

---

# **Business Case: Project Finance. Planta eólica en Turquía**

---

PID\_00269266

Juan Gómez Munuera

**Juan Gómez Munuera**

El encargo y la creación de este recurso de aprendizaje UOC han sido coordinados por la profesora: Àngels Fitó (2019)

Primera edición: septiembre 2019  
© Juan Gómez Munuera  
Todos los derechos reservados  
© de esta edición, FUOC, 2019  
Av. Tibidabo, 39-43, 08035 Barcelona  
Realización editorial: FUOC

*Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño general y la cubierta, puede ser copiada, reproducida, almacenada o transmitida de ninguna forma, ni por ningún medio, sea este eléctrico, químico, mecánico, óptico, grabación, fotocopia, o cualquier otro, sin la previa autorización escrita de los titulares de los derechos.*

# Índice

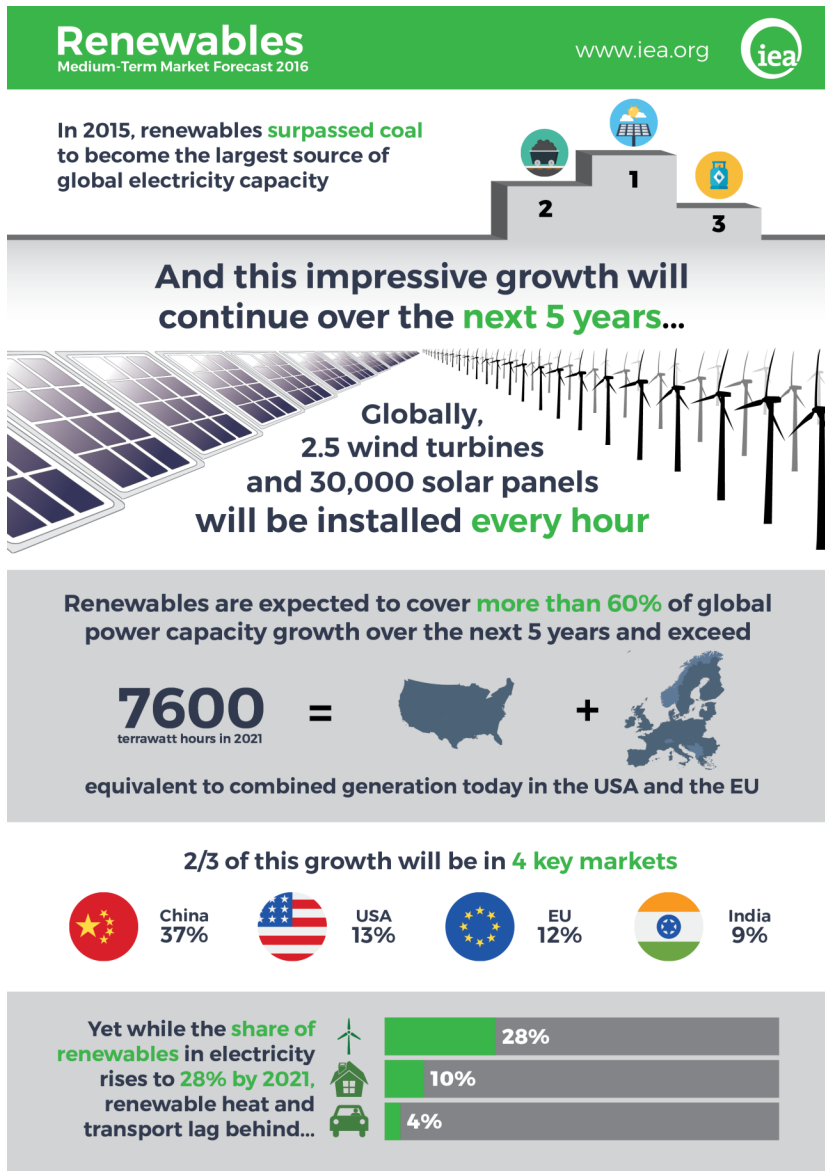
<b>1. La situación energética en el mundo.....</b>	<b>5</b>
1.1. Informe mundial sobre la energía eólica .....	7
1.2. Índice RECAI de la consultora E&Y .....	8
<b>2. La energía eólica.....</b>	<b>10</b>
<b>3. Turquía y el mercado de la energía.....</b>	<b>12</b>
3.1. El viento en Turquía .....	13
3.2. Marco regulatorio .....	15
3.2.1. Entidades relevantes .....	15
3.2.2. Legislación aplicable .....	16
3.2.3. Nueva ley de energía .....	16
<b>4. Business case. Project finance. Parque eólico.....</b>	<b>18</b>
4.1. CAPEX (capital <i>expenditure</i> ) o inversiones por realizar .....	20
4.2. Ingresos .....	20
4.3. OPEX ( <i>operating costs</i> ) o gastos de explotación .....	21
4.4. Corporate tax .....	22
4.5. Reparto de dividendos ( <i>pay out</i> ) .....	22
4.6. Circulante operativo .....	22
4.7. Estructura financiera del proyecto Izmir-II .....	22
4.8. Balance de situación y cuenta de pérdidas y ganancias .....	22
4.9. Viabilidad del <i>Project finance</i> .....	22
4.10. Presentación al Comité de Créditos .....	23
<b>Anexo.....</b>	<b>25</b>
<b>Anexo.....</b>	<b>25</b>
<b>Anexo.....</b>	<b>25</b>



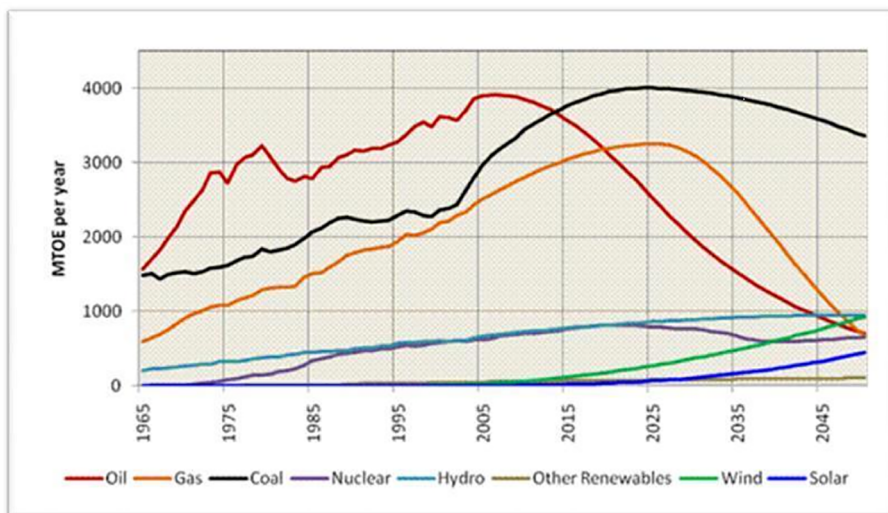
## 1. La situación energética en el mundo

Desde hace ya varias décadas, hay consenso científico sobre el impacto que tiene la acumulación de ciertos gases en la atmósfera provocados por la actividad humana. Se trata de los llamados **gases de efecto invernadero**, entre los cuáles el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es el más relevante. Desde la era industrial se han emitido 200.000 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera; se ha pasado de unas 280 partes por millón (ppm) de CO<sub>2</sub> en 1850 a 385 ppm en la actualidad. Este incremento ha provocado un aumento de la temperatura media de 0,8 °C hasta hoy día, y ya comienzan a manifestarse algunos de sus efectos. Sin embargo, el **cambio climático** está sólo en la fase inicial.

El **Panel Intergubernamental Contra el Cambio Climático (IPCC)**, legitimado como la «organización mundial contra el cambio climático», ha estimado en 2 °C el límite máximo de incremento tolerable para mantener la sostenibilidad del planeta. Si se superase dicho límite, los efectos del cambio climático podrían ser irreversibles. El IPCC fija como objetivo no superar los 2 °C de calentamiento, para lo cual no deberían superarse las 450 ppm de CO<sub>2</sub> en la atmósfera.



Tras el protocolo de Kioto, la crisis económica global está retrasando un nuevo acuerdo internacional que sirva de marco para cumplir los objetivos del IPCC. Sin embargo, mientras se retrasan los acuerdos globales, muchos países están apostando por cambiar su modelo energético actual por el uso de las energías renovables. La Unión Europea cuenta con cierto liderazgo en este ámbito, gracias a un ambicioso triple objetivo para el 2020: la reducción de un 20 % de las emisiones de gases de efecto invernadero, la reducción de un 20 % del consumo de energía y el aumento de la participación de las energías renovables en el mix energético a un 20 %. Además, la UE se compromete a llegar hasta un 30 % en la reducción de gases de efecto invernadero, en el caso de que haya un compromiso internacional que involucre tanto a otras potencias como a los nuevos países industrializados. Basándose en los desafíos descritos y en la creciente (aunque todavía lenta) voluntad política, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) dibuja el siguiente escenario para el futuro.



La AIE prevé que la energía eólica juegue un papel fundamental en el mix energético global del futuro (12 % en 2050), al nivel de la energía hidráulica (12 %), y situándose por encima del petróleo y del gas (9 % ambas fuentes), y sólo por debajo del carbón (43 %).

La energía eólica es, junto con la energía solar, la fuente energética que presenta un crecimiento más continuado, pero, debido a su actual nivel de desarrollo y mayor eficiencia en coste, en la actualidad lleva ventaja sobre el resto de energías renovables y se prevé que continuará llevándola.

### 1.1. Informe mundial sobre la energía eólica

El informe anual del Global Wind Energy Council (GWEC) correspondiente al año 2107 —Global Wind Report: Annual Market Update—presenta las siguientes conclusiones:

- 1) En el año 2017 se construyeron instalaciones de energía eólica de más de 52 GW.
- 2) Las instalaciones totales a finales del 2017 en todo el mundo alcanzaron los 539 GW.

Adicionalmente, podemos destacar que la energía eólica lidera la transformación mundial de los combustibles fósiles y presenta una evolución positiva de los siguientes puntos críticos de los parques eólicos:

- 1) Reducción de los precios de construcción.
- 2) Reducción de los costes de mantenimiento.
- 3) Mejora en el rendimiento de las operaciones.
- 4) Mayor fiabilidad de la tecnología y elementos instalados.

La previsión del GWEC para los próximos cinco añoses seguir creciendo de forma exponencial, de acuerdo con las estimaciones siguientes:

- 1) En el año 2018, se mantendrá el nivel de construcción similar al de 2017.
- 2) En el año 2019, se superarán los 60 GW.
- 3) En el cuatrienio 2020-2022, se alcanzarán los 840 GW a escala mundial.

Llegados a este punto, **el 20 % de la electricidad mundial puede ser eólica en el año 2030.**

Por su parte, la patronal europea de energía eólica **WindEurope**, en su informe *Scenarios for 2030*, refuerza las buenas perspectivas del GWEC; de dicho informe podemos sacar las siguientes conclusiones:

- 1) En el año 2020, se podrá suministrar un 16,5 % de la demanda eléctrica.
- 2) En el año 2030, se podrá cubrir un 30 % de la demanda de Europa.

## **1.2. Índice RECAI de la consultora E&Y**

La consultora **Ernst&Young** acaba de publicar la última edición de su informe bianual (octubre de 2017) del **índice RECAI** sobre el atractivo de los países para la inversión en renovables, en el que la nota más destacada es la **recuperación del terreno por parte de los países europeos.**

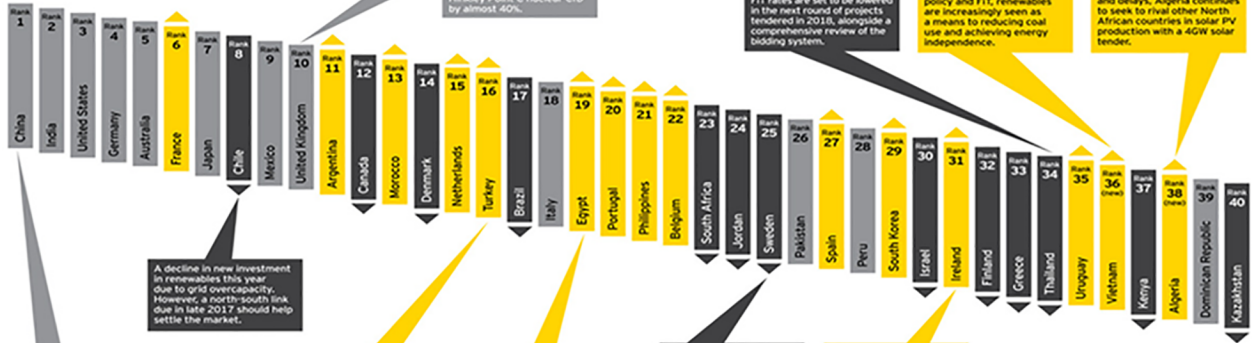
Si en la edición anterior del informe, eran los mercados emergentes de Latinoamérica los que ganaban posiciones a costa de los europeos, en esta edición son los europeos los que recuperan terreno. En el caso que nos ocupa, Turquía ocupa el puesto dieciséis de un total de cuarenta países.



# recai

Renewable energy country attractiveness index

October 2017



The second contract for difference (CfD) auction awarded over 3GW offshore wind at the historically low price of €37.50/MWh (US\$77.9/MWh) delivered in 2022-23, undercutting 2015 prices by half and Hinkley Point C nuclear CfD by almost 40%.

With an increase in pricing for onshore wind alongside an ambitious new solar policy and FIT, renewables are increasingly seen as a means to reducing coal use and achieving energy independence.

Despite recent challenges and delays, Algeria continues to seek to rival other North African countries in solar PV production with a 4GW solar tender.

A decline in new investment in renewables this year due to grid overcapacity. However, a north-south link due in late 2017 should help settle the market.

Latest tender awarded 1GW to onshore wind at 50% below the ceiling price, drawing international interest from major manufacturers. PV grew three-fold in a year to 1.5GW.

Feed-in tariff (FIT) system has resulted in 1GW PV under construction, with more projected for next year under a potential auction program.

Low power prices and returns have weighed on recent deal activity. The Government has put in place a US\$520m investment program to achieve Sweden's zero emissions goal by 2040.

Solar power will be included in Ireland's new CfD auction to replace the Renewable Energy Feed-in Tariff (REFIT), alongside support for new technologies such as storage.

**Methodology**  
The index was recalculated in early 2017, with all underlying datasets fully refreshed. To see a description of our methodology, please go to [recai.com/recai](http://recai.com/recai).

**Legend**  
▲ Increased attractiveness compared with previous index  
▼ Decreased attractiveness compared with previous index

PV capacity rose 2.1GW over the past six months while wind curtailment fell 7% over a year. New targets have set to cancel or defer 10GW of coal power, while Beijing meets the deadline for a future ban on internal combustion engine sales.



## 2. La energía eólica

La energía eólica es una de las fuentes de energías renovables para la que se dispone de una tecnología madura, por lo que su explotación es técnica y económicamente viable y en unas condiciones de producción y coste que prevén que a corto plazo sea competitiva con las fuentes de energía tradicionales (hidráulica, térmica clásica o termonuclear).

Actualmente son varias las **razones por las que se presta una especial atención a las energías renovables** y, en particular, **a la energía eólica**. Entre ellas cabe citar las siguientes:

- 1) La necesaria **búsqueda de fuentes de energía no convencionales** que permitan **atender la gran demanda** de energía de las sociedades humanas. El planeta está cada vez más poblado y el consumo de energía per cápita aumenta a medida que las sociedades menos desarrolladas tienden a un mayor desarrollo.  
En la actualidad, la gran dispersión que existe entre el consumo por habitante entre las sociedades industrializadas y el resto de la población hace necesario potenciar fuentes de energía que ahorren combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) para reducir el uso de recursos agotables y, por lo tanto, promover un modelo de desarrollo sostenible, además de diversificar los suministros energéticos mediante el uso de fuentes propias de energía para lograr una mayor independencia energética de otros países.
- 2) La **limitación de la emisión de gases contaminantes** (efecto invernadero, acidificación de la atmósfera, destrucción de la capa de ozono, etc.) y **de residuos sólidos y líquidos** con potencial de contaminación química y radiactiva.

Las **principales ventajas** de la energía eólica son las siguientes:

- 1) **No hay emisión de gases contaminantes**, ni emite efluentes líquidos y gaseosos, ni residuos sólidos. Tampoco utiliza agua.
- 2) Es una fuente de energía renovable que **no requiere procesos de extracción subterráneos o a cielo abierto**, como ocurre en minería o geotermia.
- 3) Su uso y posibles incidentes en su explotación **no implican riesgos ambientales de gran impacto** (derrames, explosiones, incendios, etc.).
- 4) **Ahorra combustibles fósiles** y diversifica el suministro energético.
- 5) La energía eólica presenta un **elevado nivel de aceptación social** por parte de la población frente a otros tipos de energía (nuclear, térmicas de carbón, etc.), que muestran niveles de rechazo mucho más elevados.

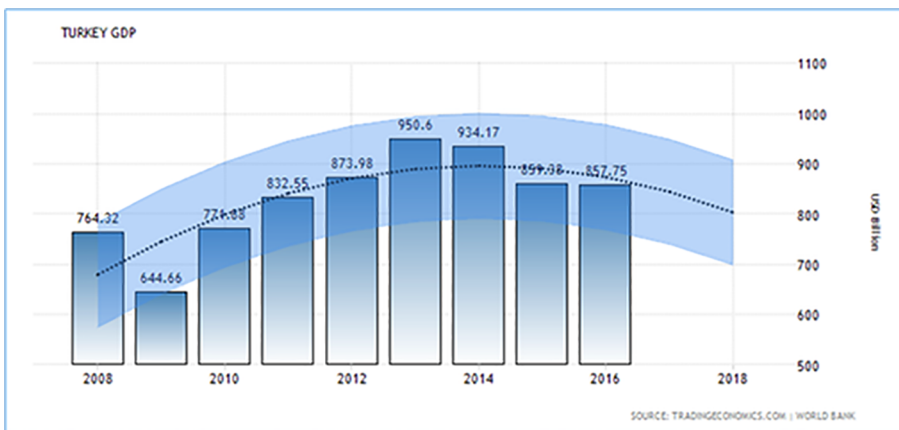
Los **principales inconvenientes** asociados con la energía eólica son los siguientes:

- 1) **Dispersión y gran variabilidad y fluctuación del viento**, tanto en velocidad como en dirección, por lo que no todos los lugares son adecuados para instalar una explotación técnica y económicamente viable de energía eólica.
- 2) **Aumento del nivel de ruido**, un aerogenerador puede producir un ruido que podría llegar a ser molesto si está situado en un lugar cercano a un núcleo habitado.
- 3) **Impacto visual en el entorno**, generalmente los parques eólicos para la producción de electricidad a gran escala se sitúan en las zonas más altas de las colinas o elevaciones del terreno, por lo que pueden producir un cierto impacto paisajístico al destacar la línea de máquinas sobre el perfil de la cresta de la montaña.
- 4) **Impacto sobre la fauna autóctona**, en particular sobre las aves.
- 5) **Ocupación del suelo**, los parques eólicos requieren un área de terreno considerable, dado que la distancia que debe mantenerse entre los aerogeneradores es del orden del centenar de metros, a fin de evitar los efectos de sombra eólica o de perturbación de las máquinas entre ellas mismas.
- 6) **Interferencias con transmisiones electromagnéticas**, los rotores de las eólicas pueden producir interferencias con los campos electromagnéticos y afectar, así, la transmisión de señales (telefonía, televisión, radio, etc.).

### 3. Turquía y el mercado de la energía

Turquía es un país de un tamaño considerable (1,5 veces la superficie de España) y una población a final del 2016 de 79,8 millones de habitantes. Según estima el Banco Mundial, **Turquía es en la actualidad la decimoséptima economía mundial en términos de PIB a valores de paridad de poder adquisitivo; la decimoctava en términos de PIB nominal, y la sexta de Europa**, con una previsión de 856 billones USD de PIB a final del 2016 y 10.731 USD de PIB per cápita. La previsión de evolución del PIB es que en el año 2020 alcance la cifra de 950 billones USD.

Pronóstico World Bank (WB)



#### Evolución del PIB

Tras un decrecimiento del 4,7 % en 2009 como consecuencia de la crisis económica global, en 2010 el PIB de Turquía creció un 8,9 % y a finales del 2017 todo indica que **Turquía tendrá un crecimiento del PIB de, al menos, un 3,55 % para el período 2018-2022.**

Pronóstico World Bank (WB). Crecimiento del PIB real (a precios de 2005) (variación porcentual)



Turquía se ha convertido en uno de los mercados energéticos de crecimiento más rápido del mundo, en paralelo a su crecimiento económico de los últimos diez años. Además, se ha puesto en marcha una reforma para liberalizar el sector y abrir la puerta al desarrollo de las energías renovables. Su objetivo es que en 2023 el 30 % del total de la energía generada en el país sea renovable.

Las oportunidades de producción de energías renovables (hidráulica, eólica, geotérmica, etc.) son abundantes en Turquía, y se espera que las políticas de incentivos, respaldadas por unas tarifas reguladas favorables, hagan que este tipo de energías incrementen su peso en la red eléctrica nacional durante los próximos años.

El **ambicioso plan de Turquía para 2023** prevé, entre otros, los objetivos siguientes para el sector energético turco:

- 1) Elevar la potencia total instalada hasta los 120 GW.
- 2) Incrementar el peso de las energías renovables hasta el 30 %.
- 3) Maximizar el uso de la energía hidráulica.
- 4) Incrementarla capacidad de potencia eólica instalada **hasta los 20.000 MW**.
- 5) Instalar centrales eléctricas que proporcionen **600 MW de energía geotérmica y 5.000 MW de energía solar**.
- 6) Ampliar la red de transporte hasta los 60.717 km.
- 7) Alcanzar una capacidad de distribución de energía de 158.460 MVA.
- 8) Extender el uso de las redes inteligentes.
- 9) Elevar la capacidad de almacenamiento de gas natural hasta los 5.000 millones de m<sup>3</sup>.
- 10) Fundar una bolsa de la energía.
- 11) Poner en marcha centrales nucleares (hay dos centrales en funcionamiento y una tercera en construcción).
- 12) Incrementar la capacidad instalada a carbón del nivel actual de 14,5 GW a 30 GW.

#### Potencial de recursos de energías renovables

Turquía presenta un gran potencial de recursos endógenos no utilizados de energías renovables para desarrollar:

- 1) 160.000 GWh/año de energía hidráulica
- 2) **48.000 MW de energía eólica**
- 3) 1.500 kWh/m<sup>2</sup>/año de energía solar
- 4) 31.500 MWt de energía geotérmica
- 5) 8,6 Mtep de residuos agrícolas de biomasa
- 6) 1,5-2 Mtep de residuos agrícolas de biogás

### 3.1. El viento en Turquía

Según el Mapa del potencial de la energía eólica en Turquía de 2007, se considera que en Turquía hay cabida para:

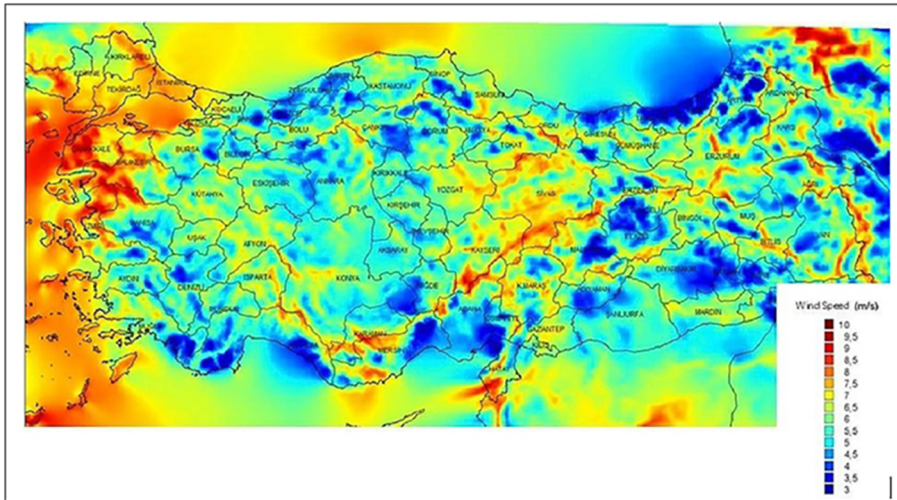
- **Al menos 5.000 MW** de potencial eólico en regiones con velocidad media anual de viento **por encima de 8,5 m/s**.
- **Al menos 48.000 MW** en regiones con velocidad media anual **por encima de 7 m/s**.

Para los desarrolladores internacionales de proyectos eólicos, 7 m/s es una velocidad óptima, por lo que se puede considerar el potencial de Turquía al menos de 48.000 MW eólicos.

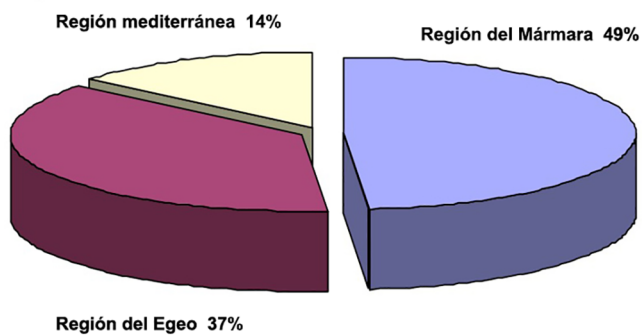
Según fuentes nacionales, el potencial técnico de la energía eólica en Turquía es el mayor de Europa, por encima del Reino Unido, España y Francia. Únicamente Escocia tiene mejores recursos, pero menor potencial al ser menor su tamaño.

En el siguiente mapa se puede observar cómo está distribuido el recurso eólico en Turquía.

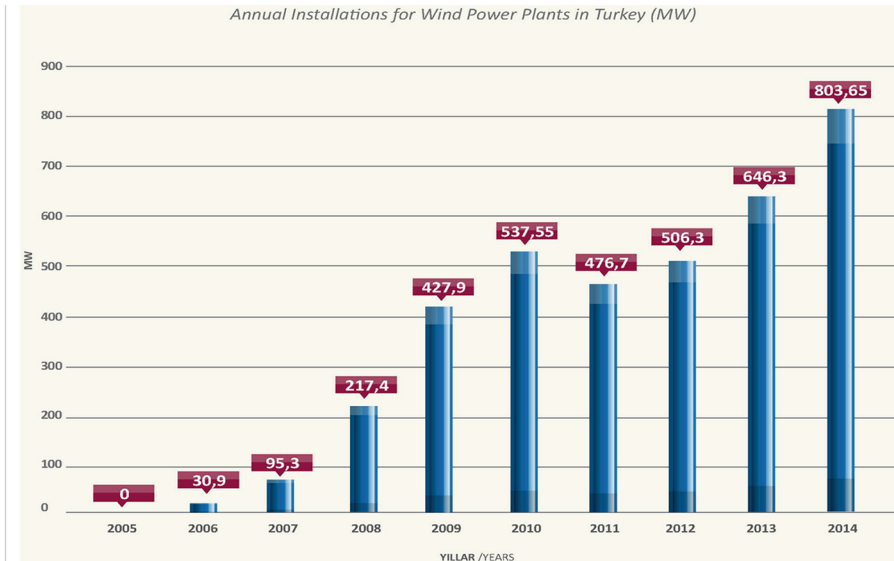
Potencial de energía eólica a 100 metros de altitud en Turquía



En el mapa se puede observar que el viento está bastante distribuido; encontramos puntos en todas las regiones para realizar proyectos eólicos. Sin embargo, la **región del Marmara** (noroeste de Turquía) es, sin duda, la que presenta **más oportunidades**, seguida del **sudeste de Anatolia** y la **región del Egeo** (oeste).



## Instalaciones de plantas de energía eólica durante el período 2005-2014



## 3.2. Marco regulatorio

### 3.2.1. Entidades relevantes

La privatización del sector eléctrico turco comenzó sobre todo en 2001, en parte como consecuencia del acercamiento de Turquía a la UE. En el pasado, la Autoridad Eléctrica Turca (TEK) era el monopolio del estado para todo el sector. En 1993 se dividió en una empresa pública para la generación y transmisión eléctrica (TEAS) y otra para la distribución (TEDAS). En 2001, TEAS se dividió en tres, por lo que en la actualidad hay cuatro empresas públicas relevantes para el sector:

- **EUAS** se encarga de la generación de electricidad. El estado todavía es propietario, mediante EUAS, de un 45 % de la producción total, aunque la privatización continúa de forma imparable.
- **TEIAS**, dedicada a la transmisión, es la empresa gestora de la red eléctrica.
- **TETAS** realiza la venta de electricidad y la gestión de la importación/exportación de electricidad.
- **TEDAS**, dedicada a la distribución de electricidad, cuenta con veintiuna compañías públicas de distribución regional. Desde el 2008 está en vías de privatización a través de licitaciones.
- **EMRA** es el otro organismo clave del sector, es la autoridad para la regulación del mercado energético. Creada en 2001, es una administración pública independiente dedicada a la supervisión, regulación y concesión de licencias en el sector energético.

### 3.2.2. Legislación aplicable

La tabla siguiente presenta las leyes más relevantes y sus consecuencias **para la energía eólica**.

Nombre de la ley	N.º	Año	Impacto en la energía eólica
Ley del mercado de la electricidad	4628	2001	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las empresas que optan a proyectos de energías renovables solo pagan el 1 % de los costes de licencia.</li> <li>Exención de la tasa anual de licencia durante nueve años.</li> <li>La compañía de transmisión TEIAS y otras distribuidoras deben dar prioridad de conexión a proyectos de energías renovables.</li> </ul>
Ley para la utilización de fuentes de energía renovables en la generación de energía	5346	2005	<ul style="list-style-type: none"> <li>Establece procedimientos para la realización de proyectos.</li> <li>Tarifa durante siete años para la energía eólica resultado de la media del año anterior de la venta de electricidad de TETAS; EMRA puede aumentarla un 20 %. Oscila entre 5 y 6 céntimos de euros/KWh.</li> </ul>
Ley de eficiencia energética	5627	2007	<ul style="list-style-type: none"> <li>Exención de obligación para obtener licencias a instalaciones de energía renovables con capacidad superior a 500 kW.</li> </ul>
Ley de energías renovables	-	29/12/2010	<ul style="list-style-type: none"> <li>Obligación de las empresas eléctricas distribuidoras a comprar electricidad proveniente de energías renovables.</li> <li>Nuevas tarifas para las energías renovables, esta vez en USD y para diez años.</li> <li>Para la energía eólica: 7,3 céntimos USD / kWh.</li> <li>Posibilidad de añadir a la tarifa varios céntimos de USD según los elementos que hayan sido construidos en Turquía y que así certifique el organismo regulador EMRA.</li> </ul>

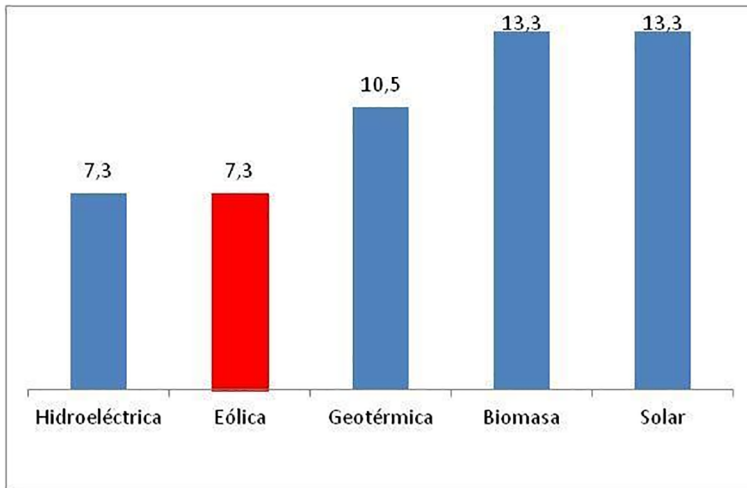
### 3.2.3. Nueva ley de energía

La entrada en vigor de la Ley del mercado de la electricidad, de 2001, y las últimas evoluciones en torno a la prima, convierten al mercado energético turco en un destino cada vez más atractivo para los proveedores internacionales.

Las tarifas reguladas (*feed-in tariff mechanism*) quedan garantizadas para diez años para todas aquellas instalaciones de energías renovables que entren en operación antes del 31 de diciembre de 2020, momento en el que debería entrar en vigor otra ley. Las tarifas para los distintos tipos de energías renovables se recogen en el gráfico siguiente.



Tarifa fija a diez años según el tipo de energía, en céntimos USD / kWh



De todos modos, hay dos aspectos que **mejoran la viabilidad de los proyectos**. Las empresas pueden elegir cada año entre:

- **Facturar la energía según la tarifa regulada.**
- **Vender la energía generada al pool eléctrico** (Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi o PMUM).

Como se ha comentado anteriormente, el precio de la electricidad en Turquía es **relativamente alto**, por lo que se trata de un aspecto muy importante. De hecho, en la actualidad cada año muchas plantas optan por el **precio del pool eléctrico** en vez de por la tarifa fija.

**La ley incentiva la producción local añadiendo unos céntimos de USD que pueden mejorar la viabilidad de los proyectos.**

Incentivos para la energía eólica

Partes del aerogenerador	US\$ cents/kWh
Palas	0.8
Generador	1.0
Torre de turbina	0.6
Equipamiento mecánico del motor	1.3
TOTAL	3.7

#### 4. Business case. Project finance. Parque eólico

Vistas las características básicas del sector energético turco, podemos concluir que se trata de un mercado creciente, con voluntad política para diversificar a fuentes alternativas, con recursos en el país para la producción y con apertura a la inversión extranjera.

Todos estos factores hacen de **Turquía uno de los mercados más atractivos a escala global en la actualidad para las empresas energéticas extranjeras.**

Dicho esto, al director de la oficina del HSBC en Estambul (Turquía) se le presenta la siguiente operación de **inversión en un nuevo parque eólico** con una potencia de 96 MW para financiar mediante la modalidad de Project finance.

La propuesta de financiación viene de la **empresa promotora POLAT ENERJI** ([www.polatenerji.com](http://www.polatenerji.com)). Se trata de una empresa con el foco **al cien por cien en el sector eólico**. Entre su accionariado se encuentra la francesa EDF, que en el año 2008 compró el 50 % del capital.

El objetivo que se busca en el presente business case es **analizar la viabilidad técnica y económica** de un parque eólico de 96 MW de potencia instalada en la **ciudad de Izmir** (región del Egeo) para su presentación al Comité de Créditos de CaixaBank para su aprobación.

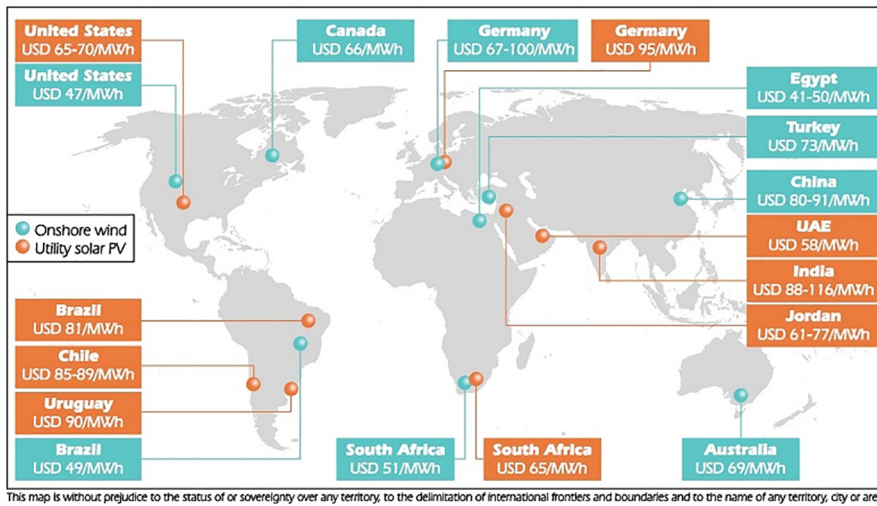
El parque eólico de Izmir-I constará de **32 aerogeneradores de 3 MW** cada uno del modelo ACCIONA Windpower AW 3000. Se trata de generadores tripala de velocidad y paso variables.

##### Plataforma AW3000

La plataforma AW3000 es la máquina más avanzada desarrollada por ACCIONA Windpower y su máximo exponente en fiabilidad y rendimiento.



La amplia gama de aerogeneradores AW3000 proporcionan un bajo coste de la energía generada, lo que ha sido valorado por el mercado con un destacado éxito comercial, **con pedidos** para EE.UU. Canadá, Brasil, Chile, México, Polonia, España, Sudáfrica y **Turquía**.



La evaluación energética media anual obtenida por el parque se ha realizado suponiendo una **productividad del parque del 100 %**. Para determinar la energía media anual vertida a red se han de considerar las pérdidas ocasionadas por las causas siguientes:

- **Indisponibilidad de los aerogeneradores (3 %)**, aquella que se produce como consecuencia de las paradas de los aerogeneradores debido a fallos de red o huecos de tensión.
- **Pérdidas de energía en las instalaciones eléctricas (3 %)**, pérdidas provocadas en los cables y principales componentes eléctricos.
- **Garantía de la curva de potencia (5 %)**, debido a las dificultades del emplazamiento.
- **Incertidumbre de perfil vertical de viento (4 %)**, diferencias de viento en función de la altura.

Por lo tanto:

**Producción neta = 0,97 x 0,97 x 0,95 x 0,96 x producción bruta**

Dicho esto, **la energía vertida a la red eléctrica a largo plazo del parque eólico de Izmir-II (96 MW) será aproximadamente de 226.780 MW/año** para una altura de buje de 100 metros, como consecuencia de funcionar anualmente 2.362 horas equivalentes a plena carga.

Parque eólico Izmir-II

Producción energética anual							
Modelo	Productividad	Potencia nominal MW	N.º aerogeneradores	Potencia instalada MW	Energía neta MW/año	Horas netas equivalentes	Factor capacidad
Acciona AW 3000	100	3	32	96	226.780	2.362	26,95 %

#### 4.1. CAPEX (capital expenditure) o inversiones por realizar

El nivel de CAPEX o inversión por realizar para la instalación de un parque eólico se ve especialmente afectado, además de por el **propio coste de los aerogeneradores**, por el **coste de la línea** y el **equipamiento eléctrico** necesario para la interconexión.

Para los 32 aerogeneradores se ha presupuestado un importe de 96,7 millones de euros, con una amortización lineal *straight line* durante la vida del parque, estimada en veinte años.

El parque estará operativo a finales del 2017, mediante un contrato llaves en mano con la empresa ACCIONA Windpower.

CAPEX	
ACCIONA AW 300	Euros
32	96.700.000

#### 4.2. Ingresos

Los ingresos del parque eólico quedan definidos a través de la **Ley de energías renovables** de 29 de diciembre de 2010.

- A **tarifa fija**, es decir, se determina una tarifa fija desde el momento de la puesta en marcha del parque (1 de enero de 2018). Esta tarifa fija será incrementada hasta el año 2037 de acuerdo con el cálculo siguiente:  $IPC - 3\% = 4\%$ .

El parque proyectado tiene una vida útil de veinte años.

Hemos tomado como base del IPC la previsión del 7 % al cierre de 2016.

A partir del año 2028 hasta el 2037 se parte del informe de un experto independiente que indica que el precio MWh seguirá incrementándose en un 4 % anual.

- A **mercado**. En este caso la tarifa es variable, en función del precio del pool de mercado. Esta opción posee un mayor riesgo por su componente variable de pool.

PPA - "feed-in tariff mechanism"	
Euros	0,073 KWh
Euros	73 MWh

En nuestro caso hemos optado por la **tarifa fija**, la cual elimina la incertidumbre y el riesgo sobre la evolución del mercado (pool). En el año 2018 se sitúa en 0,075920 c€/kWh. La producción neta anual prevista para el parque es de 226.780,000 MWh/año.

WIND ENERGY PLANT DATA	
Potencia	96 MW
Horas equivalentes	2.362 horas
<b>PRODUCCIÓN NETA ANUAL</b>	<b>226.780 MWh</b>

Para simplificar el análisis del *Project finance* hemos considerado que existe paridad: 1 USD = 1 euro.

### 4.3. OPEX (*operating costs*) o gastos de explotación

La estimación sobre la evolución de los **gastos de explotación** supone que la **operación** y el **mantenimiento** del parque eólico son desarrollados por el **fabricante de los aerogeneradores**.

Los gastos de explotación calculados son los valores medios a lo largo de la vida operativa de la instalación. Ha sido considerada la garantía inicial ofertada por el fabricante (2 años).

Los **gastos de explotación** se desglosan **porcentualmente sobre la facturación** como sigue:

OPERATING COSTS	
Operación y mantenimiento	20,00%
Gestión y administración	3,50%
Seguros y tasas	2,00%
Alquiler terrenos	2,50%
<b>TOTAL OPEX</b>	<b>28%</b>

Respecto a las diferentes partidas que componen los **gastos de explotación**, se supone el **mismo incremento anual que el aplicado a los ingresos**. Se ha tenido en cuenta que cada vez se aplicarán con mayor profusión **técnicas de mantenimiento predictivo**, y que la **instalación** prácticamente estará **completamente automatizada**.

#### 4.4. Corporate tax

Se ha establecido un **tipo impositivo de sociedades del 20 %** para los veinte años de vida útil del proyecto.

#### 4.5. Reparto de dividendos (*pay out*)

Se decide que una vez cubierto el servicio de la deuda (principal + intereses) año a año, se repartirá a los accionistas **el 50 % del flujo de caja (*cash flow*)** disponible para ser distribuido a los accionistas, en lugar del beneficio neto positivo generado (que es un concepto contable).

#### 4.6. Circulante operativo

NOF, necesidades operativas de fondos, con un **periodo de cobros y pagos de cincuenta y treinta días**, respectivamente, para el cálculo de las necesidades del circulante operativo.

#### 4.7. Estructura financiera del proyecto Izmir-II

- **Aportación socios promotores: 20 %.**
- **Apalancamiento financiero de bancos: 80 %** (porcentaje estimado por el promotor del proyecto), mediante un préstamo senior a largo plazo (diecisiete años) dirigido por HSB London.
  - **Coste de la financiación 5 %**, Euribor euro, 12 meses + 500 bp
  - **Amortización constante** del principal al final de cada año
  - **Intereses** calculados sobre el saldo vivo al inicio de cada año

#### 4.8. Balance de situación y cuenta de pérdidas y ganancias

Véase el anexo 1.

#### 4.9. Viabilidad del *Project finance*

Para la puesta en marcha de una operación en modalidad *Project finance* han de intervenir generalmente los siguientes agentes:

- Promotores/Accionistas: promotor industrial, Administración pública, operador/suministrador
- Instituciones financieras: entidades de crédito, agencias financieras, operadores, compañías que explotan y mantienen la actividad
- Aseguradores de riesgo: compañías de seguros, comprador/suministrador
- Asesores externos: asesores legales, asesores técnicos, auditores

Todos los agentes mencionados anteriormente giran en torno a una sociedad constituida para el desarrollo de la actividad, a la que se denomina genéricamente SVP (Sociedad Vehículo del Proyecto). Se trata, como su propio nombre indica, de una sociedad vehículo en la que toda su actividad se produce a través de contratos con terceros y sobre la que recaen las aportaciones de capital de los accionistas promotores y los fondos prestados por las entidades financieras.

#### 4.10. Presentación al Comité de Créditos

Para preparar la presentación al Comité de Créditos del HSBC de Londres, es necesario responder a las siguientes cuestiones:

- Esquema de la SVP
- ¿Tienes suficientes datos o necesitas ampliar la presentación con datos y acciones adicionales para facilitar la aprobación por parte del Comité de Créditos?
- Identifica los riesgos del proyecto y plantea cómo minimizarlos.
- Si el DSCR exigible es de 1,30x, ¿cuál es el importe máximo de crédito que soporta el proyecto, coincide con la propuesta del promotor?
- Cálculo del DSCR anual, valores máximo, mínimo y medio. (Véase el anexo 2.)
- Cálculo del LLCR anual, valores máximo, mínimo y medio. (Véase el anexo 2.)
- Cálculo del PLCR anual, valores máximo, mínimo y medio. Véase el anexo 2
- *Equity* IRR. (Véase el anexo 2.)
- *Project* IRR. (Véase el anexo 2.)
- ¿Propondrías un *covenant* limitando la distribución de dividendos?
- ¿Propondrías amortizaciones parciales de la deuda senior? ¿Basándote en qué criterio?
- Realiza un estudio de sensibilidad, como variables un incremento en los OPEX y un descenso en los MWh producidos.
- Conclusiones apoyando la aprobación del proyecto de parque eólico Izmir-II





# Annex del mòdul

Año	Período de Operaciones											Período de Operaciones										
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	
<b>Drivers Macroeconómicos</b>																						
IPC %	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	
Inflación index	1,00	1,00	1,02	1,125	1,170	1,217	1,265	1,316	1,369	1,423	1,480	1,539	1,601	1,665	1,732	1,801	1,873	1,948	2,026	2,107	2,191	
Tipo de interés nominal %	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	
PPA - "feed-in tariff mechanism"	0,072000 €	0,075920 €	0,078857 €	0,082715 €	0,086540 €	0,088816 €	0,092398 €	0,096035 €	0,099806 €	0,103802 €	0,108059 €	0,112590 €	0,118407 €	0,125497 €	0,134049 €	0,144499 €	0,157426 €	0,173485 €	0,193500 €	0,218127 €	0,249062 €	
<b>Origen y Aplicación de Fondos en el Plan de Inversiones</b>																						
Alocación																						
Origen	96.700.000																					
Deuda	77.390.000																					
Capital	19.310.000																					
<b>Evolución de la Deuda bancaria en el Balance de Situación</b>																						
Saldo inicial	77.390.000	72.809.412	68.258.624	63.708.235	59.157.647	54.607.659	50.056.671	45.505.682	40.954.694	36.403.706	31.852.718	27.301.730	22.750.742	18.200.754	13.649.766	9.098.778	4.547.790	0	0	0	0	
- Amortización del Principal de la Deuda		4.593.588	4.550.388	4.507.188	4.463.988	4.420.788	4.377.588	4.334.388	4.291.188	4.247.988	4.204.788	4.161.588	4.118.388	4.075.188	4.031.988	3.988.788	3.945.588	3.902.388	3.859.188	3.815.988	3.772.788	
<b>Saldo Final en el Balance de Situación</b>	<b>77.390.000</b>	<b>72.809.412</b>	<b>68.258.624</b>	<b>63.708.235</b>	<b>59.157.647</b>	<b>54.607.659</b>	<b>50.056.671</b>	<b>45.505.682</b>	<b>40.954.694</b>	<b>36.403.706</b>	<b>31.852.718</b>	<b>27.301.730</b>	<b>22.750.742</b>	<b>18.200.754</b>	<b>13.649.766</b>	<b>9.098.778</b>	<b>4.547.790</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>Gastos por Intereses de la deuda bancaria</b>																						
Saldo inicial	3.888.000	3.640.471	3.412.941	3.185.412	2.957.882	2.730.353	2.502.824	2.275.294	2.047.765	1.820.235	1.592.706	1.365.176	1.137.647	910.118	682.588	455.059	227.529	0	0	0	0	
Amortización del ANC																						
Plant Balance																						
Saldo inicial en el Balance de Situación	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	
+ nuevas inversiones o CAPEX																						
Saldo final en el Balance de Situación	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	96.700.000	
Amortización anual																						
<b>Cuenta de Pérdidas y Ganancias</b>																						
Ingresos																						
- Gastos Operativos	17.217.138	17.905.823	18.622.056	19.365.938	20.141.616	20.947.280	21.785.712	22.665.979	23.592.942	24.570.570	25.605.585	26.703.992	27.882.760	29.152.864	30.524.368	32.000.320	33.584.672	35.280.384	37.103.408	39.060.800	41.160.000	
- Amortización	4.830.189	5.013.630	5.244.116	5.422.743	5.600.419	5.778.145	5.955.921	6.133.747	6.311.573	6.489.400	6.667.226	6.845.052	7.022.878	7.200.704	7.378.530	7.556.356	7.734.182	7.911.998	8.090.814	8.270.630	8.451.446	
- Impuesto de Sociedades	12.386.339	12.892.193	13.407.940	13.944.196	14.501.963	15.082.042	15.685.224	16.317.237	16.982.286	17.688.354	18.434.549	19.220.872	20.048.324	20.917.892	21.829.576	22.784.384	23.782.328	24.824.416	25.910.656	27.042.048	28.218.592	
- Gastos Financieros	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	4.835.000	
- Impuesto de Sociedades	3.888.000	3.640.471	3.412.941	3.185.412	2.957.882	2.730.353	2.502.824	2.275.294	2.047.765	1.820.235	1.592.706	1.365.176	1.137.647	910.118	682.588	455.059	227.529	0	0	0	0	
- Impuesto de Sociedades	3.888.000	3.640.471	3.412.941	3.185.412	2.957.882	2.730.353	2.502.824	2.275.294	2.047.765	1.820.235	1.592.706	1.365.176	1.137.647	910.118	682.588	455.059	227.529	0	0	0	0	
<b>BENEFICIONETO</b>	<b>2.954.671</b>	<b>3.533.378</b>	<b>4.127.951</b>	<b>4.739.027</b>	<b>5.387.265</b>	<b>6.013.351</b>	<b>6.678.000</b>	<b>7.381.954</b>	<b>8.125.985</b>	<b>8.910.886</b>	<b>9.746.353</b>	<b>10.632.000</b>	<b>11.567.433</b>	<b>12.552.226</b>	<b>13.587.000</b>	<b>14.671.271</b>	<b>15.805.648</b>	<b>16.990.648</b>	<b>18.226.800</b>	<b>19.514.608</b>	<b>20.856.608</b>	



## Annex del mòdul

### *Project finance. Ratios de cobertura*

#### **Índice de Cobertura del Servicio de la Deuda (DSCR)**

DSCR mide la capacidad del proyecto de pagar la deuda periódicamente, en un año determinado.

DSCR < 1 los flujos de efectivo del proyecto no son suficientes para hacer frente a la deuda.

$$DSCR = \frac{CFADS}{\text{Servicio de la Deuda}}$$

CFADS = flujo de caja disponible para el servicio de la deuda

Servicio de la deuda = Principal + Intereses

#### **Índice de Cobertura de la Vida del Préstamo (LLCR)**

Mide el número de veces que el flujo de caja del proyecto puede pagar el saldo de la deuda durante la vida del préstamo.

A diferencia del DSCR que se mide de período en período, el LLCR se mide sobre la vida del préstamo.

$$LLCR = \frac{VPN(\text{CFADS durante la vida del préstamo})}{\text{Saldo de la deuda pendiente}}$$

La tasa de descuento que se utiliza para calcular el VPN de los CADs, normalmente es el costo de la deuda.

#### **Índice de Cobertura de la Vida del Proyecto (PLCR)**

Mide la relación entre el VPN de los flujos de efectivos disponibles para el servicio de la deuda y el saldo de la deuda pendiente en el período.

A diferencia del LLCR, los flujos de efectivo se calculan sobre la vida del proyecto y no sobre la vida del crédito.

$$PLCR = \frac{VPN(\text{CFADS durante la vida del proyecto})}{\text{Saldo de la deuda pendiente}}$$

Al igual que el LLCR, la tasa de descuento que típicamente se utiliza para calcular el VPN, es el costo de la deuda.

## **Annex del mòdul**

### **Fuentes**

**ACCIONA Windpower**

[www.acciona-windpower.es](http://www.acciona-windpower.es)

**Association of Cogeneration and Clean Energy Technologies of Turkey  
(TURKOTED)**

[www.turkoted.org](http://www.turkoted.org)

**Electricity Generation Company**

[www.euas.gov.tr](http://www.euas.gov.tr)

**Energy Market Regulatory Authority (EPDK)**

[www.epdk.gov.tr](http://www.epdk.gov.tr)

**Ministry of Energy & Natural Resources (MENR)**

[www.enerji.gov.tr](http://www.enerji.gov.tr)

**POLAT ENERJİ**

[www.polatenerji.com](http://www.polatenerji.com)

**Turkish Association of Electricity Producers' Association**

[www.eud.org.tr](http://www.eud.org.tr)

**Turkish Electricity Distribution Company**

[www.tedas.gov.tr](http://www.tedas.gov.tr)

**Turkish Electricity Transmission Company**

[www.teias.gov.tr](http://www.teias.gov.tr)

**Wind Energy Association (TUREB)**

[www.tureb.com.tr](http://www.tureb.com.tr)

