

**Optimizació de la generació de un parque eólico
considerando efectos de estela**

MEMORIA

Autor: César Guillén Alías

Director: Oriol Gomis

Convocatòria: Juny 2013



**Màster Interuniversitari UB-UPC
d'Enginyeria en Energia**

Resumen

El objetivo de este trabajo es verificar la hipótesis de que operar los diferentes aerogeneradores de un parque a velocidades específicas distintas de la óptima tiene como resultado un aumento en la velocidad del viento en las estelas y que éste comporta un aumento de la generación eléctrica total del parque. Para ello se hace un repaso de la teoría aerodinámica de aerogeneradores necesaria, se establece un caso de estudio y se simula. A partir de los resultados favorables se establece un sistema de operación que haga uso de este efecto para así mejorar la producción energética del parque en su conjunto.

Índice general

1. Introducción	3
2. Hipótesis y propuesta	6
2.1. Hipótesis	6
2.2. Sistema de estudio	7
3. Modelización	8
3.1. Teoría del momento unidimensional	8
3.2. Turbina de eje horizontal ideal con rotación de la estela	12
3.3. Blade element theory.	14
3.4. Blade element momentum theory	16
3.5. Blade Element Momentum theory con pérdidas de punta	21
3.6. Forma de las palas para el rotor óptimo	22
3.7. Modelo de estelas	23
4. Simulación y optimización	25
4.1. Validación preliminar de la hipótesis	25
4.2. Modelo y procedimiento	28
4.3. Resultados	32
5. Operación	37
6. Conclusiones	46
6.1. Trabajo realizado	46
6.2. Conslusiones	46
6.3. Contribuciones	47
6.4. Futuras líneas de trabajo	47

Capítulo 1

Introducción

La energía eólica es hoy en día una realidad inegable en nuestra sociedad, presenta unos altos niveles de penetración en el mix energético de la mayoría de grandes países europeos y se abre camino imparable en la mayoría de economías tanto desarrolladas como en desarrollo del mundo. Se trata de una energía limpia y autóctona que contribuye a la economía productiva y crea valor añadido en aquellos países en la que está presente.

A nivel europeo, donde las políticas energéticas de los países vienen guiadas por estrategias comunitarias, la energía eólica se postula como una pieza fundamental a la hora de cumplir con los objetivos de reducción de las emisiones de efecto invernadero así como en los de penetración de las energías renovables y en la disminución de la dependencia energética.

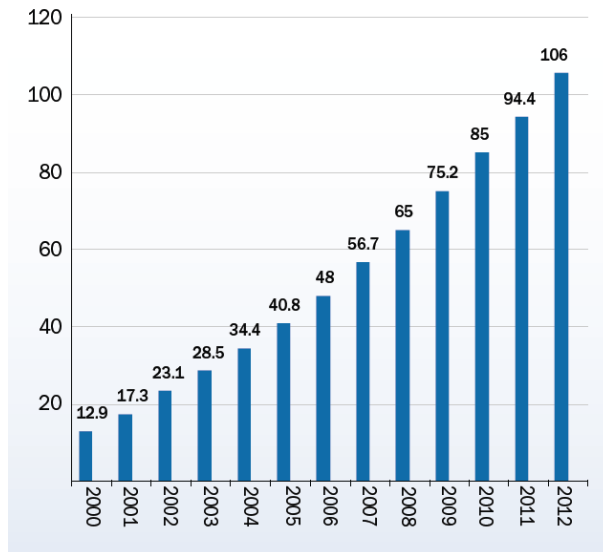


Figura 1.1: Potencia eólica instalada en el conjunto de la UE. Fuente: *Wind in Power, 2012 European statistics, EWEA [22]*

Compromisos comunitarios como los expresados en el Objetivo 20-20, de conseguir un 20% de energía renovable en el año 2020, han impulsado una industria que ha conseguido ponerse a la altura y resultar competitiva con respecto a las tecnologías convencionales. Debido al gran crecimiento que ha experimentado en los últimos años (ver Figura 1.1), la energía eólica es a día de hoy la fuente de energía renovable con una mayor potencia instalada después de la hidráulica. Como puede verse en la Figura 1.2, supone un 11% de toda la potencia eléctrica instalada en la UE y actualmente genera alrededor de un 6% de la energía eléctrica consumida (Eurostat, 2012).

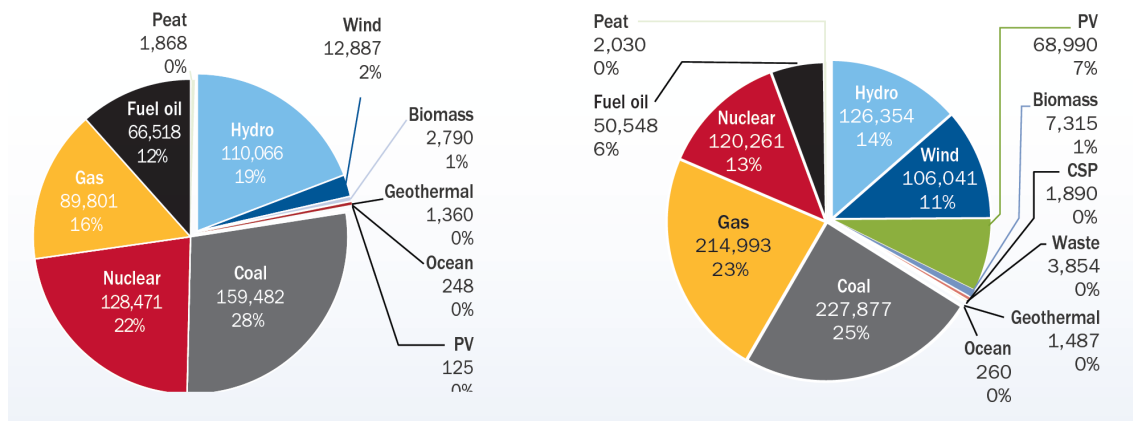


Figura 1.2: Potencia instalada en la UE en 2000 y 2012. Fuente: *Wind in Power, 2012 European statistics, EWEA [22]*

Esto supone un importante volumen de negocio en un sector en crecimiento que además en nuestro país presenta una situación todavía más favorable. El 22% de la energía eólica instalada en la UE, está instalada en España [22], lo que representa un 22% de la potencia instalada en el sistema eléctrico español y una cobertura de la demanda del 18% [23].

Aunque la tecnología eólica está ya bastante establecida en sus variantes y emplazamientos más tradicionales, sigue siendo un campo de investigación y desarrollo importante en aspectos como los rotores, con tendencia a ser cada vez más grandes; los generadores cada vez más flexibles y versátiles y también en los emplazamientos. Debido a que determinadas zonas empiezan a presentar una cierta saturación de los emplazamientos más favorables hoy en día se está tendiendo a la repotenciación de parques con máquinas más modernas y eficientes y a la instalación de los mismos en lugares menos convencionales como es el caso de la eólica offshore.

La principal ventaja de la eólica offshore es la disponibilidad de un gran número de emplazamientos disponibles que a su vez presentan unas características de viento superiores a las que se suelen dar en emplazamientos onshore. Sin embargo, esta tecnología tiene asociada también una serie de problemáticas tales como el aumento de los costes de instalación, la

corrosión y el transporte de la energía hasta la costa. Aunque a día de hoy ya existen soluciones tecnológicas para subsanar estas desventajas, éstas incurren en un mayor coste que limita el despliegue de dicha tecnología solo a los emplazamientos más favorables.

Otro punto a tener en cuenta sobretodo en parques eólicos offshore, y en el que se basa este estudio, es el efecto de las estelas sobre la producción energética de los parques. Dichos parques eólicos suelen distribuir los aerogeneradores en matrices, lo que provoca que exista un cierto efecto de apantallamiento entre ellos. La manera de minimizar este efecto ha sido hasta ahora separar las turbinas unas de las otras (incurriendo en mayor superficie) y buscar geometrías adecuadas dadas las características del viento de la zona. Este efecto junto con la mayor capacidad de control que presentan los generadores de los nuevos aerogeneradores ha motivado el estudio que se expone en este trabajo.

Capítulo 2

Hipótesis y propuesta

Como ya se ha comentado en los parques eólicos puede darse un efecto de apantallamiento o sombra eólica entre aerogeneradores cuando el viento sopla en determinadas direcciones. Esto provoca que la potencia desarrollada por los aerogeneradores de las líneas posteriores sea menor que la de las primeras. Este efecto junto con el hecho de que cada vez existe una mayor tendencia a la instalación de generadores con convertidores de potencia total que ofrecen un gran control de la máquina a la hora de operarla a velocidades variables ha motivado la hipótesis que se expone a continuación.

2.1. Hipótesis

La hipótesis planteada es que es posible mejorar la eficiencia de la producción energética de un conjunto de aerogeneradores si se opera cada aerogenerador a una velocidad específica diferente teniendo en cuenta los efectos de estela y la velocidad del viento que éstas provocan en los aerogeneradores posteriores.

Es decir, que dado que una operación a una velocidad específica menor comporta una mayor disponibilidad de viento en la estela, se postula que operar los aerogeneradores de las primeras líneas a una velocidad específica menor a la que presentaría un coeficiente de potencia máximo, comportará una mayor disponibilidad de viento en los subsiguientes y el aumento de la producción energética en los mismos no solo suplirá el déficit de las primeras líneas sino que incrementará la producción energética total.

Hoy en día, con las máquinas de velocidad variable, la estrategia a seguir es variar la velocidad angular del rotor para mantener la velocidad específica constante en el valor que maximice el coeficiente de potencia hasta llegar a la potencia nominal, momento en el que se pasa a operar la máquina a velocidad angular fija. Esto se hace de forma independiente para cada máquina, cada una tiene un anemómetro para medir la velocidad del viento y una electrónica que rige la electrónica de potencia de los convertidores mediante un sistema

de MPPT (Maximum Power Point Tracker). Lo que se pretende desarrollar con este estudio es un sistema de operación que haga las veces de MPPT a nivel de parque y no solo a nivel de aerogenerador, la idea es que con dicha operación la producción energética se vea incrementada.

2.2. Sistema de estudio

Con el objetivo de validar la hipótesis planteada se establece un sistema de estudio en el que se pueda comprobar el efecto sobre la producción energética de distintos escenarios de operación. En nuestro caso se ha propuesto un conjunto de tres aerogeneradores alineados en la dirección del viento, de manera que el viento disponible en el segundo está condicionado por la operación del primero y el viento disponible en el tercero está condicionado por la operación tanto del primero como del segundo.

La metodología de análisis que se ha seguido ha sido la de probar todas las diferentes posibilidades de operación de los generadores uno y dos dejando fijada la velocidad específica del tercero a aquella que maximiza su coeficiente de potencia. Es decir que el aerogenerador uno se ha operado a todas las posibles velocidades específicas y para cada una de ellas se ha operado el aerogenerador dos a todas sus respectivas velocidades específicas. De este modo se ha obtenido una superficie de las potencias obtenidas por el conjunto de los tres aerogeneradores a todas las posibles velocidades específicas de operación de los aerogeneradores uno y dos. La optimización corresponde entonces a la selección del punto de mayor potencia y su comparación con una operación convencional se efectúa buscando la potencia total suministrada por el punto de la superficie con las coordenadas correspondientes a las velocidades específicas de operación de dicho sistema de operación convencional.

Capítulo 3

Modelización

En este capítulo se repasan las teorías que regirán los modelos utilizados en las simulaciones. El objetivo es proveer una base teórica que permita sacar conclusiones de una forma analítica cuando sea posible y dar las herramientas para la solución y simulación numérica.

3.1. Teoría del momento unidimensional

Las teorías basadas en momentos lineales del viento datan de hace más de 100 años, cuando se usaban para predecir el desempeño de los barcos a vela. El modelo simple con el que empezaremos, está basado en los mismos principios, y está atribuido al físico alemán y pionero de la tecnología de aerogeneradores Albert Betz. En una serie de artículos publicados entre 1922 y 1925, Betz mostró como aplicando física elemental se puede demostrar que la energía extraíble de una corriente de aire que atraviesa una superficie está limitada a una proporción fija y que ésta es máxima para una razón concreta entre la velocidad del aire a la entrada y a la salida del aerogenerador [24, 20].

El análisis parte del estudio de la conservación de momento lineal en un volumen control tubular con dos secciones circulares en los extremos (Ver: Figura 3.1). La turbina se asume como un actuador uniforme situado en la parte media que crea una discontinuidad de presión.

Haciendo las siguientes suposiciones:

- Flujo estacionario, homogéneo e incompresible de aire
- Sin fricción.
- Número de palas infinito
- Empuje uniforme a través de todo el disco

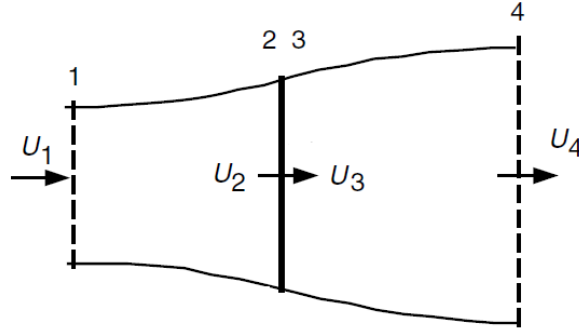


Figura 3.1: Volumen control usado en el modelo de Betz. U : velocidad media del viento. Subíndices 1, 2, 3 y 4 indican la localización.

- Estela no rotativa
- La presión estática lejos de la turbina es igual a la original tanto aguas arriba como aguas abajo.

Se pueden plantear las primeras ecuaciones:

Aplicando la conservación de momento lineal al volumen control, puede obtenerse la fuerza en los extremos del volumen. El empuje será opuesto a esta fuerza y por tanto puede ser calculado como la variación de momento en el volumen control:

$$T = U_1(\rho AU)_1 - U_4(\rho AU)_4 \quad (3.1)$$

Donde ρ es la densidad del aire, A es el área y U la velocidad del viento. Para un flujo estacionario debe cumplirse que $(\rho AU)_1 = (\rho AU)_4 = \dot{m}$, donde \dot{m} es el flujo másico. Y por tanto:

$$T = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad (3.2)$$

También puede aplicarse Bernoulli a cada punto del volumen y por tanto:

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho U_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho U_2^2 \quad (3.3)$$

$$p_3 + \frac{1}{2}\rho U_3^2 = p_4 + \frac{1}{2}\rho U_4^2 \quad (3.4)$$

Donde se asume por hipótesis inicial $p_1 = p_4$ y por continuidad $U_2 = U_3$. A su vez, el empuje también puede ser calculado como la diferencia de fuerzas en cada lado del actuador:

$$T = A_2(p_2 - p_3) \quad (3.5)$$

Obteniendo $(p_2 p_3)$ de las ecuaciones 3.3 y 3.4 se llega a:

$$T = \frac{1}{2}\rho A_2(U_1^2 - U_4^2) \quad (3.6)$$

Igualando las ecuaciones 3.2 y 3.6 se obtiene la velocidad en el actuador:

$$U_2 = \frac{U_1 - U_4}{2} \quad (3.7)$$

Es habitual definir un factor de interferencia axial (axial induction factor) como:

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (3.8)$$

Que permite escribir las velocidades como:

$$U_2 = U_1(1 - a) \quad (3.9)$$

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \quad (3.10)$$

Es importante destacar que según esta teoría, el factor de interferencia axial no puede ser superior a $1/2$, dado que esto hace que la velocidad detrás del actuador sea cero y por tanto la teoría no es aplicable a partir de ese punto.

De esta manera, haciendo uso de las Ecuaciones 3.6, 3.9 y 3.10 se puede escribir el empuje como:

$$T = \frac{1}{2}\rho A U^2 [4a(1 - a)] \quad (3.11)$$

El empuje sobre una turbina, puede ser caracterizado según un coeficiente adimensional, el coeficiente de empuje:

$$C_T = \frac{\text{Empuje recibido}}{\text{Empuje total}} = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U^2 A} = 4a(1 - a) \quad (3.12)$$

Esta definición del coeficiente de empuje será de gran importancia en secciones subsiguientes, dado que como se verá, la velocidad del viento en la estela de un aerogenerador está relacionada con el coeficiente de empuje de éste.

De forma similar puede calcularse la potencia aprovechada por el aerogenerador, ésta es igual al empuje por la velocidad:

$$P = \frac{1}{2}\rho A_2(U_1^2 - U_4^2)U_2 \quad (3.13)$$

Que mediante las ecuaciones. 3.9 y 3.10 queda:

$$P = \frac{1}{2}\rho AU^3 4a(1-a)^2 \quad (3.14)$$

También puede definirse un coeficiente de potencia, utilizado para caracterizar el funcionamiento de los aerogeneradores:

$$C_P = \frac{\text{Potencia rotor}}{\text{Potencia viento}} = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U^3 A} = 4a(1-a)^2 \quad (3.15)$$

Como ya se ha mencionado, una consecuencia directa de esta teoría es que la cantidad máxima de energía extraíble de una superficie expuesta al viento es una proporción fija de la energía total contenida en el viento. Ésta puede ser cuantificada a partir de la expresión anterior, maximizando la ecuación 3.15 tomando su derivada igual a cero se obtiene un máximo cuando $a = 1/3$. Lo que implica un coeficiente de potencia máximo:

$$C_{P,max} = \frac{16}{27} = 0,5926 \quad (3.16)$$

Este valor supone un límite superior para la potencia extraíble del viento. Es físicamente imposible superar dicho valor. A nivel operacional implica que la velocidad del viento en el rotor es $2/3$ de la del viento libre y que la velocidad en al estela es un tercio de la misma.

En la Figura 3.2 se han representado los coeficientes C_P y C_T . Puede observarse que C_P presenta un máximo en $a = 1/3$, que C_T presenta el suyo en $a = 1/2$ y que la teoría no es válida a partir de factores de interferencia axial superiores a 0.5, a partir de ahí se dan flujos complicados que incluyen turbulencia aquí no contemplados, no obstante en la realidad se pueden dar coeficientes de empuje de hasta 2.

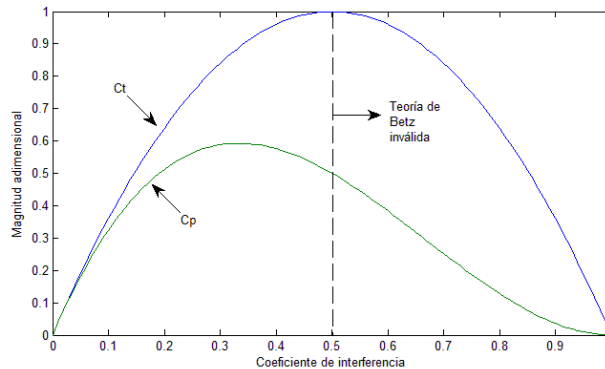


Figura 3.2: Coeficiente de potencia y de empuje para una turbina ideal de Betz.

3.2. Turbina de eje horizontal ideal con rotación de la estela

Como se ha indicado, en la sección anterior se ha asumido que no se impartía velocidad angular a la estela. En este apartado se extiende el modelo para incluir el momento angular que se imparte a la estela en los aerogeneradores de eje horizontal, en los que el flujo detrás del rotor gira en la dirección contraria al rotor como consecuencia del torque ejercido por el viento sobre el rotor. Como consecuencia directa de la impartición de un momento angular a la estela, esta adquiere una cierta energía cinética que va en detrimento de la energía total que el rotor puede absorber del viento.

En la Figura 3.3 puede verse el volumen control utilizado en el análisis, un tubo anular de radio r y grosor dr . En este análisis se asume que la velocidad angular impartida a la estela ω es pequeña en comparación con la velocidad de rotación del rotor Ω , lo que a su vez permite asumir que la presión de la estela muy lejos es igual a la del flujo libre [21]. Se asume también que tanto la presión, la rotación de la estela como los factores de interferencia son función del radio.

Si hacemos girar el volumen control de forma solidaria a las palas de rotor, se puede obtener la diferencia de presiones antes y después de las palas:

$$p_2 - p_3 = \frac{1}{2}\rho r^2(\Omega^2 + (\Omega + \omega)^2) \implies p_2 - p_3 = \rho(\Omega + \frac{1}{2}\omega)\omega r^2 \quad (3.17)$$

Y por tanto el empuje diferencial sobre cada elemento anular es:

$$dT = (p_2 - p_3)dA = [\rho(\Omega + \frac{1}{2}\omega)\omega r^2]2\pi r dr \quad (3.18)$$

Es habitual definir un coeficiente de interferencia angular, a' , como:

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega} \quad (3.19)$$

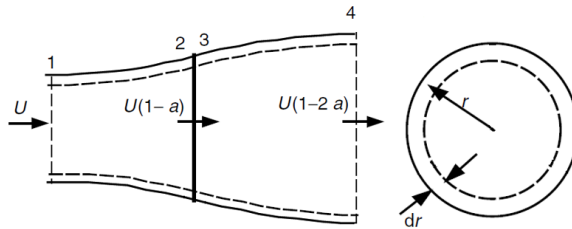


Figura 3.3: Ejemplo de volumen control utilizado. cada volumen control es un anillo de radio r y grosor dr

El empuje puede ser escrito entonces como:

$$dT = 4a'(1 + a')\frac{1}{2}\rho\Omega^2r^22\pi r dr \quad (3.20)$$

Y a su vez siguiendo el análisis realizado de la sección 3.1, puede ser también expresado en función del coeficiente de interferencia axial:

$$dT = 4a(1 - a)\frac{1}{2}\rho U^2 2\pi r dr \quad (3.21)$$

Si se igualan las dos expresiones:

$$\frac{a(1 - a)}{a'(a + a')} = \frac{\Omega^2 r^2}{U^2} = \lambda_r^2 \quad (3.22)$$

donde λ_r es la velocidad específica local (local speed ratio), definida como:

$$\lambda_r = \frac{\Omega r}{U} = \lambda \frac{r}{R} \quad (3.23)$$

Con λ siendo la velocidad específica (tip speed ratio), definida como:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{U} \quad (3.24)$$

A continuación se pueden derivar las expresiones para el par ejercido sobre el rotor por medio de la conservación del momento angular. Así, el par sobre el rotor debe ser igual al cambio de momento angular en la estela:

$$dQ = d\dot{m}(\omega r)(r) = (\rho U_2 2\pi r dr)(\omega r)(r) \quad (3.25)$$

Haciendo uso de que $U_2 = U(1 - a)$ y de que $a' = \omega/2\Omega$ se reduce a:

$$dQ = 4a'(1 - a)\rho U \pi r^3 \Omega dr \quad (3.26)$$

Estas expresiones para el empuje y el torque serán útiles más adelante. Además suponen unas pérdidas adicionales al límite de Betz explicado en la sección 3.1 y por tanto una reducción del C_P en función de la velocidad específica.

Las expresiones concretas de dicho coeficiente de potencia en estas condiciones no resultarán útiles en este estudio y por tanto no se derivan. Pueden encontrarse en [6], y de forma cualitativa el resultado de esta nueva fuente de pérdidas puede observarse en la Figura 3.4.

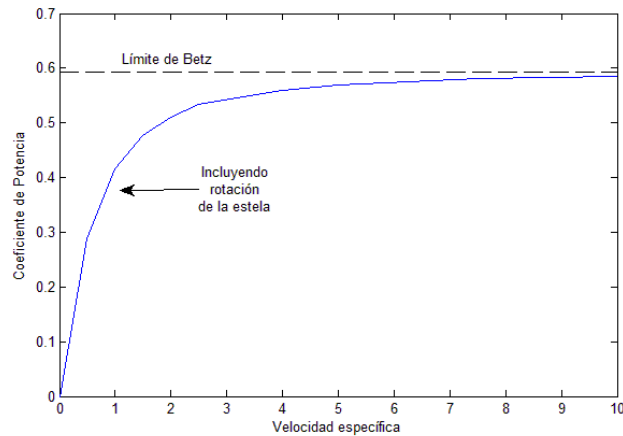


Figura 3.4: Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica teniendo en cuenta la rotación de la estela.

Este coeficiente de potencia sale de definir el diferencial de potencia como el diferencial de par por la velocidad angular, sacar el coeficiente potencia de forma análoga a la ecuación 3.15, maximizar el término dependiente los coeficientes axiales e integrar para toda λ_r .

3.3. Blade element theory.

La teoría del elemento de la pala, tiene como objetivo determinar las fuerzas que actúan sobre la pala de un aerogenerador como función de los coeficientes de lift y drag y el ángulo de ataque. Para ello se asume que la pala está dividida en N elementos anchura dr , cada uno con su cuerda, ángulo de ataque y situado a una distancia r del centro. Puede verse un esquema en la Figura 3.5.

En el subsiguiente estudio se asume que:

- No existe interacción aerodinámica entre elementos.

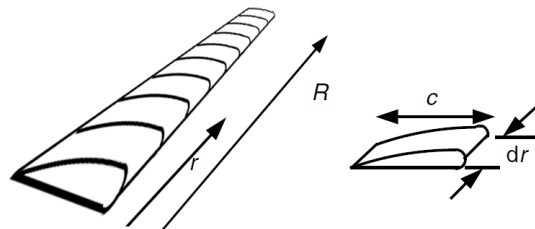


Figura 3.5: Diagrama mostrando la discretización de las palas en N elementos de ancho dr , cuerda c , situados a distancia r del centro y con velocidad angular Ω .

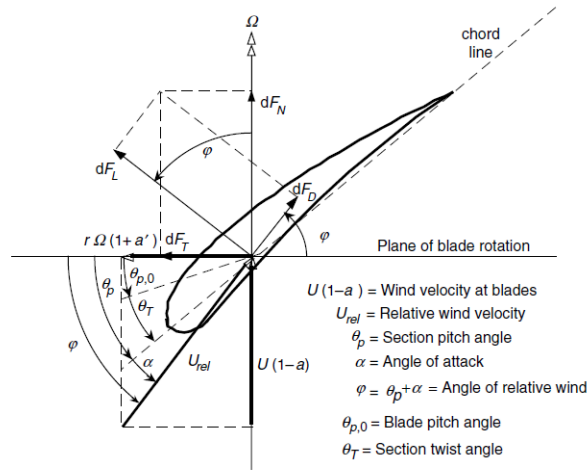


Figura 3.6: Esquema del perfil de la pala y las diferentes relaciones de fuerzas y ángulos. Tomado de [22]

- Las fuerzas experimentadas por las palas solo dependen de los coeficientes de lift y drag de cada uno de sus elementos.

Al estudiar las fuerzas experimentadas por cada uno de los elementos se puede observar que las fuerzas de lift y drag son respectivamente perpendiculares y paralelas a la velocidad relativa del viento. Esta velocidad relativa no es nada más que el vector suma de la velocidad del viento que le llega a la pala, $U(1-a)$, y la velocidad del viento debida a la rotación de la misma, que se compone de la velocidad de la pala en si, Ωr , más la velocidad angular inducida por conservación del momento angular en la estela, $\omega r/2$.

$$\Omega r + (\omega/2)r = \Omega r + \Omega a' r = \Omega r(1 + a') \quad (3.27)$$

En la Figura 3.6 puede observarse un esquema con la relación de las diversas fuerzas y ángulos involucrados. En la que θ_p es el ángulo de pitch de la sección considerada, definido como en ángulo entre la cuerda y el plano de rotación; $\theta_{p,0}$ es el ángulo de pitch en la punta de la pala; θ_T es el ángulo de torsión, definido como $\theta_T = \theta_p - \theta_{p,0}$ y es un parámetro de diseño; α es el ángulo de ataque, definido como el ángulo entre la cuerda y la velocidad relativa del viento; φ es el ángulo del viento relativo y puede ser expresado como $\varphi = \theta_p + \alpha$; dF_L es el diferencial de fuerza de lift; dF_D es el diferencial de fuerza de drag; dF_N es el diferencial de fuerza normal al plano de rotación y que por tanto contribuye al empuje; y dF_T es el diferencial de fuerza tangencial a la velocidad de rotación del rotor y por tanto es la fuerza que crea par útil; U_{rel} es por último la velocidad relativa.

A partir de la Figura 3.6 pueden determinarse una serie de relaciones:

$$\tan\varphi = \frac{U(1-a)}{\Omega r(1+a')} = \frac{1-a}{(1+a')\lambda_r} \quad (3.28)$$

$$U_{rel} = U(1-a)/\sin\varphi \quad (3.29)$$

$$dF_L = C_l \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad (3.30)$$

$$dF_D = C_d \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad (3.31)$$

$$dF_N = dF_L \cos\varphi + dF_D \sin\varphi \quad (3.32)$$

$$dF_T = dF_L \sin\varphi - dF_D \cos\varphi \quad (3.33)$$

Si el aerogenerador tiene B palas, entonces dF_N y dQ (diferencial de par) se pueden escribir como:

$$dF_N = B \frac{1}{2} U_{rel}^2 (C_l \cos\varphi + C_d \sin\varphi) c dr \quad (3.34)$$

$$dQ = B r dF_T \implies dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \sin\varphi - C_d \cos\varphi) c r dr \quad (3.35)$$

Así, de esta teoría se pueden extraer los valores del empuje y el par que experimentará la turbina en función del ángulo de la velocidad relativa (que a pitch fijo depende del ángulo de ataque y la velocidad angular) y los coeficientes de lift y drag (que también dependen del ángulo de ataque).

3.4. Blade element momentum theory

La combinación de la teoría de los momentos lineales con la Blade element theory, da como resultado la Blade Element Momentum theory (BEM), también llamada strip theory.

En esta sección utilizaremos la teoría BEM para establecer la respuesta de una pala de un aerogenerador en función de sus parámetros de diseño así como los de operación. Para ello se asume que la distribución de la cuerda y la torsión de la pala son conocidas a lo largo de toda su longitud. El ángulo de ataque se desconoce pero puede ser encontrado mediante relaciones adicionales.

La base de la teoría es que las fuerzas y los momentos sobre la pala obtenidos mediante la teoría de momentos lineales con rotación de estela y los obtenidos mediante la blade element

theory deben ser iguales.

Según la teoría de los momentos lineales:

$$dT = \rho U^2 4a(1-a)\pi r dr \quad (3.36)$$

$$dQ = 4a'(1-a)\rho U \pi r^3 \Omega dr \quad (3.37)$$

Según la Blade element theory:

$$dF_N = B \frac{1}{2} U_{rel}^2 (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi) c dr \quad (3.38)$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi) c r dr \quad (3.39)$$

Donde el empuje dT es igual a la fuerza normal dF_N . Y teniendo en cuenta que $U_{rel} = U(1-a)/\sin \varphi$ las ecuaciones de la blade element theory quedan:

$$dF_N = \sigma' \pi \rho \frac{U^2 (1-a)^2}{\sin^2 \varphi} (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi) r dr \quad (3.40)$$

$$dQ = \sigma' \pi \rho \frac{U^2 (1-a)^2}{\sin^2 \varphi} (C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi) r^2 dr \quad (3.41)$$

Donde se ha definido la solidez local σ' como:

$$\sigma' = \frac{Bc}{2\pi r} \quad (3.42)$$

Al unir las dos teorías en la BEM, se pueden calcular los factores de interferencia a y a' . Para ello es una practica habitual fijar $C_d = 0$ [7], lo que para perfiles delgados modernos con bajos coeficientes de arrastra introduce errores negligibles. Así pues igualando las expresiones del torque de ambas teorías:

$$\frac{a'}{1-a} = \frac{\sigma' C_l}{4\lambda_r \sin \varphi} \quad (3.43)$$

E igualando las expresiones para la fuerza normal:

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma' C_l \cos \varphi}{4\sin^2 \varphi} \quad (3.44)$$

Manipulando estas dos últimas expresiones y utilizando la ecuación 3.28, se obtienen las siguientes relaciones:

$$C_l = 4 \sin \varphi \frac{\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi}{\sigma' (\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi)} \quad (3.45)$$

$$\frac{a'}{1 + a'} = \frac{\sigma' C_l}{4 \cos \varphi} \quad (3.46)$$

$$a/a' = \lambda_r / \tan \varphi \quad (3.47)$$

$$a = \frac{1}{\frac{1 + 4 \sin^2 \varphi}{\sigma' C_l \cos \varphi}} \quad (3.48)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4 \cos \varphi}{\sigma' C_l} - 1} \quad (3.49)$$

De este modo se han obtenido las expresiones que permiten calcular las fuerzas sobre las palas a partir de los parámetros de diseño y de operación. Estas ecuaciones suelen solucionarse mediante dos métodos, uno numérico que requiere de la curva $C_l(\alpha)$ experimental y otro iterativo.

Solución mediante $C_l(\alpha)$ experimental: dado que $\varphi = \alpha + \theta_p$ y dadas unas condiciones de operación (λ_r conocida) la ec.3.45 solo depende de α . De manera que conocida la curva $C_l(\alpha)$ experimental, el coeficiente de lift puede ser encontrado de forma numérica de forma análoga a la representación gráfica mostrada en la Figura 3.7.

Solución iterativa: se puede definir el siguiente proceso iterativo para la obtención de la solución:

1. Se suponen valores para a y a' .

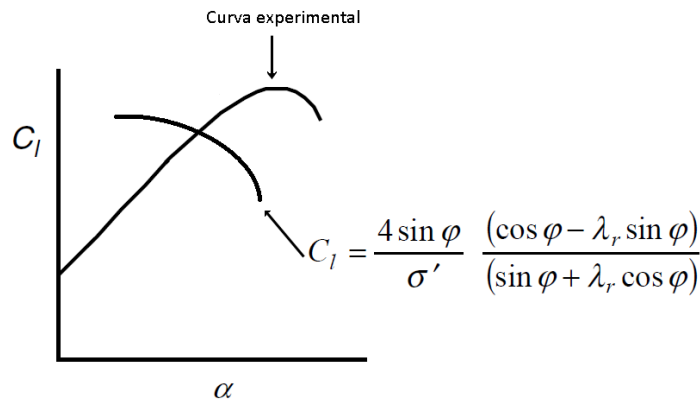


Figura 3.7: Solución gráfica para el C_l en función del ángulo de ataque

2. Se calcula el ángulo del viento relativo mediante la ecuación 3.28.
3. Se calcula el ángulo de ataque $\alpha = \varphi - \theta_p$ y luego C_l y C_d . Para calcular C_d se igualan las expresiones 3.26 y 3.41 obteniendo:

$$C_d = \tan\varphi \left(C_l - \frac{4a'r\Omega}{\sigma'(1-a)} \right) \quad (3.50)$$

4. Se actualizan a y a' mediante las ecuaciones 3.48 y 3.49.

Esto se repite hasta que los factores de interferencia calculados en 4, estén dentro de una tolerancia aceptable con respecto los usados en 1.

Una vez determinados los coeficientes de interferencia así como los de lift y drag, ya se puede calcular el coeficiente de empuje C_T necesario para el calculo de la velocidad del viento en las estelas y el coeficiente potencia C_P necesario para calcular la potencia extraída del viento.

Para averiguar el empuje total sufrido por la turbina basta con integrar las expresiones 3.36 o 3.40, el coeficiente de empuje C_T será calculado entonces según:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U^2 A} \quad (3.51)$$

La potencia total extraída puede calcularse como:

$$P = \int_{r_h}^R dP = \int_{r_h}^R \Omega dQ \quad (3.52)$$

donde r_h es el radio inicial de la pala y R el radio total. Por tanto el coeficiente de potencia se puede expresar como:

$$C_P = \frac{\int_{r_h}^R \Omega dQ}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 U^3} \quad (3.53)$$

usando el diferencial de par obtenido en 3.41 y la definición de la velocidad específica local obtenemos:

$$C_P = \frac{2}{\lambda^2} \int_{\lambda_h}^{\lambda} \sigma' C_l (1-a)^2 \frac{1}{\sin\varphi} \left(1 - \frac{C_d}{C_l} \cot\varphi \right) \lambda_r^2 d\lambda_r \quad (3.54)$$

que mediante las ecuaciones 3.44 y 3.47 se obtiene la expresión para el coeficiente de potencia de Wilson y Lissaman [7]:

$$C_P = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_h}^{\lambda} \lambda_r^3 a'(1-a) \left(1 - \frac{C_d}{C_l} \cot\varphi \right) d\lambda_r \quad (3.55)$$

En la que λ_h es la velocidad específica en el punto de radio mínimo de la pala. Esta expresión si se toma con $C_d = 0$ coincide con la derivada en la sección 3.2 calculada para un rotor ideal con rotación de estela. Existe también una formula alternativa [8]:

$$C_P = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_h}^{\lambda} \sin^2(\cos\varphi - \lambda_r \sin\varphi)(\sin\varphi + \lambda_r \cos\varphi) \left(1 - \frac{C_d}{C_l} \cot\varphi\right) \lambda_r^2 d\lambda_r \quad (3.56)$$

La teoría BEM describe bien el comportamiento de los aerogeneradores a valores bajos del coeficiente de interferencia axial, a . No obstante deja de ser válida para valores de a , mayores a 0.5, dado que según su definición original la velocidad del viento detrás del aerogenerador sería negativa. En la realidad, sin embargo, se dan valores del coeficiente de interferencia axial mayores a 0.5, haciendo que el coeficiente de empuje llegue hasta 2 cuando $a=1$.

Por encima de $a=0.5$ se da el llamado estado turbulento de la estela, en el que según los datos experimentales los coeficientes de empuje llegan a dos y la estela se caracteriza por una expansión muy rápida, turbulencia y recirculación.

Para modelar el coeficiente de empuje en esta región se usa la relación experimental de Glauert [9], que se muestra en la Figura inferior y tiene la expresión:

$$a = 0,143 + \sqrt{0,0203 - 0,6427 \cdot (0,889 - C_T)} \quad (3.57)$$

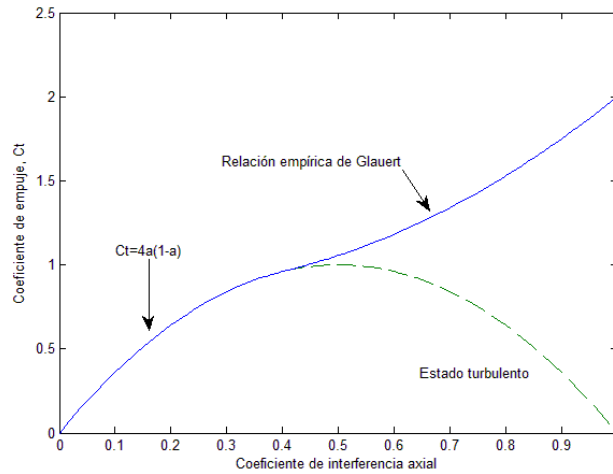


Figura 3.8: Relación experimental para los coeficientes axiales mayores a 0.5

3.5. Blade Element Momentum theory con perdidas de punta

Debido a que existe una diferencia de presión entre el intradós y el extradós de las palas, se originan flujos de aire alrededor de las mismas desde las zonas de mayor presión (intradós) hacia las de menor presión (extradós) reduciendo el lift y por tanto la potencia máxima extraíble. Este efecto es más pronunciado cuanto menor es la relación entre la cuerda y en ancho de la pala y por tanto adquiere su máximo en las puntas de las palas, creando los llamados vórtices de punta libre, causantes de un arrastre adicional conocido como arrastre inducido.

Las perdidas debidas a este efecto son derivadas de un modelo de vórtices complejo, existen sin embargo diversos modelos semi-empíricos descritos en la literatura. El más directo es el propuesto por Prandtl (ver de Vries para traducción en inglés [8]). Según este método, se puede establecer un factor de corrección F , función del numero de palas, el ángulo del viento relativo y la posición en la pala:

$$F = \left(\frac{2}{\pi}\right) \arccos \left[\exp \left(-\frac{B/2(1-r/R)}{(r/R) \sin\varphi} \right) \right] \quad (3.58)$$

Este factor de corrección debido a las pérdidas de punta afecta a las fuerzas derivadas de la teoría de los momentos lineales:

$$dT = F\rho U^2 4a(1-a)\pi r dr \quad (3.59)$$

$$dQ = F4a'(1-a)\rho U\pi r^3 \Omega dr \quad (3.60)$$

El resto de ecuaciones basadas en la Blade Element theory se basan en la definición de las fuerzas que actúan sobre las palas y por tanto quedan inalteradas, simplemente que los coeficientes de lift y drag serán ahora diferentes por F . De este modo las ecuaciones anteriormente descritas quedan:

$$\frac{a'}{1-a} = \frac{\sigma' C_l}{4F\lambda_r \sin\varphi} \quad (3.61)$$

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma' C_l \cos\varphi}{4F \sin^2\varphi} \quad (3.62)$$

$$C_l = 4F \sin\varphi \frac{\cos\varphi - \lambda_r \sin\varphi}{\sigma'(\sin\varphi + \lambda_r \cos\varphi)} \quad (3.63)$$

$$\frac{a'}{1+a'} = \frac{\sigma' C_l}{4F \cos\varphi} \quad (3.64)$$

$$a/a' = \lambda_r / \tan\varphi \quad (3.65)$$

$$a = \frac{1}{1 + \frac{4F \sin^2\varphi}{\sigma' C_l \cos\varphi}} \quad (3.66)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4F \cos\varphi}{\sigma' C_l} - 1} \quad (3.67)$$

$$U_{rel} = \frac{U(1-a)}{\sin\varphi} = \frac{U}{(\sigma' C_l / 4F) \cot\varphi + \sin\varphi} \quad (3.68)$$

$$C_P = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_h}^{\lambda} F \lambda_r^3 a' (1-a) \left(1 - \frac{C_d}{C_l} \cot\varphi\right) d\lambda_r \quad (3.69)$$

o equivalentemente:

$$C_P = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_h}^{\lambda} F \sin^2(\cos\varphi - \lambda_r \sin\varphi)(\sin\varphi + \lambda_r \cos\varphi) \left(1 - \frac{C_d}{C_l} \cot\varphi\right) \lambda_r^2 d\lambda_r \quad (3.70)$$

3.6. Forma de las palas para el rotor óptimo

Es posible determinar la forma óptima del rotor teniendo en cuenta los efectos de rotación de la estela. En este caso se calcula la forma óptima teniendo en cuenta la rotación de la estela pero no las pérdidas por punta ni el drag ($C_d = 0$), esto se hace ya que resultará un buen punto de partida en las iteraciones del modelado aerodinámico de la Sección 4.2.

Para optimizar la forma del rotor, se toma la parte de la Ecuación 3.70 que depende del ángulo del viento relativo y se deriva con respecto de φ e iguala a cero.

$$\frac{\partial}{\partial\varphi} \left[\sin^2(\cos\varphi - \lambda_r \sin\varphi)(\sin\varphi + \lambda_r \cos\varphi) \right] \quad (3.71)$$

lo que da:

$$\lambda_r = \frac{\sin\varphi(2\cos\varphi - 1)}{(1 - \cos\varphi)(2\cos\varphi + 1)} \quad (3.72)$$

A partir de esta expresión puede deducirse que:

$$\varphi = \frac{2}{3} \operatorname{atan} \left(\frac{1}{\lambda_r} \right) \quad (3.73)$$

$$c = \frac{8\pi r}{BC_l}(1 - \cos\varphi) \quad (3.74)$$

De manera que ya se conoce la distribución de la cuerda y la velocidad relativa del viento óptima.

3.7. Modelo de estelas

A lo largo de los años se han llevado a cabo muchos estudios sobre las estelas de los aerogeneradores, y se han desarrollado varios modelos. Algunos de ellos son el modelo de Ainslie [10], el de Frandsen [11], el modelo de mosaico [12], el modelo de Jensen [13] así como diversas aproximaciones por medio de Dinámica de Fluidos Computacional [14].

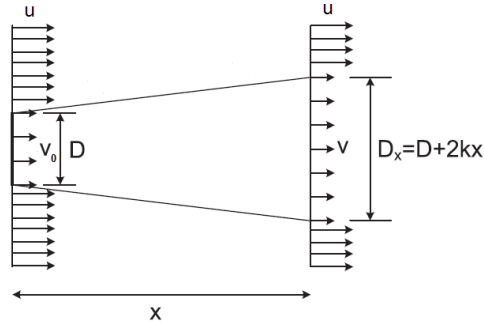


Figura 3.9: Esquema y notación de la estela de un aerogenerador.

La elección de uno u otro dependerá de la precisión requerida, el tiempo de simulación o la aplicación concreta para que se requiera. Existen estudios comparativos entre los diversos modelos de estela, en ellos se ponen de manifiesto las diferencias entre unos y otros. En muchas ocasiones, como es el caso de [15] las diferencias no son significativas y por tanto en este estudio se ha optado por trabajar con el modelo de N. O. Jensen. Este modelo es uno de los más utilizados, presenta una precisión adecuada y unos tiempos de simulación muy razonables; está basado en la conservación global del momento lineal y asume una expansión lineal de la estela, parametrizada según datos experimentales.

El balance de momento lineal en la estela de un aerogenerador según la notación descrita en la Figura 3.9 sería:

$$\pi \left(\frac{D}{2}\right)^2 v_0 + \pi \left(\frac{D_x - D}{2}\right)^2 u = \pi \left(\frac{D_x}{2}\right)^2 v \quad (3.75)$$

En la derivación original de Jensen se asume que $v_0 = u/3$, resultado de operar en el punto de máxima potencia $a = 1/3$. En nuestro caso no obstante, utilizaremos una relación

más general basada en la definición del coeficiente de potencia:

$$T_{v_0} = (1 - C_T)T_u \implies v_0^2 = (1 - C_T)u^2 \implies v_0 = u\sqrt{1 - C_T} \quad (3.76)$$

De esta manera se puede llegar a la relación:

$$v = u \left[1 - \frac{D^2}{D_x^2} \left(1 - \sqrt{1 - C_T} \right) \right] \quad (3.77)$$

Que mediante la suposición inicial $D_x = D + 2kx$ se obtiene la fórmula general para la velocidad del viento en la estela de un aerogenerador a una distancia x del mismo:

$$v = u \left[1 - \left(\frac{D}{D + 2kx} \right)^2 \left(1 - \sqrt{1 - C_T} \right) \right] \quad (3.78)$$

Donde k corresponde al factor de apertura que representa los efectos de la estabilidad atmosférica, Jensen encontró experimentalmente que el valor de k es 0.075 para aplicaciones on-shore y 0.04 para aplicaciones offshore.

Estrictamente, esta velocidad corresponde a la velocidad del viento en el centro de la estela, habría que definir un perfil de velocidades. No obstante se ha observado que el uso de una función escalonada no presenta demasiadas discrepancias [15].

Capítulo 4

Simulación y optimización

El objetivo de este capítulo es la programación de un modelo que permita estudiar la producción energética de un parque eólico del tipo off-shore teniendo en cuenta las estelas y sombras eólicas que se dan entre aerogeneradores para así, proponer un sistema de operación de los mismos basado no en la maximización de la producción energética para cada aerogenerador sino la maximización a nivel del parque en su conjunto.

Actualmente la implementación de la electrónica de potencia en los aerogeneradores ha permitido que éstos sean controlables y por tanto puedan ejecutar estrategias de MPPT (Maximum Power Point Tracking) y obtener la máxima energía posible del viento en cada situación. No obstante estas estrategias están basadas en la maximización de la energía extraída por cada aerogenerador de forma individual, el objetivo de este capítulo es comprobar si debido a los efectos de apantallamiento eólico de unos molinos con los otros, pueden existir estrategias de MPPT no solo a nivel de aerogenerador sino a nivel de parque en su conjunto. La operación de un aerogenerador a un nivel inferior de potencia implica que haya una mayor velocidad en el viento de su estela. Permitiendo así que el aerogenerador que recibe el viento de su estela pueda operar a una mayor potencia.

Se procederá a una validación preliminar de la hipótesis aquí expuesta por medio de un modelo simplificado, a continuación se propondrá un modelo de estudio y un procedimiento de análisis y por último se llevará a cabo la simulación completa de dicho sistema de estudio.

4.1. Validación preliminar de la hipótesis

A continuación se presentan los resultados de la simulación de un escenario simplificado que incluye 2 aerogeneradores alineados. El objetivo es validar de forma preliminar la hipótesis de que operando el primero fuera de su punto óptimo la potencia entregada por el segundo se ve incrementada hasta el punto de hacer que la potencia total supere aquella disponible si operamos cada aerogenerador teniendo en cuenta solamente su máximo individual.

Para ello utilizaremos la teoría del momento unidimensional presentada en el punto 3.1 para el modelado del aerogenerador y la teoría de Jensen presentada en 3.7 para el modelado de la estela. De este modo, las ecuaciones que se necesitan son:

$$C_T = 4a(1 - a) \quad (4.1)$$

$$C_P = 4a(1 - a)^2 \quad (4.2)$$

$$P = \frac{1}{2}\rho AU^3 C_P \quad (4.3)$$

$$v = u \left[1 - \left(\frac{D}{D + 2kx} \right)^2 \left(1 - \sqrt{1 - C_T} \right) \right] \quad (4.4)$$

El procedimiento es el siguiente:

- Se asume que la segunda turbina funciona a su C_P máxima: $C_P = 16/27 \approx 0,5926$ ó $a_2 = 1/3$
- Se calcula la velocidad del viento que llega a la turbina dos, v_2 , para cada factor de interferencia axial a_1 de la turbina 1 mediante la ec. 4.4
- Se calcula la potencia de la turbina 1 para cada valor de a_1 mediante 4.2 y 4.3
- Se calcula la potencia de la turbina 2 para cada valor de v_2 asociado a a_1 mediante 4.3.
- Se calcula la potencia total asociada a cada a_1 como la suma de ambas potencias.

De esta manera obtenemos la potencia suministrada por cada aerogenerador así como la total en función de a_1 que en nuestro modelo está directamente relacionado con C_P . Los resultados se muestran en la Figura 4.1, puede observarse que la turbina 1 maximiza su potencia precisamente para $a_1 = 1/3$ y que la turbina dos la maximiza para $a_1 = 0$, ya que de esta manera la turbina uno deja disponible el máximo de viento. El punto interesante es que la potencia total presenta el máximo cuando $a_1 = 0,254$ lo que implica que el conjunto de los aerogeneradores maximiza su potencia al operar el primero fuera de su punto de máxima producción.

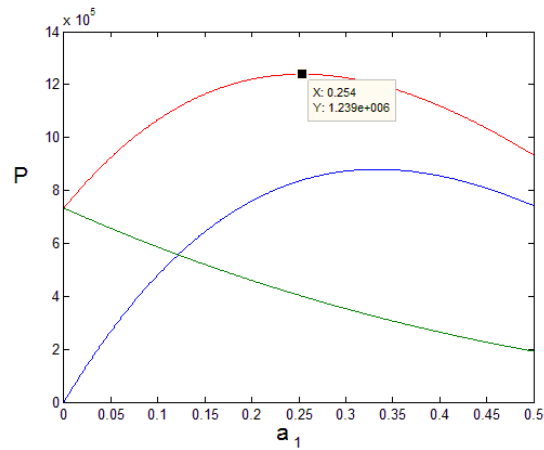


Figura 4.1: Azul: Potencia turbina 1, verde: potencia turbina 2, rojo: potencia total

También se ha estudiado el caso de tres aerogeneradores alienados. En este caso se ha fijado la $a_3 = 1/3$ y se han probado todas las combinaciones de a_1 y a_2 , lo que ha dado lugar a un plano de factores de interferencia axial sobre el que se elevan las potencias 1, 2, 3 y total:

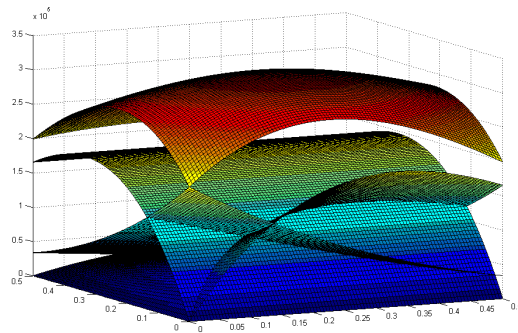


Figura 4.2: Potencias 1, 2, 3 y total en función de a_1 y a_2

En éste caso se obtiene que la potencia máxima se obtiene al operar los aerogeneradores a:

$$C_{P1} = 0,468, \quad (a_1 = 0,170)$$

$$C_{P2} = 0,541, \quad (a_2 = 0,225)$$

$$C_{P3} = 0,593, \quad (a_3 = 0,333)$$

Que de nuevo muestra como operar los aerogeneradores 1 y 2 fuera de sus respectivos máximos beneficia la producción total de energía del conjunto.

4.2. Modelo y procedimiento

Después de que la sección anterior arrojase resultados prometedores en la dirección de la hipótesis planteada, se procede a efectuar un estudio más detallado de la misma. Para ello se plantea un modelo más realista del aerogenerador basado en la teoría BEM incluyendo pérdidas por rotación de la estela, número de palas finito y efectos de punta, así como coeficientes experimentales de lift y drag para un perfil de ala dado.

El procedimiento seguido ha sido el siguiente:

1. Se decide el radio de las palas mediante una primera estimación tomando una velocidad de diseño así como un Coeficiente de potencia C_P y una eficiencia global (gearbox, generador...) η mediante la siguiente ecuación:

$$P = C_P \eta \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 \quad (4.5)$$

En nuestro caso se ha tomado una pala de 40m para una potencia aproximada de 2MW a una velocidad de alrededor de 11m/s

2. De acuerdo con el tipo de aplicación se decide el número de palas y una velocidad específica de funcionamiento. Dado que el objetivo es el diseño de un aerogenerador para producción eléctrica se opta por una configuración convencional de tres palas y se escoge una velocidad específica $\lambda = 7$.
3. Se elige el perfil aerodinámico que dará forma a las palas del aerogenerador. Se elige el perfil NACA4412, que presenta unas características de lift y drag adecuadas sin ser un perfil excesivamente difícil de manufacturar. El perfil NACA4412 es el que se muestra a continuación:

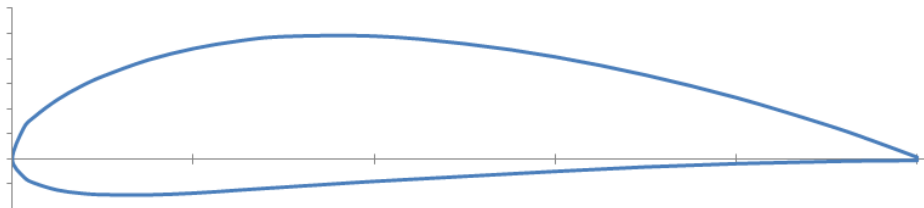


Figura 4.3: Perfil NACA4412

4. Se Obtienen las curvas empíricas de los coeficientes de drag y lift para un número de Reynolds adecuado para las condiciones de funcionamiento. Se escoge el ángulo de ataque que presente un $C_{d,diseño}/C_{l,diseño}$ mínimo para cada sección de la pala, en nuestro caso 8.5° . Los coeficientes de lift y drag del perfil seleccionado se muestran en la siguiente figura:

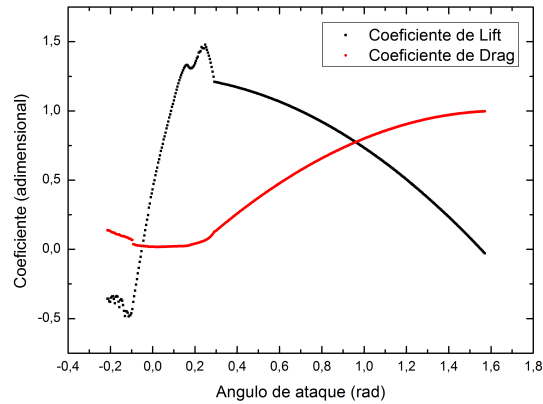


Figura 4.4: Coeficientes de lift y drag en función del ángulo de ataque para el perfil NA-CA4412

- Se divide la pala en N elementos del mismo modo que en la blade element theory, tal y como se representa en la figura 3.5. A continuación se define la forma de cada elemento, para ello puede utilizarse como referencia los valores ideales de la teoría del rotor óptimo, de manera que en nuestro caso la distribución de la cuerda y del ángulo de torsión quedan como se muestra a continuación:

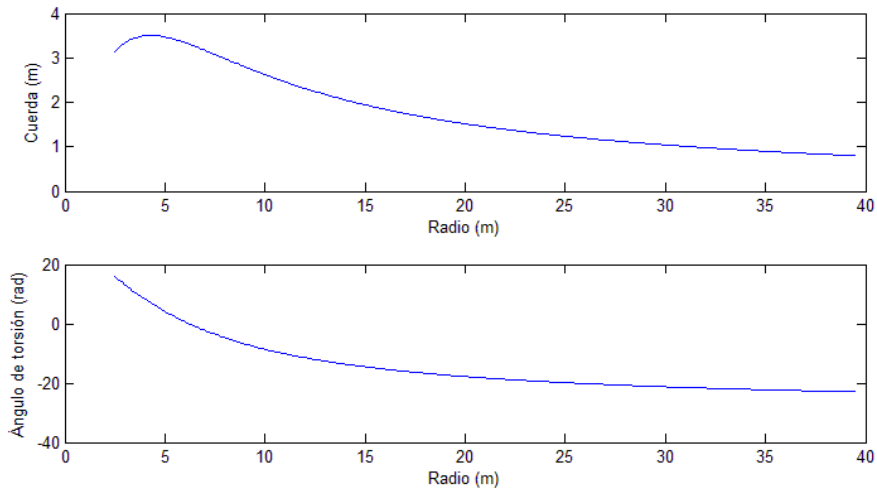


Figura 4.5: Distribución de la cuerda y del ángulo de torsión utilizados

- Una vez definida la pala, para determinar su rendimiento en diferentes situaciones se aplica un método iterativo basado en el explicado en la sección 3.4. Dado que nuestro objetivo es determinar los coeficientes C_P y C_T en función de λ , este mismo

método iterativo se aplicará para diversas lambdas. Para ello se necesitan estimaciones iniciales de los coeficientes a , a' y φ , en nuestro caso se han tomado los valores correspondientes al diseño óptimo:

$$\varphi = \frac{2}{3} \operatorname{atan} \left(\frac{1}{\lambda_r} \right) \quad (4.6)$$

$$a = \frac{1}{1 + \frac{4F \sin^2 \varphi}{\sigma' C_{l, \text{diseño}} \cos \varphi}} \quad (4.7)$$

$$a' = \frac{1 - 3a}{4a - 1} \quad (4.8)$$

en el que λ_r es distinto para cada λ que calculamos. De esta manera obtenemos, una primera estimación de a y a' , empezamos el método iterativo, en el que calculamos el ángulo del viento y el coeficiente de pérdidas de punta como:

$$\tan \varphi = \frac{1 - a}{\lambda_r (1 + a')} \quad (4.9)$$

$$F = \left(\frac{2}{\pi} \right) \operatorname{arcos} \left[\exp \left(-\frac{B/2 (1 - r/R)}{(r/R) \sin \varphi} \right) \right] \quad (4.10)$$

Con el ángulo del viento y dado que θ_P es conocido a lo largo de toda la pala, se obtiene el ángulo de ataque $\alpha = \varphi - \theta_P$, esto permite averiguar el C_l y el C_d para cada elemento mediante los datos experimentales mostrados en la figura 4.4. Con ellos ya se puede calcular el coeficiente de empuje C_T :

$$C_T = \frac{\sigma (1 - a)^2 (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi)}{\sin^2 \varphi} \quad (4.11)$$

Ahora ya es posible volver a calcular los nuevos coeficientes a y a' mediante:

$$a = \frac{1}{1 + \frac{4F \sin^2 \varphi}{\sigma' C_l \cos \varphi}} \quad (4.12)$$

$$a' = \frac{1 - 3a}{4a - 1} \quad (4.13)$$

Repitiendo estos pasos mientras los nuevos coeficientes a y a' estén fuera de una tolerancia determinada, se van afinando los resultados para los diferentes parámetros calculados. Una vez éstos ya no varíen, puede procederse a calcular el coeficiente de potencia:

7. Para encontrar el coeficiente de potencia se toma una versión discretizada de la ecuación 3.56 en la que se ha incorporado el factor de pérdidas F y se ha asumido que la pala está dividida en N elementos de igual longitud y por tanto $\Delta\lambda_r = \lambda_{ri}\lambda_{r(i+1)} = \lambda/N$:

$$C_P = \frac{8}{\lambda N} \sum_{i=1}^N F_i \sin^2 \varphi_i (\cos \varphi_i - \lambda_{ri} \sin \varphi_i) (\sin \varphi_i + \lambda_{ri} \cos \varphi_i) \left(1 - \frac{C_d}{C_l} \cot \varphi_i\right) \lambda_{ri}^2 \quad (4.14)$$

Aplicando la ecuación 4.14 para cada lambda desde 2 hasta 20, se obtiene la figura 4.6. Se puede apreciar que sobretodo la región inicial hasta velocidades específicas aproximadamente 10 ó 11, el comportamiento es muy similar al conocido para este tipo de aerogeneradores. A partir de ahí presente quizás un decaimiento demasiado lento para lo que es habitual, probablemente debido a otras fuentes de pérdidas no valoradas en la metodología presentada tales como efectos de turbulencia. No obstante, no es de gran relevancia debido a que dado nuestro sistema de operación, los aerogeneradores trabajaran siempre a lambda máximo o valores menores del mismo. Otro aspecto a destacar es que la curva presenta el máximo coeficiente de potencia para $\lambda = 8,5$ cuando la turbina había sido inicialmente propuesta para presentarlo a $\lambda = 7$, esto no resulta en ninguna incongruencia fundamental sino que es debido al hecho de haber basado el proceso en la definición de un ángulo de ataque, α , de diseño fijado a partir del punto en el que el cociente C_d/C_l es mínimo en las curvas experimentales. Si bien este punto es el que a priori presenta unas características idóneas de operación, al variar la velocidad específica se varía la forma de de la curva del angulo del viento relativo, φ , a lo largo de la pala resultando en que no todos los elementos de la pala ofrecen el mismo ángulo de ataque, resultando en secciones que ofrecen un α mayor, lo que resulta en mayores coeficientes de lift como puede observarse en la figura 4.4.

8. Anteriormente en el paso 6, se ha calculado el coeficiente de empuje para cada uno de los elementos de la pala, dado que como ya se ha comentado la pala está dividida en un N elementos de igual longitud, el coeficiente de empuje total de la pala puede ser calculado como la media del de todos los elementos.

Repitiendo el proceso para lambdas de 2 a 20 como en el caso del coeficiente de potencia se obtiene la curva $C_T(\lambda)$ mostrada en la figura 4.7, necesaria para el cálculo de la velocidad del viento en las estelas de los aerogeneradores: Como puede observarse, la curva $C_T(\lambda)$ toma valores de C_T superiores a 1 para lambdas superiores a 10-11, como se ha explicado en la sección 3.4 esto es perfectamente posible si se tiene en cuenta que aparecen efectos turbulentos en la estela no descritos en la teoría BEM. Además el hecho de incorporar pérdidas no contempladas en la teoría BEM viene a confirmar lo sugerido en el punto anterior, que la curva $C_P(\lambda)$ no es estrictamente correcta para

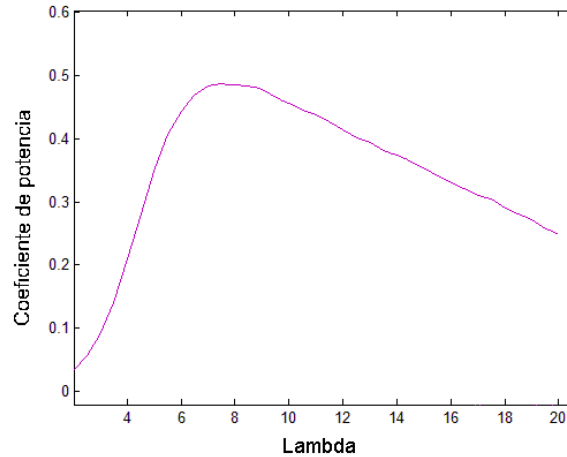


Figura 4.6: Curva $C_P(\lambda)$ obtenida mediante la ecuación 4.14 fijando la discretización de la pala en 1cm

dichos lambdas. Sin embargo esto no presenta ningún problema para los posteriores análisis realizados en base a estos resultados pues como ya se ha comentado quedan fuera de la zona de operación.

4.3. Resultados

En esta sección se presentan los resultados de la simulación de un conjunto de 3 aerogeneradores alineados en que los mismos han sido modelados según la teoría descrita en la sección anterior y las estelas según la sección 3.7. El objetivo es determinar si tal y como se ha podido observar en la sección 4.1, fijar un punto de operación fuera del máximo en las turbinas de las primeras líneas permite un mayor aprovechamiento de la energía total producida por el conjunto.

El sistema de estudio consiste en tres aerogeneradores alineados en la dirección del viento y separados 500 metros (6.25 diámetros), los tres son idénticos y presentan las curvas $C_P(\lambda)$ y $C_T(\lambda)$ presentadas en las figuras 4.6 y 4.7. Para encontrar el punto óptimo de operación de cada uno de ellos se ha procedido a calcular todas las posibles combinaciones de funcionamiento, es decir, fijando la lambda del último aerogenerador (AG3) en su máximo propio ($\lambda = 8,5$) se operan los otros dos aerogeneradores (AG1 y AG2) en todas las posibles combinaciones de sus respectivas velocidades específicas ($\lambda_{1,2} = [2, 9]$). La operación de AG1 y AG2 fuera de su óptimo propio tiene como resultado una mayor de disponibilidad de viento en AG2 y AG3 debido a que según el modelo de Jensen para las estelas, la velocidad del viento en la misma es proporcional a $1 - C_T$, y como puede observarse en la figura 4.7, $C_T(\lambda)$ es monótona creciente. Es decir que operar a una λ menor implica un C_T menor y por tanto

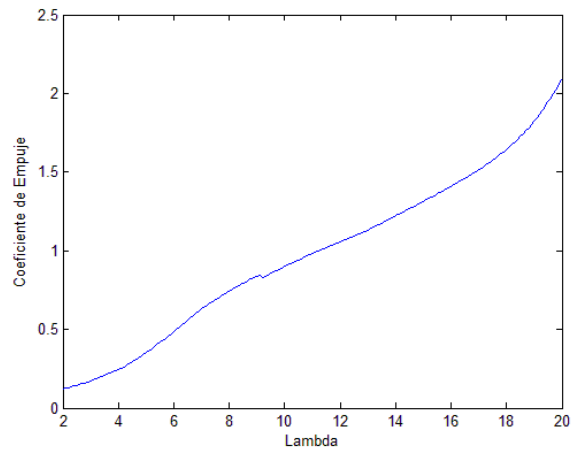


Figura 4.7: Curva $C_T(\lambda)$ obtenida mediante la ecuación 4.11 fijando la discretización de la pala en 1cm.

una velocidad de viento mayor. Este efecto puede verse en la figura 4.8.

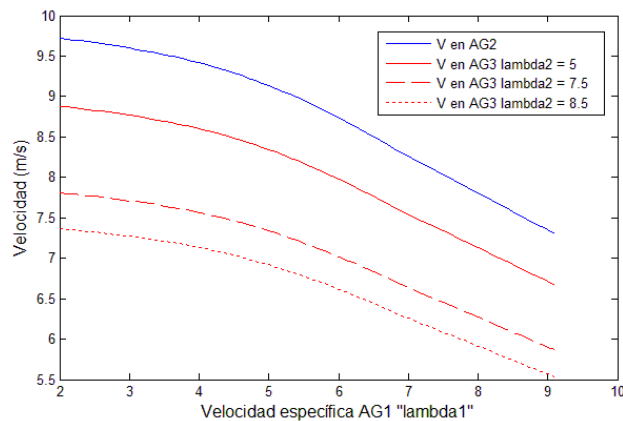


Figura 4.8: Velocidad del viento en AG2 y AG3 en función de λ_1 y λ_2

Como puede observarse en la figura 4.8 la velocidad en AG2 depende λ_1 , mientras que la velocidad en AG3 depende tanto de λ_1 como de λ_2 . El objetivo es encontrar un equilibrio entre la potencia que se deja de desarrollar debido a la menor velocidad específica (y por tanto también C_P) y el aumento debido al incremento en la velocidad del viento.

Efectuando la simulación tal y como se ha indicado, se obtiene el siguiente resultado para AG1:

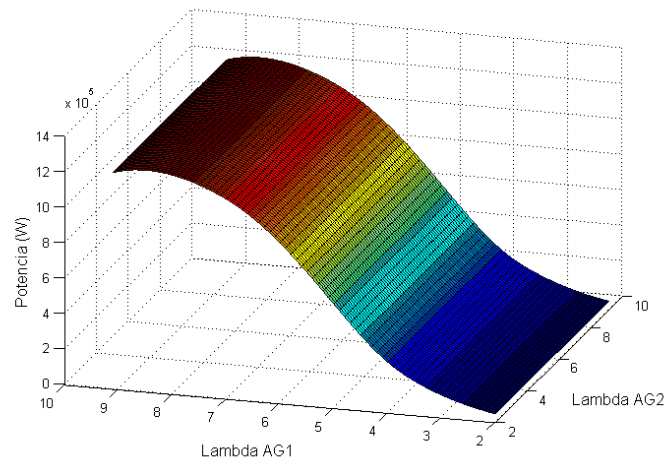


Figura 4.9: Potencia en AG1 en función de λ_1 y λ_2 para un viento de 10m/s.

Tal y como puede verse en la figura 4.9 la potencia desarrollada por AG1 solo depende de λ_1 y presenta el máximo en $\lambda_1 = 8,5$. Para AG2 se obtiene el resultado mostrado en la siguiente figura:

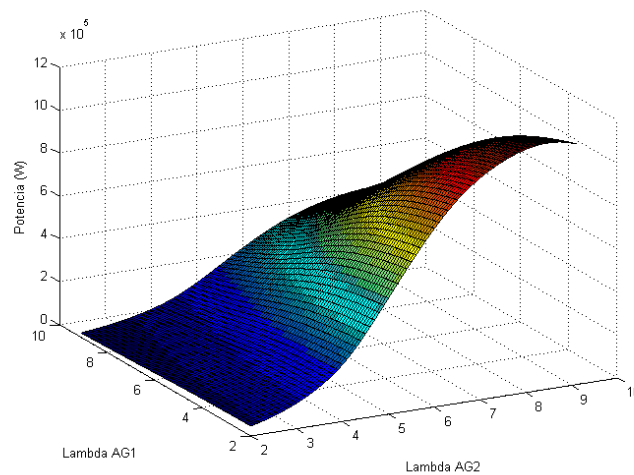


Figura 4.10: Potencia en AG2 en función de λ_1 y λ_2 para un viento de 10m/s

Puede observarse que la potencia desarrollada por AG2 depende tanto de λ_1 como de λ_2 . Observando la figura con más detenimiento se observa que presenta el máximo cuando λ_1 es mínima y $\lambda_2 = 8,5$, como ya se ha dicho, esto es debido a que al ser λ_1 mínima hay una mayor disponibilidad de viento en AG2 y por tanto éste puede desarrollar una mayor potencia, que será máxima cuando $\lambda_2 = 8,5$. Por su parte la potencia desarrollada por AG3

es la siguiente:

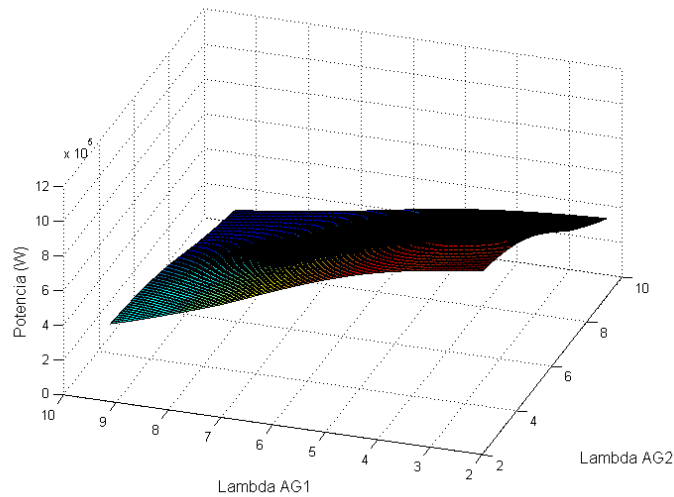


Figura 4.11: Potencia en AG3 en función de λ_1 y λ_2 para un viento de 10m/s

Esta última figura también es coherente con lo explicado anteriormente, ya que presenta el máximo cuando tanto λ_1 como λ_2 son mínimos y por tanto dejan más viento disponible para AG3, que recordemos siempre opera a $\lambda_3 = 8,5$. Sin embargo el interés de estas gráficas no reside en cada una de ellas por separado sino en la suma de las tres, en la potencia total del sistema. Si sumamos las tres superficies anteriormente mostradas se obtiene la potencia desarrollada por el conjunto de los 3 aerogeneradores conjuntamente en función de λ_1 y λ_2 :

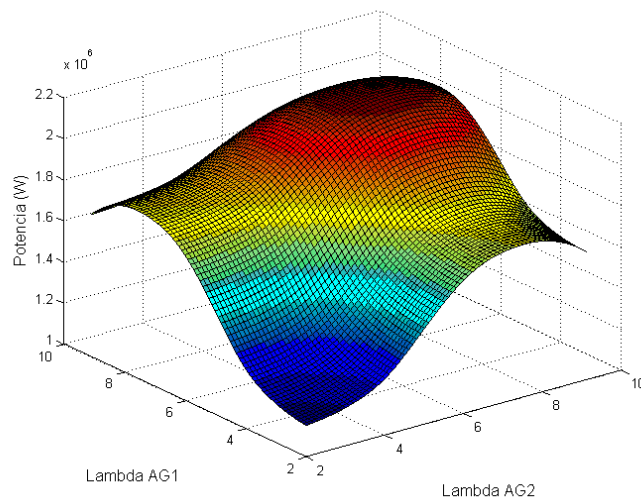


Figura 4.12: Potencia total del conjunto de 3 aerogeneradores para un viento de 10m/s.

Esta gráfica presenta el máximo en $\lambda_1 = 6,8$ y $\lambda_2 = 7,5$, lo que indica que para obtener la máxima energía de un conjunto de tres aerogeneradores alineados en la dirección del viento es preferible operar los dos primeros fuera del óptimo propio ($\lambda = 8,5$ en este caso), para que de esta manera el viento que llega a los dos segundos conserve una parte mayor de su velocidad inicial y de esta manera se incremente la producción eléctrica total.

Mediante esta misma gráfica es también posible estimar el incremento de potencia que se da respecto una operación convencional en la que cada molino trabaja a su C_P máximo ($\lambda = 8,5$), para ello solo es preciso localizar el punto de la superficie con $\lambda_1 = \lambda_2 = 8,5$ y compararlo con el máximo. Haciendo tal cosa se observa que la potencia máxima encontrada es un 6.796 % mayor que la máxima potencia desarrollada con una estrategia convencional.

Con esto parece quedar comprobado que es posible aumentar la producción energética de un conjunto de tres aerogeneradores alineados en la dirección del viento al tener en cuenta los efectos de estela y establecer una estrategia de operación de conjunto para maximizar la producción total, en lugar de estrategias de operación individuales.

Capítulo 5

Operación

Dados los resultados presentados a lo largo del capítulo tres, en el presente capítulo se procede a definir un sistema de control que permita controlar los aerogeneradores de modo que se cumplan los criterios de operación que las máquinas requieren a la vez que se implementan los nuevos requisitos de operación a diferentes velocidades específicas.

Los aerogeneradores con máquinas de velocidad variable tienen dos parámetros de operación, la velocidad específica y el pitch. El sistema de control se basa en operar los aerogeneradores a lambda constante y pitch constante en la zona de viento parcial y a lambda variable y pitch variable en la zona de viento total.

La zona de viento parcial, se define como aquella para la que al operar el aerogenerador al viento disponible y la lambda de operación se desarrolla una potencia menor a la nominal (2MW), en esta zona de operación los aerogeneradores se operan con pitch cero y las lambdas determinadas en el capítulo anterior: $\lambda_1 = 6,8$, $\lambda_2 = 7,5$ y $\lambda_3 = 8,5$.

La zona de viento total, se define como aquella en la que la velocidad del viento disponible desarrollaría más potencia que la nominal si se operara del mismo modo que en la zona de viento parcial y por tanto hay que modificar parámetros de operación para mantener la potencia igual a la nominal. El criterio de operación en esta zona es mantener la potencia igual a la nominal y la velocidad angular constante.

Así cada aerogenerador presentará su propio diagrama de operación como el que se muestra en la Figura 5.1. Como puede observarse, por encima de la velocidad de cut-in (3/s en este caso) y hasta la velocidad nominal del viento la relación entre V y Ω es lineal, lo que indica una lambda constante. A partir de ese punto se entra en la zona de viento total, en la que se aumenta el pitch para forzar a la máquina a trabajar a Omega y Potencia constante hasta la velocidad de cut-out (25 m/s en este caso)

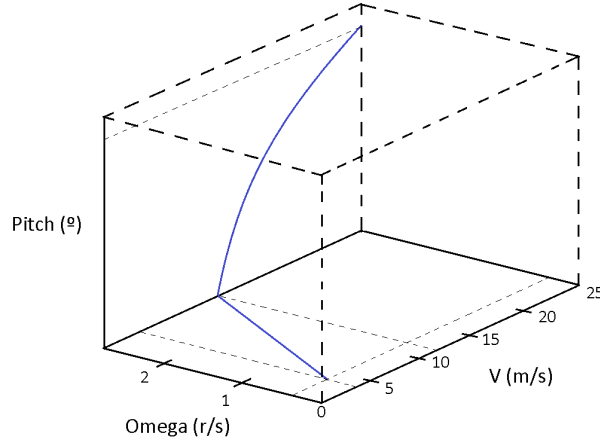


Figura 5.1: Diagrama de operación de una turbina de velocidad y pitch variable

Cabe destacar que dado que cada aerogenerador opera a una λ diferente, la recta $\Omega(V)$ tendrá una pendiente diferente y por tanto resultará en un velocidades nominales del viento diferentes. Es decir, la potencia nominal se conseguirá a velocidades del viento diferentes para cada aerogenerador.

Se ha procedido a simular el comportamiento del conjunto de tres turbinas bajo un sistema de operación basado en los criterios mencionados. Como ya se ha destacado, cada turbina presenta una velocidad nominal del viento distinta, para conocer dicha velocidad se impone la potencia nominal:

$$P = \frac{1}{2}\rho A v_i^3 C_{P,i} < 2MW \implies v_{N,i} = \left(\frac{2 \cdot 10^6}{1/2 \rho A C_{P,N,i}} \right) \quad (5.1)$$

Dado que conocemos la λ de operación y su dependencia con C_P , conocemos las C_P de operación de cada turbina, y por tanto la velocidad nominal del viento para cada aerogenerador:

$$\lambda_{N,1} = 6,8 \implies C_{P,N,1} = 0,414 \implies v_{N,1} = 12,23m/s$$

$$\lambda_{N,2} = 7,5 \implies C_{P,N,2} = 0,452 \implies v_{N,2} = 11,9m/s$$

$$\lambda_{N,3} = 8,5 \implies C_{P,N,3} = 0,473 \implies v_{N,3} = 11,7m/s$$

Estas velocidades se refieren a la velocidad del viento que experimenta cada turbina, no a la velocidad libre del viento ni a la velocidad relativa de cada turbina. A efectos de simulación, se trabaja siempre con la velocidad libre del viento, que luego es corregida según la operación de las turbinas que apantallan a la de estudio. Así la λ de operación es igual a la λ óptima anteriormente calculada hasta que la velocidad del viento sea igual a la velocidad nominal de cada turbina, a partir de ahí se fija según:

$$\lambda_i = \frac{\Omega_{N,i} R}{v_i} \quad (5.2)$$

Donde $\Omega_{N,i}$ se fija según la lambda y velocidad del viento nominales: $\Omega_{N,i} = \lambda_{N,i} v_{N,i} / R$, de este modo:

$$\Omega_{N,1} = 2,08 \text{ rad/s}$$

$$\Omega_{N,2} = 2,23 \text{ rad/s}$$

$$\Omega_{N,3} = 2,49 \text{ rad/s}$$

A partir de las Omegas nominales pueden obtenerse las lambdas para cada velocidad del viento tal y como pueden observarse en la Figura 5.2(a). El coeficiente de potencia se calcula de una forma similar, hasta la velocidad nominal se fija el correspondiente a la lambda nominal, y a partir de ahí se encuentra a partir de la lambda encontrada anteriormente según la dependencia $C_P(\lambda)$ encontrada en la sección 4.2. Véase Figura 5.2(b).

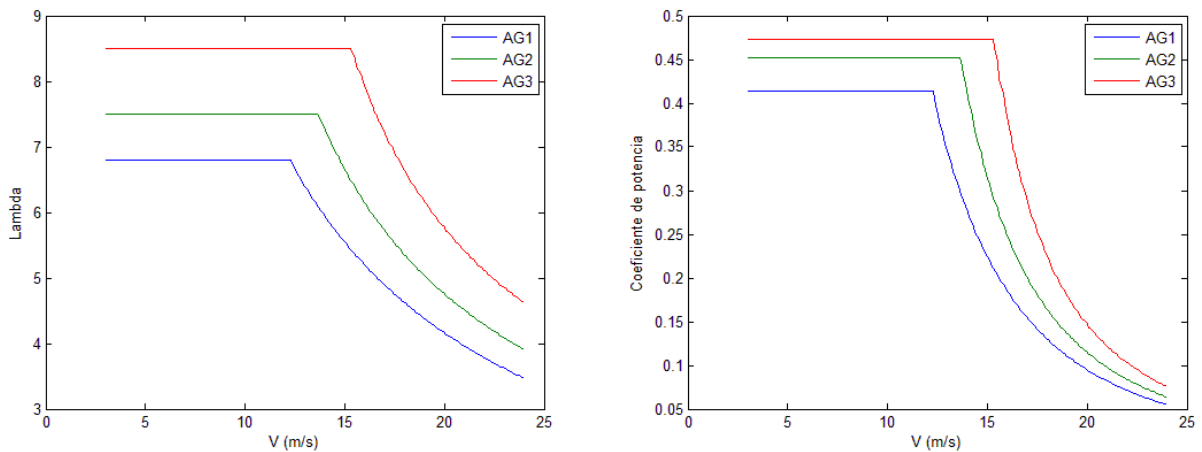


Figura 5.2: Velocidad específica y Coeficiente de Potencia en función de la velocidad libre del viento para los tres aerogeneradores. Operación teniendo en cuenta efectos de estela.

En la figura anterior puede apreciarse como cada uno de los aerogeneradores tiene una respuesta idéntica a un control convencional con pitch, sin embargo a diferencia de un control convencional en el que todos los aerogeneradores funcionan siempre a la lambda que maximiza C_P y por tanto es la misma, en este caso cada turbina trabaja a una lambda diferente. Cabe destacar que la velocidad indicada en el eje de las abscisas corresponde a la velocidad del viento libre, por lo que aunque las velocidades nominales de AG2 y AG3 sean inferiores a la de AG1, su corrección con respecto al viento libre debido a la sombra eólica hace que dejen la zona de viento parcial más tarde que AG1.

Mediante la curva C_P mostrada en la figura anterior ya puede calcularse la potencia total desarrollada por cada aerogenerador según la fórmula:

$$P_i = \frac{1}{2} \rho A v_i^3 C_{P,i} \quad (5.3)$$

El resultado puede observarse en la Figura 5.3:

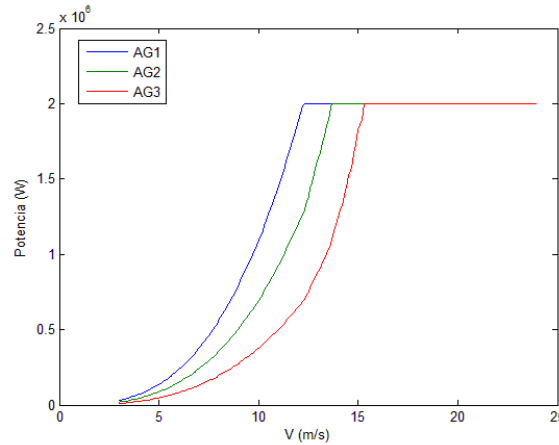


Figura 5.3: Potencia desarrollada por cada una de las turbinas. Operación teniendo en cuenta efectos de estela.

Como puede observarse en la Figura 5.3 la potencia de los tres aerogeneradores empieza siendo cero y aumenta hasta llegar a los 2MW, momento en el que se estabiliza hasta la velocidad de corte. Cabe destacar que AG1 es el aerogenerador que más potencia desarrolla a pesar de ser el que trabaja a menor C_P . Esto es debido a que también es el que más viento recibe, y la influencia del viento en la potencia es cúbica.

Como comparación se ha efectuado la misma simulación para un conjunto de tres aerogeneradores operados de una forma convencional en la que la λ se ha fijado durante toda la zona de operación parcial de manera que cada uno de los aerogeneradores desarrolle la máxima potencia, esto es $\lambda = 8,5$ y $C_P = 0,473$. y durante la zona de viento total de forma análoga a la anteriormente explicada.

Como puede apreciarse en la Figura 5.4, en este caso todos los aerogeneradores funcionan a la misma λ y C_P hasta sus respectivas velocidades nominales, momento en el que empiezan a disminuir.

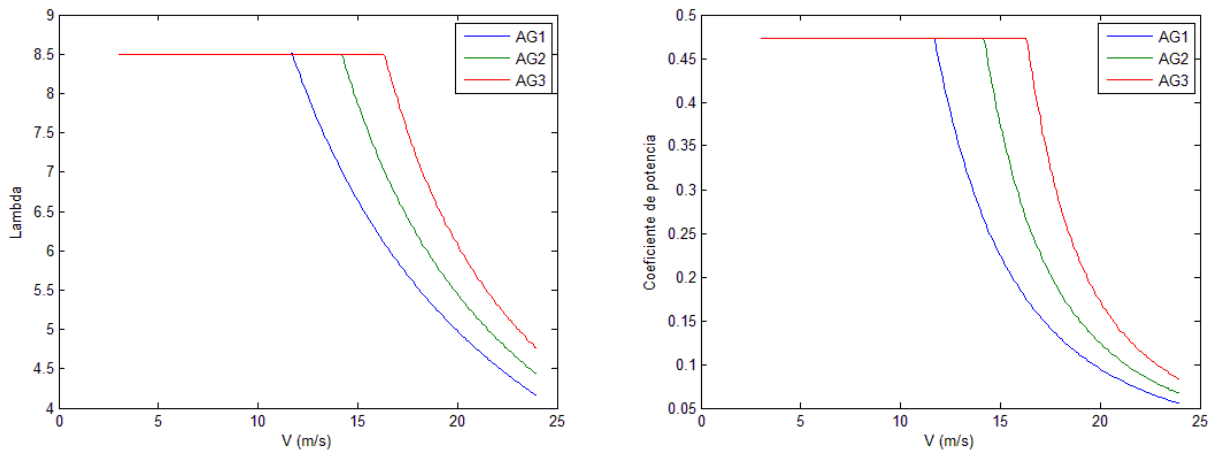


Figura 5.4: Velocidad específica y Coeficiente de Potencia en función de la velocidad libre del viento para los tres aerogeneradores. Operación sin tener en cuenta efectos de estela.

También se ha calculado de forma análoga la potencia desarrollada por cada uno de los aerogeneradores, ésta puede observarse en la Figura 5.5. Es posible apreciar como en este caso sobretodo AG2 y AG3 llegan a su potencia nominal a vientos mas elevados que en el caso anterior, motivo para pensar que la potencia total desarrollada por el conjunto de los tres aerogeneradores será mayor con el primer sistema de control.

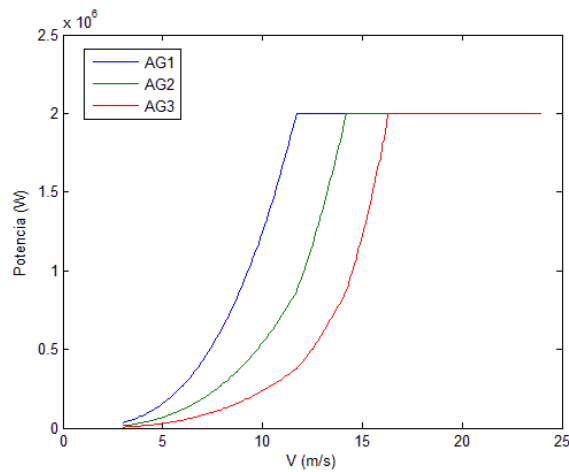


Figura 5.5: Potencia desarrollada por cada una de las turbinas. Operación sin tener en cuenta efectos de estela.

A efectos de llevar a cabo una comparación real entre los dos escenarios se ha procedido a sumar las potencias en función del viento de los tres aerogeneradores para cada uno de los sistemas de control. El resultado se muestra en la Figura 5.6. En ella puede apreciarse sin

lugar a dudas como el nuevo sistema de control propuesto mejora la potencia desarrollada por el conjunto de los tres aerogeneradores, llegando a la potencia nominal a vientos menores que el sistema convencional.

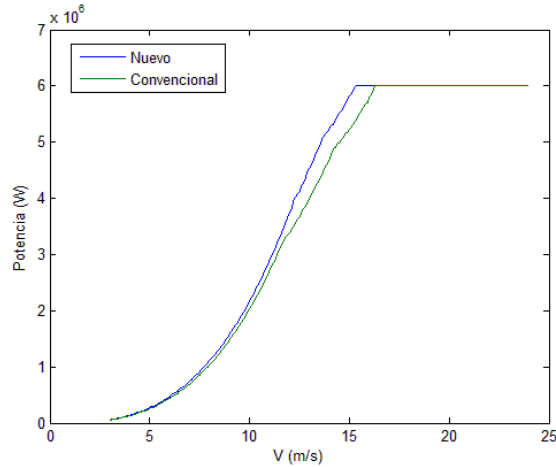


Figura 5.6: Potencia total desarrollada por los tres aerogeneradores para cada uno de los sistemas de control.

Si se calcula el porcentaje de ganancias de potencia para cada velocidad del nuevo sistema de control respecto del convencional se obtiene la siguiente gráfica:

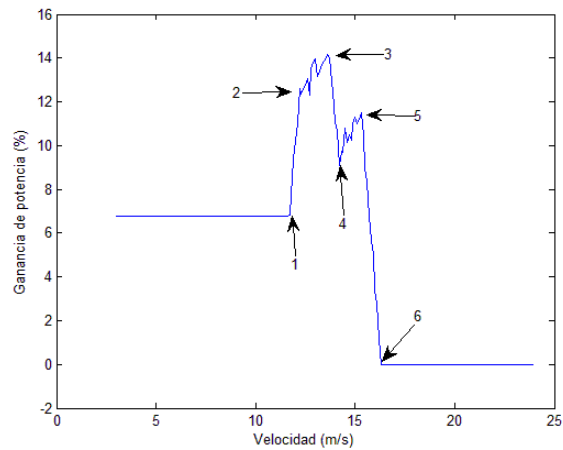


Figura 5.7: Ganancias de potencia en función de la velocidad del nuevo sistema de control respecto del convencional. Ver cuerpo del trabajo para la descripción de las indicaciones

Como puede apreciarse las ganancias de potencia son constantes (6.8%) durante el primer intervalo, luego se vuelven algo erráticas y caen a cero. Ésto es debido a los siguientes motivos, indicados en la figura:

1. 11.7m/s. AG1 entra en zona de potencia nominal durante la operación convencional. Al estar AG1 (nueva operación) en zona de potencia parcial y todavía tener recorrido alcista, las ganancias se disparan.
2. 12.2m/s. AG1 entra en zona de potencia nominal durante la nueva operación, las ganancias se moderan.
3. 13.7m/s. AG2 entra en zona de potencia nominal durante la nueva operación, al estar AG2 (operación convencional) todavía de subida las ganancias bajan.
4. 14.2m/s. AG2 entra en zona de potencia nominal durante la nueva operación. Las ganancias se moderan.
5. 15.3m/s. AG3 entra en zona de potencia nominal durante la nueva operación. La potencia de AG2 (operación convencional) todavía tiene recorrido alcista, las ganancias se desploman.
6. 16.3m/s. AG3 entra en zona de potencia nominal durante la operación convencional. A partir de esta velocidad no hay diferencia entre los sistemas de control.

El resto de pequeñas irregularidades en la gráfica son probablemente debidas a la discretización de los diferentes parámetros durante la simulación.

Dado que no todas las velocidades de viento se dan con la misma frecuencia es interesante valorar el incremento de producción energética que se conseguiría al aplicar el nuevo sistema de control al conjunto de los tres aerogeneradores. Para ello se aplica una distribución de Weibull con parámetros $k=2$ (Rayleigh) y $c=8$, de manera que la distribución de densidad de probabilidad de la velocidad del viento vendrá dada por:

$$p(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (5.4)$$

Se calcula la potencia media de cada velocidad como $P_i = p_i(v) \cdot P_i \cdot \Delta v_i$ y la energía aportada por cada velocidad como $E_i = P_i \cdot 8,760h (Wh)$. De esta manera puede apreciarse el aporte energético de cada velocidad del viento tanto para el nuevo sistema de control como para el convencional en la Figura 5.8.

La Figura 5.8 muestra como aunque la diferencia entre la potencia desarrollada es máxima a velocidades cercanas a los 15m/s la diferencia en el aporte energético de éstas es mucho menor debido a que dichas velocidades se dan pocas horas al año. En comparación la diferencia energética entre ambos sistemas es máxima para velocidades alrededor de los 11m/s, correspondientes a las velocidades que ofrecen un compromiso óptimo entre las velocidades más frecuentes y aquellas que aportarán un mayor diferencial de energía dados los efectos de estela sobre los aerogeneradores posteriores.

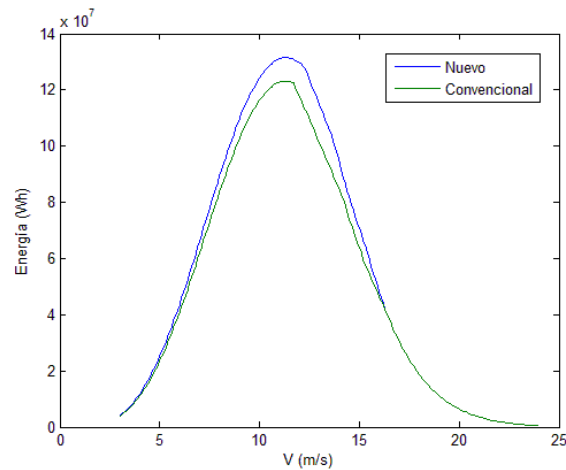


Figura 5.8: Energía producida por el conjunto de los tres aerogeneradores, al asumir un viento unidireccional con una distribución de Weibull con $k=2$ y $c=8$.

Es importante destacar que las ganancias energéticas calculadas en esta última gráfica suponen un aumento de la energía generada del 7.8 % con respecto al sistema de control convencional.

Esta simulación presenta un caso muy simplificado en el que la velocidad del viento está siempre alineada con los tres aerogeneradores, el objetivo del mismo es simplemente ilustrar el efecto de como un sistema de control que considere el conjunto del parque puede ofrecer ventajas en la producción energética total. En un escenario real la velocidad del viento presentará una distribución angular según la rosa de los vientos característica de la zona, que en algunos casos eliminará parte del efecto de apantallamiento que da sentido al nuevo sistema de control y en otros presentará nuevos ángulos para los que el apantallamiento se da en diagonal, a distancias mayores y/o con apantallamiento parcial de los aerogeneradores posteriores o laterales.

Un ejemplo que ilustra otro de los ángulos para los que el nuevo sistema de control adquiere relevancia se muestra en la Figura 5.9. Para el estudio de estos supuestos hay que primeramente definir el parque eólico, definir la rosa de los vientos del emplazamiento y hacerla actuar sobre los aerogeneradores trabajando con y sin el sistema de control propuesto. Además para los casos en los que la estela interfiere solo parcialmente con los aerogeneradores posteriores hay que definir que velocidad de viento le llega a éstos. El modelo de Jensen descrito en la sección 3.7 puede contemplar dichos escenarios, también se han desarrollado otros modelos como el modelo de mosaico que permiten trabajar de este modo [12].

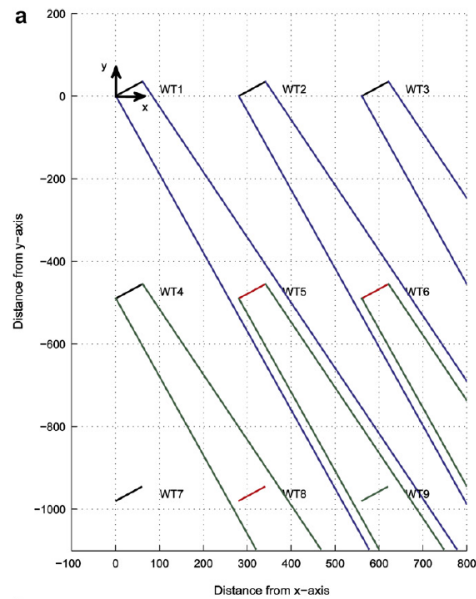


Figura 5.9: Parque eólico con 9 aerogeneradores con un viento tal que la estela de los delanteros actúa sobre las diagonales. Tomado de [16]

Es evidente que al valorar las ganancias energéticas mediante el nuevo sistema de control sobre un escenario realista que incorpore una distribución angular del viento según una rosa de los vientos, éstas serán sustancialmente menores que las aquí presentadas debido, como se ha dicho, a que la situación presentada representa el caso en el que el sistema de control propuesto es más efectivo. Para realizar una valoración efectiva de las eventuales ganancias energéticas es por tanto necesario ampliar el estudio a un parque más genérico sobre el que se implemente una distribución angular del viento.

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Trabajo realizado

A lo largo de este trabajo se ha planteado y verificado la hipótesis de que es posible optimizar la potencia energética mediante estrategias distintas de operación de los aerogeneradores. Para ello se ha planteado un sistema de estudio sencillo que permite la observación del efecto y una primera aproximación a su cuantificación. Se ha descrito de forma exhaustiva la teoría aerodinámica de aerogeneradores necesaria para la modelización del sistema de estudio y se ha implementado la misma en un conjunto de rutinas de simulación. Los resultados de éstas han sido analizados con el fin de validar la hipótesis y extraer conclusiones respecto la misma y el funcionamiento general de los aerogeneradores.

6.2. Conclusiones

Las principales conclusiones derivadas de este estudio son que los aerogeneradores pueden ser modelados desde una base aerodinámica con resultados muy satisfactorios, que las estelas de los mismos pueden ser descritas con modelos relativamente sencillos con precisiones comparables a modelos más sofisticados. También se ha visto como dichas estelas afectan a la producción energética de los aerogeneradores que se encuentran en ellas. La conclusión más relevante del estudio ha sido que tal y como postulaba la hipótesis, se pueden definir sistemas de control del conjunto de un parque eólico que, mediante la inclusión de las reducciones en la velocidad debidas a efectos de estela, maximicen la energía obtenida por el parque en su conjunto con respecto a una operación convencional que maximice la energía de cada aerogenerador por separado.

6.3. Contribuciones

Las principales contribuciones que presenta este trabajo incluyen la definición de un marco de modelización de aerogeneradores completo no siempre fácil de encontrar en la bibliografía. El planteamiento de una hipótesis original sobre la mejora de la eficiencia energética mediante la operación, la definición de un sistema de estudio apropiado para la validación de la hipótesis. La programación de un conjunto de rutinas destinadas a la validación de la hipótesis, así como la validación positiva de la misma y la propuesta de un sistema de operación que saque partido del efecto descrito.

6.4. Futuras líneas de trabajo

Como ya se ha mencionado el objetivo de este trabajo es el de validar la hipótesis de partida mediante la descripción del efecto. Se ha puesto de manifiesto que existen situaciones en las que la operación fuera de los puntos de máximo aprovechamiento eólico resulta beneficioso a nivel de parque, sin embargo para poder cuantificar de forma precisa dicho efecto haría falta trasladar esta metodología de trabajo a un parque más realista con unas características de viento también más realistas.

El objetivo último debería ser el de simular un parque offshore completo con una distribución de los molinos en mariz y una distribución angular del viento que respondiese a la rosa de los vientos de la región elegida, de este modo se observaría como varía la producción energética en función de la operación de una forma más realista.

Bibliografía

- [1] EWEA. 2012. Wind in Power: 2012 European Statistics.
- [2] RED ELECTRICA DE ESPAÑA. 2012. Avance del informe 2012.
- [3] BETZ, A. 1920. Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnutzung des Windes durch Windmotoren. Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen.
- [4] BETZ, A. 1926. Windenergie und Ihre Ausnutzung durch Windmüllen. Vandenhoeck and Ruprecht, Göttingen.
- [5] WILSON, R. E., Lissaman, P. B. S. and Walker, S. N. 1976. Aerodynamic Performance of Wind Turbines. Energy Research and Development Administration, ERDA/NSF/04014-76/1.
- [6] MANWELL, J. F. 1990. A simplified method for predicting the performance of a horizontal axis wind turbine rotor. Proc. of the 1990 American Wind Energy Association Conference. Washington, DC.
- [7] WILSON, R. E. and Lissaman, P. B. S. 1974. Applied Aerodynamics of Wind Power Machine. Oregon State University.
- [8] DE VRIES, O. 1979. Fluid Dynamic Aspects of Wind Energy Conversion. Advisory Group for Aerospace Research and Development, North Atlantic Treaty Organization, AGARD-AG-243.
- [9] GLAUERT, H. 1948. The Elements of Aerofoil and Airscrew Theory. Cambridge University Press, Cambridge, UK.
- [10] AINSLIE JF. 1988. Calculating the flowfield in the wake of wind turbines. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics; 27:213e24.
- [11] FRANDBSEN, S, Barthelmie R, Pryor S, Rathmann O, Larsen S, Hjrstrup J, et al. 2006. Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. Wind Energy.

- [12] RATHMANN O, Frandsen S, Barthelmie R. 2007. Wake modelling for intermediate and large wind farms. In: Wind energy conference and exhibition.
- [13] JENSEN NO. A note on wind generator interaction. 1983. Technical Report RISØ-M-2411, Denmark.
- [14] RTHOR P-E, Bechmann A, Sørensen NN, Frandsen ST, Mann J, Jørgensen HE, et al. 2007. A CFD model of the wake of an offshore wind farm: using a prescribed wake inflow. *Journal of Physics: Conference Series*; 75: 012047.
- [15] BARTHELMIE RJ, Folkerts L, Larsen GC, Rados K, Pryor SC, Frandsen ST, et al. 2005. Comparison of wake model simulations with offshore wind turbine wake profiles measured by sodar. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology* 2005;23.
- [16] DE PRADA M, Gomis O, Sumper A, Bergas J. 2012. Power generation efficiency analysis of offshore wind farms connected to a SLPC (single large power converter) operated with variable frequencies considering wake effects. *Energy* 37 (2012) 455e468.
- [17] SENGUPTA A, Verma PM. 1992. An analytical expression for the power coefficient of an ideal horizontal-axis wind turbine. *International Journal of energy research*. VOL. 16,453-455 (1992).
- [18] KOCH F, Gresch M, Shewarega F, Erlich I. Consideration of Wind Farm Wake Effect in Power System Dynamic Simulation. 2005. IEEE.
- [19] ALI M, Matevosyan J, Milanovic JV, Söder L. 2009. Effect of wake consideration on estimated cost of wind energy curtailments. In: CD Rom of the 2009 8th international workshop on large-scale integration of wind power into power systems as well as on transmission networks for offshore wind farms. 14e15, Bremen, Germany.
- [20] Bartla J, Pierellaa F, Sætrana L. 2012. Wake measurements behind an array of two model wind turbines. *Energy Procedia* 24 (2012) 305 – 312.
- [21] WILSON RE. 1980 Wind turbine aerodynamics. *Journal of Industrial Aerodynamics*, 5(1980) 357–372.
- [22] MANWELL JF, McGowan CG, Rogers AL. 2009. *Wind energy explained, Theory, Design and Application Second Edition*. ISBN 978-0-470-01500-1.

- [23] FERNANDO D. Bianchi, Hernán De Battista and Ricardo J. Mantz. 2007. Wind Turbine Control Systems Principles, Modelling and Gain Scheduling Design. ISBN-13: 9781846284922.
- [24] HAU E. 2005. Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Applications, Economics. 2nd Edition. ISBN-10 3-540-24240-6.

Màster Interuniversitari UB-UPC d'Enginyeria en Energia

Acta d'Avaluació de Projecte

Curs:
Codi UPC: **33563**

Data defensa:

Qualificació:

Alumne:
DNI:
Títol:

Director:
Director:
Ponent:

Tribunal

President:
Vocals:

Suplents:

Observacions

Signatura

Convocatòria Ordinària,	Convocatòria Extraordinària,
Cognoms, nom (President)	Cognoms, nom (President)
Cognoms, nom (Vocal)	Cognoms, nom (Vocal)
Cognoms, nom (Vocal)	Cognoms, nom (Vocal)