

Elección del modelo de aerogenerador

En este capítulo se explicarán las características fundamentales de los aerogeneradores, prestando una especial atención a aquellas que provocan una mayor repercusión en los cálculos. Después se analizan los diferentes costes que se deben tener en cuenta, tanto directa como indirectamente, a la hora de hacer una inversión en una central eólica, y finalmente detallan los aerogeneradores usados en los cálculos donde se realizan diferentes análisis, de menor a mayor precisión, que informan sobre el mejor modelo a elegir en función de la ubicación en la que se quiera construir la central.

4.1 Generalidades de los aerogeneradores

Un aerogenerador es un generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento. En este caso la energía cinética del aire, proporciona energía mecánica a una hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador trifásico, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

Existe una amplia gama de aerogeneradores con una gran variedad de configuraciones, desde aerogeneradores con el eje de giro vertical, o con diferente número de palas en su hélice.

La tecnología que finalmente parece haberse impuesto es la del aerogenerador tripala de eje horizontal y rotor orientado a barlovento. En España hay básicamente tres variantes instaladas:

El más común en España representando en torno al 75% de toda la potencia eólica instalada existente está el generador asíncrono doblemente alimentado y con velocidad semi-variable.

Los modelos que disponen de un generador asíncrono con rotor de jaula de ardilla, de velocidad fija representan en España del orden del 20% [1].

Finalmente sobre un 5% de la potencia instalada es de la tecnología de generador síncrono con velocidad variable. Esta última tecnología es la que mejor se adapta a los requerimientos de la red pero requiere unos equipos con componentes electrónicos que incrementan los costes de inversión.

Los aerogeneradores pueden trabajar de manera aislada o agrupados en parques eólicos o plantas de generación eólica, distanciados unos de otros, en función del impacto ambiental y de las turbulencias generadas por el movimiento de las palas. En este caso se plantea todo el estudio para una central de 20 MW, donde los aerogeneradores verán siempre el mismo viento, suponiéndose que debido a la orografía tan montañosa que se da en España y a que los aerogeneradores suelen instalarse en hileras en lo alto de las sierras, se instalan en una situación óptima donde no se estorbarán unos a otros. Por este motivo se ha realizado un estudio del viento exhaustivo que analizaba la procedencia más energética del viento en cada localización.

En la Fig. 4.1 se muestra el esquema genérico de una turbina eólica con mención de sus principales partes. Se trata de un aerogenerador de eje horizontal bipala.

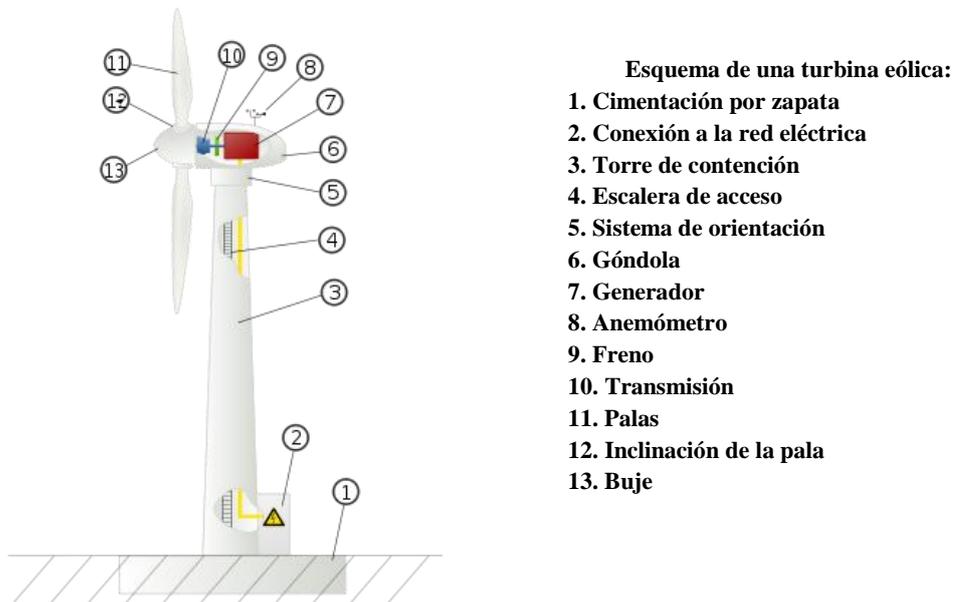


Figura 4.1. Esquema genérico de un aerogenerador.

El aerogenerador debe tener una cimentación en proporción con la altura de trabajo a la que se encuentre el buje y a los vientos que puedan darse en la zona.

En este estudio se han usado modelos convencionales de eje horizontal y tripala, ya que son la tecnología más extendida. Para elegir el tipo de generador, aunque los asíncronos son los más comunes, no por ello son los más óptimos. Para la idea

que se pretende desarrollar era interesante analizarla con modelos fabricados con las mejores innovaciones, y la tendencia actual es la del generador síncrono, con el objetivo de cumplir mejor los requisitos de la red [12].

Los modelos Enercon incorporan un generador síncrono multipolar denominado en anillo, que se encuentra directamente unido al rotor [13]. En la Fig. 4.2 se muestra un esquema del montaje de este tipo de generador y de su alimentación.

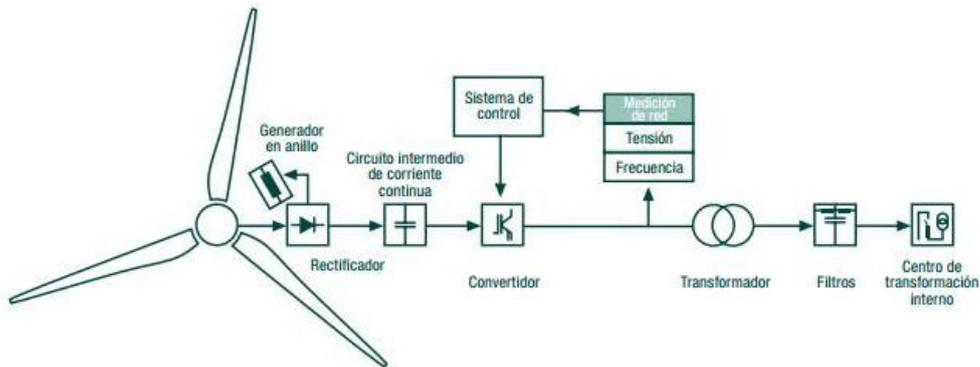


Figura 4.2: Esquema del generador en anillo y el sistema de alimentación de red de los aerogeneradores de Enercon [13].

El sobre coste de construir una central eólica con modelos con generadores síncronos se estima en un 10% más cara que si se utilizan modelos con generadores asíncronos [1]. De esta forma se tiene que el incremento de la inversión al elegir modelos es del orden a los 2.4 M€, cantidad que se amortiza en los tres primeros años de funcionamiento de la central.

Por este motivo, los modelos elegidos para el estudio disponen de generadores síncronos excepto el modelo de Gamesa-Made que es un generador asíncrono doblemente alimentado, que se toma para poder comparar con los otros modelos. La potencia nominal de los aerogeneradores, se encuentra en un rango entre los 330 kW y los 2300 kW.

4.2 Costes asociados a un parque de aerogeneradores

La construcción inicial de una central eólica y su posterior mantenimiento tienen costes más o menos bien conocidos por su inminente actualidad. El coste de inversión inicial para un parque de aerogeneradores en tierra (*onshore*) como el que se tiene en este estudio, depende principalmente de cuatro factores que son la potencia que se quiere instalar, la altura de los aerogeneradores, la configuración reductora/generador y la distancia al punto de conexión con la red.

El coste inicial a la hora de invertir en la construcción de una central eólica ronda entre 1 y 1.3 M€/MW y se desglosa con más detalle de la siguiente manera:

La compra del aerogenerador suele ser del orden del 75% del presupuesto total. Se estima que el coste del aerogenerador es de unos 744.000 €/MW para un modelo de 55 m de altura y de 980.000 €/MW para uno de 100 m.

La obra civil y la ingeniería se estiman en un coste que ronda el 8÷10% del coste global.

Toda la instalación eléctrica, incluyendo la conexión eléctrica y la subestación se aproximan al 15% de los costes de inversión, encareciéndose en casos de mayor lejanía del punto de conexión en unos 100.000 €/km de línea eléctrica aérea, siendo siete veces superior si es de línea subterránea [1].

En la Fig. 4.3 se muestran los posibles rangos a la hora de hacer una inversión en una central eléctrica de tecnología eólica. Se descomponen los factores detallados con anterioridad, representándose también sus costes máximos y mínimos.

Aunque estos costes están estimados a partir de una central de 50 MW, se han representado en €/MW para generalizar. Esto quiere decir, que para la central que se está analizando de 20 MW, el coste de instalación oscilará entre 26.14 M€ y 19.84 M€ según el modelo de aerogenerador que se tome.

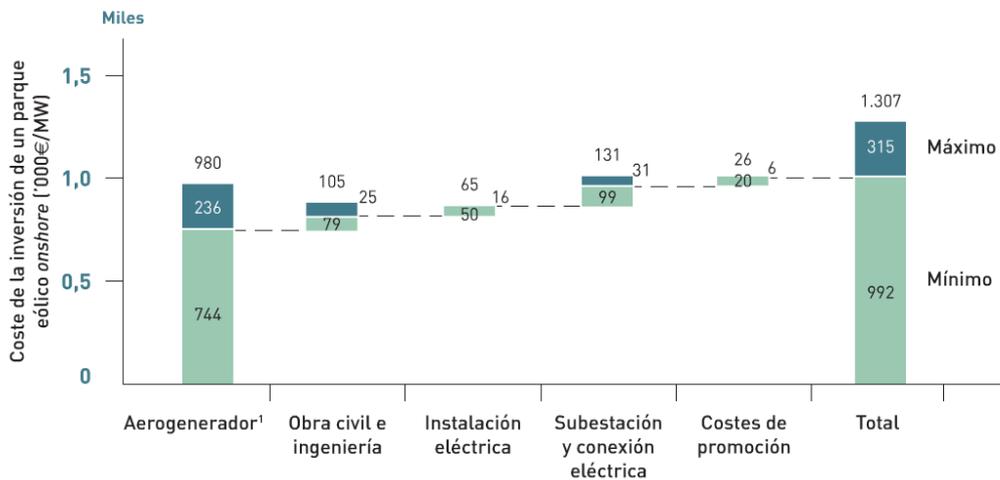


Figura 4.3: Costes de inversión de un parque eólico en tierra para una estimación de una potencia de 50 MW durante el año 2010.

Fuentes: BCG; EWEA; WindDirections 2007; AEE.

El tipo de configuración reductora/generador también influye en el precio, tal y como se ha comentado, es más económico un modelo con multiplicadora y generador asíncrono doblemente alimentado, que uno sin multiplicadora y con generador síncrono de imanes permanentes.

4.3 Modelos de aerogenerador utilizados

La elección de un aerogenerador u otro es más importante de lo que puede parecer en un primer momento, ya que aunque se tome siempre como referencia una central de 20 MW de potencia instalada, la energía que se generará no será la misma y dependerá de las características de estos modelos.

Los datos de partida son velocidades de viento que han sido tomadas por anemómetros situados a escasos metros de la superficie, a 10 y 20 metros de altura. Una vez que se predicen los datos futuros de las velocidades del viento, estos deben ser llevados a la altura de trabajo del aerogenerador, que será diferente para cada modelo. La altura influye positivamente en los resultados, ya que provoca un aumento en la velocidad según la ley de Hellman.

A continuación, las velocidades se pasan a potencias a través de las curvas de viento-potencia características de cada aerogenerador, por lo que los resultados obtenidos dependerán de esta curva mayoritariamente.

Es interesante estudiar el problema con diferentes modelos de aerogenerador para comprobar si a las velocidades de viento de las que se parte inicialmente tanto en Isla Laitec, como en Sibaya, que son relativamente bajas, compensa más buscar aerogeneradores de gran potencia a gran altura, o por el contrario, aerogeneradores más pequeños a menor altura pero que trabajen más cerca de su velocidad nominal.

En la Tabla 4.1 se muestran, resumidamente, las características principales de los modelos que se han utilizado, detallando su potencia nominal y la altura de instalación del buje. También se muestra el número de unidades que se instalan de cada modelo para que la potencia nominal de la central sea en cualquier caso, igual o lo más cercana a los 20 MW establecidos en un principio. Esto no es más que una medida para poder comparar los resultados obtenidos al final.

Se han usado diferentes modelos de la marca Enercon y uno de Gamesa-Made, donde los modelos E70 y E82 son significativamente más altos, lo cual es normal ya que son modelos de más de 2 MW de potencia, doblando la potencia del siguiente modelo de mayor envergadura. El modelo E33 es significativamente más pequeño, y también es el de menor altura de instalación. Para llegar a 19.8 MW son necesarias 60 unidades, lo cual requeriría una extensión de terreno muchísimo mayor a la que utilizarían las 10 unidades del modelo E82. Si se tuviera en cuenta el coste inicial de inversión de construir la central, sería importante este parámetro, pero en este caso, su utilidad es informativa.

Tabla 4.1: Características de los modelos de aerogenerador usados para los cálculos del estudio y número de unidades instaladas en una central para tener 20 MW de potencia instalada.

Fabricante	Modelo	Potencia nominal (kW)	Altura buje (m)	Unidades instaladas
Enercon	E33	330	50	60
	E44	900	55	22
	E48	800	76	25
	E53	800	73	25
	E70	2300	113	8
	E82	2000	138	10
Gamesa- Made	AE61	1320	54	15

El modelo de Gamesa-Made elegido tiene una potencia nominal relativamente alta, comparativamente con el resto, pero sin embargo tiene una altura muy pequeña, casi idéntica a los modelos E44 y E33, este último con una potencia cuatro veces menor. Es debido a que este modelo es más antiguo que los otros y usa una tecnología más simple y económica. Se estima que el incremento de coste por elevar un metro más el buje de un aerogenerador ronda el 0.5% del coste global de inversión por megavatio. Es decir, si el coste de inversión fuese de 1M€/MW, el sobrecoste por instalar aerogeneradores 1 m más altos sería de 5000€/MW.

Las propiedades de los diferentes modelos se muestran más detalladamente en el ANEXO I, donde se puede ver que la altura del buje no es fija, y en muchos casos el aerogenerador puede instalarse a diferentes alturas dentro de un rango establecido por el fabricante. Para elaborar este documento se han tomado valores de altura constantes para todos los cálculos, muy cercanos al máximo permitido por cada modelo, por la sencilla razón de que a mayor altura las propiedades del viento mejoran.

Una vez detallados los modelos, se muestra la variación de la velocidad del viento que llega al buje, según la altura a la que esté instalado. Se hace representando la media de las velocidades que ve cada aerogenerador a su altura de instalación y se superpone a la curva de la variación de la velocidad con la altura que marca la ley de Hellman (Fig. 4.4).

Se observa una diferencia en la velocidad del viento que no llega a 2 m/s entre el aerogenerador más alto y el de menor tamaño. Como ya se vio en el Capítulo 2, esta relación depende exponencialmente del parámetro de Hellman, y variaciones en éste producen cambios en estas diferencias de velocidad.

El caso representado es el de Isla Laitec, con α igual a 0.203, si este valor se reduce, las diferencias entre los aerogeneradores disminuirían, restando importancia a la altura de instalación, mientras que ocurre lo opuesto si aumenta.

Esta relación debe estar en equilibrio con el coste de instalar un aerogenerador más alto, ya que con valores pequeños del parámetro no existen variaciones considerables en la velocidad del viento al aumentar la altura. Por lo que invertir

en modelos de aerogeneradores más altos, siempre más caros, no sería una buena elección en tales casos.

Un erróneo cálculo del parámetro de Hellman puede generar después pérdidas en una central en un principio rentable. Por esto, el cálculo del parámetro de la exponencial de Hellman es bastante importante.

El orden de los aerogeneradores de izquierda a derecha es, ordenados de más bajo hasta el de altura superior, E33, AE61 y E44 (prácticamente pegados), E53, E48, E70, E82.

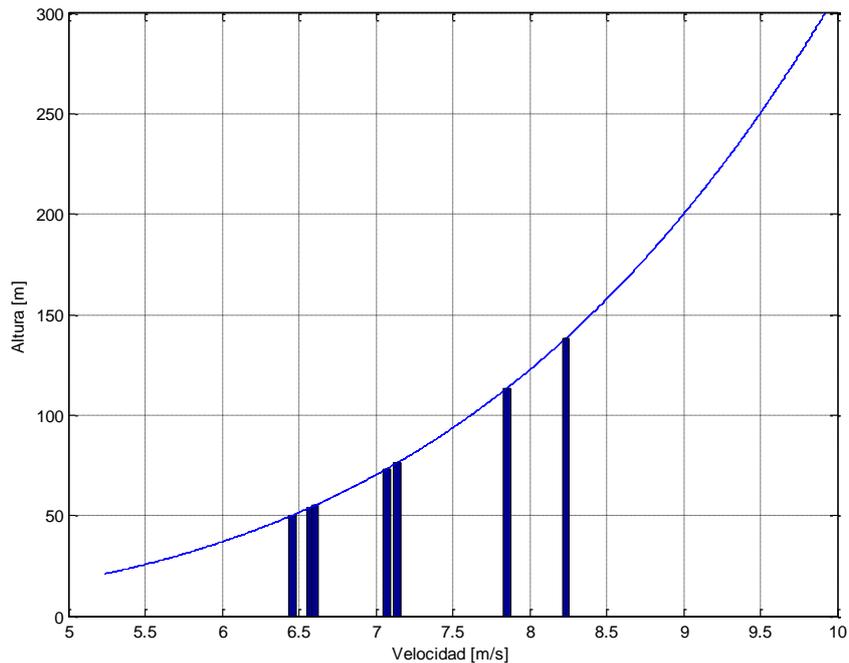


Figura 4.4. Variación de la velocidad del viento con la altura según la ley de Hellman y donde se muestran los diferentes modelos de aerogenerador para sus alturas características de instalación. Los datos representados son para la estación de Isla Laitec.

Otro factor a tener muy en cuenta es la curva potencia-velocidad del viento característica de cada aerogenerador. En la Fig. 4.5 se muestran las curvas características de los siete modelos diferentes de aerogenerador usados para los cálculos. Las características que marcan esta curva son la pendiente, la velocidad de arranque, el rango de velocidades que dan la potencia nominal y la velocidad de desconexión.

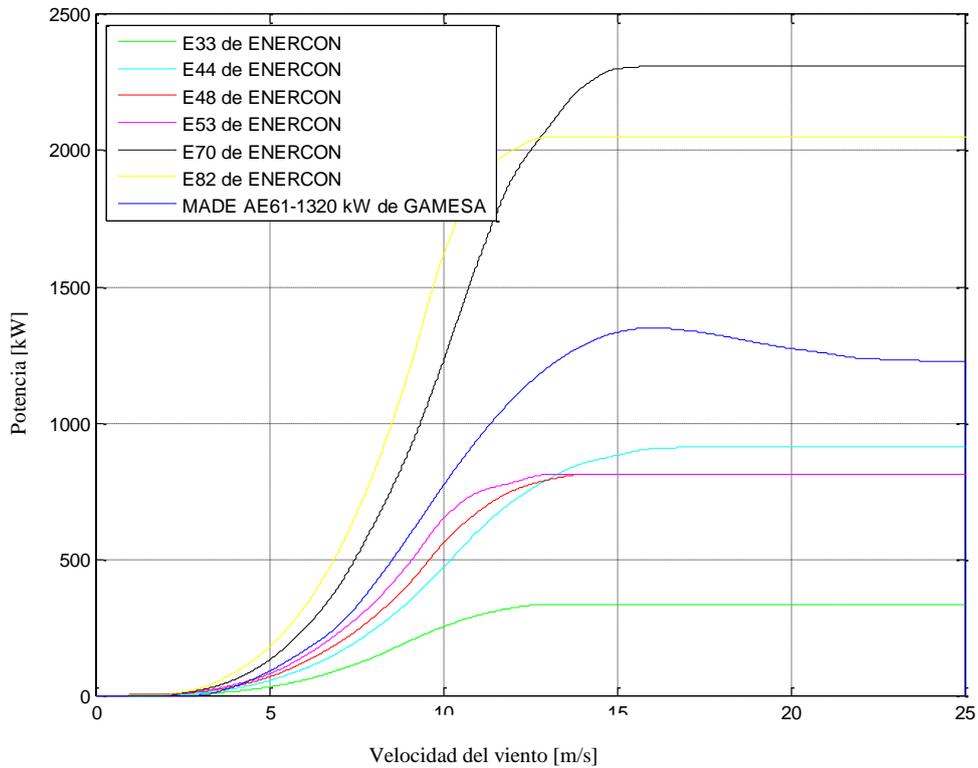


Figura 4.5: Curvas velocidad-potencia características facilitadas por el fabricante de los modelos de aerogenerador usados en la comparativa de este estudio.

La velocidad de desconexión es la velocidad a partir de la cual el aerogenerador deja de funcionar para no sufrir ningún daño mecánico y adopta por seguridad la posición que menos resistencia al viento ofrezca. En este caso no va a ser relevante porque las velocidades del viento con las que trabajan los aerogeneradores en Sibaya y en Isla Laitec no son elevadas y nunca sobrepasan este umbral salvo en algún instante determinado. Además todos los modelos tienen similares velocidades de desconexión por lo que no va a ser un rasgo distintivo.

La velocidad de arranque es la velocidad mínima que debe llevar el viento para empezar a mover las aspas del aerogenerador, antes de este valor no se genera energía. Es un parámetro importante a velocidades bajas, aunque todos los modelos tienen este valor en 3 m/s.

La pendiente de la curva va a ser un parámetro más determinante en la curva potencia-velocidad, ya que va a influir positivamente en lo rápido que alcanza la potencia nominal el aerogenerador y negativamente en el rango de incertidumbre que generará la predicción. Un error en la predicción de la velocidad en el modelo E82 generará un error en potencia mayor que el mismo error para un modelo con una pendiente menor. Esto hará que sea necesario un sistema de almacenamiento mayor y las penalizaciones por incumplir el pronóstico también se elevarán.

Se observa la característica constructiva de los modelos de Enercon que mantienen una curva plana a velocidades superiores a la óptima y potencia nominal, mientras que la potencia del modelo de Gamesa-Made decae al sobrepasar su punto de velocidad óptima. Esta es la característica de un modelo de paso fijo, mientras los modelos de Enercon muestran un comportamiento de paso variable, que regula la potencia mediante la variación del ángulo de la pala.

4.4 Cálculo del aerogenerador más adecuado

4.4.1 Análisis inicial del aerogenerador óptimo

Aunque en el punto anterior de este capítulo se han detallado las características de los aerogeneradores y más concretamente se han mostrado las curvas de potencia-velocidad de todos ellos, no son equiparables estas curvas tal y como se han mostrado, debido a que no se instala un único aerogenerador.

En primer lugar la potencia tan dispar que generan puede resultar engañosa, ya que después existen instalados un diferente número de aerogeneradores de cada tipo, de manera que se equilibra la potencia instalada total.

Y en segundo lugar las velocidades mínimas no son realmente las mismas, debido a la variación de la velocidad de viento con la altura, cuando a 120 m de altura exista un viento de 3 m/s, sólo uno de los modelos de aerogenerador estaría funcionando, y todos los demás están esperando viento más elevado.

Para poder comparar estas curvas se hacen unas pequeñas variaciones hasta conseguir las curvas de potencia-velocidad de la central al completo, suponiendo siempre que todos los aerogeneradores del mismo tipo ven la misma velocidad de viento en todo momento.

Para equiparar la potencia nominal de los diferentes modelos se multiplica la curva por el número de aerogeneradores que son necesarios para tener una central de 20 MW aproximadamente. Se tiene en cuenta que sólo puede instalarse un número entero de turbinas. Para poder comparar las curvas, sabiendo que cada aerogenerador ve una velocidad diferente, en función de la altura de instalación se realiza una traslación. Se suma la velocidad media del aerogenerador a su altura de instalación y se le resta la velocidad media que ve el aerogenerador de más

altura, en este caso el modelo E82. De esta forma el modelo E82 pasa a ser la referencia con la que se comparan los demás.

Se realizan las siguientes transformaciones:

$$P_{final} = n \cdot P_{inicial} \quad (4.1)$$

$$v_{final} = v_{inicial} - v_{media} + v_{media\ máxima} \quad (4.2)$$

Donde n es el número de aerogeneradores necesario para instalar 20 MW, $P_{inicial}$ y P_{final} son los valores iniciales y finales del eje de ordenadas en la curva potencia-velocidad, y $v_{inicial}$ y v_{final} los del eje de abscisas. v_{media} es el valor medio del viento a la altura de trabajo del aerogenerador en el periodo estudiado y $v_{media\ máxima}$ la velocidad media del aerogenerador E82, que al ser el de mayor altura tiene la velocidad media mayor.

En la Fig. 4.6 se muestran las curvas de los aerogeneradores después de realizar las transformaciones anteriores. Puede verse cómo varían visiblemente sus posiciones, aunque el modelo E82 sigue siendo el que mejores características presenta por encontrarse más a la izquierda. Todos los cálculos de la traslación de las velocidades están influenciados por los datos de viento de la estación, en este caso representado, de Isla Laitec.

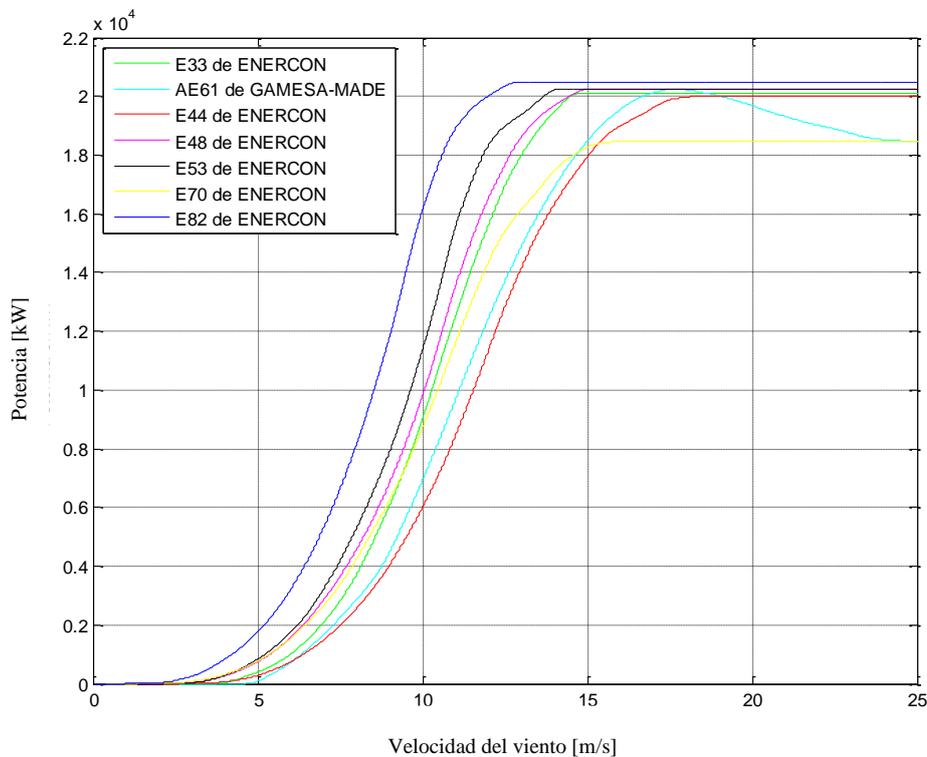


Figura 4.6: Representación de las diferentes curvas potencia-velocidad modificadas a la referencia de velocidad que ve el modelo más alto y a la potencia de la central de 20 MW.

El uso de las velocidades medias que se hace aquí no es totalmente correcto, ya que el valor medio no da información sobre la desviación de las medidas. Por esto, conforme mayor sea la desviación del viento, menos clara será la afirmación de que el modelo E82 es el mejor.

Es por esto que se hace un análisis más completo si se superponen las curvas anteriores con el histograma de la velocidad del viento, y así se podrá estudiar durante cuánto tiempo va a trabajar el aerogenerador a cada velocidad, estimando la energía que generará.

En la Fig. 4.7 se ha representado para el caso ejemplificado con anterioridad de la estación de Isla Laitec, donde el histograma de la velocidad del viento está en la referencia del aerogenerador E82, situado a 138 m de altura.

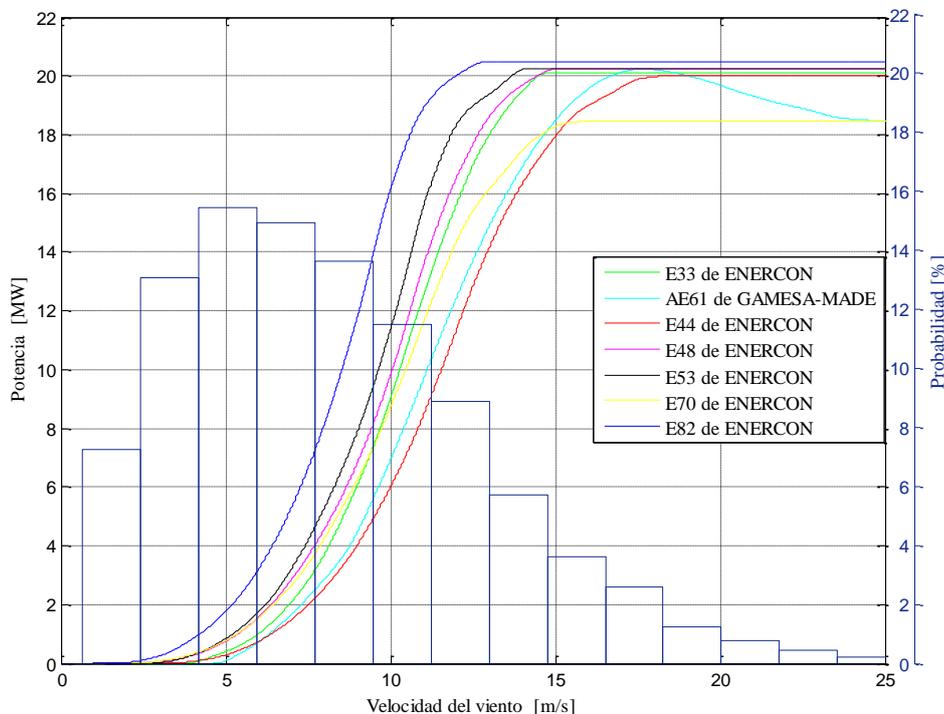


Figura 4.7: Representación del histograma de la velocidad del viento a 138 m de altura en la estación de Isla Laitec sobre las curvas modificadas de los aerogeneradores a la referencia de 138 m y una central de 20 MW aproximadamente.

Se observa como el grueso de las velocidades se sitúa en torno a los 5 m/s, donde ya se aprecia una considerable diferencia en la producción de energía entre el modelo E82 y los demás.

En Sibaya se ha representado en la Fig. 4.8 el histograma de las velocidades a la altura del aerogenerador E82, que da tanta información como una distribución de densidad. Se observa lo diferente que es la distribución de las velocidades comparando con las de la estación de Isla Laitec.

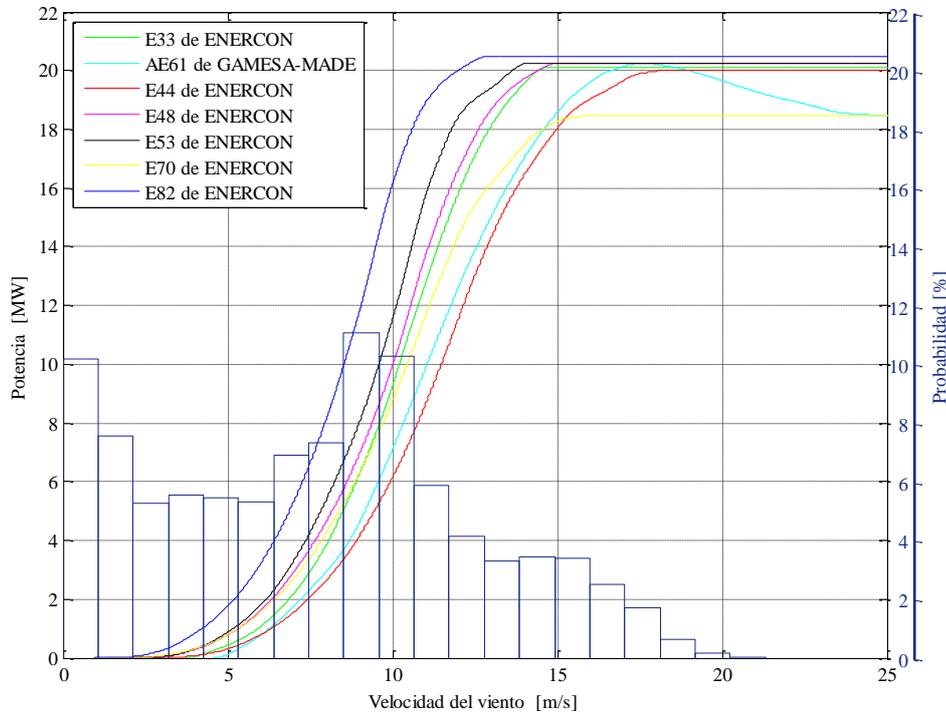


Figura 4.8: Representación del histograma de la velocidad del viento a 138 m de altura en la estación de Sibaya sobre las curvas modificadas de los aerogeneradores a la referencia de 138 m y una central de 20 MW aproximadamente.

En este caso se observa un mayor peso de velocidades sobre los 9 m/s, donde las diferencias se acrecientan. Por ejemplo, cuando el viento sopla a 10 m/s, la central con el modelo E82 instalado, da una potencia instantánea de 16 MW, mientras que la siguiente mejor opción, el modelo E53, tan solo da 12 MW. Finalmente, el peor caso se corresponde con la central con el modelo E44 instalado, que da apenas 6 MW.

Como puede verse en los dos casos representados, el modelo E44 no es un modelo diseñado para este tipo de vientos, en los que tiene un rendimiento muy bajo.

Según el análisis inicial de los modelos y del viento, parece quedar claro que el mejor modelo será el E82 para ambas estaciones, ya que su curva modificada es una envolvente de las de los demás y siempre dará una potencia instantánea superior.

Se puede hacer una mejor aproximación usando el histograma de los datos históricos o la distribución de Weibull, como ya se vio en el Capítulo 2. Inicialmente se han representado en la Fig. 4.9 curva de densidad de energía para

los diferentes modelos de aerogenerador en la estación de Isla Laitec a partir de la distribución de Weibull.

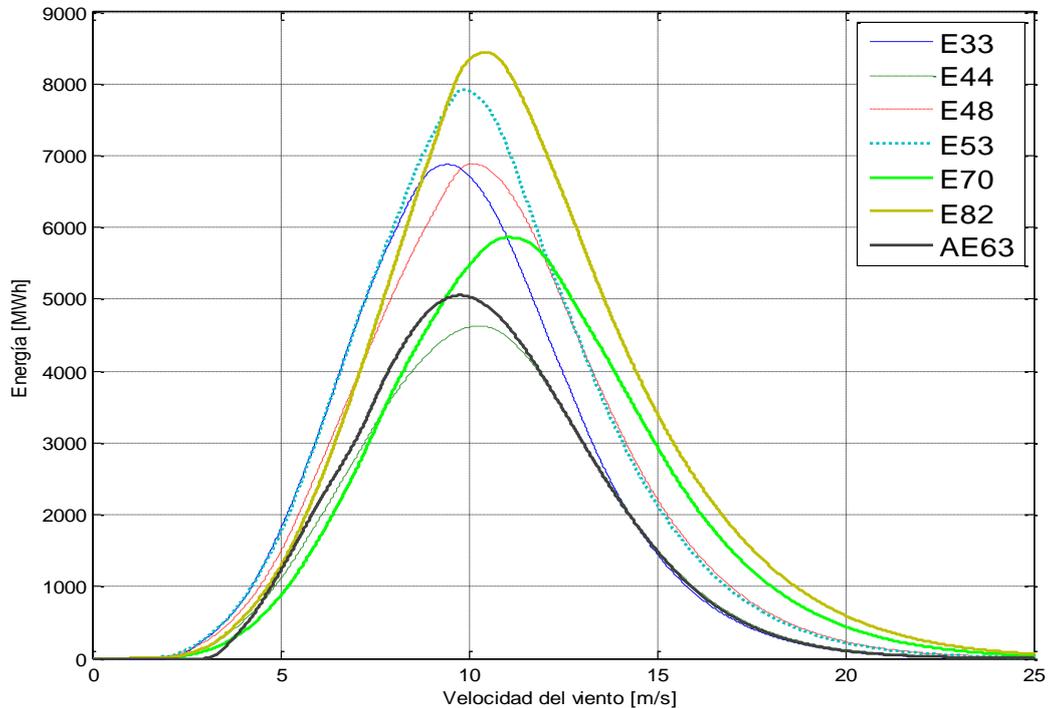


Figura 4.9: Distribución de la energía anual estimada a partir de la distribución de Weibull y de la curva de potencia de cada aerogenerador, para la estación de Isla Laitec.

En función del modelo de aerogenerador, la curva es más o menos estrecha y el máximo se encuentra ligeramente desplazado en la horizontal. Esto se debe a dos factores principalmente, a la altura de instalación del buje, que hace que las velocidades sean mayores a mayor altura, y a la pendiente de la curva de potencia.

La curva del modelo E70 es la más desplazada a la derecha, coincidiendo con que es el modelo más alto, seguido del E82. El modelo menos alto es el E33, y su curva es la de velocidades más bajas.

Para un cálculo más preciso se pueden comparar las curvas a partir del histograma de los datos históricos, y evitando los posibles errores en los que se haya incurrido al hacer el cálculo de la distribución de Weibull. Se representan en la Fig. 4.10 las curvas de densidad de energía a partir del histograma de los datos.

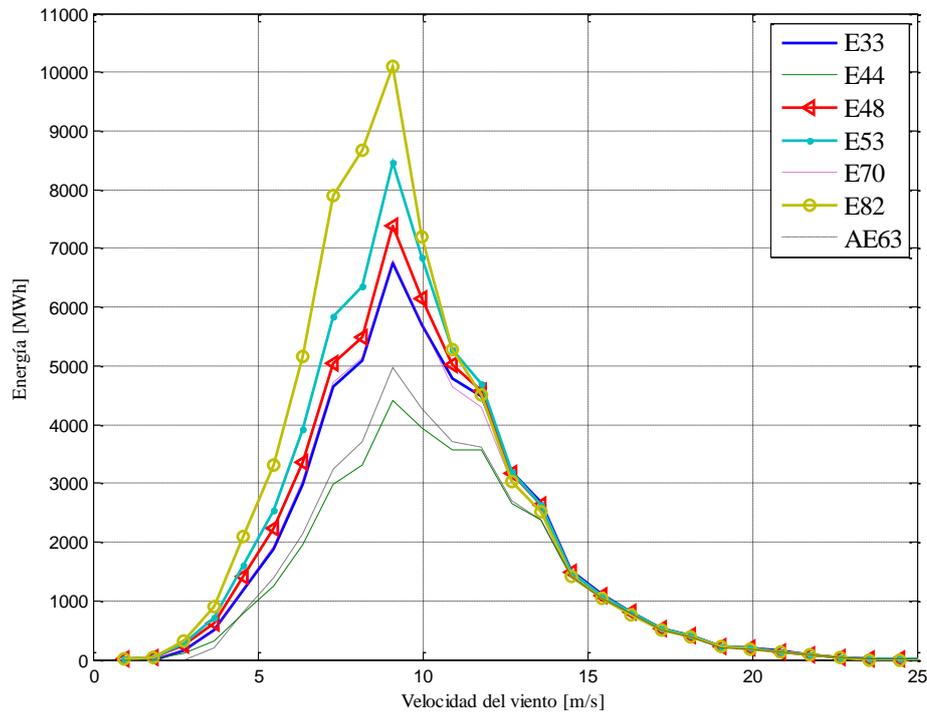


Figura 4.10: Distribución de energía estimada a partir del histograma de los datos históricos y de la curva de potencia de cada aerogenerador, para la estación de Isla Laitec.

Para esta aproximación se observa una menor desviación horizontal entre los diferentes modelos, y las curvas para los modelos E33 y E70 quedan superpuestas, algo que no ocurría en la estimación a partir de la distribución de Weibull.

Cuando se comparan los resultados calculando la energía total que se va a generar a partir de los dos sistemas se obtiene un resultado similar, originándose errores del 0.61 % para el mejor modelo y siempre menores al 1%.

Se ha representado la comparativa de ambos casos para todos los modelos estudiados de aerogenerador para la ubicación de Isla Laitec en la Fig. 4.11.

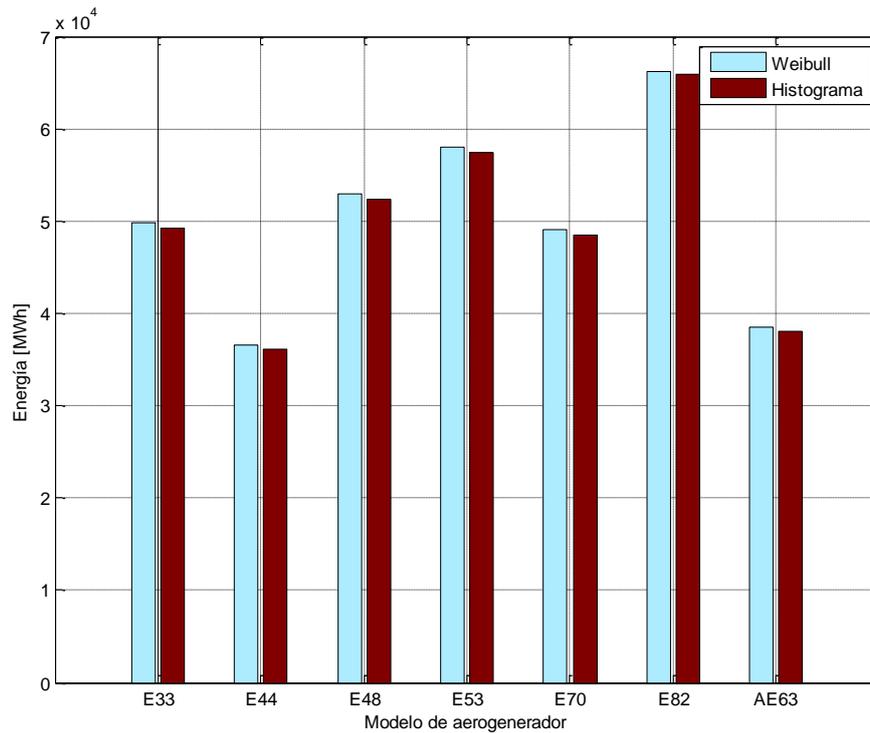


Figura 4.11: Comparativa entre la distribución de Weibull y el uso del histograma de los datos históricos para la estimación de la energía que se que será posible generar en un año en la futura central de Isla Laitec.

Como se ve en el caso representado para Isla Laitec, la aproximación del recurso energético mediante la distribución de Weibull puede considerarse una buena aproximación.

Para la central situada en Sibaya no se puede hacer la aproximación mediante la distribución de Weibull, pero sí se puede calcular mediante el histórico de datos, la energía existente.

Primero se muestran en la Fig. 4.12 las curvas de la energía generada por cada turbina para las diferentes velocidades de viento, a partir del histograma de datos de la estación de Sibaya.

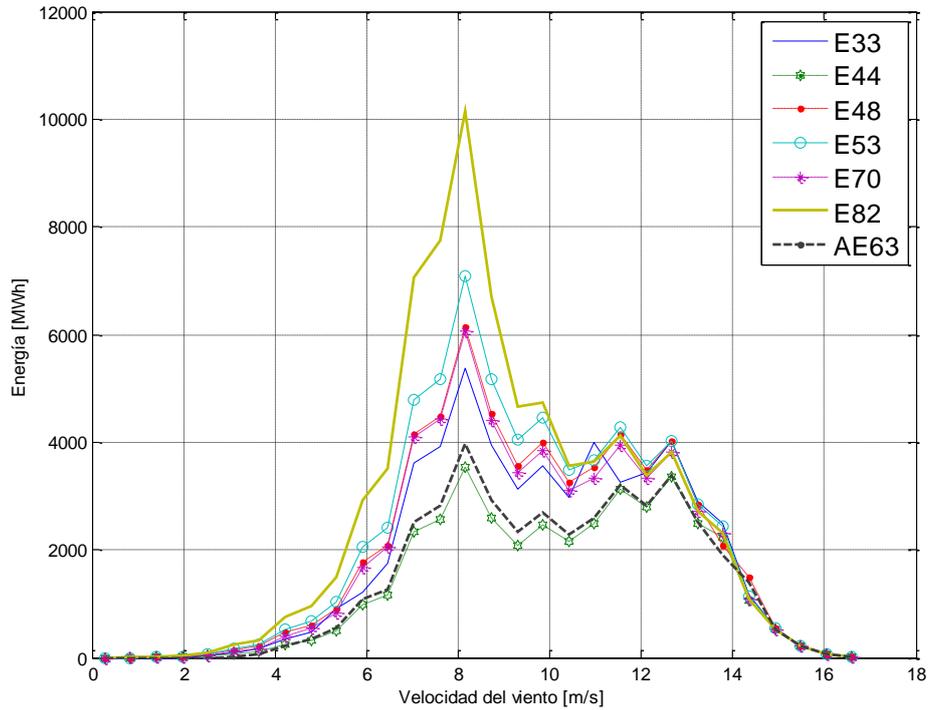


Figura 4.12: Distribución de energía estimada a partir del histograma de los datos históricos y de la curva de potencia de cada aerogenerador, para la estación de Sibaya.

Ya que no se puede hacer una comparación en la estación de Sibaya entre la distribución de Weibull y la real, se procede con el cálculo anual de energía que se puede generar en Sibaya y se representa en la Fig. 4.13 con el recurso eólico para el mismo periodo en Isla Laitec.

Para hacer esta representación se han extrapolado los valores del viento, del periodo que es conocido, al de un año completo. Ya que ninguno de los periodos de ambas estaciones llega a recoger datos de un año y a que no son periodos de la misma duración.

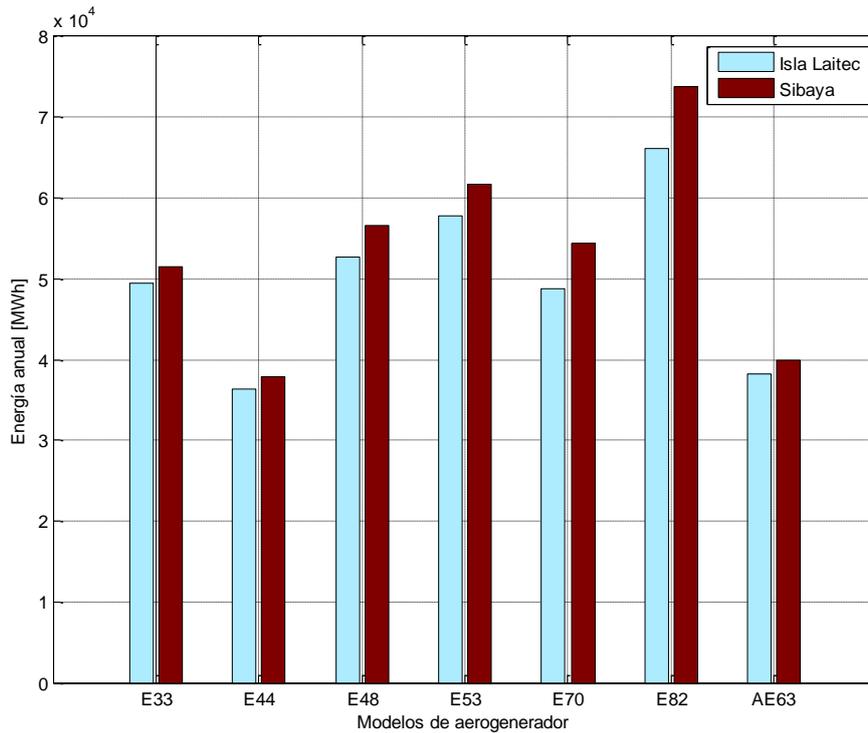


Figura 4.13: Comparativa de la energía anual que producirían los diferentes modelos en función de la ubicación de la central eólica, sea esta en Sibaya o en Isla Laitec.

Se observa que se producirá mayor energía si se ubica la central en Sibaya, y como ya se analizó en el Capítulo 3, también los modelos de estimación de viento consiguen un mejor ajuste en esta localización.

Al comparar esta gráfica con la mostrada en la Fig 4.11, se comprueba que no existe una gran diferencia en la generación de Isla Laitec debido a que el periodo analizado en los datos de esta estación es de prácticamente un año completo.

4.4.2 Análisis económico de los modelos

Después del estudio inicial de los modelos, se profundiza más con un análisis del beneficio que se obtiene de una central que tenga instalado un modelo u otro. De esta forma se podrá analizar cuantitativamente la mejoría entre tomar el modelo E82 y otro.

Puede ocurrir, que una vez que se estudie económicamente el parque eólico con diferentes modelos, el resultado no sea el esperado, porque aunque exista un modelo mejor que los demás, en el estudio anterior no se estaban teniendo en cuenta las penalizaciones por desvíos, que también serán mayores en el modelo E82.

El cálculo de las penalizaciones se ha aproximado, debido a que el valor real depende de multitud de factores, muchos de ellos circunstanciales, como la desviación en la generación de todos los demás productores que estén conectados a la red eléctrica, o la variación del consumo sobre lo estimado para un instante. Es por esto por lo que el cálculo de las penalizaciones se ha simplificado como se muestra en (4.3). El $Error_i$ es el desvío horario sobre la predicción y se multiplica por el precio horario de la energía para ese instante y por el factor f , que amplifica este coste para darle una mayor importancia a una buena estimación.

$$Penalización_i = f \cdot precio_i \cdot Error_i \quad (4.3)$$

De esta forma la penalización económica vendrá determinada por la amplitud del error de la predicción realizada, a peores predicciones mayores penalizaciones, por el precio horario casado en el mercado eléctrico de la energía, y por un factor que mayoriza el resultado. Si se falla en la predicción en una hora donde el precio de la energía sea más elevado, la penalización será mayor, de esta forma se castiga el intento de arriesgar con las predicciones en las franjas horarias en las que la energía tiene un valor mayor. El factor es superior a la unidad para que tengan más peso las penalizaciones en el beneficio de las centrales que vayan a *pull*, fomentando así estimaciones más rigurosas y asemejando este valor de las penalizaciones a los reales que se tratan de aproximar. Tras analizar datos históricos se toma un valor de $f=2$.

Para un correcto análisis de la viabilidad económica se van a tener en cuenta los costes asociados a la operación y al mantenimiento de la central, costes dependientes de la energía producida por los aerogeneradores, y los costes derivados de las penalizaciones en las que se incurra por no cumplir con la estimación realizada a priori.

El beneficio bruto que obtiene la central es el que se corresponde a la venta de energía. Se considera como beneficio neto final al término del ejercicio, el que se obtiene tras restar, al beneficio bruto, los costes que se hayan tenido durante el año i (4.4).

$$Beneficio\ Neto_i = Beneficio\ bruto_i - Penalización_i - Coste\ O y M_i \quad (4.4)$$

Estas variables se van a representar en los diferentes casos estudiados con el fin de mostrar el desglose de este beneficio neto que es el que puede interesar más a un posible inversor. Igualmente para el análisis de la inversión se usan otros sistemas mucho más fiables que este cálculo.

El sistema utilizado generalmente para el estudio de una inversión es a partir del cálculo de los parámetros VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno). Ambos conceptos se basan en lo mismo, y es la estimación de los flujos de caja que tenga la empresa (simplificando, ingresos menos gastos netos).

4.4.3 Rentabilidad de la central de Isla Laitec

Primero se analizan todos los modelos para la estación de Isla Laitec (Fig. 4.14) con un horizonte de predicción de una hora vista, donde efectivamente, el mejor resultado es el obtenido por el modelo E82.

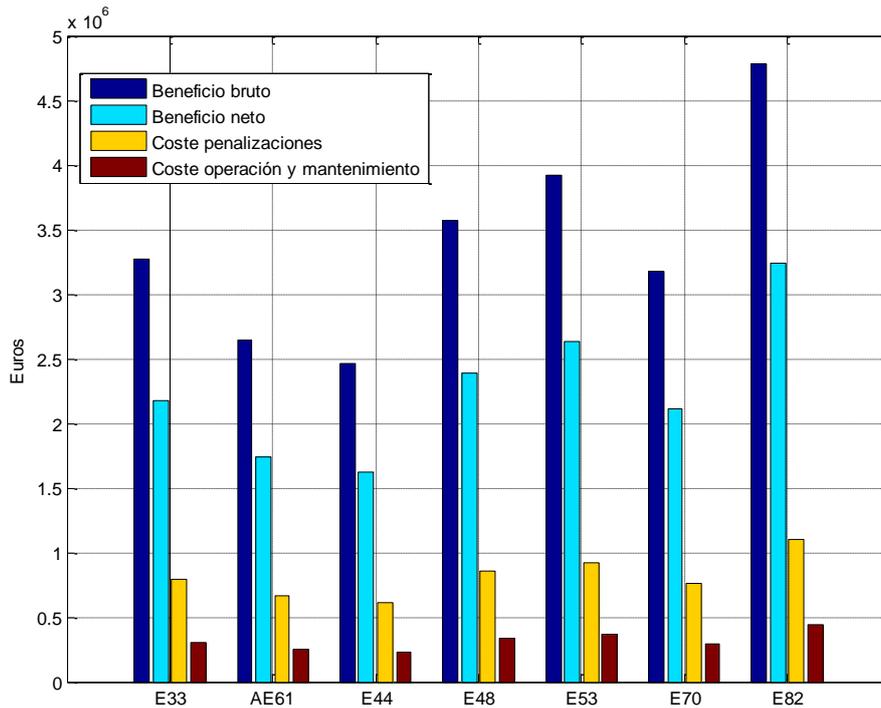


Figura 4.14: Representación de los beneficios, bruto y neto anuales, y sus costes asociados para una central sito en Isla Laitec, de 20 MW, con un horizonte de predicción de 1 h.

Es significativa la magnitud alcanzada por las penalizaciones que es, en el caso del modelo más rentable, superior al millón de euros. Este es el defecto de instalar los modelos E82, ya que aunque generan más, la amplitud de sus errores siempre va a ser mayor. Al calcular el tiempo en el que se están produciendo penalizaciones, se obtiene que durante el 46.08% de las horas de funcionamiento de la planta, se está incurriendo en desvíos por defecto de generación. Es decir, que la estimación que se realiza es mayor a la energía que finalmente se produce. Y lo que hace que este valor de las penalizaciones sea tan elevado, es que durante el 35.94% del tiempo de funcionamiento de la central, el error de la estimación sea mayor al 10% de la potencia estimada. Estos detalles se recogen con mayor amplitud en el Capítulo 5.

En la Fig. 4.15 se muestra tan solo el beneficio neto anual de cada uno de los modelos, para poder apreciar mejor la gran mejora existente entre el modelo E82 y los demás.

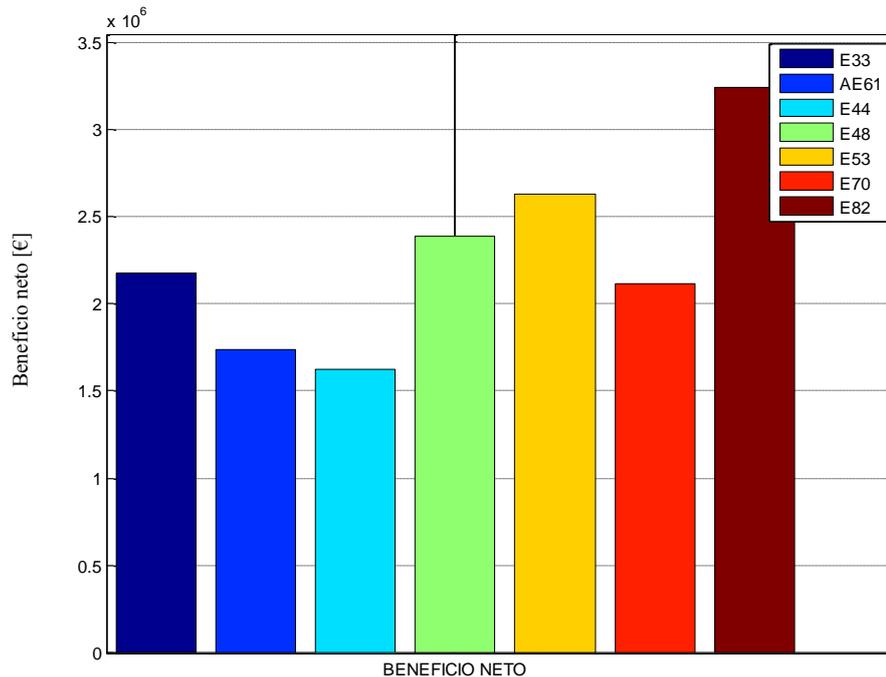


Figura 4.15: Beneficio neto anual de la central según el modelo de aerogenerador que instale para la estación de Isla Laitec con un horizonte de predicción de 1 h.

El beneficio de la central con el modelo E82 es superior al doble del beneficio obtenido con los modelos AE61 y E44, y aventaja al siguiente modelo más rentable, el E53, en más de 600.000 € anuales. Si bien es cierto que aunque el modelo E82 será más caro a la hora de hacer la inversión inicial, la diferencia se habrá amortizado en los cuatro primeros años.

Según los costes detallados al inicio de este capítulo, y para su uso en los análisis económicos más exhaustivos posteriores, se considera una inversión inicial para construir la planta usando el modelo E82 de -21.59 M€, a amortizar en 10 años, con una tasa de descuento del 1.5%.

También se considera un aumento anual del precio de la energía del 3%, que influirá tanto en el beneficio por la venta de la misma como en las penalizaciones por desvíos, ya que como se muestra en la ecuación (4.3) las penalizaciones dependen directamente del precio de la energía, así que cuando éste aumente un 3% anual, las penalizaciones se verán afectadas de igual modo.

Con estos datos se calculan los flujos de caja para la posible inversión en Isla Laitec de una central de 20 MW de potencia instalada en aerogeneradores del modelo E82. En la Fig. 4.16 se representan los ingresos y los gastos que componen cada flujo de caja posterior, los flujos de caja ya calculados de los 25 años de vida útil que se le suponen a la instalación, y sus flujos de caja acumulados.

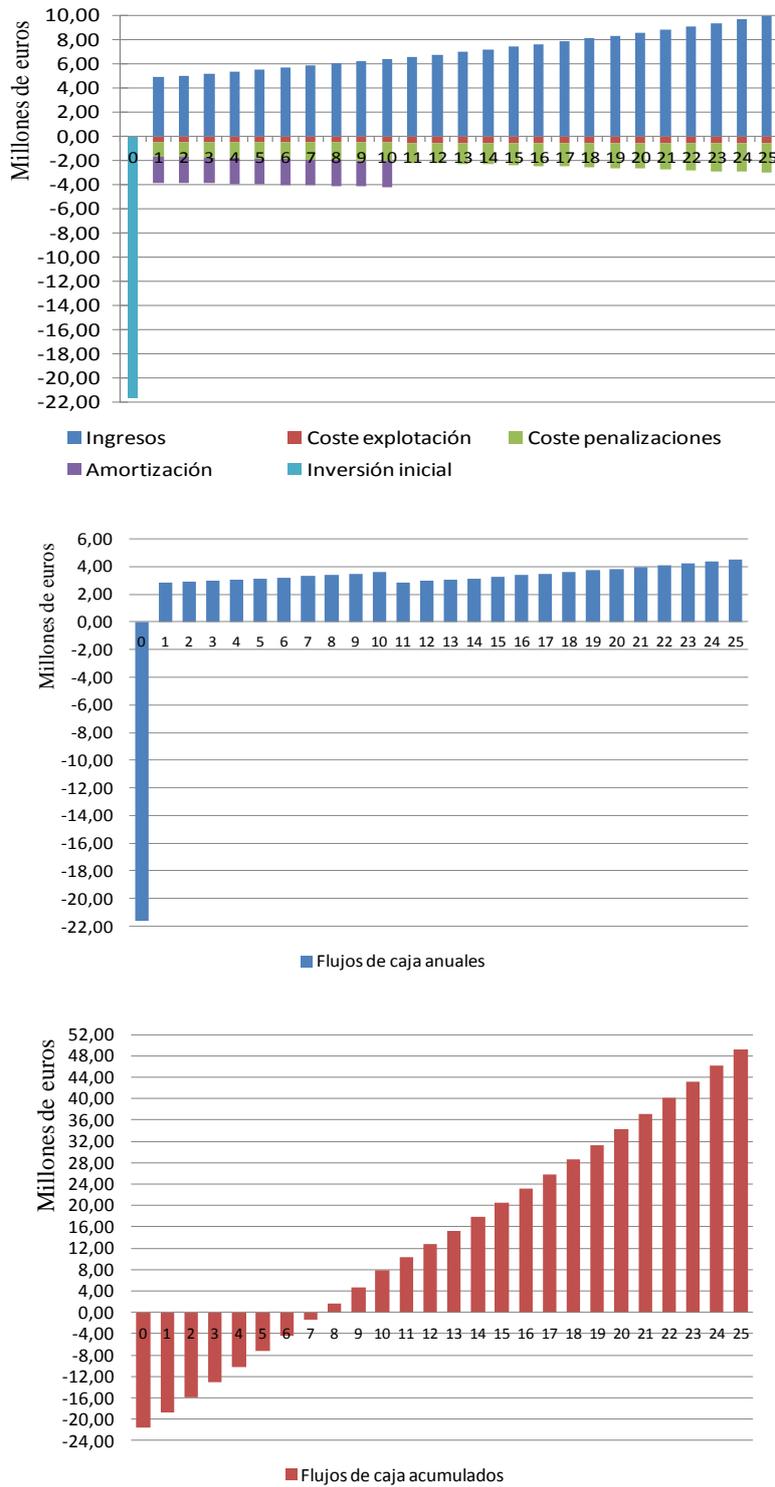


Figura 4.16: Representación de los ingresos y los costes anuales durante el tiempo de vida de la inversión a), los flujos de caja anuales b) y acumulados c) para la inversión de una planta eólica con aerogeneradores E82 en Isla Laitec suponiendo que vende la energía con un horizonte de predicción de 1 h.

Ya que se ha tomado como periodo de amortización del crédito de la instalación, diez años, aparece en el flujo de caja del año once un descenso considerable. Salvo por este detalle, los flujos de caja no se mantienen constantes debido a que el aumento del valor de la energía, provoca un beneficio mayor por venta de energía, que el coste relacionado con el incremento de las penalizaciones por este mismo motivo. Este cálculo se hace para la situación más favorable de Isla Laitec, con un beneficio elevado por venta de energía, de manera que se obtiene un VAN de 49.23 M€ con una TIR de 14.164%. El tiempo de retorno de la inversión es de 7.3 años.

El problema en Isla Laitec aparece cuando se pretende hacer una predicción con un horizonte de 24 horas vista. Como se vio en el Capítulo 3, no se consigue un buen modelo de predicción para tanta antelación debido al comportamiento del viento en la zona, que no sigue ningún patrón o tendencia como ocurre en Sibaya. En la Fig. 4.17 se representan los resultados para predicciones 24 h vista, tal y como se ha hecho para un horizonte de 1 hora.

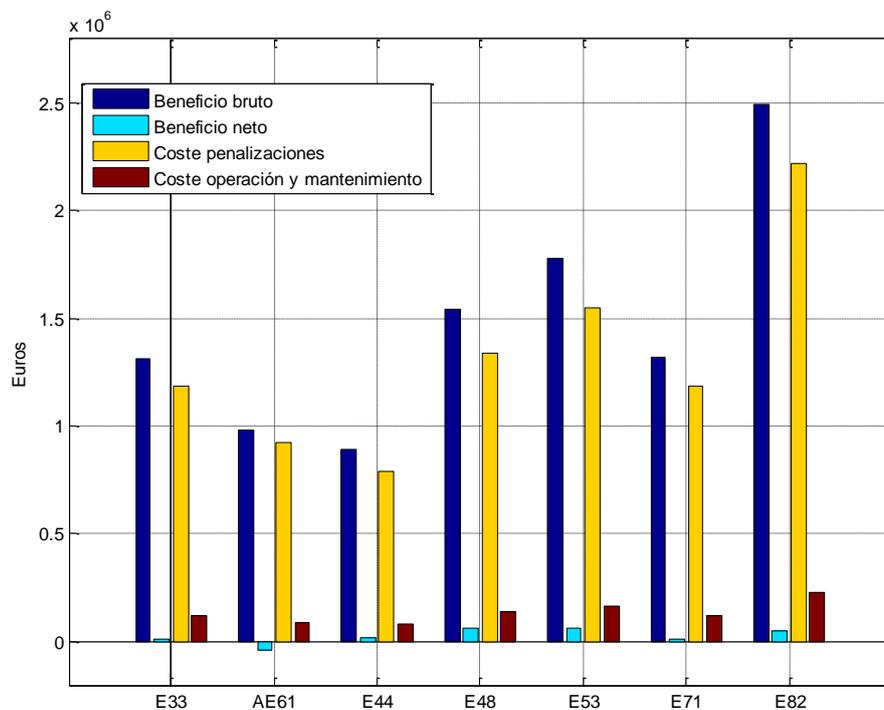


Figura 4.17: Representación de los beneficios, bruto y neto, y sus costes asociados según el modelo de aerogenerador E82, para una central situada en Isla Laitec, de 20 MW, con un horizonte de predicción de 24 h.

Se observa como prácticamente la totalidad de las pérdidas monetarias vienen derivadas de las penalizaciones por desvíos, hasta el punto de que las penalizaciones casi igualan el beneficio bruto de la central. El peor resultado es el del modelo AE61, que ni si quiera da beneficios suficientes para cubrir los costes.

El modelo E82 que hasta ahora era la mejor opción, pasa a ser menos rentable que otros debido a que los errores de predicción en potencia instantánea son muy superiores a los de los otros modelos. Aunque su beneficio bruto es superior al resto, sus costes asociados son también más elevados.

Al calcular el tiempo de funcionamiento de la central durante el cual se ha incurrido en penalizaciones se tiene sorprendentemente un 45.01%. Un porcentaje menor que el que se obtuvo para un horizonte de 1 h. Lo que explica el brutal aumento de las penalizaciones en un horizonte de 24 h, es la amplitud de los errores de estimación, porque aunque se cometen menos errores, estos son mucho mayores. Esto se ve claramente con las horas de funcionamiento de la planta en las que se han incurrido en penalizaciones por errores superiores al 10% de la estimación, siendo estas un 43.29% del total de las horas anuales. Por tanto el volumen de las penalizaciones proviene de errores de gran amplitud, debido al modelo de estimación, que no consigue en ningún momento errores nulos en sus predicciones.

En la Fig. 4.18 se muestran con más claridad las diferencias en el beneficio neto anual entre las distintas centrales en función del modelo instalado para el horizonte temporal de 24 h representado en la Fig. 4.17.

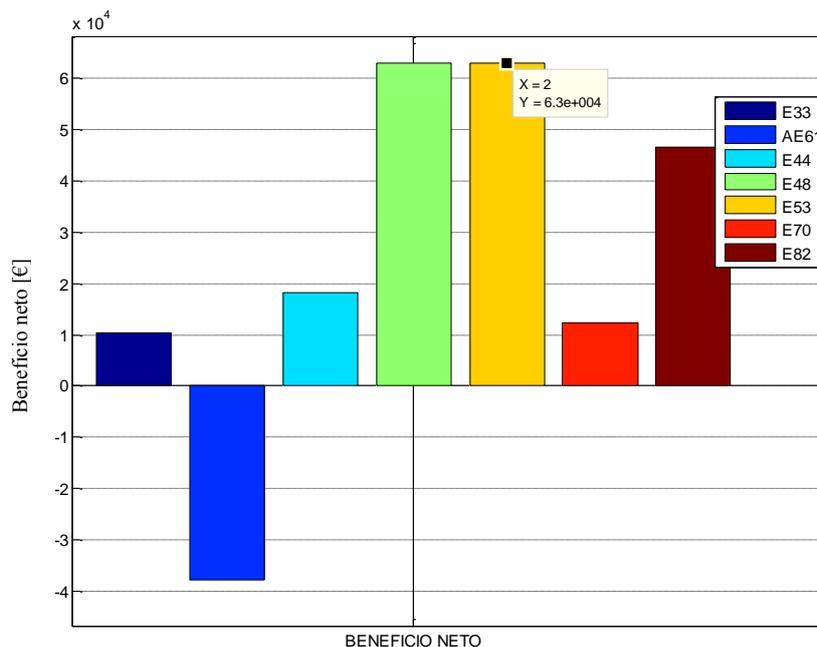


Figura 4.18: Beneficio neto anual de la central según el modelo de aerogenerador que se instale en la estación de Isla Laitec con un horizonte de predicción de 24 h.

La diferencia entre los modelos E53 y E48 es de tres euros al año, por lo que ambos modelos se pueden considerar igual de efectivos. El beneficio neto anual ronda los 63000 €, lo que no hace rentable la construcción de una central de estas características, cuya construcción requiere unos 20 M€.

Debido a que el aerogenerador que en un principio era el mejor, ha dejado de serlo cuando se ha tenido una mala estimación, se prueba con otros horizontes de predicción para comprobar hasta qué punto es estable la elección de un modelo y si existe alguna oscilación en función de este parámetro.

Primero se ha representado en la Fig. 4.19 el desglose de costes para un horizonte de predicción de 6 h.

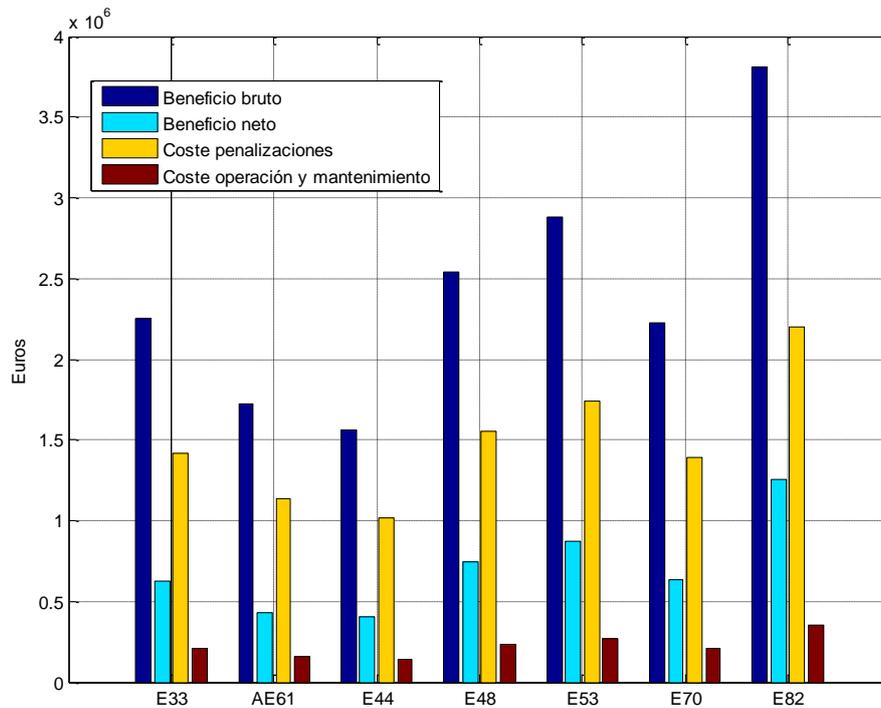


Figura 4.19: Representación de los beneficios, bruto y neto, y sus costes asociados según el modelo de aerogenerador elegido, para una central situada en Isla Laitec, de 20 MW, con un horizonte de predicción de 6 h.

El mejor modelo sigue siendo el E82 pero ya en este supuesto las penalizaciones son muy superiores al beneficio neto obtenido al final del ejercicio debido a las malas estimaciones. El único modelo que consigue un beneficio superior al millón de euros es el E82.

Pero si se analiza la inversión para un periodo de 25 años aparecen problemas debido al aumento del precio de la energía que a su vez aumenta las penalizaciones por desvíos. Además se supone que a partir del décimo año el coste de operación de la central aumenta un 20% debido al envejecimiento de las instalaciones y, por tanto, a la mayor cantidad de averías que pudieran aparecer.

En la Fig. 4.20 se representan los flujos de caja, tanto anuales como acumulados, para la central de Isla Laitec con horizonte de predicción de 6 h:

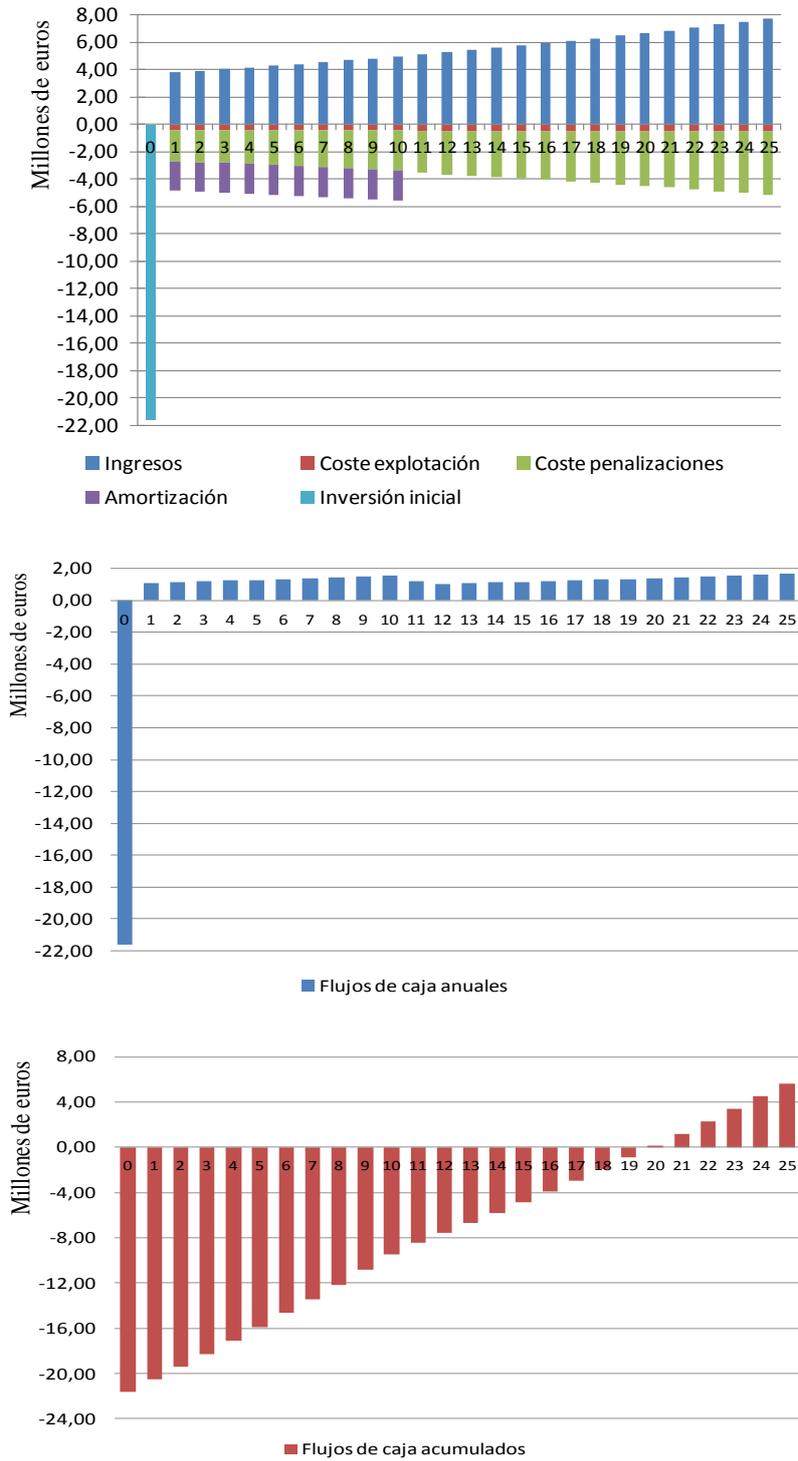


Figura 4.20: Representación de los ingresos y los costes anuales durante el tiempo de vida de la inversión a), los flujos de caja anuales b) y acumulados c) para la inversión de una planta eólica con aerogeneradores E82 en Isla Laitec suponiendo que vende la energía con un horizonte de predicción de 6 h.

En la Fig 4.20 a) se muestra el aumento del beneficio por venta de energía al igual que aumentan las penalizaciones. La amortización sí es un término constante que se ha tomado en este caso como una décima parte de la inversión inicial que se descuenta cada año. Para todos los casos se ha tomado una amortización lineal en diez años. El término llamado coste de explotación es el que abarca los costes de operación y mantenimiento, y no es siempre constante, ya que aunque depende del uso que se le dé a las instalaciones, y esto siempre se toma igual que el calculado para el año 1, se considera que a partir del año 11 el envejecimiento de la planta provocará más mantenimientos correctivos que incrementarán en aproximadamente un 20% el coste. Esto explica que en la Fig. 4.20 b) no sean iguales todos los flujos de caja.

En la Fig. 4.20 c) queda de manifiesto que esta no es una gran inversión, pero que al menos consigue un $VAN=5.64$ M€ que queda representado en el flujo de caja acumulado del último año. La TIR de esta inversión es de un 3.45%, y se observa que no empiezan a generarse beneficios hasta el año 20 de inversión.

Todo lo que sea aumentar el periodo de antelación, con el que trabaja el modelo de predicción, empeorará este resultado, el cual no es demasiado bueno.

Después del análisis realizado para un horizonte de 6 horas, parece poco alentador plantear el mismo caso pero para un horizonte de predicción de 12 horas. Igualmente se hace la estimación anual donde ya se aprecia que con unos beneficios netos de menos de 500,000 € en el primer año, no se recuperará el desembolso inicial.

En la Fig. 4.21 se muestra el caso para un horizonte de predicción de 12 h.

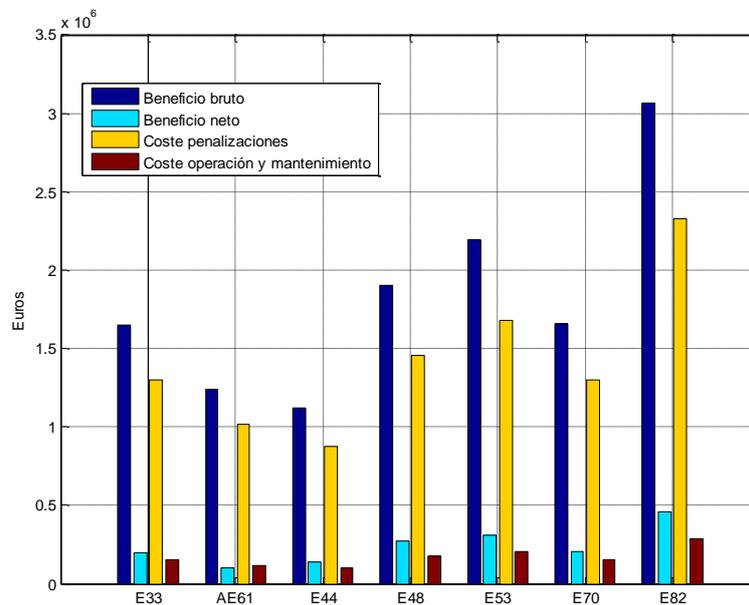


Figura 4.21: Representación de los beneficios, bruto y neto, y sus costes asociados según el modelo de aerogenerador elegido, para una central situada en Isla Laitec, de 20 MW, con un horizonte de predicción de 12 h.

En este caso el modelo E82 sigue siendo el mejor, pero ya quedan de manifiesto unas elevadas penalizaciones que despuntan sobre las de los demás modelos. Esto es lo que provoca que el modelo E82 no sea el más rentable para el horizonte de 24 h.

Otra característica de los diferentes horizontes de predicción, es ver como el beneficio bruto decae desde los casi 4.8 M€/año del modelo E82 para el horizonte de 1 h, hasta los 2.5 M€/año con un horizonte de 24 h, pasando por los 3.85 M€/año y los 3.2 M€/año de los horizontes de 6 y 12 h. Este beneficio marca el techo al que se podría llegar en un supuesto ideal y deja patente lo importante que es tener una buena predicción.

Tras este análisis se llega a la conclusión de que la construcción de una central en Isla Laitec debe hacerse con modelos E82. Tratar de estimar la energía producida a 24 h vista no es viable económicamente con ningún modelo sin el uso de sistemas de almacenamiento de energía, que permitan aprovechar un mayor porcentaje del recurso eólico, incurriendo a su vez en un menor número de penalizaciones.

4.4.4 Rentabilidad de la central en Sibaya

El estudio de todos los modelos para la estación de Sibaya resulta interesante también por la posibilidad de comparar con la estación de Isla Laitec, por si se diese el caso de tener que elegir en que localización es más rentable la ubicación del parque eólico.

En la Fig. 4.22 se han representado, para la estación de Sibaya, los beneficios bruto y neto con sus costes desglosados, para los diferentes casos en los que en la central se instale un modelo u otro de aerogenerador, como ya se hiciese para la estación de Isla Laitec. En este caso está representado el horizonte temporal de una hora.

Los resultados son similares a los obtenidos en Isla Laitec, para el mismo horizonte temporal. Puede verse que las penalizaciones son algo menores para la central de Sibaya, debido al mejor modelo de predicción utilizado en ésta. También el coste de operación y mantenimiento de la instalación es algo superior debido a que se hace un mayor uso de la planta.

Esto se produce por la periodicidad de los datos recogidos en la estación de Sibaya, donde aunque se producen errores de estimación del modelo, el desvío es menor finalmente es menor que el que se produce para la planta de Isla Laitec con unos datos mucho más aleatorios.

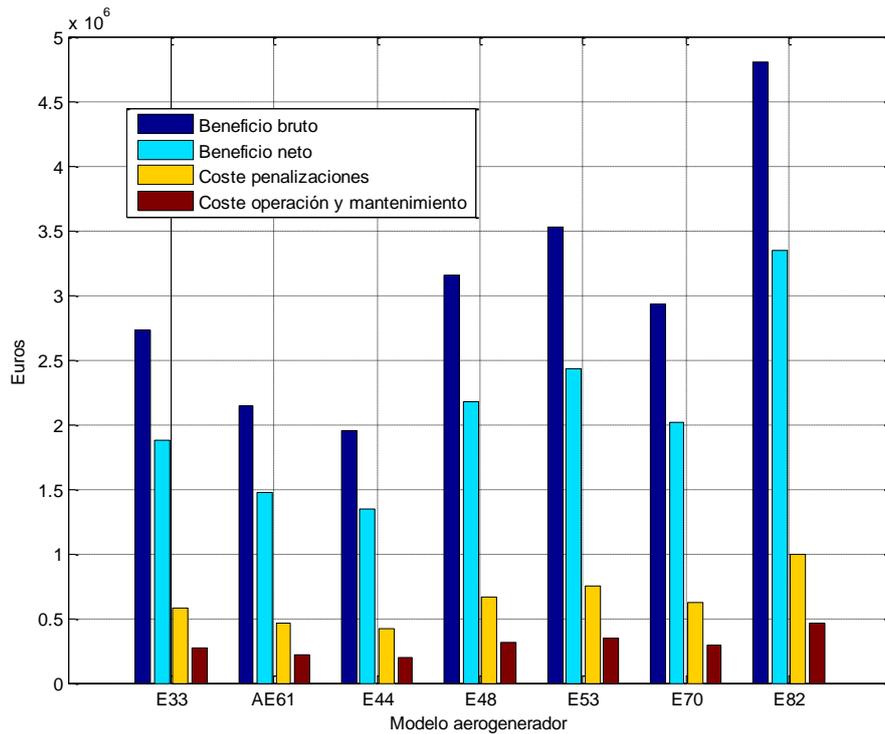


Figura 4.22: Representación de los beneficios bruto y neto, y sus costes asociados, para una central de 20 MW situada en Sibaya, con un horizonte de predicción de 1 h.

Se puede ver mejor la variación del beneficio neto en la Fig. 4.23, donde se ha representado únicamente este valor para cada caso de aerogenerador.

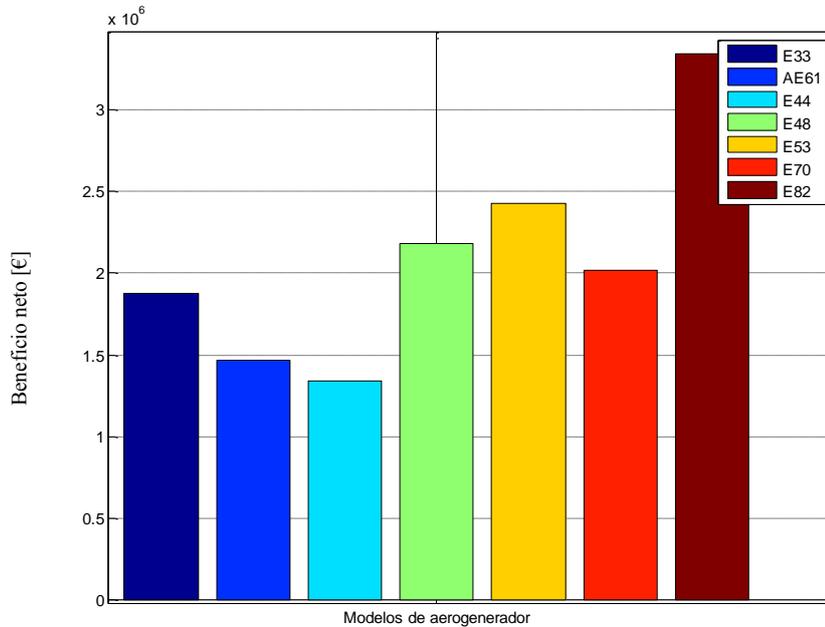


Figura 4.23: Beneficio neto anual para las diferentes opciones de aerogenerador a instalar en la central de 20 MW situada en Sibaya, con un horizonte temporal de 1 h.

La diferencia con el siguiente mejor modelo es superior en Sibaya, siendo de casi 900.000 € al año.

Como se pudo ver en la Fig. 4.15, el beneficio neto de la planta con aerogeneradores E82 es mayor en el caso de Sibaya, con respecto al de Isla Laitec, debido a que la cuantía de las penalizaciones es inferior (1.2 M€/año para Isla Laitec y de 1 M€/año para Sibaya).

Como se analizó en el Capítulo 3, el modelo de predicción usado para las estimaciones de Isla Laitec, el modelo ARMA(4,11) es mejor que el usado en las estimaciones de Sibaya, el ARMA(432,8), para horizontes de 1 hora y sin embargo los errores penalizados son menores.

Cuando se comparan las horas de funcionamiento en las que se incurre en penalizaciones se tiene un 43.47% del total para la planta de Sibaya, por el 46.08% para la planta de Isla Laitec.

Las penalizaciones se dan lugar para los casos en los que la energía real generada no cubre la estimación que se hizo, por lo que es interesante comprobar qué porcentajes de estas horas corresponden a errores, de estas estimaciones por defecto de energía, superiores al 10%.

Y en este caso la mejoría de Sibaya sobre Isla Laitec es mayor, siendo los porcentajes del 31% del total para Sibaya, y del 35.94% de las horas totales para Isla Laitec.

Se analiza en la Fig. 4.24 la inversión con más detenimiento, con la representación de los costes e ingresos que se tienen para el cálculos de los flujos de caja, que también se han representado y que ayudan a calcular el VAN y la TIR de la inversión.

Tanto en los ingresos como en las penalizaciones representadas, se ve una tendencia al alza debido a la variación del precio del kWh, que junto con que los costes de explotación varían a partir del año 11 por el envejecimiento de la instalación, provocan que los flujos de caja no sean constantes.

De todas formas se observan dos periodos diferenciados, debido a la amortización de la inversión inicial.

Los flujos de caja acumulados de la inversión muestran como a partir del séptimo año se empieza a obtener un beneficio sobre lo invertido, y en el valor del último año se aporta información sobre la ganancia total.

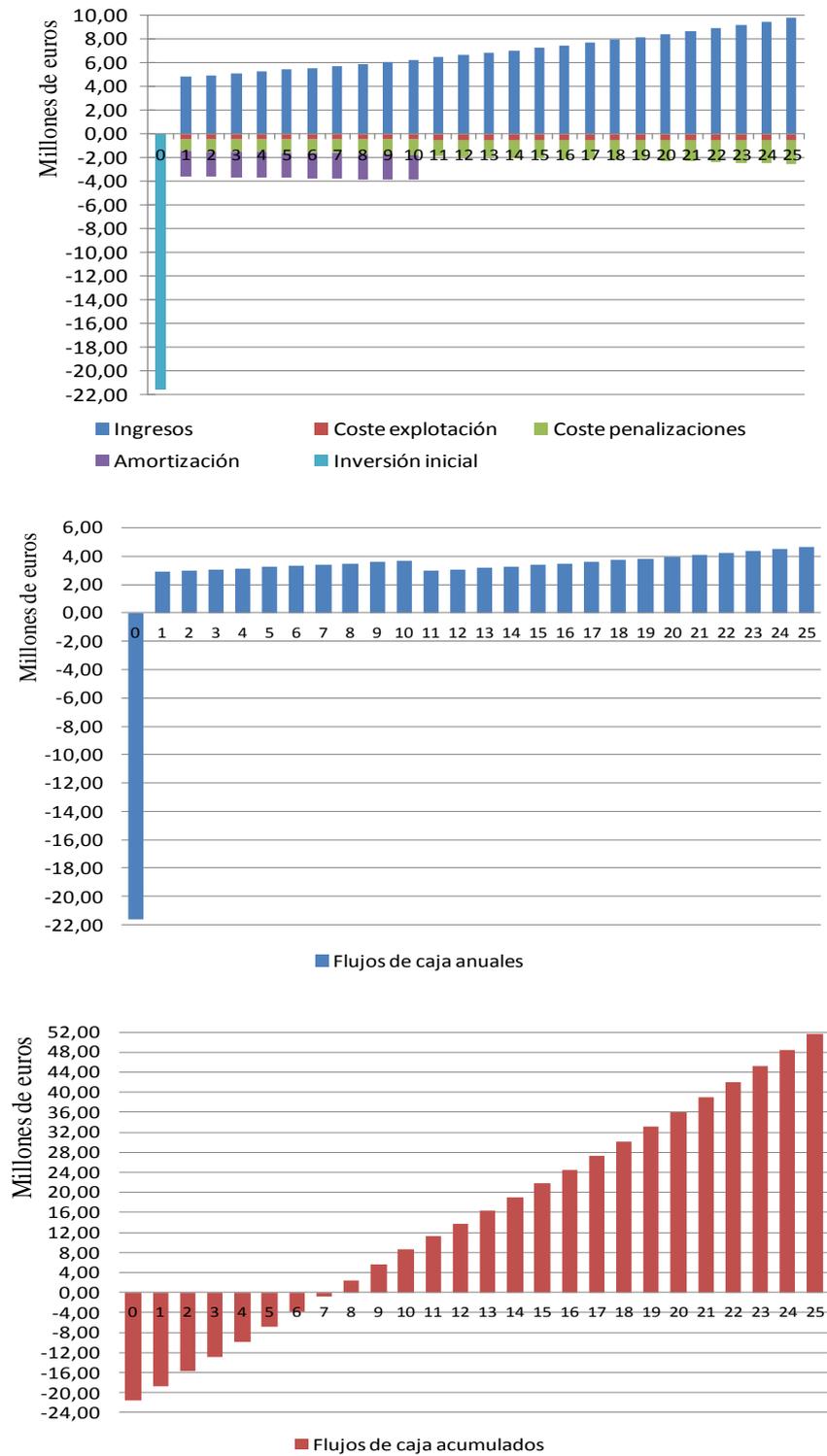


Figura 4.24: Representación de los ingresos y los costes anuales durante el tiempo de vida de la inversión a), los flujos de caja anuales b) y acumulados c) para la inversión de una planta eólica con aerogeneradores E82 en Sibaya suponiendo que vende la energía con un horizonte de predicción de 1 h.

Con el análisis de esta inversión se obtiene un VAN de 51.96 M€ y una TIR=14.693%. El tiempo de retorno de la inversión es de 7.2 años.

Cuando se analiza la posibilidad de una central en Sibaya que pueda predecir la energía que va a generar con un día de antelación se vuelven a probar todos los modelos de aerogenerador, aunque algunos no trabajan de forma eficiente con las condiciones de viento que allí se dan.

A continuación se representa en la Fig. 4.25 el análisis realizado para un horizonte de predicción de 24 h, donde se han vuelto a estudiar todos los casos de modelo instalado.

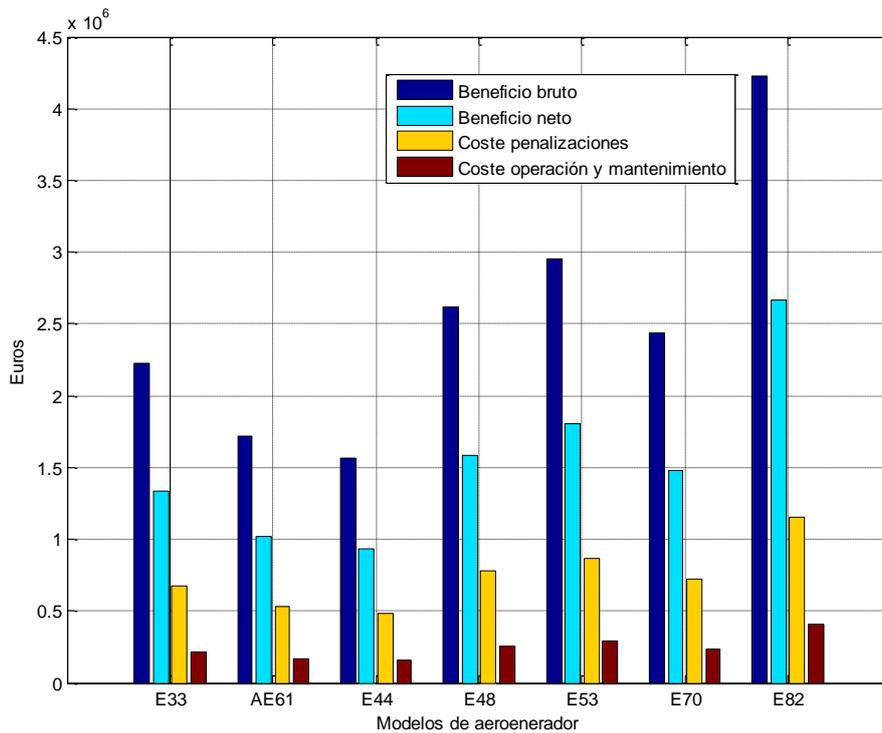


Figura 4.25: Representación de los beneficios bruto y neto, y sus costes asociados para una central de 20 MW situada en Sibaya, con un horizonte de predicción de 24 h.

Lo primero que destaca es la gran diferencia con el estudio de Isla Laitec, en el que todos los casos para este horizonte temporal de predicción daban beneficios anuales irrisorios. Vuelve a ser mejor el modelo E82, con el cual se obtiene un beneficio neto de más de 2.65 M€/año.

Al calcular el tiempo de funcionamiento de la central durante el cual se ha incurrido en penalizaciones se tiene un 38.66% de las horas totales, mientras que el caso de Isla Laitec elevaba este porcentaje hasta el 45.01% para un horizonte de 24 h. Un porcentaje menor que el que se obtuvo para un horizonte de 1 h. Pero si no se consideran pequeños errores de predicción, y se calculan estos porcentajes de tiempos para amplitudes del 10% de la estimación se obtiene para errores por defecto que generan penalizaciones un 30.17% del total de las horas y para errores por exceso que desaprovechan la energía un 47.71%. De esta forma se comprueba

que el modelo de predicción tiene la propiedad de hacer estimaciones menores a la realidad, por lo que tiende a disminuir las penalizaciones.

Se presenta el beneficio neto de los diferentes casos, según el modelo de aerogenerador instalado, en la Fig. 4.26:

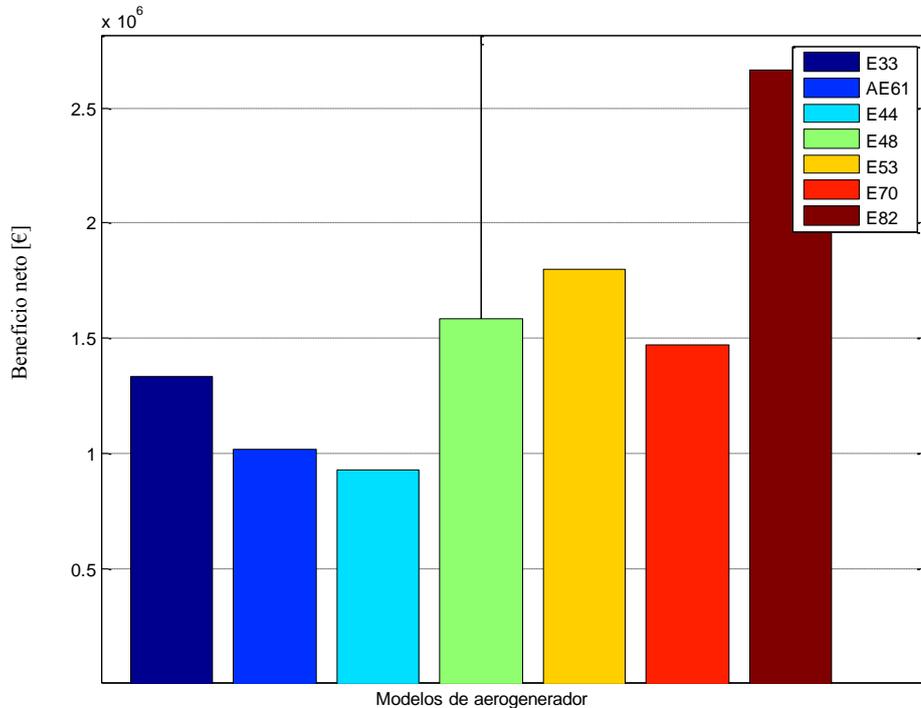


Figura 4.26: Beneficio neto anual para las diferentes opciones de aerogenerador a instalar en la central de 20 MW situada en Sibaya, con un horizonte temporal de 24 h.

Es notable la mejora entre las dos estaciones con horizontes de predicción de 24 h, debido a que el modelo de predicción utilizado para la estimación en la estación de Sibaya es mejor para horizontes lejanos. La diferencia entre la instalación de aerogeneradores E82 o el siguiente mejor modelo, el E53, es de 860.000 €/año, lo que significa un 47.78% más de beneficio anual pasar de modelos E53 a modelos E82.

Esto se ve más claramente si se representan los flujos de caja anuales y acumulados de la inversión. En la Fig. 4.27 quedan reflejados para el modelo E82 los costes e ingresos de los diferentes años de vida de la planta, los flujos de caja calculados y los flujos de caja acumulados, donde se aprecia mejor la evolución de la inversión.

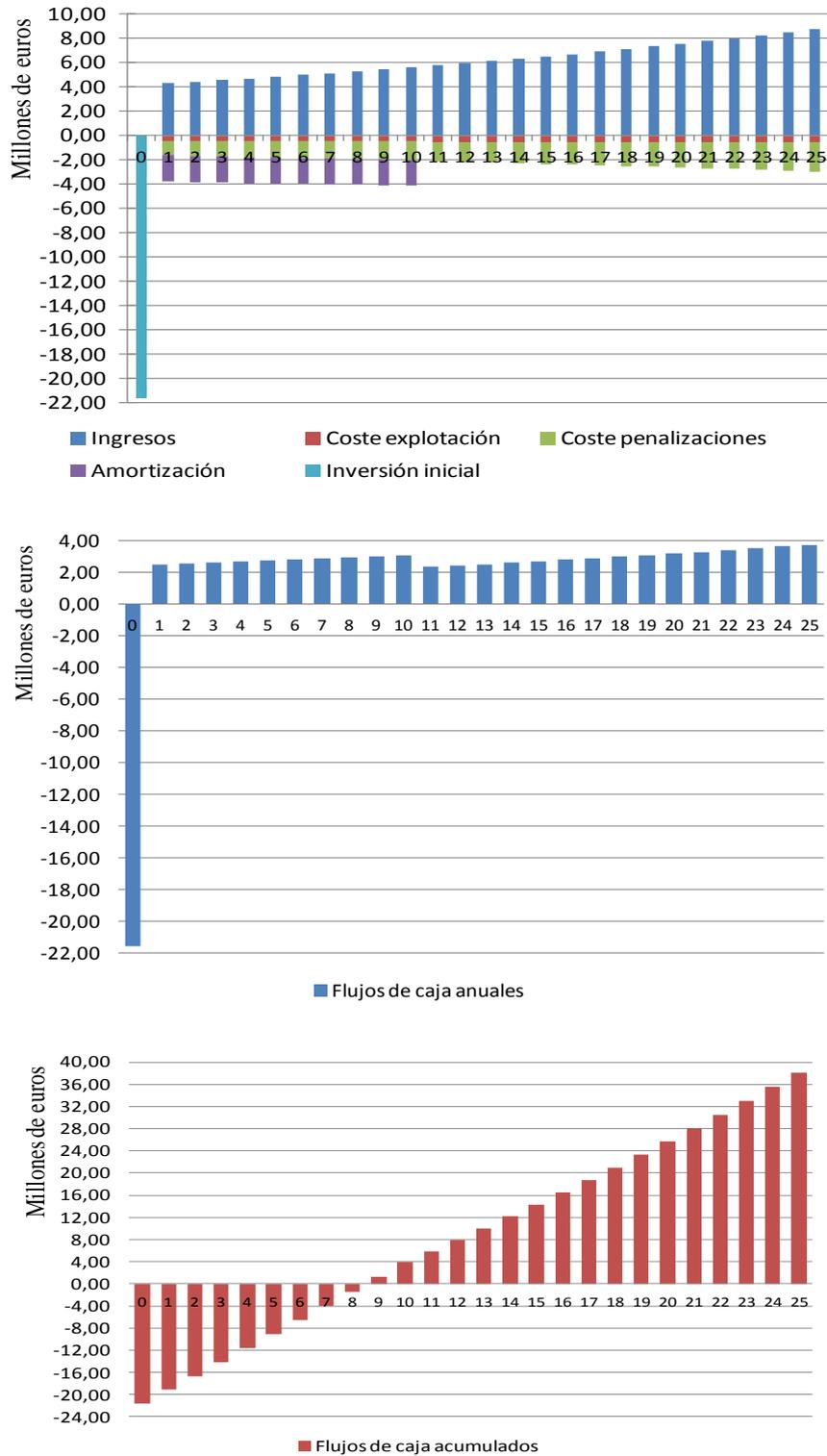


Figura 4.27: Representación de los ingresos y los costes anuales durante el tiempo de vida de la inversión a), los flujos de caja anuales b) y acumulados c) para la inversión de una planta eólica con aerogeneradores E82 en Sibaya suponiendo que vende la energía con un horizonte de predicción de 24 h.

Los flujos de caja no son constantes debido a que tanto los ingresos, como las penalizaciones se ven influenciadas por la variación del precio de la energía.

El coste de explotación sigue siendo un orden de magnitud menor a las penalizaciones y se incrementa en un 20% a partir del undécimo año.

Con el análisis de una inversión en la que se venda la energía con 24 horas de antelación se obtiene un VAN de 38.16 M€ y una TIR=11.93%. El tiempo de retorno de la inversión es de 8 años, y se observa cómo, a partir del año 9, se empiezan a obtener beneficios.

Este resultado no es tan bueno como el que se obtiene para un horizonte de 1 h, pero es indudablemente mejor que el obtenido para la estación de Isla Laitec.

Como conclusión queda reseñar que ya en el análisis previo se pudo ver que el aerogenerador óptimo era el E82, pero que se ha obtenido mucha más información con el análisis económico posterior, donde se observa que la principal causa de pérdida de dinero radica en las penalizaciones por desvíos.

Por otro lado se ha confirmado la calidad del modelo obtenido en el Capítulo 3 para la estación de Sibaya, siendo rentable la construcción de la central en tal situación y estimando la energía con un día de antelación.