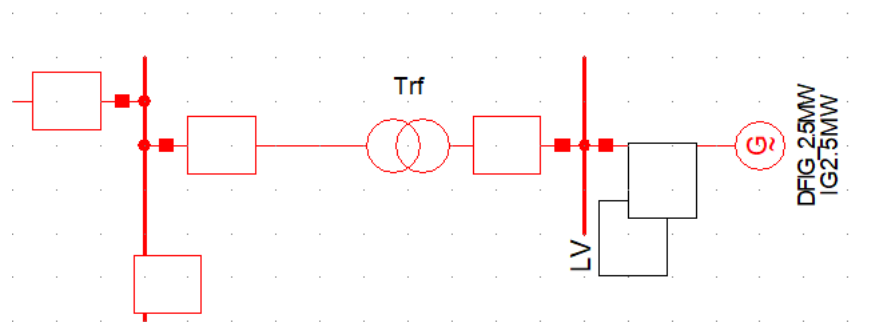


Figura 8.29 P.O 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

Para poder realizar la simulación se ha cogido un modelo dinámico de aerogenerador de la librería de PowerFactory que coincide con las características de los que se van a utilizar en el parque eólico Fuendejalón: Generadores asíncronos doblemente alimentados (DFIG) con una potencia de 2,5 MW. Estos modelos, tienen dentro la dinámica del comportamiento mecánico y eléctrico del aerogenerador. Se sustituyen en el PowerFactory los 28 generadores, por estos modelos dinámicos y ya se podrán realizar simulaciones dinámicas, en las que el parque eólico responderá a lo largo del tiempo ante cualquier evento.



**Figura 8.30. Modelo DFIG 2,5MW dinámico**

Para comprobar si el parque eólico cumple con el requisito mostrado anteriormente, se deberán realizar tres pruebas: Una por cada punto que se ha indicado en la grafica. Se aplicará una falta trifásica en el punto de conexión con la red durante un intervalo de tiempo y cuando la falta desaparezca, la tensión en ese punto debe ser capaz de recuperarse más rápido que la línea inferior que delimita el área oscura de la Figura 8.29. La duración e intensidad de la falta, es propio de cada punto.

La red externa se pondrá a 1 p.u. y se le añadirá una inercia (Acceleration Time Cte) de 10s.

Es el valor que se le adjudica a la red española, como mínimo. Marca lo fuerte que es la red.

#### **PRIMERA FALTA**

Caida de tensión: De 1 p.u. a 0,2 p.u.

Inicio de falta: 1 s.

Duración de la falta: 0,5 s.

Resistencia de falta: 1,82  $\Omega$ .

Como se muestra en la siguiente figura, el sistema se recupera correctamente del hueco de tensión. La tensión siempre está por encima de la requerida por el perfil anterior.

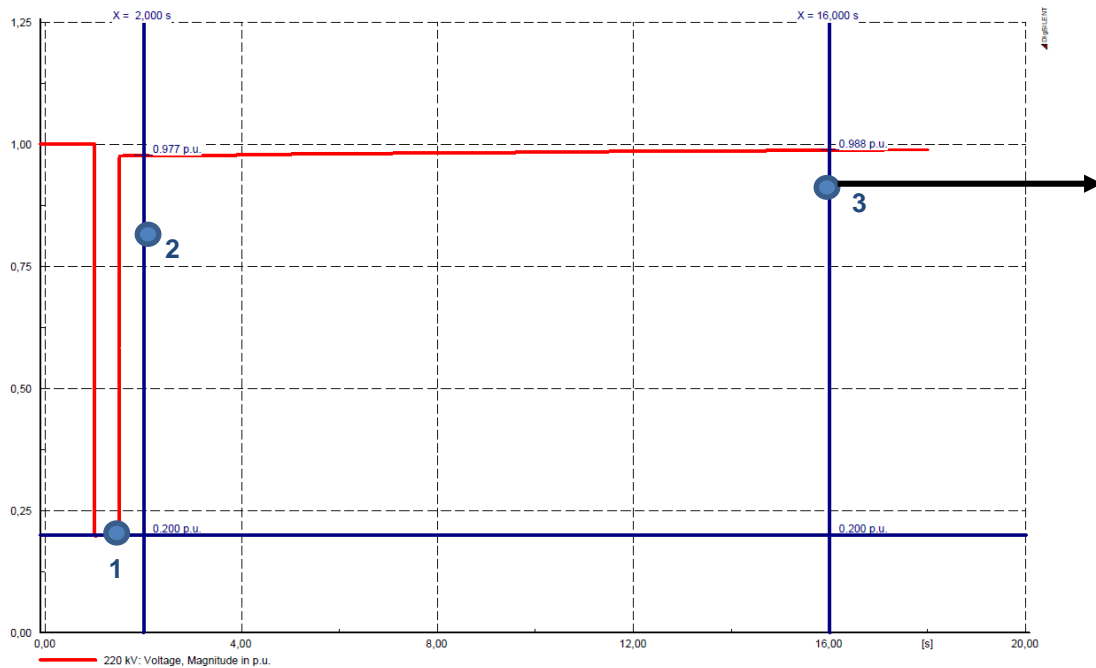


Figura 8.31 Hueco de tensión para la primera falla.

### SEGUNDO PUNTO

- Caída de tensión: De 1 p.u. a 0,8 p.u.
- Inicio de falta: 1 s.
- Duración de la falta: 1 s.
- Resistencia de falta: 31  $\Omega$ .

Ocurre lo mismo que para la anterior falla

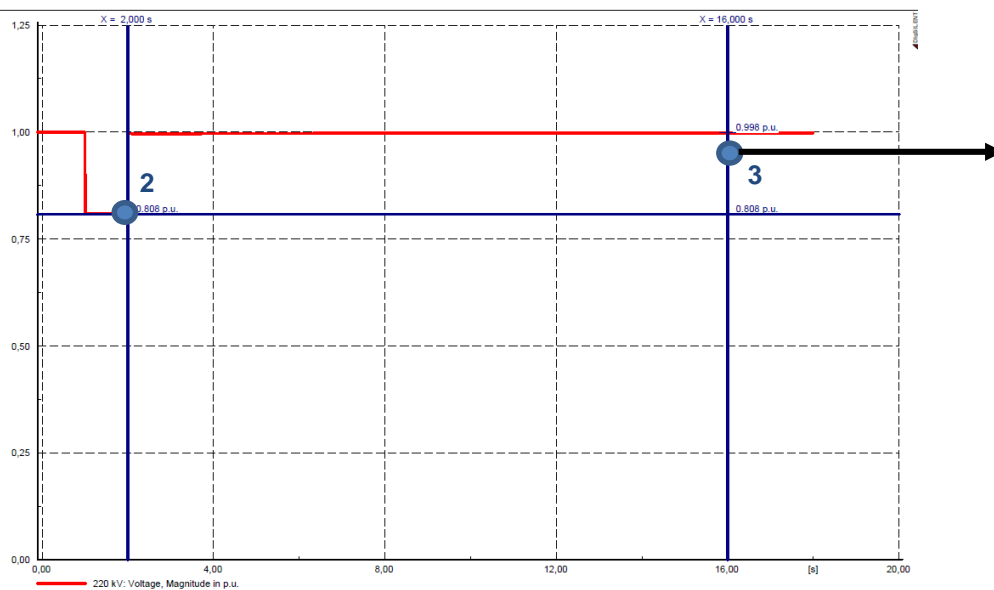


Figura 8.32. Hueco de tensión para la segunda falla.



### TERCER PUNTO

- Caída de tensión: De 1 p.u. a 0,95 p.u.
- Inicio de falta: 1 s.
- Duración de la falta: 15 s.
- Resistencia de falta: 140  $\Omega$ .

Igual que las dos anteriores también tiene resultados positivos, ante este hueco de tensión

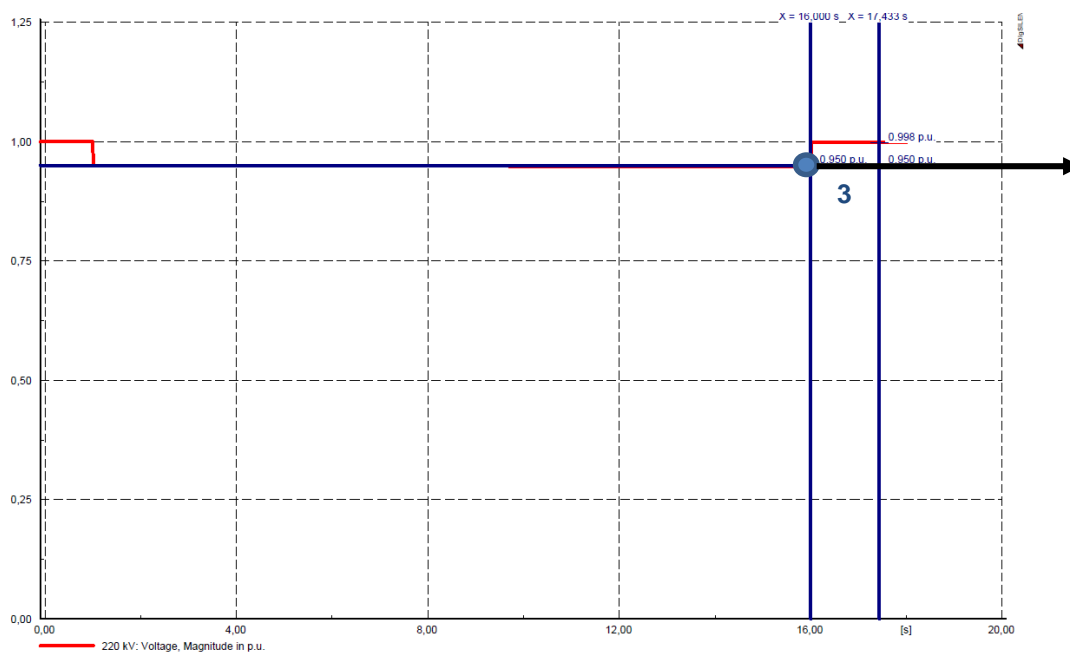
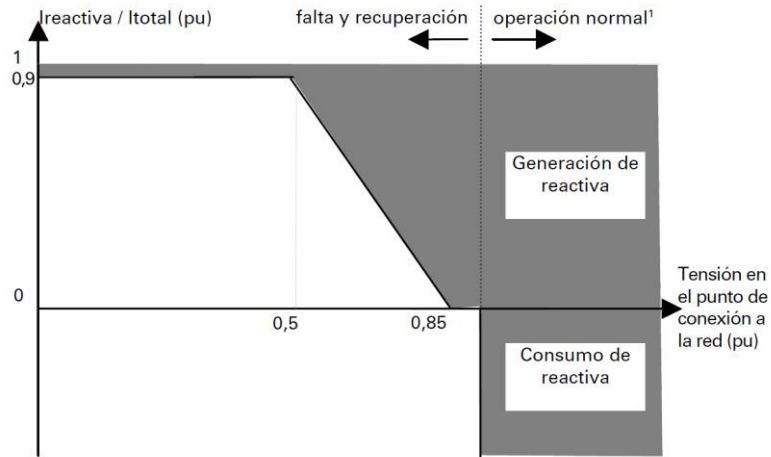


Figura 8.33 Hueco de tensión para la tercera falta.

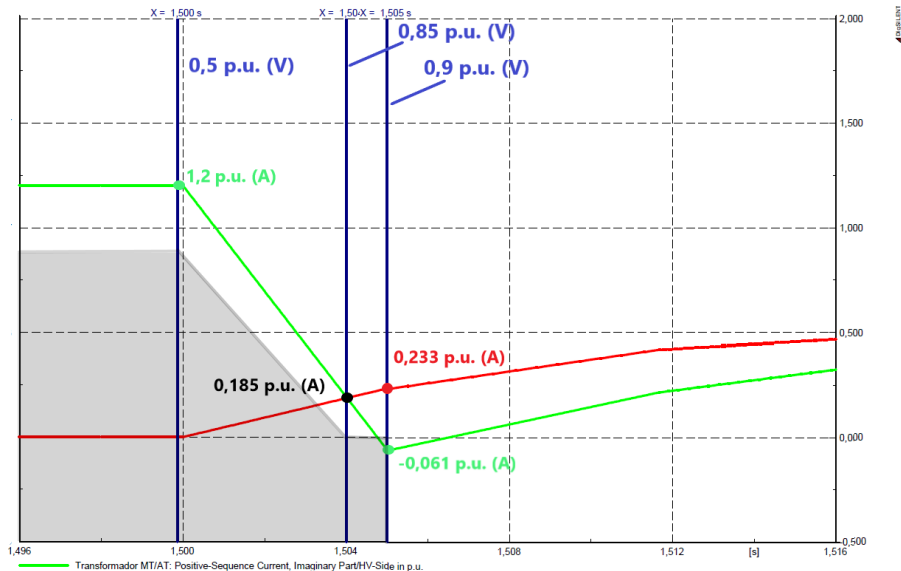
Hay otro requerimiento en el procedimiento de operación 12.3. La instalación deberá aportar la máxima intensidad posible al sistema eléctrico. Tanto durante la falta, como durante el periodo de recuperación. Esta inyección de intensidad se tiene que llevar a cabo de forma que el punto de funcionamiento de la instalación se encuentre en la zona sombreada de la Figura 8.34. Para tensiones inferiores a 0,85 p.u. en el PCC, se deberá generar potencia reactiva, sin embargo entre 0,85 p.u y 0,9 p.u. (tensión mínima admisible de operación) no se deberá consumir potencia reactiva. De 0,9 p.u. en adelante se entra en operación normal y se aplicarán los requisitos que se han ido enunciado durante todo este apartado. Se ha realizado la siguiente simulación para la primera falta.



**Figura 8.34. P.O.12.3 Requerimientos de inyección de corriente**

En la Figura 8.35 se muestran los resultados de la simulación para el parque eólico. La curva verde es la corriente reactiva en p.u. y la roja la corriente activa. La falta se despeja a los 1,5 segundos, se han marcado los valores de las dos corrientes en los instantes importantes. La zona sombreada delimita el área donde no puede trabajar la planta, es decir, la corriente reactiva (curva verde) no debería “entrar” en esa área. Como se puede apreciar entre 0,85-0,9 ms se consume una corriente de reactiva ínfima. Esta particularidad está permitida según el P.O. 12.3:

“Se admiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 150 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma.”



**Figura 8.35. Resultados de inyección de corriente reactiva**

Al aumentar la tensión la corriente reactiva va reduciéndose. Cuando se despeja la falta sigue reduciéndose, porque el control de la turbina tarda un tiempo en responder no es instantáneo.

**Tras los diversos estudios, se ha diseñado la compensación reactiva necesaria para la conexión del parque eólico Fuendejalón 70MW a la red.**

## 9 Descripción de Tareas. Gantt

Este trabajo se ha llevado a cabo entre un ingeniero superior (Director del TFM) y un ingeniero graduado (Alumno autor del TFM). Se presenta a continuación la planificación del proyecto desglosada en tres paquetes de trabajo o fases principales, cada una con las tareas que le corresponden:

- **PT.1 Paquete de trabajos previos.**

T.1.1) Búsqueda información

- Descr. Buscar toda la información posible relacionada con el proyecto, los estudios de conexión a red y el programa a utilizar.
- Resp. El Ingeniero graduado.
- R.Tec. Se buscará la información tanto en internet como en la biblioteca de la ETSIB. Se necesita un ordenador y los documentos que obtengamos de la universidad.
- Dur. 28 días.

T.1.2) Definición de las distintas partes del proyecto

- Descr. Tras reunir toda la información posible, habrá que acotarla. Así que se definirán los apartados de los documentos escritos del proyecto, como por ejemplo la distribución del estado del arte a tratar y todos los aspectos referidos a la modelización.
- Resp. El ingeniero graduado, ayudado por el director.
- R. Tec. No se requieren recursos técnicos destacables.
- Dur. 15 días.

- **PT.2 Paquete de ejecución.**

T.2.1) Definición del parque eólico

- Descr. Se realizarán los cálculos necesarios para el dimensionamiento del parque eólico.
- Resp. El ingeniero graduado.
- R.Tec. Documentación técnica del proyecto del parque eólico.
- Dur. 20 días.

T.2.2) Creación del modelo en PowerFactory

- Descr. Se realizará el modelo del parque eólico Fuendejalón en el programa PowerFactory.
- Resp. El ingeniero graduado, ayudado por el director.
- R.Tec. Se requiere de un ordenador con el programa PowerFactory y documentación técnica del proyecto del parque eólico.
- Dur. 30 días.

T.2.3) Estudio de conexión a red

- Descr. Se realizarán las diferentes simulaciones para estudiar la conexión a red por parte del parque eólico.
- Resp. El ingeniero graduado, ayudado por el director.
- R. Tec. Se requiere de un ordenador con el programa PowerFactory.
- Dur. 30 días.

- **PT.3 Paquete de redacción.**

T.3.1) Redacción de la memoria

- Descr. Se redactará el documento final a entregar.
- Resp. El ingeniero graduado.
- R. Tec. Se requiere de un ordenador con un programa de escritura.
- Dur. 54 días.

*Todas estas tareas serán revisadas por el ingeniero superior (Director del TFM).*

A continuación, se mostrará una tabla con los hitos y las reuniones que se deberán cumplir a lo largo del desarrollo del trabajo. Con estos hitos y reuniones se pretende comprobar que los objetivos del proyecto se van cumpliendo y redefinir partes de éste. Las fechas tanto de los paquetes de trabajo como de los hitos quedarán plasmados en el diagrama Gantt que se mostrará después de la lista de hitos y reuniones.

**Tabla 9.1 Lista de hitos y reuniones con el director.**

<b>Nombre</b>	<b>Descripción</b>
<b>H1</b> Comienzo TFM	Marca el inicio del trabajo.
<b>R1</b> Reunión director	Se perfila la información encontrada y se discute sobre la definición del proyecto.
<b>H2</b> Proyecto definido	Ya se han marcado las guías base del proyecto.
<b>R2</b> Reunión director	Se comprueba si ha quedado bien definido el proyecto del parque eólico y se especifica como modelizar el parque eólico.
<b>H3</b> Modelo creado	Con la documentación técnica del proyecto, se ha modelizado el parque eólico.
<b>R3</b> Reunión director	Se muestra el modelo al director y se mejora con sus indicaciones, se establecen qué simulaciones llevar a cabo para los estudios de conexión a red.
<b>H4</b> Estudios de conexión	Se han realizado los estudios de conexión a red con éxito y se han descrito las soluciones para cumplir los requisitos de conexión a red.
<b>R4</b> Reunión director	Es la reunión final, se revisa y retoca el trabajo, especialmente los estudios de conexión a red y la memoria.
<b>H5</b> Fin TFM	La memoria está lista para entregar y con ello se da por concluido el trabajo.

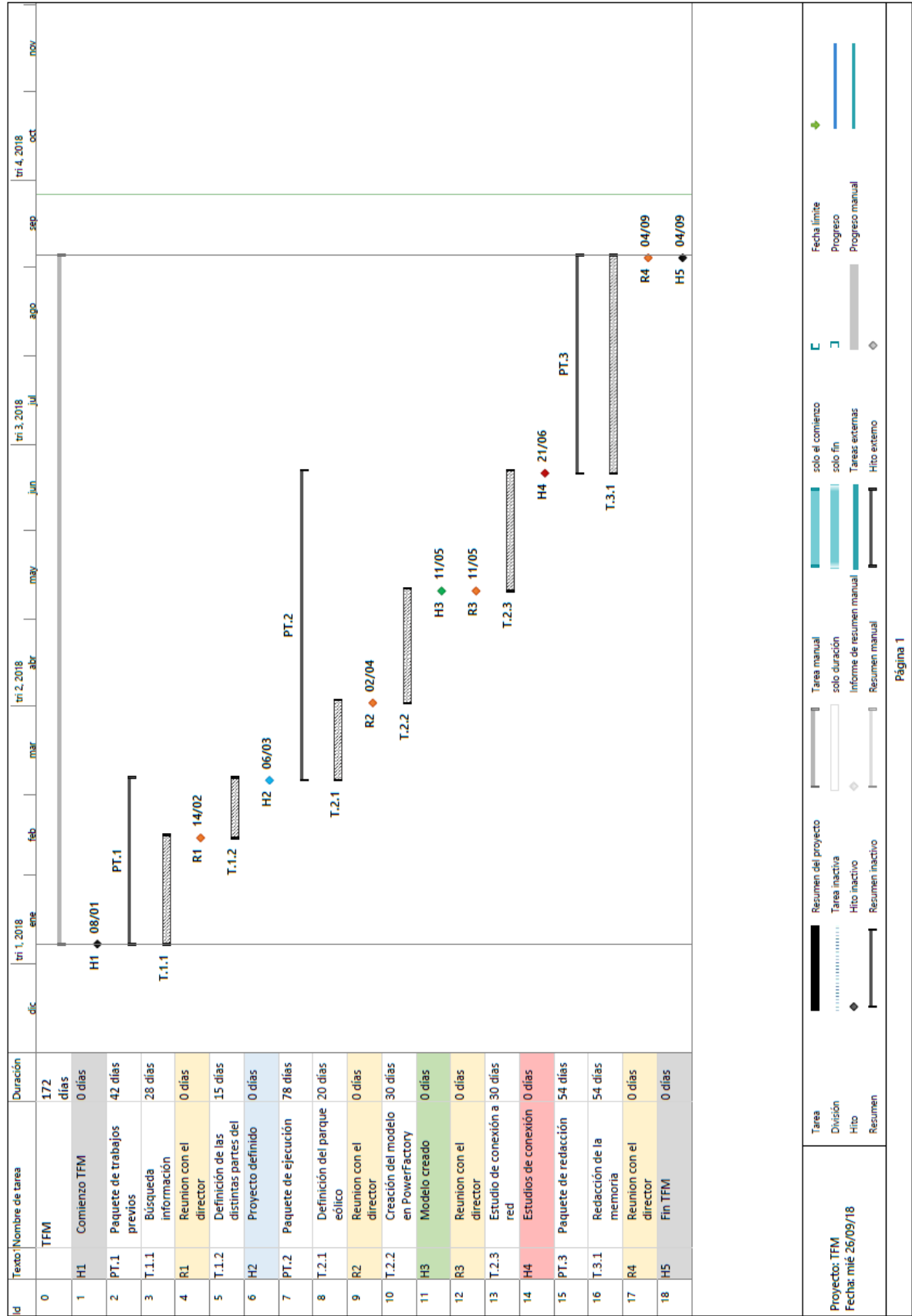


Figura 9.1. Diagrama de Gantt

## 10 Descargo de gastos

En este apartado se presentará el descargo de gastos y no el presupuesto. Este último haría referencia al proyecto de parque eólico que será ejecutado a posteriori. Igual que en el apartado de las alternativas se ha decidido focalizar el documento en lo realizado por el alumno.

**Tabla 10.1. Descargo de gastos**

<i>Concepto</i>	<i>Unidades</i>	<i>NºUnidades</i>	<i>Coste unitario</i>	<i>Coste</i>
<b>HORAS INTERNAS</b>				<b>23.400,00 €</b>
Ingeniero superior	h	90	60,00 €	5.400,00 €
Ingeniero graduado	h	600	30,00 €	18.000,00 €
<b>AMORTIZACIONES</b>				<b>1.279,07 €</b>
Ordenador	h	630	0,0625 €	39,38 €
Licencia Office	h	180	0,0125 €	2,25 €
Licencia PowerFactory	h	240	5,156 €	1.237,44 €
<b>GASTOS</b>				<b>436,06 €</b>
Material de oficina				30,00 €
Fuentes de información				60,00 €
Curso PowerFactory				346,06 €
<b>SUBCONTRATACIONES</b>				<b>- €</b>
<b>SUBTOTAL 1</b>				<b>25.115,13 €</b>
Costes Indirectos	4%			1.004,61 €
<b>TOTAL</b>				<b>26.119,74 €</b>

*Los costes indirectos son los gastos que no se pueden imputar al proyecto.  
En este caso hacen referencia a gastos generales, como la luz.*

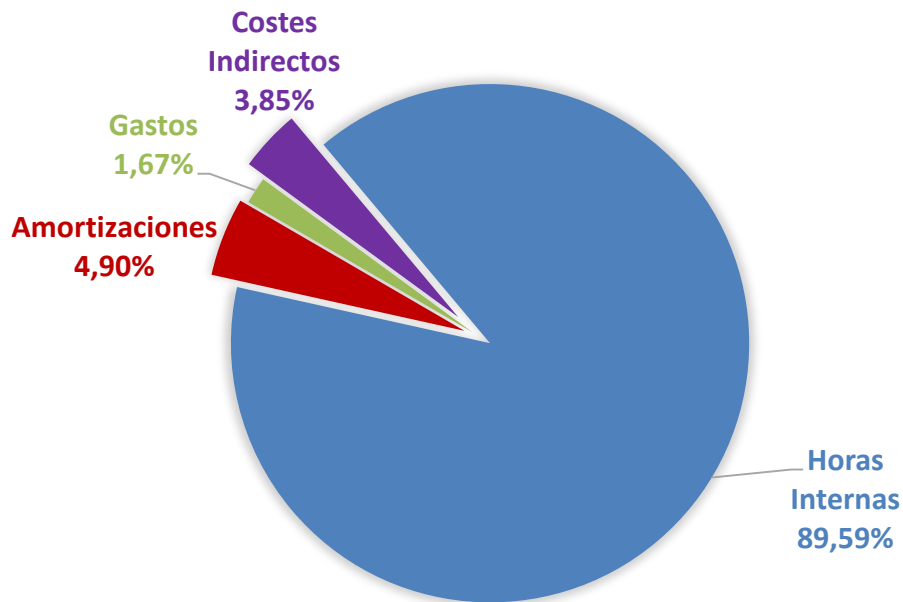
A continuación, se desarrollan las amortizaciones para explicar cómo se ha calculado el coste unitario utilizado en el descargo de gastos.

**Tabla 10.2. Coste unitario de las amortizaciones**

	Precio adquisición	Vida útil	Coste unitario
<b>Ordenador</b>	500 €	8.000 h	<b>0,0625 €/h</b>
<b>Licencia Office</b>	80 €	6.400 h	<b>0,0125 €/h</b>
<b>Licencia PowerFactory</b>	8.250 €	1.600 h	<b>5,156 €/h</b>



En el presente trabajo no se ha realizado ninguna subcontratación. El mayor gasto del proyecto se da en las horas internas y además con mucha diferencia, como era previsible. De hecho, sólo los costes indirectos son casi de la misma magnitud que las amortizaciones y más del doble que los gastos. Todo esto se puede observar claramente en el siguiente grafico.



**Figura 10.1 Desglose de los gastos**

Durante la realización de este proyecto, el ingeniero graduado tuvo la oportunidad de atender a un curso de PowerFactory, sobre la conexión a red de plantas de energía renovable [12]. El coste de este curso queda reflejado dentro de la categoría de gastos, en el descargo de gastos (Tabla10.1).

## 11 Conclusiones

En este capítulo se presentan las conclusiones a las que se ha llegado tras la realización del presente trabajo, titulado “Proyecto de parque eólico y estudios de conexión a red”.

La integración de las energías renovables a la red de un modo seguro y eficiente, es uno de los grandes retos que se presentan para la operación del sistema eléctrico, especialmente en países como España, que tiene una capacidad muy limitada de interconexión con otros países de Europa [35]. Para poder mantener un sistema eléctrico de calidad, se han de regular las características de los parques eólicos que se conecten a la red. Para poder comprobar si un parque eólico posee las características necesarias para su conexión, se han de realizar estudios de conexión. Los requisitos vendrán impuestos por una normativa, que será definida por cada país o región. En este trabajo se estudiará el parque eólico Fuendejalón, 70MW.

Se ha valorado que para realizar el estudio de conexión a red por parte del parque eólico, la mejor opción era llevar a cabo una simulación software, debido a su bajo coste, seguridad y flexibilidad. También, se ha decidido utilizar el programa PowerFactory para realizar el modelado del parque eólico y los posteriores estudios de conexión a red.

Se han realizado estudios de conexión estáticos y dinámicos, todos ellos según los requerimientos que exige la normativa. En los tres primeros se ha comprobado si el parque eólico era capaz de cumplir por sí solo, los requisitos de potencia reactiva ( $Q$ ) para todo el rango de potencias activas ( $0-P_{max}$ ) y tensiones de funcionamiento permitidas ( $0,9p.u.-1,1p.u.$ ). Se concluyó, que se debía añadir una batería de condensadores y un STATCOM para satisfacer esos requisitos. En los estudios dinámicos, se comprobó satisfactoriamente la respuesta del parque eólico ante un hueco de tensión en su PCC. Con este estudio de conexión a red, quedará perfectamente diseñada la compensación de potencia reactiva.

Para la realización del trabajo se programó un diagrama de Gantt en el que apoyarse, que dividía la planificación en 3 fases principales bien delimitadas (trabajos previos, ejecución y redacción). Por último, se ha culminado con un descargo de gastos de lo realizado, en el que se ha demostrado que la gran mayoría pertenece a las horas dedicadas por los dos ingenieros.

## 12 Bibliografía

- [1] Molinos del Ebro, «Proyecto de ejecución parque eólico "Fuendejalón"» 2017.
- [2] J. Mazón, J. F. Miñambres, M. Á. Zorroza y G. Buigues, “Guía de autoaprendizaje de máquinas eléctricas”, Madrid: PEARSON EDUCACIÓN S.A, 2008.
- [3] M. Lozano Leyva, “Nucleares, ¿por qué no?”, Barcelona: DEBATE, 2009.
- [4] REE, «Informe Anual 2017,».
- [5] REE, «Informe Energías renovables 2017,».
- [6] «Accelerating the move to a low carbon economy», Carbon Trust, Marzo de 2011.
- [7] Red Eléctrica de España, «REE: Interconexiones internacionales,» [En línea]. <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/interconexiones-internacionales>.
- [8] G. M. Maza, “TFG: Estudio y Análisis de transformadores de tensión “. Dirigido por Víctor Valverde, Universidad del País Vasco, 2015/2016.
- [9] L. H. Torre, «TFG: Análisis de viabilidad socio-económica de un parque eólico offshore en Cantabria,» Universidad de Cantabria.
- [10] Curso de Física Ambiental (UCLM, Grupo G-9) “Tema 6: Energía Eólica, 2012”.
- [11] O. energy, «Eólica: Principales Elementos de los Aerogeneradores,» [En línea]. [http://opex-energy.com/eolica/principales\\_elementos\\_aerogeneradores.html](http://opex-energy.com/eolica/principales_elementos_aerogeneradores.html).
- [12] D. PowerFactory, «Conexión a red de plantas de energía renovable. (Material de entrenamiento),» 2017.
- [13] F.M.González-Longatt, “Turbina de Viento: Caracterización de Operación” Segundo congreso iberoamericano de estudiantes ing.eléctrica, electrónica y computación., 2005.
- [14] Renato Ricci, Daniele Vitali, Sergio Montelpare «An innovative wind-solar hybrid street light: Development and early testing of a prototype,» January 2014.
- [15] Vladimir Lazarov ; Daniel Roye ; Dimitar Spirov ; Zahari Zarkov «New control strategy for variable speed wind turbine with DC-DC converters, » September 2010.
- [16] E. Hau, « Wind Turbines. Segunda edición,» 2006.
- [17] D. W. I. Association, «Dromstørre,» [En línea]. <http://xn--drmstørre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/powtrain.htm>.

- [18] DEIF, «Wind turbine control systems that comply with World Wide LVRT Demands,» [En línea]. <https://www.deif.com/wind-power/technology/lvrt---low-voltage-ride-through>.
- [19] Naggar H.SaadaAhmed A.SattaraAbd El-Aziz M.Mansour «Low voltage ride through of doubly-fed induction generator connected to the grid using sliding mode control strategy », August 2015.
- [20] ABB, «ABB: Conceptos de tren de transmisión eléctrico para Turbinas Eólicas,» [En línea]. <https://new.abb.com/power-converters-inverters/es/convertidores-eolicos/convertidores-eolicos-industriales/conceptos-de-tren-de-transmision-electrico-para-turbinas-eolicas>.
- [21] J.G McGowan, A.L.Rogers, J. F. Manwell, "WIND ENERGY; Theory, Design and Application", United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2009.
- [22] A. Abdulrazek, «Design and power characterization of a small wind turbine model in partial load region»
- [23] P. M. Weigel S., "Wind Turbine Generators (WTGs) Physical Principals and Generator Concepts, Presentation prepared by DigSILENT GmbH for the Wind Energy and Development Dialogue 2010, 2010.
- [24] Etap, «Guia de usuario etap 12.6» 2016.
- [25] Siemens. 2017, «Siemens PSSE Software brochure 2017 ( EMDG-B10125-00-7600--PSSE Brochure)».
- [26] PowerFactory, «PowerFactory Applications,» [En línea]. Available: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>.
- [27] Osinergmin, «Informe Tecnico Previo de evaluacion de software,» 2014.
- [28] Red Electrica de España, «Implementación de codigos de Red Europeos en España (REE)».
- [29] Red Electrica de España, «Implementación de códigos de red de conexión (REE)».
- [30] «Reglamento (UE) 2016/631 de la comisión que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red.,» 14 de abril de 2016.
- [31] CR . 2016/631, «Establishing a network code on requirements for grid connection of generators,» 2016.
- [32] Ministerior de industria, «P.O. 12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.,» 4 de octubre de 2006.

- [33] Entso-e, «Network code for requirements for grid connection applicable to all generators,» 19 de junio 2012.
- [34] J. L. A. Mesa, “Estudio de la capacidad de carga segura en Transformadores de potencia”, Universidad Carlos III de Madrid.
- [35] Red eléctrica de España, «REE: Integración de renovables,» [En línea] <http://www.ree.es/es/red21/integracion-de-renovables>.
- [36] Molinos del Ebro, «Estudio de Impacto Ambiental Fuendejalón,» 2016.
- [37] «Power Turbines Info Site,» [En línea]. Available: <http://powerturbines.blogspot.com/2014/07/wind-turbine-blade-twist-basic.html>.
- [38] Danish Wind Industry Association, «Dromstorre,» [En línea]. <http://xn--drmsttre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/powtrain.htm>.
- [39] H.V.Corrál, «TFM: Diseño e instalación del parque eólico "Cañoneras",» Septiembre 2017.
- [40] I. Peñalba, Tema 6: "Instalaciones y máquinas de fluidos", UPV/EHU.

## 13 Anexo

### 13.1 Anexo I Normativa aplicable

Las normativas aplicables mas importantes para el proyecto de parque eólico son las siguientes:

- IEC 60502 Especificaciones para los cables de la instalación.
- IEC 62305/61024 Estandares de protección ante rayos.
- IEC 61400 Especificaciones para el correto funcionamientos del aerogenerador.
- IEC 61936-1 Especificaciones para el diseño de instalaciones con una tension superior a 1kV.
- IEEE Std 80-1986 Cubre todas las subestaciones AC que se encuentren a la intemperie .

**IEC** (International **E**lectrotechnical **C**ommission), en castellano **CEI**

**IEEE** (Institute of **E**lectrical and **E**lectronics **E**ngineers)

Los estudios de conexión a red realizados en el presente trabajo se han apoyado en los siguientes documentos y normativa:

- **UE 2016/631**: Requisitos de conexión de generadores a la red. Diario Oficial de la Union Europea (DOUE) [31] [33]
- REE “Desarrollo de los requisitos técnicos del reglamento (UE) 2016/631” [30]
- Procedimiento de operación **P.O.12.3** “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de instalación eléctrica” [32]

### 13.2 Anexo II Planos de Conjunto. Esquemas.

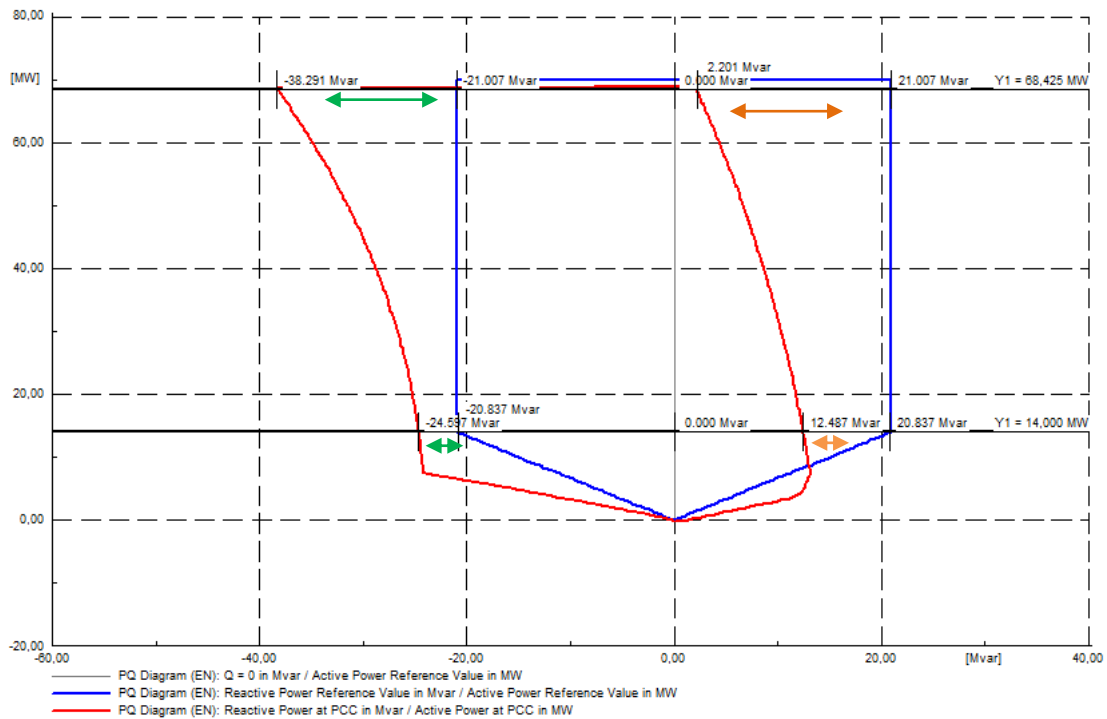


Figura 13.1. Anexo II 1.1 pu caso básico

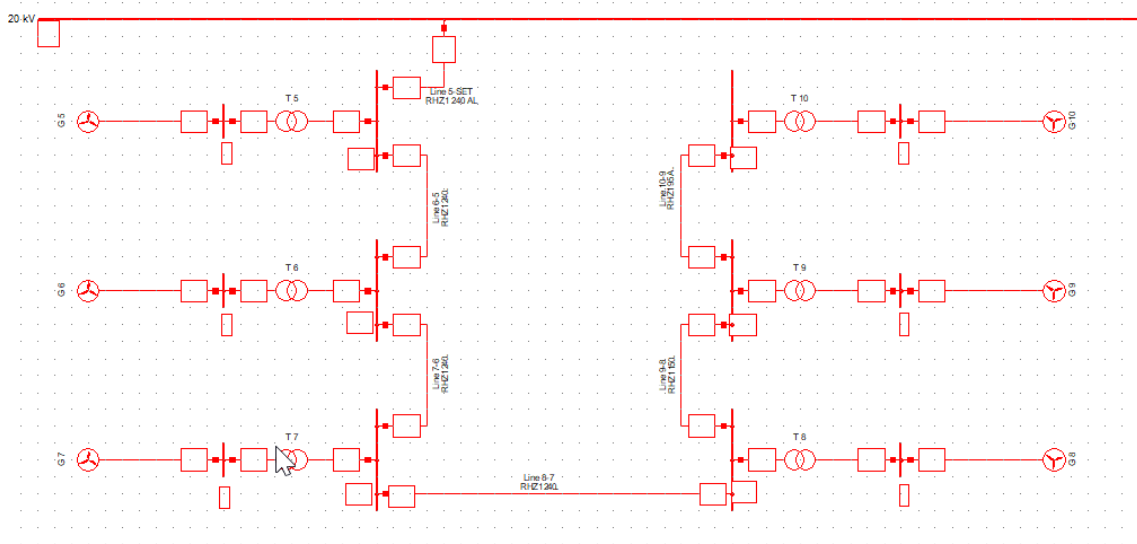


Figura 13.2 Anexo II Modelo del Circuito 2: Aerogeneradores 5-10

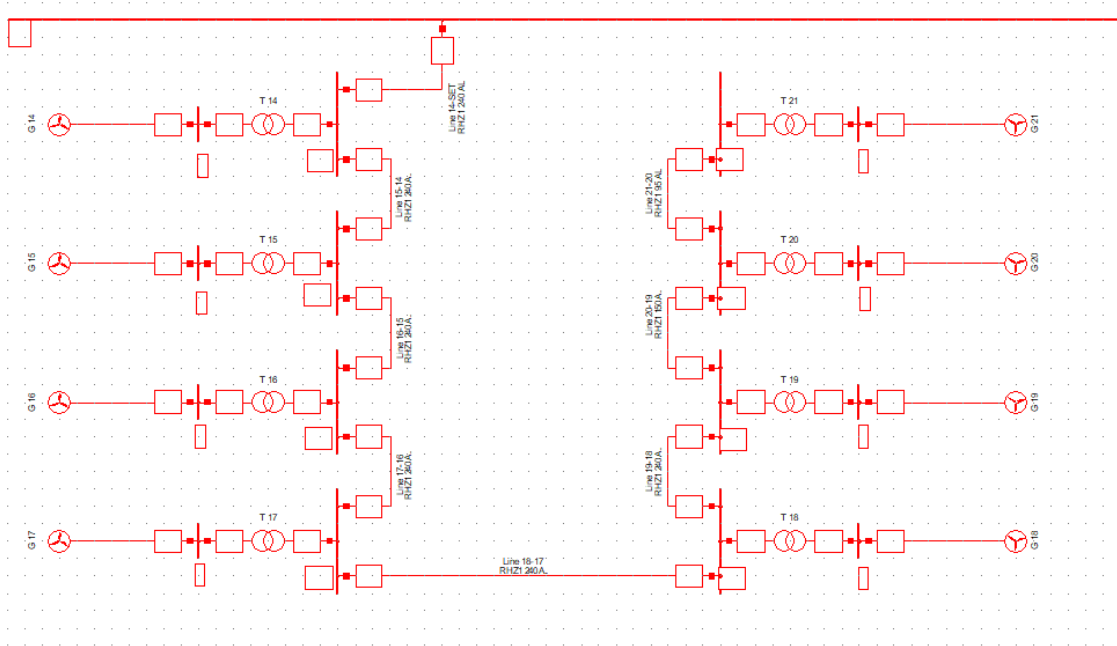


Figura 13.3 Anexo II Modelo del Circuito 2: Aerogeneradores 14-21

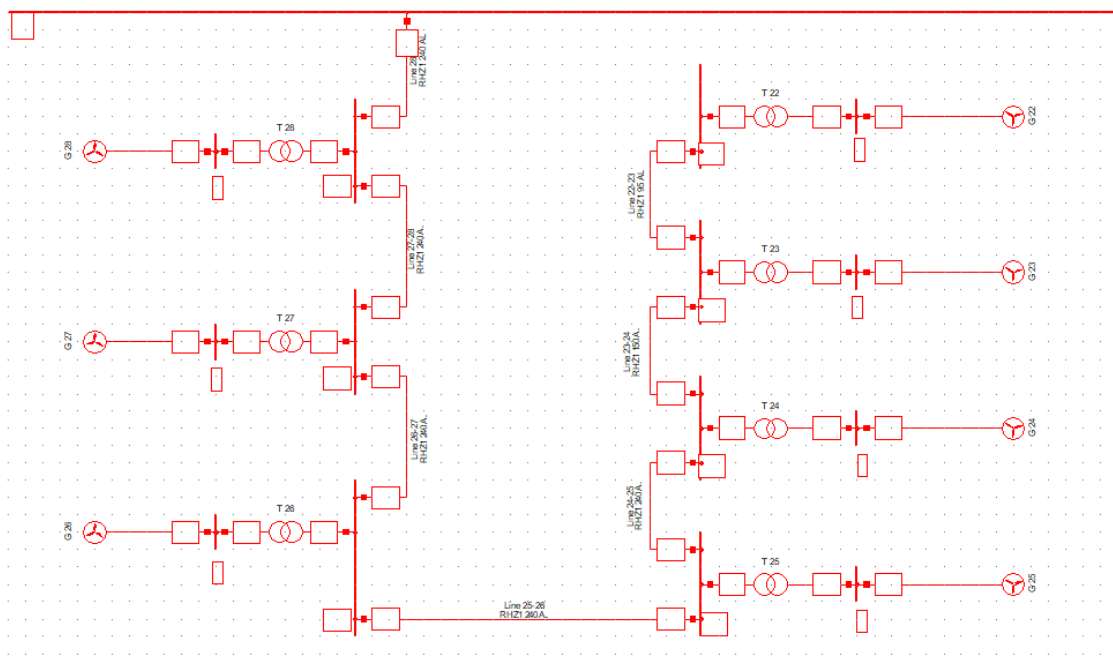


Figura 13.4. Anexo II Modelo del Circuito 2: Aerogeneradores 22-28



## 13.3 Anexo III Código

### 13.3.1 Script para generar las curvas P/Q del parque Eólico

```
int    i_bool,iLdfError,ivalid,i,ShntTrafo,istart,i_ideal,i_boundary;
int    i_TempScenario,i_Details,iLDF;
int    lang,i_mode,iStaOrient,iQorient;
int    nGens,ShntType,iShuntPower;
int    init_Ldf_iopt_lim,init_Ldf_iopt_notopo;
int    init_ParkCtrl_outserv,init_ParkCtrl_i_ctrl;

int
init_ParkCtrl_qu_char,init_ParkCtrl_cosphi_char,init_ParkCtrl_pf_recap
;

double ptemp,qtemp,unom,percent,coshelp,Phelp,Qhelp;

double initP,initV,initQ,initPF,initPFOrient,initMode,init_usetp;

double init_ParkCtrl_pfsetp,init_ParkCtrl_qsetp;

double init_ncapa,init_shntsw;

double p_NAP_pc;

double scale_factor,scale_pc;

double ugenmin,ugenmax,ushntmin,ushntmax;

double cableloading,trf_loading;

double value_act,maxloading_cbl, maxloading_trf;

double
umin_tot,umax_tot,ugenmin_tot,ugenmax_tot,ushntmin_tot,ushntmax_tot;

set
BranchesNodes,Gens,GenTerminals,Trafos,Lines,Terminals,sParkCtrl;

object Ldf,Scenario,TempScen,GrB,ViPg,aPlot,oParkCtrl;

object O,Gen,BusBar,Cub,ShntTerminal;

string name,s_mode,sTyp;

!    Set internal control flags

lang = 1;    ! Language: 0 = German, 1 = English

!epsilon = 0.01; ! Toleranz in p.u. um Stuetzstellen der Ausgabe im
Ausgabefenster (i_Output = 1)

i_Details = 0; ! 0 = Bei Ausgabe im Ausgabefenster werden keine
Details geschrieben (i_Output = 1)
```

```
! 1 = Bei Ausgabe im Ausgabefenster werden Details
geschrieben (i_Output = 1)

i_ideal = 0; ! 0 = Idealisierte Kurve wird nicht gezeichnet

! 1 = Idealisierte Kurve wird gezeichnet

!i_SaveScenario = 1; ! 1 = Save active Scenario automatically at end
of execution

! Does not work, if i_TempScenario = 1;

i_TempScenario = 0; ! 0 = Erzeugt keinen temporären Betriebsfall
(Operation Scenario)

! 1 = Erzeugt temporären Betriebsfall (Operation
Scenario)

! i_SaveScenario does not work, if
i_TempScenario = 1;

! Check input parameters

ClearOutput();

EchoOff();

iLDF = 0;

iStaOrient = 1;

! Check pstart

if({pstart<0} .or. {pstart>1}){

    if(lang)

        Error('Start value of active power (pstart) has to be between 0
and 1 p.u.!');

    else

        Error('Wirkleistungsstartwert (pstart) muss zwischen 0 und 1 p.u.
liegen!');

    exit();

}

! Check Park

if(.not.Park){

    if(lang)

        Error('Please select an object for the power plant feeder or
boundary in the External Objects list!');

    else
```

```
Error('Bitte wählen Sie ein Objekt für den EZA-Abgang oder die
EZA-Begrenzung in der Lister der externen Objekte!');

    exit();
}
i_bool = Park.IsClass('ElmFeeder');
if(i_bool = 0){
    i_bool = Park.IsClass('ElmBoundary');
    if(i_bool = 0){
        if(lang){
            Error('Selected Object "Park" (in external objects list) is
neither a feeder nor a boundary!');

            Error('Please select a feeder (*.ElmFeeder) or boundary
(*.ElmBoundary) to specify the interior region of the power plant!');
        }

        else{
            Error('Ausgewähltes Objekt "Park" (in Liste der externen
Objekte) ist weder ein Abgang noch eine Begrenzung!');

            Error('Bitte wählen Sie einen Abgang (*.ElmFeeder) oder eine
Begrenzung (*.ElmBoundary), um den inneren Bereich der EZA
festzulegen!');
        }

        exit();
    }
}
else {
    i_boundary = 1;
}
}
! Check Park Controller
if(ParkCtrl){
    i_bool = ParkCtrl.IsClass('ElmStactrl');
    if(i_bool = 0){
        if(lang){
```

```
        Error('Selected element for park controller (ParkCtrl) is no
station controller (*.ElmStactrl!');

        Error('Please select a station controller (*.ElmStactrl).');
    }

    else{

        Error('Ausgewähltes Element für EZA-Regler (ParkCtrl) ist kein
Anlagenregler (*.ElmStactrl!');

        Error('Bitte wählen Sie einen Anlagenregler (*.ElmStactrl)
aus. ');
    }

    exit();
}

else{

    init_ParkCtrl_outserv      = ParkCtrl:outserv;
    init_ParkCtrl_i_ctrl      = ParkCtrl:i_ctrl;
    init_ParkCtrl_qu_char     = ParkCtrl:qu_char;
    init_ParkCtrl_cosphi_char = ParkCtrl:cosphi_char;
    init_ParkCtrl_pf_recap    = ParkCtrl:pf_recap;
    init_ParkCtrl_pfsetp     = ParkCtrl:pfsetp;
    init_ParkCtrl_qsetp      = ParkCtrl:qsetp;
}

}

if(iParkCtrl){

    if(.not.ParkCtrl){

        if(lang){

            Error('Control via park controller is activated, but no park
controller selected!');

            Error('Please select a station controller (*.ElmStactrl) as park
controller (ParkCtrl), or deactivate control via station controller
(iParkCtrl = 0).');

        }

        else{

            Error('Regelung durch EZA-Regler ist aktiviert, aber kein EZA-
Regler ausgewählt!');
```

```
        Error('Bitte wählen Sie einen Anlagenregler (*.ElmStactrl) als
EZA-Regler (ParkCtrl) oder deaktivieren Sie die Regelung durch EZA-
Regler (iParkCtrl = 0).');

    }

    exit();

}

!Read orientation from park controller
ParkCtrl.GetVal(iQorient,'iQorient');
if(iQorient = 0) iStaOrient = 1; !
else            iStaOrient = -1;
}

! Check Shunt and corresponding transformer
if(Trafo){
    i_bool = Trafo.IsClass('ElmTr*');
    if(i_bool = 0){
        if(lang){
            Error('Selected shunt transformer element is no transformer
(*.ElmTr*)!');
            exit();
        }
        else{
            Error('Ausgewähltes Element für Kompensationsanlagen-
Transformator ist kein Transformator (*.ElmTr*)!');
            exit();
        }
    }
}
else{
    ShntTrafo = 1;
}
}
else{
    ShntTrafo = 0;
}
```

```
}  
  
if(Shunt .and. {ShntCtrl=1}){  
    i_bool = Shunt.IsClass('ElmShnt');  
    if(i_bool = 0){  
        if(lang){  
            Error('Selected shunt element (%o) is no shunt  
(*ElmShnt)!', Shunt);  
            exit();  
        }  
        else{  
            Error('Ausgewähltes Element (%o) für Kompensationsanlage ist  
keine Kompensationsanlage (*ElmShnt)!', Shunt);  
            exit();  
        }  
    }  
} else{  
    iShuntPower = Shunt.IsEnergized();  
    if(iShuntPower=0){  
        Shunt.SwitchOn();  
    }  
    !Shunt Type: 0 = Reactor; 1 = Capacitor  
    !Set Shunt Type  
    ShntType = Shunt:shtype;  
    if(ShntType=1){  
        ShntType = 0;  
        if(lang) {  
            Info('Shunt %o active in leading area (reactor).', Shunt);  
        }  
        else {  
            Info('Shunt %o im untererregten Bereich aktiv  
(Drossel).', Shunt);  
        }  
    }  
}
```



```
Lines.Clear();
Terminals.Clear();
umin_tot=2;
umax_tot=0;
ugenmin_tot=2;
ugenmax_tot=0;
ushntmin_tot=2;
ushntmax_tot=0;
maxloading_cbl = 0;
maxloading_trf = 0;
!create temporary scenario
if(i_TempScenario=1)
    SaveScenarioAs('temp',1);

!Initialize
Ldf=GetCaseCommand('ComLdf');
if(.not. Ldf){
    if(lang){
        Error('No load flow calculation command (*.ComLdf) found!');
    }

    else{
        Error('Kein Lastflussberechnungskommando (*.ComLdf) gefunden!');
    }

    exit();
}

init_Ldf_iopt_lim=Ldf:iopt_lim;
init_Ldf_iopt_notopo=Ldf:iopt_notopo;
Ldf:iopt_lim=1;
Ldf:iopt_notopo=1;
iLdfError = Ldf.Execute();
```



```
iLDF += 1;

if(iLdfError){

    if(lang){

        Error('Initial load flow calculation does not converge! Please set
up basic scenario correctly.');
```

```
    }

    else{

        Error('Initiale Lastflussberechnung konvergiert nicht! Bitte
stellen Sie das Ausgangs-Szenario richtig ein.');
```

```
    }

    exit();

}

if (i_boundary) {                                ! Boundary

    BranchesNodes = Park.GetInterior();           ! All interior elements
of the boundary

}

else {                                            ! Feeder

    BranchesNodes = Park.GetNodesBranches();     ! All node and branch
elements inside the feeder

}

O=BranchesNodes.First();

while(O){

    !collect all ElmGenstats

    i_bool=O.IsClass('ElmGenstat');
```

```
    if (i_bool){

        Gens.Add(O);

    }

    !collect all ElmPvsys

    i_bool=O.IsClass('ElmPvsys');
```

```
    if (i_bool){

        Gens.Add(O);

    }

}
```

```
!and all ASM configured as DFIG
i_bool=O.IsClass('ElmAsm');
if (i_bool){
    i_bool = O:e:idfig;
    if(i_bool)
        Gens.Add(O);
}

!and all synchronous generators (ElmSym as generator)
i_bool=O.IsClass('ElmSym');
if (i_bool){
    i_bool = .not.O:e:i_mot; ! not a motor
    if(i_bool)
        Gens.Add(O);
}

!collect all transformers with HV <=upark
i_bool=O.IsClass('ElmTr2');
if (i_bool){
    Cub=O.GetCubicle(0);
    BusBar=Cub:cBusBar;
    unom=BusBar:uknom;
    if (unom<=upark){
        Trafos.Add(O);
    }
}

!collect all terminals
i_bool=O.IsNode();
if (i_bool){
    Terminals.Add(O);
}
```

```
!collect all lines

i_bool=O.IsClass('ElmLne');

if (i_bool){

    Lines.Add(O);

}

O=BranchesNodes.Next();

}

Gen=Gens.First();

while (Gen){

    O=Gen.GetNode(0,0);

    GenTerminals.Add(O);

    Gen=Gens.Next();

}

if(Shunt){

    ShntTerminal = Shunt.GetNode(0,0);

}

! Uebergabe der Sets an Sub-Skript HighLoad

HighLoad:sGens    = Gens;

HighLoad:sTrafos = Trafos;

HighLoad:sLines  = Lines;

HighLoad:lang    = lang;

!Save Settings of generator

nGens = Gens.Count();

if(nGens=0){

    if(lang){

        Error('No static generators (ElmGenstat), DFIGs (ElmAsm),
synchronous generators (ElmSym) or PV systems (ElmPvsys) found inside
the power plant!');

        Error(' Please check the orientation of the feeder (should look
into the power plant).');

    }

}
```

```
else{

    Error('Keine Statischen Generatoren (ElmGenstat), doppelt-
gespeiste Asynchrongeneratoren (ElmAsm), Synchrongeneratoren (ElmSym)
oder PV-Anlagen (ElmPvsys) in EZA gefunden!');

    Error(' Überprüfen Sie ob die Richtung des Abgangs korrekt
konfiguriert wurde (Richtung EZA).');

}

exit();

}

mapP.Clear();

mapQ.Clear();

mapPF.Clear();

mapPFOrient.Clear();

mapV.Clear();

mapM.Clear();

mapPvMode.Clear();

mapModeInp.Clear();

!Save settings to restore them later

for(Gen = Gens.First();Gen;Gen = Gens.Next()){

    i_bool=Gen.IsClass('ElmPvsys');

    if (i_bool){

        Gen.GetVal(i_mode,'e:mode_pgi');

        mapPvMode.Insert(Gen,i_mode);

        Gen:e:mode_pgi = 0; !set mode to active power input

    }

    mapP.Insert(Gen,Gen:pgini);

    mapQ.Insert(Gen,Gen:qgini);

    mapPF.Insert(Gen,Gen:cosgini);

    mapPFOrient.Insert(Gen,Gen:pf_recap);

    mapV.Insert(Gen,Gen:usetp);

    mapM.Insert(Gen,Gen:iv_mode);

    Gen.GetVal(s_mode,'e:mode_inp');
```

```
mapModeInp.Insert(Gen,s_mode);

!read station controller

oParkCtrl = Gen:e:c_pstac;

if(oParkCtrl){

    i_bool = oParkCtrl:e:outserv;

    if(i_bool = 0)

        sParkCtrl.Add(oParkCtrl);

}

}

!Remove park controller which is selected as external object

sParkCtrl.Remove(ParkCtrl);

Gen = Gens.First();

initP = Gen:pgini;

initQ = Gen:qgini;

initPF = Gen:cosgini;

initPForient = Gen:pf_recap;

initV = Gen:usetp;

initMode = Gen:iv_mode;

!Create Plot with results....

GrB = GetGraphBoard();

if (GrB=NULL) {

    if(lang) {

        output('No graphic board open');

    }

    else {

        output('Keine Grafiksammlung geöffnet');

    }

}

exit();

}
```

```
!create VI page for P-Q diagram:
if(lang) {
    name= sprintf('%s', 'P-Q Diagram');
}
else{
    name= sprintf('%s', 'P-Q-Diagramm');
}
ViPg = GrB.GetPage(name,1);
if (ViPg) {
    ViPg.SetResults(Results);

    !Create and adjust settings of a VI on page ViPg (see input
    parameter)
    if(lang){
        aPlot=ViPg.GetVI('P-Q Diagram','VisXyplot',1);
    }
    else{
        aPlot=ViPg.GetVI('P-Q-Diagramm','VisXyplot',1);
    }
    if (aPlot) {
        if (i_ideal) {
            aPlot.SetSize('e:ResFile',5,1);
            aPlot.SetSize('e:pyObj',5,1);
            aPlot.SetSize('e:yVar',5,1);
            aPlot.SetSize('e:xVar',5,1);
            aPlot.SetSize('e:vColor',5,1);
            aPlot.SetSize('e:vStyle',5,1);
            aPlot.SetSize('e:vWidth',5,1);
        }
        else {
            aPlot.SetSize('e:ResFile',3,1);
        }
    }
}
```

```
aPlot.SetSize('e:pyObj',3,1);
aPlot.SetSize('e:yVar',3,1);
aPlot.SetSize('e:xVar',3,1);
aPlot.SetSize('e:vColor',3,1);
aPlot.SetSize('e:vStyle',3,1);
aPlot.SetSize('e:vWidth',3,1);
}
aPlot.SetVal(Results,'e:ResFile',0);      ! line at zero
aPlot.SetVal(this,'e:pyObj',0);
if(i_CurveMW) aPlot.SetVal('b:Pref','yVar',0);
else          aPlot.SetVal('b:pref','yVar',0);
aPlot.SetVal('b:Qzero','xVar',0);
aPlot.SetVal(8,'vColor',0);
aPlot.SetVal(1,'vStyle',0);
aPlot.SetVal(10,'vWidth',0);
aPlot.SetVal(Results,'e:ResFile',1);      ! reference curve
aPlot.SetVal(this,'e:pyObj',1);
if(i_CurveMW) aPlot.SetVal('b:Pref','yVar',1);
else          aPlot.SetVal('b:pref','yVar',1);
aPlot.SetVal('b:Qref','xVar',1);
aPlot.SetVal(4,'vColor',1);
aPlot.SetVal(1,'vStyle',1);
aPlot.SetVal(40,'vWidth',1);
if (i_ideal) {
    ! Ideales P-Q-Diagramm ohne Verluste auf Mittelspannung (Summe
    Generatoren)
    aPlot.SetVal(Results,'e:ResFile',2);
    aPlot.SetVal(this,'e:pyObj',2);
    if(i_CurveMW) aPlot.SetVal('b:P_sum_lv','yVar',2);
    else          aPlot.SetVal('b:p_sum_lv','yVar',2);
    aPlot.SetVal('b:Q_sum_lv','xVar',2);
```

```
aPlot.SetVal(3,'vColor',2);  
aPlot.SetVal(1,'vStyle',2);  
aPlot.SetVal(40,'vWidth',2);  
  
! Ideales P-Q-Diagramm ohne Verluste auf Mittelspannung (Summe  
Transformatoren)  
  
aPlot.SetVal(Results,'e:ResFile',3);  
aPlot.SetVal(this,'e:pyObj',3);  
if(i_CurveMW) aPlot.SetVal('b:P_sum_mv','yVar',3);  
else aPlot.SetVal('b:p_sum_mv','yVar',3);  
aPlot.SetVal('b:Q_sum_mv','xVar',3);  
aPlot.SetVal(12,'vColor',3);  
aPlot.SetVal(1,'vStyle',3);  
aPlot.SetVal(40,'vWidth',3);  
  
! P-Q-Diagramm am NAP  
  
aPlot.SetVal(Results,'e:ResFile',4);  
aPlot.SetVal(this,'e:pyObj',4);  
if(i_CurveMW) aPlot.SetVal('b:P_NAP','yVar',4);  
else aPlot.SetVal('b:p_NAP','yVar',4);  
aPlot.SetVal('b:Q_NAP','xVar',4);  
aPlot.SetVal(2,'vColor',4);  
aPlot.SetVal(1,'vStyle',4);  
aPlot.SetVal(40,'vWidth',4);  
}  
else {  
aPlot.SetVal(Results,'e:ResFile',2);  
aPlot.SetVal(this,'e:pyObj',2);  
if(i_CurveMW) aPlot.SetVal('b:P_NAP','yVar',2);  
else aPlot.SetVal('b:p_NAP','yVar',2);  
aPlot.SetVal('b:Q_NAP','xVar',2);
```



```
aPlot.SetVal(2,'vColor',2);
aPlot.SetVal(1,'vStyle',2);
aPlot.SetVal(40,'vWidth',2);
}
}
ViPg.SetStyle('Paper');
ViPg.SetTile(1);
}
!if (ViPg=NULL) {
else {      ! No VI page available
    if(lang)
        Warn('Was not able to open page. Calculation continues...');
    else
        Warn('Öffnen der Seite fehlgeschlagen. Berechnung wird
fortgesetzt...');
}
!      run underexcited
!Info('Running under-excited...');
if(iParkCtrl){      ! Control via park controller
    ParkCtrl:outserv = 0;      ! Active
    ParkCtrl:i_ctrl  = 1;      ! Reactive power control
    ParkCtrl:qu_char = 0;      ! No characteristic
    ParkCtrl:qsetp   = -2*Pn*iStaOrient;      ! Q setpoint
}
else{      ! Control via local wind turbine
control
    Gen=Gens.First();
    while(Gen){
        Gen:iv_mode = 0;
        Gen:mode_inp = 'PQ'; !Set input mode to P, Q
        ! set Q to min.
```

```
i_bool=Gen.IsClass('ElmAsm,ElmSym');
if(i_bool) Gen:qgini = -2*Gen:P_max;
else      Gen:qgini = -2*Gen:e:sgn;
Gen = Gens.Next();
}
if(ParkCtrl){
    ParkCtrl:outserv = 1;      ! Set park controller out of service
}
}
! Set shunt
if(ShntCtrl){
    Shunt:iswitch = 0;        !no automatic switching of steps
    if(ShntType>0.5){        !capacitor
        Shunt:ncapa = 0;     !set shunt to min step
    }
    else{                    !reactor
        Shunt:ncapa = Shunt:ncapx; !set shunt to max step
    }
}
}
if (i_Output) {
    printf('');
    printf('
');
    if(lang)
        printf('| \tResults for underexcited operation \t\t\t\t|');
    else
        printf(' \tErgebnisse bei untererregtem Betrieb \t\t\t\t ');
    printf('
');
}
! Calculate coshelp value
```

```

Phelp = sqr(Pn*refedge/100);
Qhelp = sqr(Pn*sqr(abs(1/(cosind*cosind)-1))));
coshelp = sqrt(Phelp)/sqrt(Phelp+Qhelp);
istart=pstart*(steps-1)+1;
! Active power sweep with min. Q
for(i=istart;i<=steps;i=i+1){
    scale_factor = (i-1)/(steps-1);
    scale_pc = scale_factor*100;
    Gen=Gens.First();
    while(Gen){
        Gen:pgini = Gen:P_max * scale_factor;    ! Set P
        i_bool=Gen.IsClass('ElmAsm,ElmSym');
        if(i_bool) Gen:qgini = -2*Gen:P_max;      ! Set Q, necessary
        because for P=0 and input mode (P, cosphi), Q is not defined.
        else      Gen:qgini = -2*Gen:e:sgn;
        Gen=Gens.Next();
    }
    ! Reset Q to min. value if Q reduction is allowed to limit over-,
    undervoltages and overloadings
    if({lim_Q_uprot} .or. {lim_Q_loading}){
        if(iParkCtrl){                ! Control via park controller
            ParkCtrl:qsetp = -2*Pn*iStaOrient;
        }
        ! The following is skipped, because it is done in the loop above.
        !else{                          ! Control via local wind turbine
        control
            ! Gen=Gens.First();
            ! while(Gen){
            !     Gen:qgini = -2*Gen:P_max;    ! set Q to min.
            !     Gen = Gens.Next();
            ! }
        !}
    }
}

```

```
}

! Initiate values for Check for over- or under-voltages and over-
loadings:

umin=2;

umax=0;

ugenmin=2;

ugenmax=0;

ushntmin=2;

ushntmax=0;

cableloading=0;

trf_loading=0;

! Run load flow calculation

iLdfError = Ldf.Execute();

iLDF +=1;

! Additional limitation of Q

LimitQ.Execute(0,lang,lim_Q_uprot,lim_Q_loading,iParkCtrl,Qstep,u_max_
prot,u_min_prot,Pn,Gens,GenTerminals,Lines,Trafos,ParkCtrl,Ldf,iStaOri
ent,iLDF,scale_factor,iLdfError,MaxLoading,1);

invalid = LimitQ:LdfOK;

iLDF = LimitQ:iLDF;

if(invalid=0){

    if(lang){

        Error('Load flow calculation did not converge with %5.2f %%
generator active power, underexcited operation.',scale_pc);

        Error('This point will not be considered in results.');
```

```
    }  
}  
  
else{  
    if(ivalid){  
        ! Collect active and reactive power of all generators  
        O=Gens.First();  
        P_sum_lv = 0;  
        p_sum_lv = 0;  
        Q_sum_lv = 0;  
        while(O){  
            P_sum_lv = P_sum_lv + O:m:Psum:bus1;  
            Q_sum_lv = Q_sum_lv +O:m:Qsum:bus1;  
            O=Gens.Next();  
        }  
        p_sum_lv = P_sum_lv / Pn;  
        ! Collect active and reactive power of all transformers  
        O=Trafos.First();  
        ptemp=0;  
        qtemp=0;  
        while(O){  
            ptemp=ptemp+O:m:P:bushv;  
            qtemp=qtemp+O:m:Q:bushv;  
            O=Trafos.Next();  
        }  
        !if there is a shunt transformer: subtract  
        if(ShntTrafo=1){  
            ptemp=ptemp-Trafo:m:P:bushv;  
            qtemp=qtemp-Trafo:m:Q:bushv;
```

```

    }

    !calculate reference curve
    Pref=Pn*(i-1)/(steps-1);
    pref=Pref/Pn;
    percent = (i-1)/(steps-1)*100;
    if(percent > refedge)
        Qref = -abs(cosind)/cosind*Pn*sqrt(abs(1/(cosind*cosind)-1));
    else
        Qref = -abs(cosind)/cosind*Pref*sqrt(abs(1/(coshelp*coshelp)-
1)));

    !sum of windturbine active/reactive power

    P_sum_mv = -ptemp;                ! Summe Wirkleistung an OS-
Seite der EZE-Transformatoren

    p_sum_mv = P_sum_mv / Pn;        ! Summe Wirkleistung an OS-
Seite der EZE-Transformatoren

    Q_sum_mv = -qtemp;                ! Summe Blindleistung an OS-
Seite der EZE-Transformatoren

    !wind farm power (EZA)

    if (i_boundary) {                ! Boundary

        P_NAP=-Park:c:Pinter;        ! Wirkleistung an NAP

        Q_NAP=-Park:c:Qinter;        ! Blindleistung an NAP

    }

    else {                            ! Feeder

        P_NAP=-Park:c:Pin;            ! Wirkleistung an NAP

        Q_NAP=-Park:c:Qin;           ! Blindleistung an NAP

    }

    p_NAP=P_NAP/Pn;                  ! Wirkleistung an NAP in p.u.

    p_NAP_pc = p_NAP * 100;          ! Wirkleistung an NAP in %

    cosphi_NAP = P_NAP / sqrt(sqr(P_NAP)+sqr(Q_NAP));

    !Find max. loading on lines

    O=Lines.First();

    while(O){

```

```
value_act = O:c:loading;

cableloading=max(cableloading,value_act);

if (value_act > MaxLoading) {

    if(lang)

        Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), underexcited:
Line %o overloaded. Loading: %5.1f %%', p_NAP, O, value_act);

    else

        Warn('Schritt p = %5.3f p.u. an NAP (p_NAP), untererregt:
Leitung %o überlastet. Auslastung: %5.1f %%', p_NAP, O, value_act);

}

O=Lines.Next();

}

!Find max. loading on transformers

O=Trafos.First();

while(O){

    value_act = O:c:loading;

    trf_loading=max(trf_loading,value_act);

    if (value_act > MaxLoading) {

        if(lang)

            Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), underexcited:
Transformer %o overloaded. Loading: %5.1f %%', p_NAP, O, value_act);

        else

            Warn('Schritt p = %5.3f p.u. an NAP (p_NAP), untererregt:
Transformator %o überlastet. Auslastung: %5.1f %%', p_NAP, O,
value_act);

    }

    O=Trafos.Next();

}

!Find Generator Terminal with min/max voltage

O=GenTerminals.First();

while(O){

    value_act = O:m:u;
```

```
    ugenmin=min(ugenmin,value_act);

    ugenmax=max(ugenmax,value_act);

    if(value_act < u_min_prot) {

        if(lang)

            Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), underexcited:
Voltage at generation unit terminal %o too low: %5.3f p.u.', p_NAP, O,
value_act);

        else

            Warn('Schritt p = %5.3f p.u. an NAP (p_NAP), untererregt:
Spannung an EZE-Klemmleiste %o zu niedrig: %5.3f p.u.', p_NAP, O,
value_act);

    }

    if(value_act > u_max_prot) {

        if(lang)

            Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), underexcited:
Voltage at generation unit terminal %o too high: %5.3f p.u.', p_NAP,
O, value_act);

        else

            Warn('Schritt p = %5.3f p.u. an NAP (p_NAP), untererregt:
Spannung an EZE-Klemmleiste %o zu hoch: %5.3f p.u.', p_NAP, O,
value_act);

    }

    O=GenTerminals.Next();

}

!Find Terminal with min/max voltage

O=Terminals.First();

while(O){

    value_act = O:m:u;

    umin=min(umin,value_act);

    umax=max(umax,value_act);

    if(value_act < u_min_prot) {

        if(lang)

            Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), underexcited:
Voltage at node %o too low: %5.3f p.u.', p_NAP, O, value_act);

        else
```



```
        Warn('Schritt p = %5.3f p.u. an NAP (p_NAP), untererregt:
Spannung an Klemmleiste %o zu niedrig: %5.3f p.u.', p_NAP, O,
value_act);
    }

    if(value_act > u_max_prot) {
        if(lang)
            Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), underexcited:
Voltage at node %o too high: %5.3f p.u.', p_NAP, O, value_act);
        else
            Warn('Schritt p = %5.3f p.u. an NAP (p_NAP), untererregt:
Spannung an Klemmleiste %o zu hoch: %5.3f p.u.', p_NAP, O, value_act);
    }

    O=Terminals.Next();
}

if(Shunt){
    O=ShntTerminal;           ! Voltage at Shunt Terminal
    value_act = O:m:u;
    ushntmin=min(ushntmin,value_act);
    ushntmax=max(ushntmax,value_act);
    if(value_act < u_min_prot) {
        if(lang)
            Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), underexcited:
Voltage at shunt terminal %o too low: %5.3f p.u.', p_NAP, O,
value_act);
        else
            Warn('Schritt p = %5.3f p.u. an NAP (p_NAP), untererregt:
Spannung an Kompensationsanlagen-Klemmleiste %o zu niedrig: %5.3f
p.u.', p_NAP, O, value_act);
    }

    if(value_act > u_max_prot) {
        if(lang)
            Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), underexcited:
Voltage at shunt terminal %o too high: %5.3f p.u.', p_NAP, O,
value_act);
        else
```



```

    }

    if(p_NAP>0.0-epsilon .and. p_NAP<0.0+epsilon){

        printf('  0%% der EZA-Nennwirkleistung am NAP
\t\t\t\t ');

        printf('  Berechneter Punkt:
\t\t\t\t ');

        printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f %%
\t\t\t\t|',p_NAP_pc);

        printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f MW
\t\t\t\t ',P_NAP);

        printf('          Min. EZA-Blindleistung am NAP: %7.2f MVar
\t\t\t\t ',Q_NAP);

        printf('          Min. Verschiebungsfaktor am NAP: %6.3f
\t\t\t\t ',cosphi_NAP);

        if (i_Details) {

            printf('|          \t\t\t\t\t\t\t\t\t\t|');

            HighLoad.Execute();

        }

        printf('
');

    }

    if(p_NAP>0.1-epsilon .and. p_NAP<0.1+epsilon){

        printf('  10%% der EZA-Nennwirkleistung am NAP
\t\t\t\t ');

        printf('  Berechneter Punkt:
\t\t\t\t ');

        printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f %%
\t\t\t\t|',p_NAP_pc);

        printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f MW
\t\t\t\t ',P_NAP);

        printf('          Min. EZA-Blindleistung am NAP: %7.2f MVar
\t\t\t\t ',Q_NAP);

        printf('          Min. Verschiebungsfaktor am NAP: %6.3f
\t\t\t\t ',cosphi_NAP);

        if (i_Details) {

            printf('|          \t\t\t\t\t\t\t\t\t\t|');

            HighLoad.Execute();

        }

    }

```



```

        if (i_Details) {
            printf('|          \t\t\t\t\t\t\t\t\t\t|');
            HighLoad.Execute();
        }
        printf('
');
    }

    if(p_NAP>0.9-epsilon .and. p_NAP<0.9+epsilon){
        printf(' 90%% der EZA-Nennwirkleistung am NAP
\t\t\t\t\t ');
        printf(' Berechneter Punkt:
\t\t\t\t\t ');
        printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f %%
\t\t\t\t\t',p_NAP_pc);
        printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f MW
\t\t\t\t\t ',P_NAP);
        printf('          Min. EZA-Blindleistung am NAP: %7.2f MVar
\t\t\t\t\t ',Q_NAP);
        printf('          Min. Verschiebungsfaktor am NAP: %6.3f
\t\t\t\t\t ',cosphi_NAP);
        if (i_Details) {
            printf('|          \t\t\t\t\t\t\t\t\t\t|');
            HighLoad.Execute();
        }
        printf('
');
    }

    if(p_NAP>1.0-epsilon .and. p_NAP<1.0+epsilon){
        printf(' 100%% der EZA-Nennwirkleistung am NAP
\t\t\t\t\t ');
        printf(' Berechneter Punkt:
\t\t\t\t\t ');
        printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f %%
\t\t\t\t\t',p_NAP_pc);
        printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f MW
\t\t\t\t\t',P_NAP);
    }

```



```
        printf('Requirement for underexcited reactive power at max.
active power: %5.2f Mvar',Qref);

        printf('Capability of underexcited reactive power at max.
active power: %5.2f Mvar',Q_NAP);

        if(Q_NAP<Qref)

            printf('Margin of reactive power: %5.2f Mvar',Qref-Q_NAP);

        else

            printf('\ccMissing reactive power: %5.2f Mvar\ca ',Qref-
Q_NAP);

        }

        else{

            printf('Anforderung an untererregter Blindleistung bei max.
Wirkleistung: %5.2f Mvar',Qref);

            printf('Vermögen an untererregter Blindleistung bei max.
Wirkleistung: %5.2f Mvar',Q_NAP);

            if(Q_NAP<Qref)

                printf('Marge an Blindleistung: %5.2f Mvar',Qref-Q_NAP);

            else

                printf('\ccFehlende Blindleistung: %5.2f Mvar\ca ',Qref-
Q_NAP);

            }

        printf('

');

        }

        ! Store results

        Results.Write();

        }

    }

!    run overexcited

!Info('Running over-excited...');

if(iParkCtrl){                ! Control via park controller

    ParkCtrl:qsetp = 2*Pn*iStaOrient;

}
```

```

else{                                     ! Control via local wind turbine
control

    Gen=Gens.First();

    while(Gen){

        ! set Q to max.

        i_bool=Gen.IsClass('ElmAsm,ElmSym');

        if(i_bool) Gen:qgini = 2*Gen:P_max;          ! Set Q, necessary
because for P=0 and input mode (P, cosphi), Q is not defined.

        else      Gen:qgini = 2*Gen:e:sgn;

        Gen=Gens.Next();

    }

}

if(ShntCtrl){

    Shunt:iswitch = 0;          !no automatic switching of steps

    if(ShntType>0.5){          !capacitor

        Shunt:ncapa = Shunt:ncapx; !set shunt to max step

    }

    else{                       !reactor

        Shunt:ncapa = 0;          !set shunt to min step

    }

}

if (i_Output) {

    printf('');

    printf('

');

    if(lang)

        printf('\t\tResults for overexcited operation \t\t\t\t|');

    else

        printf(' \tErgebnisse bei übererregtem Betrieb \t\t\t\t ');

    printf('

');

}

```



```

! Calculate coshelp value
Phelp = sqrt(Pn*refedge/100);
Qhelp = sqrt(Pn*sqrt(abs(1/(coscap*coscap)-1))));
coshelp = sqrt(Phelp)/sqrt(Phelp+Qhelp);
! Active power sweep with max. Q
for(i=steps;i>=istart;i=i-1){
    scale_factor = (i-1)/(steps-1);
    scale_pc = scale_factor*100;
    Gen=Gens.First();
    while(Gen){
        Gen:pgini = Gen:P_max * scale_factor;    ! Set P
        i_bool=Gen.IsClass('ElmAsm,ElmSym');
        if(i_bool) Gen:qgini = 2*Gen:P_max;      ! Set Q, necessary
        because for P=0 and input mode (P, cosphi), Q is not defined.
        else      Gen:qgini = 2*Gen:e:sgn;
        Gen=Gens.Next();
    }
    ! Reset Q to max. value if Q reduction is allowed to limit over-,
    undervoltages and overloadings
    if({lim_Q_uprot} .or. {lim_Q_loading}){
        if(iParkCtrl){                          ! Control via park controller
            ParkCtrl:qsetp = 2*Pn*iStaOrient;
        }
        ! The following is skipped, because it is done in the loop above.
        !else{                                    ! Control via local wind turbine
        control
            ! Gen=Gens.First();
            ! while(Gen){
            !     Gen:qgini = 2*Gen:P_max;      ! set Q to max.
            !     Gen = Gens.Next();
            ! }
        !}
    }
}

```

```
}

! Initiate values for Check for over- or under-voltages and over-
loadings:

umin=2;

umax=0;

ugenmin=2;

ugenmax=0;

ushntmin=2;

ushntmax=0;

cableloading=0;

trf_loading=0;

! Run load flow calculation

iLdfError = Ldf.Execute();

iLDF +=1;

! Additional limitation of Q

LimitQ.Execute(1,lang,lim_Q_uprot,lim_Q_loading,iParkCtrl,Qstep,u_max_
prot,u_min_prot,Pn,Gens,GenTerminals,Lines,Trafos,ParkCtrl,Ldf,iStaOri
ent,iLDF,scale_factor,iLdfError,MaxLoading,1);

ivalid = LimitQ:LdfOK;

iLDF = LimitQ:iLDF;

if(ivalid=0){

    if(lang){

        Error('Load flow calculation did not converge with %5.2f %%
generator active power, overexcited operation.',scale_pc);

        Error('This point will not be considered in results.');
```

```
    }  
  }  
  
  else{  
    if(ivalid){  
      ! Collect active and reactive power of all generators  
      active and reactive power of all generators  
  
      O=Gens.First();  
  
      P_sum_lv = 0;  
      p_sum_lv = 0;  
      Q_sum_lv = 0;  
      while(O){  
        P_sum_lv = P_sum_lv + O:m:Psum:bus1;  
        Q_sum_lv = Q_sum_lv +O:m:Qsum:bus1;  
        O=Gens.Next();  
      }  
      p_sum_lv = P_sum_lv / Pn;  
      ! Collect active and reactive power of all transformers  
  
      O=Trafos.First();  
      ptemp=0;  
      qtemp=0;  
      while(O){  
        ptemp=ptemp+O:m:P:bushv;  
        qtemp=qtemp+O:m:Q:bushv;  
        O=Trafos.Next();  
      }  
      !if there is a Shunt Trafo: subtract  
      if(ShntTrafo=1){  
        ptemp=ptemp-Trafo:m:P:bushv;
```

```

    qtemp=qtemp-Trafo:m:Q:bushv;
}

!calculate reference curve
Pref=Pn*(i-1)/(steps-1);
pref=Pref/Pn;
percent = (i-1)/(steps-1)*100;
if(percent > refedge)
    Qref=abs(coscap)/coscap*Pn*sqrt(abs(1/(coscap*coscap)-1));
else
    Qref=abs(coscap)/coscap*Pref*sqrt(abs(1/(coshelp*coshelp)-1));
Qzero = 0.0;

!sum of windturbine active/reactive power
    P_sum_mv = -ptemp;           ! Summe Wirkleistung an OS-Seite
der EZE-Transformatoren
    p_sum_mv = P_sum_mv / Pn;   ! Summe Wirkleistung an OS-Seite
der EZE-Transformatoren
    Q_sum_mv = -qtemp;         ! Summe Blindleistung an OS-Seite
der EZE-Transformatoren

!wind farm power (EZA)
if (i_boundary) {             ! Boundary
    P_NAP=-Park:c:Pinter;     ! Wirkleistung an NAP
    Q_NAP=-Park:c:Qinter;     ! Blindleistung an NAP
}
else {                         ! Feeder
    P_NAP=-Park:c:Pin;        ! Wirkleistung an NAP
    Q_NAP=-Park:c:Qin;        ! Blindleistung an NAP
}

p_NAP=P_NAP/Pn;              ! Wirkleistung an NAP in p.u.
p_NAP_pc = p_NAP * 100;      ! Wirkleistung an NAP in %
cosphi_NAP = P_NAP / sqrt(sqr(P_NAP)+sqr(Q_NAP));

```

```
!Find max. loading on lines

O=Lines.First();

while(O){

    value_act = O:c:loading;

    cableloading=max(cableloading,value_act);

    if (value_act > MaxLoading) {

        if(lang)

            Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), overexcited:
Line %o overloaded. Loading: %5.1f %%', p_NAP, O, value_act);

        else

            Warn('Schritt p = %5.3f p.u. an NAP (p_NAP), übererregt:
Leitung %o überlastet. Auslastung: %5.1f %%', p_NAP, O, value_act);

    }

    O=Lines.Next();

}

!Find max. loading on transformers

O=Trafos.First();

while(O){

    value_act = O:c:loading;

    trf_loading=max(trf_loading,value_act);

    if (value_act > MaxLoading) {

        if(lang)

            Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), overexcited:
Transformer %o overloaded. Loading: %5.1f %%', p_NAP, O, value_act);

        else

            Warn('Schritt p = %5.3f p.u. an NAP (p_NAP), übererregt:
Transformator %o überlastet. Auslastung: %5.1f %%', p_NAP, O,
value_act);

    }

    O=Trafos.Next();

}

!Find Generator Terminal with min/max voltage
```

```
O=GenTerminals.First();

while(O){

    value_act = O:m:u;

    ugenmin=min(ugenmin,value_act);

    ugenmax=max(ugenmax,value_act);

    if(value_act < u_min_prot) {

        if(lang)

            Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), overexcited:
Voltage at generation unit terminal %o too low: %5.3f p.u.', p_NAP, O,
value_act);

        else

            Warn('Schritt p = %5.3f p.u. an NAP (p_NAP), übererregt:
Spannung an EZE-Klemmleiste %o zu niedrig: %5.3f p.u.', p_NAP, O,
value_act);

    }

    if(value_act > u_max_prot) {

        if(lang)

            Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), overexcited:
Voltage at generation unit terminal %o too high: %5.3f p.u.', p_NAP,
O, value_act);

        else

            Warn('Schritt p = %5.3f p.u. an NAP (p_NAP), übererregt:
Spannung an EZE-Klemmleiste %o zu hoch: %5.3f p.u.', p_NAP, O,
value_act);

    }

    O=GenTerminals.Next();

}

!Find Terminal with min/max voltage

O=Terminals.First();

while(O){

    value_act = O:m:u;

    umin=min(umin,value_act);

    umax=max(umax,value_act);

    if(value_act < u_min_prot) {
```

```
        if(lang)

            Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), overexcited:
Voltage at node %o too low: %5.3f p.u.', p_NAP, O, value_act);

        else

            Warn('Schritt p = %5.3f p.u. an NAP (p_NAP), übererregt:
Spannung an Klemmleiste %o zu niedrig: %5.3f p.u.', p_NAP, O,
value_act);

    }

    if(value_act > u_max_prot) {

        if(lang)

            Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), overexcited:
Voltage at node %o too high: %5.3f p.u.', p_NAP, O, value_act);

        else

            Warn('Schritt p = %5.3f p.u. an NAP (p_NAP), übererregt:
Spannung an Klemmleiste %o zu hoch: %5.3f p.u.', p_NAP, O, value_act);

    }

    O=Terminals.Next();

}

if(Shunt){

    O=ShntTerminal;                ! Voltage at Shunt Terminal

    value_act = O:m:u;

    ushntmin=min(ushntmin,value_act);

    ushntmax=max(ushntmax,value_act);

    if(value_act < u_min_prot) {

        if(lang)

            Warn('Step p = %5.3f p.u. at PCC (p_NAP), overexcited:
Voltage at shunt terminal %o too low: %5.3f p.u.', p_NAP, O,
value_act);

        else

            Warn('Schritt p = %5.3f p.u. an NAP (p_NAP), übererregt:
Spannung an Kompensationsanlagen-Klemmleiste %o zu niedrig: %5.3f
p.u.', p_NAP, O, value_act);

    }

    if(value_act > u_max_prot) {

        if(lang)
```





```

        HighLoad.Execute();
    }

    printf('
');

}

if(p_NAP>0.0-epsilon .and. p_NAP<0.0+epsilon){

    printf('  0%% der EZA-Nennwirkleistung am NAP
\t\t\t\t ');

    printf('  Berechneter Punkt:
\t\t\t\t ');

    printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f %%
\t\t\t\t|',p_NAP_pc);

    printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f MW
\t\t\t\t ',P_NAP);

    printf('          Max. EZA-Blindleistung am NAP: %7.2f MVar
\t\t\t\t ',Q_NAP);

    printf('          Min. Verschiebungsfaktor am NAP: %6.3f
\t\t\t\t ',cosphi_NAP);

    if (i_Details) {

        printf('|          \t\t\t\t\t\t\t\t\t\t\t\t|');

        HighLoad.Execute();

    }

    printf('
');

}

if(p_NAP>0.1-epsilon .and. p_NAP<0.1+epsilon){

    printf('  10%% der EZA-Nennwirkleistung am NAP
\t\t\t\t ');

    printf('  Berechneter Punkt:
\t\t\t\t ');

    printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f %%
\t\t\t\t|',p_NAP_pc);

    printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f MW
\t\t\t\t ',P_NAP);

    printf('          Max. EZA-Blindleistung am NAP: %7.2f MVar
\t\t\t\t ',Q_NAP);

```

```

        printf('                Min. Verschiebungsfaktor am NAP:  %6.3f
\t\t\t ',cosphi_NAP);

        if (i_Details) {
            printf('|                \t\t\t\t\t\t\t\t\t\t|');
            HighLoad.Execute();
        }

        printf('
');

    }

    if(p_NAP>0.2-epsilon .and. p_NAP<0.2+epsilon){

        printf(' 20%% der EZA-Nennwirkleistung am NAP
\t\t\t\t ');

        printf(' Berechneter Punkt:
\t\t\t\t ');

        printf('                EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f %%
\t\t\t\t ',p_NAP_pc);

        printf('                EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f MW
\t\t\t\t ',P_NAP);

        printf('                Max. EZA-Blindleistung am NAP:  %7.2f MVar
\t\t\t\t ',Q_NAP);

        printf('                Min. Verschiebungsfaktor am NAP:  %6.3f
\t\t\t\t ',cosphi_NAP);

        if (i_Details) {
            printf('|                \t\t\t\t\t\t\t\t\t\t|');
            HighLoad.Execute();
        }

        printf('
');

    }

    if(p_NAP>0.8-epsilon .and. p_NAP<0.8+epsilon){

        printf(' 80%% der EZA-Nennwirkleistung am NAP
\t\t\t\t ');

        printf(' Berechneter Punkt:
\t\t\t\t ');

        printf('                EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f %%
\t\t\t\t ',p_NAP_pc);

```

```

        printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f MW
\t\t\t ',P_NAP);

        printf('          Max. EZA-Blindleistung am NAP: %7.2f MVar
\t\t\t ',Q_NAP);

        printf('          Min. Verschiebungsfaktor am NAP: %6.3f
\t\t\t ',cosphi_NAP);

        if (i_Details) {
            printf('|          \t\t\t\t\t\t\t\t\t|');
            HighLoad.Execute();
        }

        printf('
');

    }

    if(p_NAP>0.9-epsilon .and. p_NAP<0.9+epsilon){
        printf('  90%% der EZA-Nennwirkleistung am NAP
\t\t\t\t ');

        printf(' Berechneter Punkt:
\t\t\t\t ');

        printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f %%
\t\t\t\t ',p_NAP_pc);

        printf('          EZA-Wirkleistung am NAP:          %7.2f MW
\t\t\t\t ',P_NAP);

        printf('          Max. EZA-Blindleistung am NAP: %7.2f MVar
\t\t\t\t ',Q_NAP);

        printf('          Min. Verschiebungsfaktor am NAP: %6.3f
\t\t\t\t ',cosphi_NAP);

        if (i_Details) {
            printf('|          \t\t\t\t\t\t\t\t\t|');
            HighLoad.Execute();
        }

        printf('
');

    }

    if(p_NAP>1.0-epsilon .and. p_NAP<1.0+epsilon){
        printf('  100%% der EZA-Nennwirkleistung am NAP
\t\t\t\t ');
    }

```



```
    }

    if (i==steps) {

        printf('

');

        if(lang){

            printf('Requirement for overexcited reactive power at max.
active power: %5.2f Mvar',Qref);

            printf('Capability of overexcited reactive power at max.
active power: %5.2f Mvar',Q_NAP);

            if(Q_NAP>Qref)

                printf('Margin of reactive power: %5.2f Mvar',Q_NAP-Qref);

            else

                printf('\ccMissing reactive power: %5.2f Mvar\ca ',Qref-
Q_NAP);

        }

        else{

            printf('Anforderung an übererregter Blindleistung bei max.
Wirkleistung: %5.2f Mvar',Qref);

            printf('Vermögen an übererregter Blindleistung bei max.
Wirkleistung: %5.2f Mvar',Q_NAP);

            if(Q_NAP>Qref)

                printf('Marge an Blindleistung: %5.2f Mvar',Q_NAP-Qref);

            else

                printf('\ccFehlende Blindleistung: %5.2f Mvar\ca ',Qref-
Q_NAP);

        }

        printf('

');

    }

    ! Store results:

    Results.Write();

}

}
```

```
}  
  
! Finalizing  
!Info('Finalizing...');  
Results.Flush();  
  
if(i_TempScenario=1){  
    !select active scenario  
    TempScen=GetActiveScenario();  
    !deactivate scenario  
    TempScen.Deactivate(0);  
    !delete scenario  
    Delete(TempScen);  
}  
  
else{  
    !write original settings back to generators  
    for(O=Gens.First(); O; O=Gens.Next()){  
        initP = mapP.GetValue(O);  
        initPF = mapPF.GetValue(O);  
        initPFOrient = mapPFOrient.GetValue(O);  
        initQ = mapQ.GetValue(O);  
        initV = mapV.GetValue(O);  
        initMode = mapM.GetValue(O);  
        s_mode = mapModeInp.GetValue(O);  
        O:pgini = initP;  
        O:cosgini = initPF;  
        O:pf_recap = initPFOrient;  
        O:qgini = initQ;  
        O:usetp = initV;  
        O:iv_mode = initMode;  
  
        O:mode_inp = s_mode;  
        i_bool=O.IsClass('ElmPvsys');
```

```
        if (i_bool){
            i_mode = mapPvMode.GetValue(0);
            O:e:mode_pgi = i_mode;
        }
    }
    if(ParkCtrl){
        ParkCtrl:outserv = init_ParkCtrl_outserv;
    }
    if(iParkCtrl){
        ParkCtrl:i_ctrl = init_ParkCtrl_i_ctrl;
        ParkCtrl:qu_char = init_ParkCtrl_qu_char;
        ParkCtrl:cosphi_char = init_ParkCtrl_cosphi_char;
        ParkCtrl:pf_recap = init_ParkCtrl_pf_recap;
        ParkCtrl:pfsetp = init_ParkCtrl_pfsetp;
        ParkCtrl:qsetp = init_ParkCtrl_qsetp;
    }
    if(ShntCtrl){
        Shunt:ncapa = init_ncapa;
        Shunt:iswitch = init_shntsw;
        if(Shunt){
            if(iShuntPower=0){
                Shunt.SwitchOff();
            }
        }
    }
}
if (i_SaveScenario) {
    Scenario = GetActiveScenario();
    if (Scenario) {
        Scenario.Save();
    }
}
```

```
    }  
}  
Ldf:iopt_lim=init_Ldf_iopt_lim;  
Ldf:iopt_notopo=init_Ldf_iopt_notopo;  
if(lang){  
    Info('Total number of load flow calculations: %d',iLDF);  
    printf(' ');  
    printf(' ');  
    printf('Results of PQ-Analysis:');  
    printf('Max. cable loading:                %7.3f  
%%',maxloading_cbl);  
    printf('Max. transformer loading:            %7.3f  
%%',maxloading_trf);  
    printf('Max. voltage inside power plant:      %7.3f p.u. (based  
on Un)',umax_tot);  
    printf('Min. voltage inside power plant:      %7.3f p.u. (based  
on Un)',umin_tot);  
    printf('Max. voltage at generation unit terminals: %7.3f p.u. (based  
on Un)',ugenmax_tot);  
    printf('Min. Voltage at generation unit terminals: %7.3f p.u. (based  
on Un)',ugenmin_tot);  
    if(Shunt){  
        printf('Max. voltage at shunt terminal:        %7.3f p.u.  
(based on Un)',ushntmax_tot);  
        printf('Min. Voltage at shunt terminal:        %7.3f p.u.  
(based on Un)',ushntmin_tot);  
    }  
    printf(' ');  
    printf(' ');  
}  
else{  
    Info('Gesamtzahl berechneter Lastflüsse: %d',iLDF);  
    printf(' ');
```



```
    printf('
');

    printf('Ergebnisse der PQ-Analyse:');

    printf('Max. Kabelauslastung:           %7.3f %%',maxloading_cbl);
    printf('Max. Trafo-Auslastung:           %7.3f %%',maxloading_trf);

    printf('Maximale Spannung in EZA:         %7.3f p.u. (bezogen auf
Un) ',umax_tot);

    printf('Minimale Spannung in EZA:         %7.3f p.u. (bezogen auf
Un) ',umin_tot);

    printf('Maximale Spannung an EZE-Klemmen: %7.3f p.u. (bezogen auf
Un) ',ugenmax_tot);

    printf('Minimale Spannung an EZE-Klemmen: %7.3f p.u. (bezogen auf
Un) ',ugenmin_tot);

    if(Shunt){

        printf('Maximale Spannung an Kompensationsanlagen-Klemme: %7.3f
p.u. (bezogen auf Un) ',ushntmax_tot);

        printf('Minimale Spannung an Kompensationsanlagen-Klemme: %7.3f
p.u. (bezogen auf Un) ',ushntmin_tot);

    }

    printf('
');

    printf(' ');

}

!Report station controllers with warning

oParkCtrl = sParkCtrl.First();

if(oParkCtrl){

printf('\cc#####
#####');

    if(lang){

        Warn('Please check the following station controllers.');
```

```
    Warn(' the station controller can overwrite the reactive power set
points from the script!');

}

else{

    Warn('Bitte überprüfen Sie die folgenden Anlagenregler. Diese
werden in mind. einer EZE verwendet. ');

    Warn('Die Verwendung eines Anlagenreglers kann zu falschen
Ergebnissen führen, da dieser die Blindleistungssollwerte
überschreibt!');

}

for(oParkCtrl = sParkCtrl.First(); oParkCtrl; oParkCtrl =
sParkCtrl.Next()){

    Warn('%o',oParkCtrl);

}

printf('\cc#####
#####');

}

EchoOn();

if(lang){

    name= sprintf('%s','P-Q Diagram');

}

else{

    name= sprintf('%s','P-Q-Diagramm');

}

ViPg = GrB.GetPage(name,1);

if (ViPg) {

    ViPg.DoAutoScaleX();

    ViPg.DoAutoScaleY();

}

ResetCalculation ();
```

### 13.3.1 Script para generar las curvas V/Q del parque Eólico

```
set sSym, sBar, cubs, sConts, sConnectConts, sThisConts, sFold, sRes,
sMon;

object Ldf, oPar, oFoldC, oCub, oDpl, oCubInNod;

object oSC, oBar , oRes;

object oVisPlot, oViPage,GrB, oMon;

int i, first, row, col, debug, curvenum;

double u,usave,P,Psave,Q;

string colname, var_u, var_Q, VIname, curvename;

debug = 0;

curvenum=1;

! restore original state

ResetCalculation();

sSym = SEL.GetAll('ElmGenstat');

oSC = sSym.First();

if (oSC = NULL){

    printf('No Static Generator in the general selection. ');

    exit();

}

oSC:iv_mode = 1;

! next line to make sure that we monitor the correct generator:

MonSC:obj_id = oSC;

Ldf = GetCaseObject('ComLdf');

if (Ldf=NULL) {

    Warn('Cannot find load flow command. Please activate a calculation
case. ');

    exit();

}

Ldf:iopn_net = 0;      ! balanced load-flow

Ldf:iopn_lim = 0;     ! no reactive power limits

sFold = Fold.GetContents();
```

```
Delete(sFold);

sBar = SEL.AllBars();

oBar = sBar.First();

if (oBar = NULL){

    printf('No busbar in the general selection. ');

    exit();

}

Matrix.Init(1,i+1);

Matrix.ColLbl('usetp',1);

EchoOff(); ! suppress loadflow messages

! initial load flow

Info('Calculating QV Curve ...');

! calculate the QV curve :

col = 1;

if (u_start<>-1) {

    u = u_start;

    usave = oSC:usetp;

} else {

    u_start = oSC:usetp;

    usave = oSC:usetp;

}

Psave = oSC:pgini;

P = Pmax;

while (P>=Pmin) {

    oRes = Fold.AddCopy(Results,P,' MW');

    ! oRes.SetAsDefault();

    oRes.Init();

    u = u_start;

    oSC:usetp = u;

    oSC:pgini = P;
```

```
printf('QV Curves calculated for P=%d',P);

row = 0;

col = col + 1;

i = Ldf.Execute();

if (i<>0) {

    Echo.on();

    printf('Initial load-flow couldn`t be calculated. Please change
u_start!');

    exit();

}

while (i=0 .and. u>=0 .and. u>=(u_stop-u_step)) {

    oSC:usetp = u;

    Echo.Off();

    i = Ldf.Execute();

    if (i=0) {

        Q = oSC:m:Q:bus1;

        row = row + 1;

        Matrix.Set(row,1,u);

        Matrix.Set(row,col,Q);

        if (debug) printf('%2d %2d %f',row,col,Q);

        if (row=1) {

            colname = sprintf('P=%d',P);

            Matrix.ColLbl(colname, col);

        }

        oRes.WriteDraw();

        u = u-u_step;

    } else {

        if (row=1) Warn('Initial loadflow could not be calculated');

    }

}
```

```
    }  
  
    sRes.Add(oRes);  
  
    P = P - Pstep;  
  
}  
  
Ldf:iopt_notopo = 0;  
Results.SetAsDefault();  
  
oSC:usetp = usave;  
oSC:pgini = Psave;  
  
Ldf.Execute();  
  
Info('Results are also available in following matrix:');  
Matrix.ShowFullName();  
  
Echo.On();  
  
! Print VIs  
  
if (DoVi=1) {  
    ! update and create ViPlots:  
  
    GrB = GetGraphBoard();  
  
    if (GrB=NULL) {  
        printf('No Graphics Board open'); exit();  
    }  
  
  
    oViPage = GrB.GetPage('QV Curves',1);  
  
    oRes = sRes.First();  
  
    if (oRes=NULL) {  
        printf('No Results Object found...');  
        exit();  
    }  
  
    VIname = sprintf('%s',oRes:loc_name);  
  
    oVisPlot = oViPage.GetVI(VIname,'VisPlot',1);
```

```
oVisPlot.Clear();

while(oRes) {

    curvename=oRes:loc_name;

    sMon = oRes.GetContents();
    oMon = sMon.Firstmatch('IntMon');
    var_u = oMon.GetVar(0);
    var_Q = oMon.GetVar(1);

    oVisPlot.AddResVars(oRes,oMon:obj_id,var_Q);
    oVisPlot.SetCrvDesc(curvenum,curvename);

    curvenum+=1;
    oRes = sRes.Next();
}

oVisPlot.SetXVar(oMon:obj_id,var_u);
oVisPlot.SetAutoScaleX(1);
oVisPlot.SetAutoScaleY(1);
}

Echo.On();
```

### 13.3.2 Script para generar las curvas P/V del parque Eólico

```
int ierr,iexist;

int irepeat;

set Loads, BusBars, allBars, OldMons;

object Load;

double stepval;

double stepvalold;

object mon, busbar;

object monid, GrB, ViPg, Plot;

object Ldf;

object aLoad;

int nLoads, iLoad;

int nBusBars;

int tap_step, tap_max, flat_opt, topo_opt; ! initial load flow settings

Loads = SEL.AllLoads();

BusBars = SEL.AllBars();

allBars = AllRelevant('*.*StaBar,*.ElmTerm');

if(clear) {ClearOutput();}

!Check input data =====

ierr=0;

nLoads=Loads.Count();

nBusBars= BusBars.Count();

if(nLoads<1){

    Error('No load in the general selection. ');

    ierr=1;

}

if(nBusBars<1){

    Error('No busbar in the general selection. ');

    ierr=1;

}
```



```
if(ierr) exit();

!End of Check input data =====

Ldf = GetCaseCommand('ComLdf');

stepval=1;

stepvalold=1;

ierr=0;

!Get initial settings about tap changing and flat start. Change if
necessary.

tap_step = Ldf:itapopt;      !stepped or direct
tap_max  = Ldf:imaxtstep;    !max number of steps
flat_opt = Ldf:iopt_noinit; !flat start option
topo_opt = Ldf:iopt_notopo; !topology option

Ldf:itapopt    = 1;
Ldf:imaxtstep  = 1;
Ldf:iopt_noinit = 1;
Ldf:iopt_notopo = 1;

!printf('%f %f %f %f',
Ldf:itapopt,Ldf:imaxtstep,Ldf:iopt_noinit,Ldf:iopt_notopo);

!Creating IntMon objects for all busbars in the result object

OldMons=Results.GetContents();

! make sure that Xvar points to this
mon = OldMons.FirstFilt('Xvar.IntMon');

if (mon=NULL) {
    mon = Results.CreateObject('IntMon', 'Xvar');
}

if (mon) {
    mon:obj_id = this;
    mon.AddVar('b:Ptot');
} else {
    Error('Failed to create Xvar variable monitor in result-object');
    exit();
}
```

```
}  
for (busbar=allBars.First(); busbar; busbar=allBars.Next()) {  
    iexist=0;  
    mon=OldMons.Firstmatch('IntMon');  
    while(mon.and.iexist=0){  
        monid=mon:obj_id;  
        if (monid=busbar){  
            iexist=1;  
        }  
        mon=OldMons.Nextmatch();  
    }  
    if (iexist=0){  
        mon=Results.AddCopy(MonDefault,MonDefault:loc_name);  
        mon:obj_id=busbar;  
    }  
}  
Step:valstart=1;  
Step:valstop=9999;  
Step:stepmin=0.001;  
Step:p_resvar=Results;  
Step.Init();  
GrB = GetGraphBoard();  
if (GrB=NULL) { output('No Graphics Board open'); exit(); }  
  
! creating plots for selected busbars  
Plot = NULL;  
ViPg = GrB.GetPage(this:loc_name,1);  
if (ViPg) {  
    ViPg.SetResults(Results);  
    Plot=ViPg.GetVI('u','VisPlot',1);  
    if (Plot) {
```

```
Plot:use_x=1;
Plot.SetXVar(this,'b:Ptot');
Plot.SetAdaptY(1);
for (busbar=BusBars.First(); busbar; busbar=BusBars.Next()) {
    Plot.AddVars(busbar,MonDefault:vars:0);
}
}
}
if (ViPg=NULL.or.Plot=NULL) {
    Warn('Failed to create plot, continue calculation ...');
}
Echo.Off();
!Store Initial Scaling Factors for all Loads
nLoads=Slloads.Count();
if(nLoads<1) exit(); !no load selected in the general selection
InitLoadsSc.Resize(nLoads);
InitLoadsPf.Resize(nLoads);
Slloads.SortToName(0);
aLoad=Slloads.First();
iLoad=1;
while(aLoad){
    InitLoadsSc.Set(iLoad,aLoad:scale0);
    InitLoadsPf.Set(iLoad,aLoad:coslini);
    aLoad=Slloads.Next();
    iLoad +=1;
}
!Initial Loading
Load=Slloads.First();
Ptot=0;
while(Load){
```

```
Load:coslini = powerfactor;

Load:pf_recap = indcap;

Ptot=Ptot+Load:plini*Load:scale0;

Load=Sloads.Next ();

}

output('Total active Power =Ptot MW');

stepvalold=scaleini;

stepval=scaleini;

output('Stepval: =stepval');

Load=Sloads.First ();

while(Load) {

    Load:scale0=stepval;

    Ptot=Ptot+Load:plini*Load:scale0;

    Load=Sloads.Next ();

}

output('Total initial active Power =Ptot MW');

stepval=1;

stepvalold=1;

do{

!Scaling Loads:

    Load=Sloads.First ();

    Ptot=0;

    while(Load) {

        Load:scale0=Load:scale0*stepval/stepvalold;

        Ptot=Ptot+Load:plini*Load:scale0;

        Load=Sloads.Next ();

    }

    output('Total active Power =Ptot MW');

ierr=Ldf.Execute ();
```

```
if (ierr<0.5){
    stepvalold=stepval;
    Load=Sloads.First();
    irepeat=Step.GetNextStep();
    if (irepeat=0){
        output('Load Flow calculated with trigger=stepval');
        Results.WriteDraw();
    }
    stepval=Step.GetNextIndex();
}
}while(ierr<0.5);
Echo.On();
if (ierr=2) Ldf.Execute(); ! Ensure error message printed
if (ierr=1){
    Load=Sloads.First();
    Ptot=0;
    stepvalold=stepval;
    stepval=Step.GetLastIndex();

    while(Load){
        Load:scale0=Load:scale0*stepval/stepvalold;
        Ptot=Ptot+Load:plini*Load:scale0;
        Load=Sloads.Next();
    }
    Ldf:itapopt=0;
    ierr=Ldf.Execute();
    output('Last load flow calculation at Ptot=Ptot MW');
    Ldf:itapopt=tap_step;
}
if (Plot) {
```

```
Plot.SetScaleX();  
Plot.SetScaleY();  
}  
!Restore Initial Scaling Factors for all Loads  
printf('Restoring initial scaling factors.');
```

Sloads.SortToName(0);  
iLoad=1;  
aLoad=Sloads.First();  
while(aLoad){  
    aLoad:scale0=InitLoadsSc.Get(iLoad);  
    aLoad:coslini=InitLoadsPf.Get(iLoad);  
    iLoad +=1;  
    aLoad=Sloads.Next();  
}

```
!Restore load flow settings  
printf('Restoring initial load flow settings.');
```

Ldf:itapopt = tap\_step;  
Ldf:imaxtstep = tap\_max;  
Ldf:iopt\_noinit = flat\_opt;  
Ldf:iopt\_notopo = topo\_opt;