

Optimización del sistema de almacenamiento

Debido a que la generación de energía eléctrica debe ir igualando al consumo en cada momento, unido a que las fuentes de energías renovables no tienen la certidumbre de otras fuentes de energía como pueden ser las de combustibles fósiles, se ha planteado seriamente el uso de sistemas de almacenamiento de gran capacidad para regular e independizar las curvas de generación energética. De esta forma se podrá hacer frente a la demanda en los momentos de mayor consumo y baja generación y almacenar cuando se esté produciendo de más.

En este capítulo se aborda el problema del sistema de almacenamiento y se describe el proceso seguido para obtener la mejor solución posible, después de conocer los resultados del capítulo anterior. El objetivo es conseguir que gracias a un sistema de almacenaje de energía se posibilite la venta de esta en el mercado diario con horizontes de predicción que rondan las 24 h, y con un beneficio económico aceptable.

5.1 El sistema de almacenamiento

En las centrales eólicas sin regulación, puede ocurrir que se produzca más energía de la que se precisa en determinados momentos. En España existen más de 21 GW de potencia eólica instalada y suele cubrir del orden de un 10% de la energía nacional [1, 15]. En la Fig. 5.1 se comparan dos instantes con una generación eólica muy diferente, demostrándose que el viento es un recurso variable.

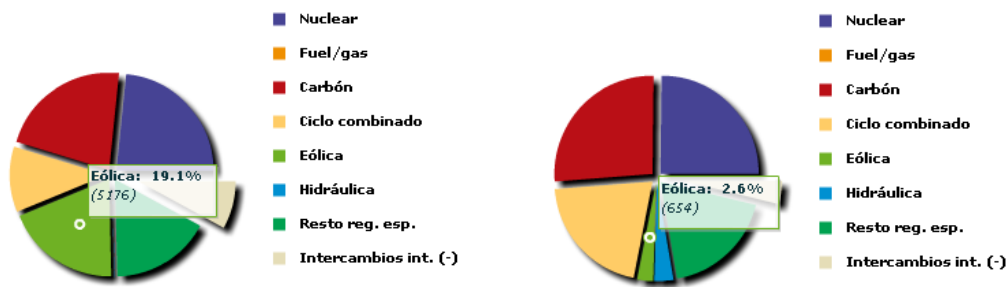


Figura 5.1: Estructura de la generación en dos momentos con muy diferente contribución eólica.
Fuente Red Eléctrica de España.

Debido a que el viento puede dejar de soplar en cualquier momento y que esa energía deben cubrirla el resto de centrales que forman la estructura de la generación, esto encarece el precio de la energía final. Como se muestra en la Fig. 5.2, el déficit energético puede ser de una duración de más de un par de horas y el hueco que se ha de cubrir si baja la producción eólica, es considerable y muchas de las diferentes tecnologías de almacenamiento no son capaces soportar este suceso.

Es necesario un sistema de almacenamiento que sea capaz de actuar durante periodos de más de dos horas de duración.

Algunas tecnologías como los superconductores y los volantes de inercia están diseñadas para estabilizar las curvas de demanda y generación en intervalos de tiempo mucho menores, y no podrían actuar en una rampa de pérdida de producción eólica como la mostrada en la figura 5.2, de duración mayor a dos horas.

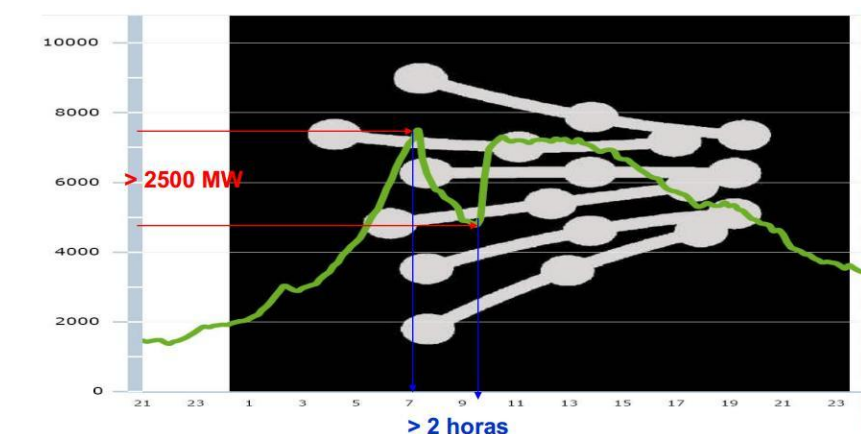


Figura 5.2: Escalón en la producción eólica de energía eléctrica en España debido a una disminución generalizada en la velocidad del viento.

Fuente Red Eléctrica de España.

En la Fig. 5.3 se muestran diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento en función del tiempo de descarga y del rango de potencia en el que existen en el mercado.

Se está suponiendo que la red a la que el parque está conectado, está preparada para absorber la energía que la central predijo que generaría, por lo que cualquier exceso o defecto de esa estimación provocaría una perturbación en el correcto funcionamiento del sistema eléctrico y conllevará siempre una penalización económica. Por este motivo, la central evitará siempre que le sea posible, estos desvíos, aunque sea necesario desconectar de la red algún generador.

Es decir, si se ofertan 5 MW durante una hora del día siguiente y resulta que se van a generar 6 MW y no hay espacio en el sistema de almacenamiento para el excedente de energía, se modificará el ángulo de pala de los modelos o se colocarán en posición de bandera para finalmente generar 5 MW. De igual modo, se busca un sistema de almacenamiento económicamente viable capaz de almacenar la energía suficiente para disminuir las penalizaciones contrarrestando el coste de inversión del sistema de almacenamiento mismo.

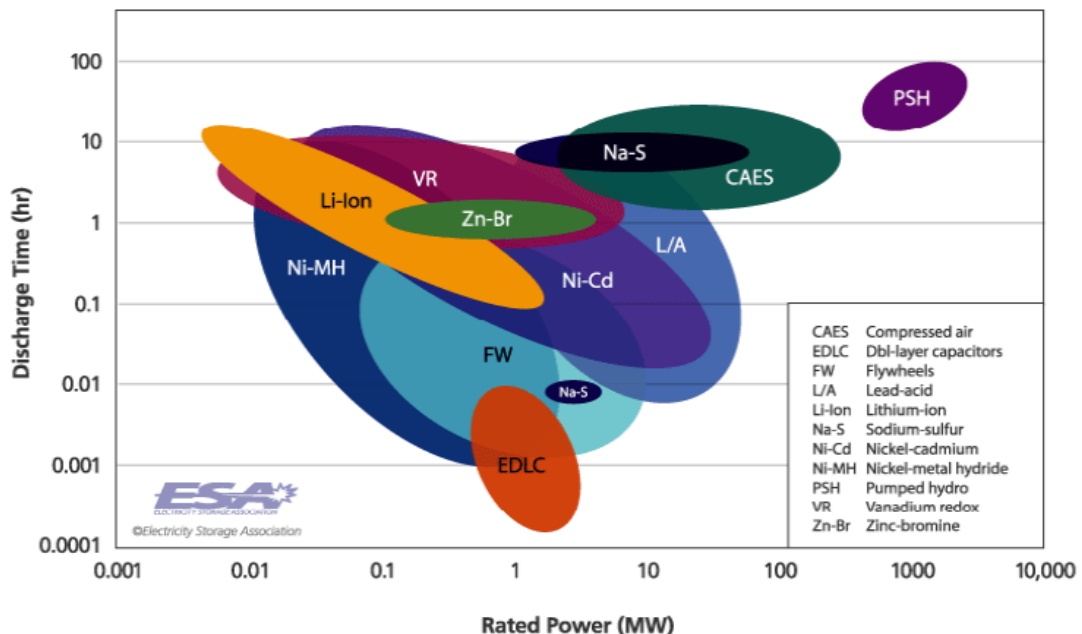


Figura 5.3: Relación de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica en función de su rango de potencia y su tiempo de descarga [14].

Como se ve en la Fig. 5.3, no sirve cualquier sistema de almacenaje de energía, y además, para otros como el bombeo de agua o los sistemas de compresión de aire son necesarias unas características del entorno, muy particulares y extremadamente caras si han de construirse artificialmente. No es lo que se está buscando en este estudio, donde lo idóneo es un sistema muy económico y

fácilmente instalable en cualquier ubicación y con un buen rendimiento, para aprovechar al máximo la energía producida.

Con estas características se opta por un sistema de baterías de entre los existentes en el mercado.

5.1.1 Batería S-NA

Las ventajas de este modelo de batería son, sobre todo, su precio, su buen rendimiento de carga y descarga y su elevado ciclo de vida. En contra, su alta temperatura de trabajo y su tendencia a la corrosión del recipiente y conectores. Este modelo ya se está utilizando en muchos países para ayudar en la generación con energías renovables [15-19].

5.1.2 Batería de Ni-Cd

Aunque estas baterías tienen un número de ciclos de vida elevado, trabajan a temperaturas bajas y son robustas, el cadmio es un elemento altamente tóxico por lo que su control durante el funcionamiento es delicado y hace que su coste sea muy elevado [16-19].

5.1.3 Batería de Pb-ácido

Aunque existen desde hace muchísimos años, lo que las hace fiables, sufren peligro de sobrecalentamiento si se cargan rápidamente, por lo que no son aptas para elevada potencia, lo que las limita mucho para ser usadas en este estudio [14, 15, 17].

5.1.4 Batería de Flujo

Esta tecnología es relativamente novedosa en el mercado y presenta buenas propiedades, como una alta potencia, larga vida útil y su alta eficiencia. Su desventaja es que aún presenta precios elevados para lo que se espera en un futuro cuando se comercialice [14].

5.1.5 Sistemas de baterías elegidos

Finalmente para el cálculo se han elegido los modelos de baterías S-NA y la batería de flujo, debido a que se consideran los mejores en su relación calidad precio. Las propiedades que se van a usar se presentan en la Tabla 5.1, donde se muestran los costes unitarios en función de la potencia necesaria y de la capacidad de almacenamiento, el rendimiento global de sistema y los ciclos de vida medios que aguantará la batería antes de ser necesaria su retirada por una nueva.

Tabla 5.1: Resumen de los diferentes costes asociados a la implementación de un sistema de almacenamiento para las diferentes tecnologías estudiadas, junto con sus características de eficiencia y vida media [15].

Modelo de Bateria	Coste Energía (€/kWh)	Coste Potencia (€/kW)	Rendimiento global	Ciclos de vida
Batería S-Na	192.3	115.4	77%	2500
Batería de Flujo	76.9	211.5	65%	2500

5.2 La función de optimización

La optimización que se desea es la que minimiza el coste económico por las penalizaciones monetarias por no generar la energía que se había estimado a priori, y que a su vez, necesita la mínima capacidad de almacenamiento posible, ya que como ya se ha mencionado, ha mayor capacidad, mayor es el coste inicial de compra de los sistemas de almacenamiento y mayor será el coste en mantenimiento.

La función que busca el óptimo del problema de almacenamiento se basa en la energía que se almacena y/o que se cede a la red.

Se deben entender las diferentes posibilidades del problema a tratar para así poder comprender con exactitud la solución tomada. En principio se tienen dos vectores de datos de potencia, una es la potencia que se ha predicho y la otra es la potencia real que da el parque de aerogeneradores. A cada hora del día le corresponderán seis elementos de estos vectores, ya que se recogen datos de velocidad cada diez minutos (1/6 de hora).

Para entender todo el cálculo posterior es importante definir el vector de errores como sigue:

$$Error \stackrel{\text{def}}{=} P_{\text{real}} - P_{\text{estimada}} \quad (5.1)$$

De esta forma, si el error es positivo significa que se esperaba un viento inferior al existente y que se está generando una mayor cantidad de energía, por lo que se tratará de almacenar, mientras que con errores negativos existirá un déficit de energía que a ser posible deberá cederlo a la red el sistema de almacenamiento.

El vector error tiene unidades de potencia (kW), pero será sencillo pasarlo a unidades de energía debido a que las medidas de viento y por tanto de potencia se toman a intervalos de tiempo constantes e iguales a 10 minutos. Esto hará que sin más que dividir por seis, que es el número de intervalos de tiempo que existirá dentro de una hora, se obtenga la energía en unidades de kWh. Como no se tienen más datos que los anteriores, se supondrá que la potencia se mantiene constante

durante los intervalos de tiempo, de manera que se puede obtener la energía suministrada durante una hora mediante la expresión (5.2):

$$E = \int_{t^-}^{t^+} P \cdot dt = \sum_{i=1}^6 P_i \cdot \frac{1}{6} = \frac{1}{6} \sum_{i=1}^6 P_i = \bar{P} \cdot 1h \quad (5.2)$$

La expresión (5.2) sirve para cualquier hora, por lo que sin más que calcular el promedio horario de cualquier vector de potencia ($\bar{P}$) se obtendrá la energía horaria.

Ahora que se ha explicado cómo pasar a unidades energéticas los vectores de potencias reales y estimadas, se deben definir algunos factores que influirán en el cálculo.

En primer lugar se debe definir una capacidad máxima de almacenamiento, que será el límite superior de la función de optimización y que finalmente definirá el coste de la inversión en el sistema de almacenamiento. Esta capacidad es una incógnita, ya que es el objetivo a alcanzar, pero para hacer una representación inicial de las oscilaciones que sufre el sistema de almacenamiento, se presenta interesante que ésta no se vea afectada por un límite superior. Por tanto, inicialmente se buscará un valor de la capacidad al que la energía almacenada no pueda llegar.

Se deben definir también dos rendimientos diferentes, el rendimiento de almacenar la energía y el de cederla al exterior. Ya que la energía una vez que es almacenada debe usarse en algún momento, ambos rendimientos podrían agruparse en uno sólo. Pero para saber cuánta energía cabe aún en el dispositivo, será necesario saber la energía que se pierde al almacenarla y no la que se pierde en total durante todo el ciclo. Por este motivo se usarán ambos rendimientos por separado en los cálculos. Sus definiciones se muestran en las ecuaciones (5.3) y (5.4):

$$\eta_{alm} \stackrel{\text{def}}{=} \frac{E_{\text{que se almacena}}}{E_{\text{trata de almacenarse}}} = \llbracket Error > 0 \rrbracket = \frac{\Delta E_{\text{almacenada}}}{Error_i} \quad (5.3)$$

$$\eta_{ceder} \stackrel{\text{def}}{=} \frac{E_{\text{cedida}}}{E_{\text{que sale del almacenamiento}}} = \llbracket Error < 0 \rrbracket = \frac{Error_i}{\Delta E_{\text{almacenada}}} \quad (5.4)$$

En estas definiciones se considera la variación de la energía almacenada positiva cuando la energía entra en el sistema de almacenamiento y negativa cuando sale, por eso ambos rendimientos son positivos.

Las variables que resuelven el problema son los elementos del vector de variaciones de energía en el almacenamiento ($\Delta E_{\text{almacenada}}$) que se calculan para cada hora del día. La función actualiza una serie de variables cada vez, calculando para la situación correspondiente la cantidad de energía que se almacena, la penalización en que se incurre, la energía que se vende y el beneficio obtenido por ello.

El resultado de cada elemento se consigue de la forma que se muestra en (5.5):

$$\Delta E_{almacenada\ i} = \begin{cases} \min(Error_i \cdot \eta_{alm} ; Capacidad - E_{almacenada\ i}) ; si\ Error_i \geq 0 \\ \max\left(\frac{Error_i}{\eta_{ceder}} ; -E_{almacenada\ i}\right) ; si\ Error_i < 0 \end{cases} \quad (5.5)$$

Cuando el error es positivo, es decir, cuando se genera en exceso sobre lo que se estimó, la función compara entre el valor de energía que se almacenaría y el espacio que queda en el sistema de almacenamiento tomando el valor más pequeño. Mientras que en el caso de errores positivos, se tiene un defecto de energía que trata de cederse a la red por lo que la función compara entre la energía que saldrá del almacenamiento para cubrir por completo la demanda y la que puede salir como máximo (quedando el sistema de almacenamiento vacío). Como por definición ambos valores son negativos, se toma el máximo que será siempre el más próximo a cero. En los casos límite en los que un elemento de este vector ($\Delta E_{almacenada\ i}$) valga 0, significará que se ha producido exactamente lo que se estimó, que se ha llegado a la máxima capacidad del sistema de almacenamiento o que no queda energía almacenada.

A partir del cálculo anterior se consigue, de forma similar, la penalización horaria en la que se incurre por la diferencia entre la generación estimada y real. Se muestra en la expresión (5.6):

$$Penalización_i = \begin{cases} f \cdot precio_i \cdot \frac{(Error_i \cdot \eta_{alm} - \Delta E_{almacenada\ i})}{\eta_{alm}} ; si\ Error_i \geq 0 \\ f \cdot precio_i \cdot \eta_{ceder} \cdot \left(\Delta E_{almacenada\ i} - \frac{Error_i}{\eta_{ceder}}\right) ; si\ Error_i < 0 \end{cases} \quad (5.6)$$

Primero, cuando el error es positivo, no existirá penalización en caso de no poder almacenar la energía sobrante (caso 2), ya que en este caso se modificaría el ángulo de pala de algún aerogenerador para limitar su generación, mientras que en la situación en la que se almacene por completo (caso 1) se estará en el límite y se tendrá una penalización nula por definición:

- 1) $\Delta E_{almacenada\ i} = Error_i \cdot \eta_{alm} \Rightarrow Penalización_i = 0$
- 2) $\Delta E_{almacenada\ i} = Capacidad - E_{almacenada\ i} \Rightarrow Penalización_i = 0$

Cuando el error es negativo (casos 3 y 4) hay que tener en cuenta el signo de los elementos de la expresión de manera que se incurrirá en penalización si no se cede la misma cantidad de energía que el valor del error. Los elementos del vector *Penalización* son siempre positivos aunque serán una pérdida económica.

- 3) $\Delta E_{almacenada\ i} = \frac{Error_i}{\eta_{ceder}} \Rightarrow Penalización_i = 0$
- 4) $\Delta E_{almacenada\ i} = -E_{almacenada\ i} \Rightarrow Penalización_i \neq 0$

Debido a que se ha planteado la ecuación a partir de las inecuaciones 5) y 6), los casos límite serán los casos en los que se anule la penalización:

$$\begin{aligned} 5) \quad \Delta E_{almacenada i} &\leq Error_i \cdot \eta_{alm} \quad ; \quad si \quad Error_i \geq 0 \\ 6) \quad -\Delta E_{almacenada i} &\leq -\frac{Error_i}{\eta_{ceder}} \quad ; \quad si \quad Error_i < 0 \end{aligned}$$

Por supuesto, cuando el error es igual a cero, la penalización es nula por definición, pero igualmente puede comprobarse que también sale nula con la expresión anterior.

Como la penalización real depende de diferentes factores que no se pueden simular ni predecir fácilmente, como por ejemplo que el error sea a favor o en contra del sistema, lo que se ha hecho es usar el precio al que se vendió el kWh finalmente en el mercado libre de la energía y multiplicarlo por un factor f que lo mayor. De esta forma la penalización dependerá de tres factores, de la cantidad de kWh que se aleje la realidad de la estimación, del precio horario final del mercado y del valor que se elija de f .

Los precios utilizados se corresponden con el precio marginal horario obtenido del Mercado Eléctrico español [20] entre las fechas del 12 de diciembre de 2007 y el 10 de diciembre de 2008 y se muestran en el ANEXO II.

El siguiente paso de la función es el cálculo de la energía vendida y el beneficio obtenido por ello. Es trivial ver que cuando se estime más de lo que se produzca realmente, se venderá como mínimo la energía realmente producida, más la que se pueda ceder desde el sistema de almacenamiento. Cuando se estime menos de lo producido realmente se venderá lo estimado y toda la energía sobrante se tratará de almacenar, y si no es posible, se modificará el ángulo de pala de los aerogeneradores e incluso se desconectarán, si fuese necesario, para evitar causar desequilibrios en la red.

La expresión matemática que rige la explicación anterior es:

$$Energía_i = \begin{cases} E_{estimada i} & ; \quad si \quad Error_i \geq 0 \\ E_{real i} - \eta_{ceder} \cdot \Delta E_{almacenada i} & ; \quad si \quad Error_i < 0 \end{cases} \quad (5.7)$$

Para obtener el beneficio horario por venta de energía sin tener en cuenta el coste de penalizaciones, no hay más que multiplicar la energía que se acaba de calcular por el precio del kWh correspondiente a esa hora.

$$Beneficio \text{ bruto}_i = precio_i \cdot Energía_i \quad (5.8)$$

Esta variable es el beneficio bruto por hora, pero la variable que guía la optimización, y servirá para comparar entre las diferentes hipótesis será el

beneficio neto anual que se calcula sin más que restar los diferentes costes existentes a este beneficio bruto.

Los costes son, además de las penalizaciones, el coste de operación y mantenimiento y el coste del sistema de almacenamiento.

El coste de operación y mantenimiento (5.9) es el relacionado con mantener el parque en funcionamiento, reparando cualquier posible avería y realizando las revisiones preventivas a los diferentes sistemas. Variará en función del uso del parque. Se podría poner un coste que creciese con los años de vida de la instalación, ya que cuantas más horas de funcionamiento tenga, más posibles averías deberían surgir. Finalmente, al no ser un coste significativo se ha considerado de 6 €/MWh producido de forma constante.

$$\text{Coste } OyM_i = CM_{yO} \cdot \text{Energía}_i \quad (5.9)$$

El coste de almacenamiento se compone por diferentes costes, el coste denominado por unidad de energía, que es el coste asociado a la capacidad del sistema, es decir, a la cantidad de energía que se puede llegar a almacenar. El coste por unidad de potencia viene a definir la cantidad de energía que se puede llegar a utilizar en una hora. Estos dos costes son por la compra y montaje de los equipos, no varían con el uso, salvo porque cuando acabe la vida media del dispositivo, este debe reponerse y será necesaria una nueva inversión. Por este motivo, son costes que se abonan más o menos cada 5 o 6 años. Por último, existe un término de operación y mantenimiento del sistema, que es función de la cantidad de energía que pasa por el sistema de almacenamiento (5.12).

Los costes asociados a la potencia del sistema de almacenamiento y a la capacidad máxima de almacenamiento (término de energía), se reparten en función del uso que se dé al dispositivo mediante un factor de conversión del número de ciclos que se produzcan en la instalación anualmente y la vida media de la misma. De esta forma, se tiene en cuenta la proporción del coste total que se amortiza cada año. Se definen como:

$$\text{Coste Alm Pot} = C_{Alm Pot} \cdot \max(\|\Delta E_{almacenada}\|) \cdot \frac{n^{\circ} \text{ ciclos anuales}}{\text{ciclos vida media}} \quad (5.10)$$

$$\text{Coste Alm Ener} = C_{Alm Ener} \cdot \text{Capacidad} \cdot \frac{n^{\circ} \text{ ciclos anuales}}{\text{ciclos vida media}} \quad (5.11)$$

El valor de $C_{Alm Ener}$ y de $C_{Alm Pot}$ serán los correspondientes a los términos de energía y potencia respectivamente, de cada tecnología de almacenamiento y quedan recogidos en la Tabla 5.1.

El coste de operación y mantenimiento del sistema de almacenamiento se define:

$$\text{Coste } OyM_{Alm_i} = CM_{yO Alm} \cdot \text{Energía Almacenada}_i \quad (5.12)$$

Donde $CM_{yO Alm}$ se ha tomado de 7 €/MWh.

El coste de almacenamiento queda definido en (5.13):

$$Coste Alm_i = Coste Alm Pot + Coste Alm Ener + Coste OyM Alm_i \quad (5.13)$$

Finalmente, el beneficio neto se calcula restando al beneficio (5.8) los diferentes costes calculados anteriormente (5.6), (5.9) y (5.13).

$$Beneficio Neto_i = Beneficio bruto_i - Penalización_i - Coste OyM_i - Coste Alm_i \quad (5.14)$$

El beneficio neto calculado, será anual y su unidad serán los euros. Con el valor de esta variable se comparan las diferentes hipótesis y toda su casuística asociada.

Estas variables de la ecuación (5.14) son las que se usan para buscar la capacidad de almacenamiento óptima para cada caso. No obstante, no se usa el beneficio neto para calcular el VAN, debido a que se obtiene un valor erróneo de este si se usa el coste de almacenamiento prorrateado para un año, en lugar de tenerlo en cuenta en el flujo de caja del año en el que se reponga.

5.3 Optimización del sistema

Una vez detallada la forma de operar y cómo se obtienen las diferentes variables a emplear en el cálculo, se pasa a analizar si es beneficiosa la instalación de un sistema de almacenamiento que mejore el beneficio obtenido en el capítulo 4.

Siempre se busca el máximo del beneficio neto anual, y por ello se han utilizado factores que repartan el coste del sistema de almacenamiento entre varios años. Esto no es del todo correcto para hacer el análisis de la inversión, para lo que se usarán otras variables como el VAN o la TIR, pero sin embargo servirá para localizar la capacidad óptima que ha de tener el sistema de almacenamiento para lograr un beneficio máximo cada año.

5.3.1 Análisis de los tiempos de mejora

Antes de entrar en la optimización del sistema de almacenamiento, resulta interesante plantear desde el punto de vista del funcionamiento de la planta eólica, cómo favorece la inclusión de un sistema de almacenamiento al número de horas

en las que la central esta desaprovechando energía o cuando estará generando penalizaciones en función del error de la predicción.

Para esto se calculan para diferentes tolerancias, el porcentaje de tiempo que la planta se encuentra funcionando bajo estas características. Ya que por ejemplo, si la central tiene un elevado número de horas de funcionamiento con errores de exceso sobre la estimación, es decir, si la estimación es menor que la generación real, se produce un mal uso del recurso energético, pero no se incurre en penalizaciones. Sin embargo errores por defecto en la predicción sí incurrirán en penalizaciones, ya que serán los casos en los que se estimó que se generaría una mayor cantidad de energía de la que realmente se puede generar finalmente.

Se usan diferentes rangos de error para valorar mejor las horas en las que se penaliza o se tira energía, ya que no es lo mismo que se pasen 3000 h al año con errores en exceso menores al 2% de la estimación, y no 2000 h al año con errores superiores al 10% de la predicción.

Por estos motivos es conveniente saber el tiempo que pasa la planta funcionando correctamente, cuánto tiempo se desvía de lo que se predice y cuánto lo hace.

En la Tabla 5.2 se han representado para la planta eólica de Isla Laitec varios supuestos, entre los que se comparan un sistema de almacenamiento de 10 MWh, otro de 1 MWh y otro caso sin sistema de almacenamiento.

Tabla 5.2: Porcentaje de tiempo en el que la planta eólica genera penalizaciones o desaprovecha energía durante el periodo de funcionamiento para diferentes rangos de permisividad del error de la estimación en Isla Laitec para diferentes casos de horizonte de predicción y de uso de almacenamiento.

	Margen de error	Sin Almacenamiento		Almacenamiento de 1 MWh		Almacenamiento de 10 MWh	
		Isla Laitec 1h	Isla Laitec 24h	Isla Laitec 1h	Isla Laitec 24h	Isla Laitec 1h	Isla Laitec 24h
Exceso sobre la estimación	0%	46,42%	54,99%	19,64%	48,56%	7,91%	44,19%
	2%	41,78%	54,68%	16,58%	48,35%	5,95%	44,02%
	5%	37,69%	54,02%	14,48%	48,18%	4,50%	43,95%
	10%	34,01%	52,72%	12,72%	47,59%	3,61%	43,57%
Defecto sobre la estimación	0%	46,08%	45,01%	37,83%	43,71%	22,73%	37,48%
	2%	42,23%	44,81%	36,31%	43,43%	22,18%	37,28%
	5%	39,44%	44,26%	34,42%	42,88%	21,01%	36,97%
	10%	35,94%	43,29%	31,26%	41,82%	19,43%	36,24%

Inicialmente para el caso sin sistema de almacenamiento, los errores están parejos, estando la planta en funcionamiento, prácticamente las mismas horas errando por exceso como por defecto. Al usar sistemas de almacenamiento de energía, la planta reduce sus horas de funcionamiento en errores por exceso para los casos de

horizontes de 1 h, es decir, para buenas estimaciones. En cambio, para los horizontes de 24 h, no sólo se producen reducciones muy pequeñas, sino que el número de horas generando errores superiores al 10% se eleva notablemente. Aquí queda de manifiesto que el modelo de predicción usado para Isla Laitec no suficientemente bueno.

En la Tabla 5.3 se han representado para la planta eólica de Sibaya varios supuestos, entre los que se comparan un sistema de almacenamiento de 10 MWh, otro de 1 MWh y otro caso sin sistema de almacenamiento.

Tabla 5.3: Porcentaje de tiempo en el que la planta eólica genera penalizaciones o desaprovecha energía durante el periodo de funcionamiento para diferentes rangos de permisividad del error de la estimación en Sibaya para diferentes casos de horizonte de predicción y de uso de almacenamiento.

	Margen de error	Sin Almacenamiento		Almacenamiento de 1 MWh		Almacenamiento de 10 MWh	
		Sibaya 1h	Sibaya 24h	Sibaya 1h	Sibaya 24h	Sibaya 1h	Sibaya 24h
Exceso sobre la estimación	0%	50,84%	58,47%	22,84%	41,36%	8,85%	31,62%
	2%	44,98%	54,82%	19,55%	39,03%	6,48%	29,81%
	5%	40,57%	51,89%	17,08%	37,15%	5,63%	28,73%
	10%	36,03%	47,71%	14,41%	34,09%	4,80%	26,65%
Defecto sobre la estimación	0%	43,47%	38,66%	31,39%	28,76%	9,31%	15,96%
	2%	38,37%	35,24%	29,15%	27,08%	8,62%	14,91%
	5%	35,18%	32,94%	26,98%	25,21%	8,06%	13,98%
	10%	31,00%	30,17%	23,53%	22,61%	6,91%	12,64%

En el caso de la planta eólica de Sibaya, el modelo de predicción tiende a estimar con errores en exceso, de manera que la planta tiene menos penalizaciones y almacena más energía. Además como se ve en los horizontes de 24 h, el modelo es de muy buena calidad y provoca que los errores por defecto mayores al 10% de la estimación disminuyan, con el consiguiente beneficio para la planta. Esta central tiene la tendencia a almacenar con horizontes elevados, y esto provoca un sistema de almacenamiento saturado que minimiza las pérdidas por penalizaciones y aumenta las horas en las que se desaprovecha la energía.

5.3.2 Análisis de Sibaya

Para una planta eólica ubicada en Sibaya, se analizan sólo los modelos E53 y E82, debido a que son los que mejor rendimiento daban sin sistema de almacenamiento.

Para empezar, para una situación hipotética en la que se predijese con tan solo una hora de antelación, se prueban los sistemas de baterías S-Na y de baterías de flujo.

En la Fig. 5.4 se representan los diferentes costes y los beneficios neto y bruto en función de la capacidad de almacenamiento adquirida para una planta eólica en Sibaya con modelos de aerogenerador E82.

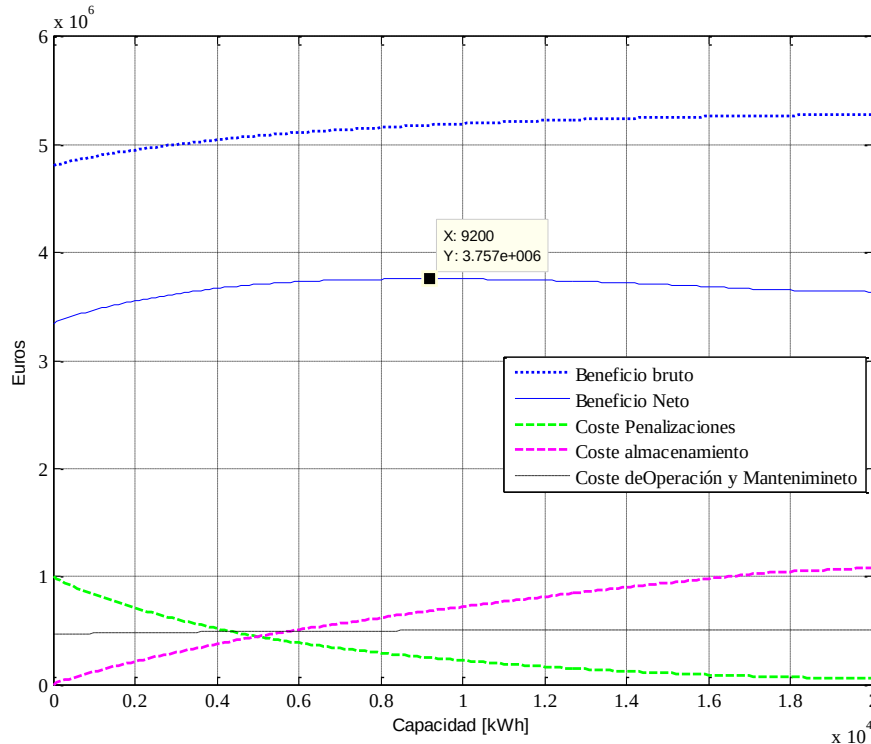


Figura 5.4: Implantación de un sistema de almacenamiento con baterías S-Na, para la planta eólica de Sibaya con modelos E82 y un horizonte de predicción de 1 h.

Las penalizaciones se ven muy reducidas debido a la gran capacidad del sistema de almacenamiento elegido. El óptimo se encuentra en una capacidad menor a la encontrada para el caso homónimo con baterías de flujo. Esto se debe al coste creciente del sistema de almacenamiento formado por baterías S-Na que provoca que a mayores capacidades no sea rentable dicho aumento.

Se muestra en la Fig. 5.5 la variación del beneficio neto con la capacidad del sistema de almacenamiento para que se vea con claridad lo que ocurre durante la optimización en la planta con baterías S-Na.

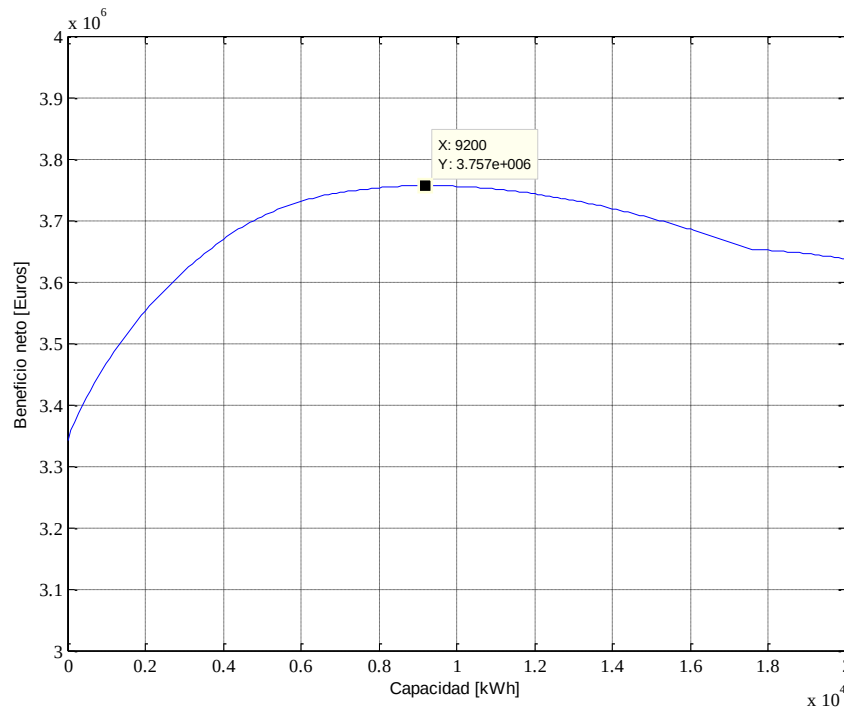


Figura 5.5: Resultado del beneficio neto anual obtenido en la planta eólica de Sibaya para un sistema de almacenamiento de baterías S-Na, aerogeneradores E82 y una venta de energía con horizonte de predicción de 1 h.

Se observa como inicialmente el beneficio aumenta mucho por unidad de energía que se incrementa en el sistema de almacenamiento, debido como ya se analizó al elevado peso de las penalizaciones en los costes. El óptimo indica el punto donde ya el incremento de beneficio por aumentar la capacidad de almacenaje es inferior al incremento de coste del mismo. En este caso, el beneficio máximo de 3.757 M€/año se da con un sistema de almacenamiento de 9.2 MWh.

Cabe decir que el sistema de almacenamiento debe ser reemplazado por completo cada 6 años, debido a que por el uso, las distintas baterías van perdiendo efectividad.

En el estudio de la inversión para toda la vida útil de 25 años que se estima en la instalación, se producen tres cambios de los sistemas de baterías. En los últimos 7 años de inversión no se realiza la reposición del sistema de almacenamiento, debido a que la planta está en sus últimos años de vida. Por este motivo, el último ciclo de vida del sistema de almacenamiento durará 7 años.

En la Fig. 5.6 se representan todos los ingresos y los gastos usados en el balance, los flujos de caja de la inversión anuales y los flujos de caja acumulados a lo largo de todo el periodo de funcionamiento.

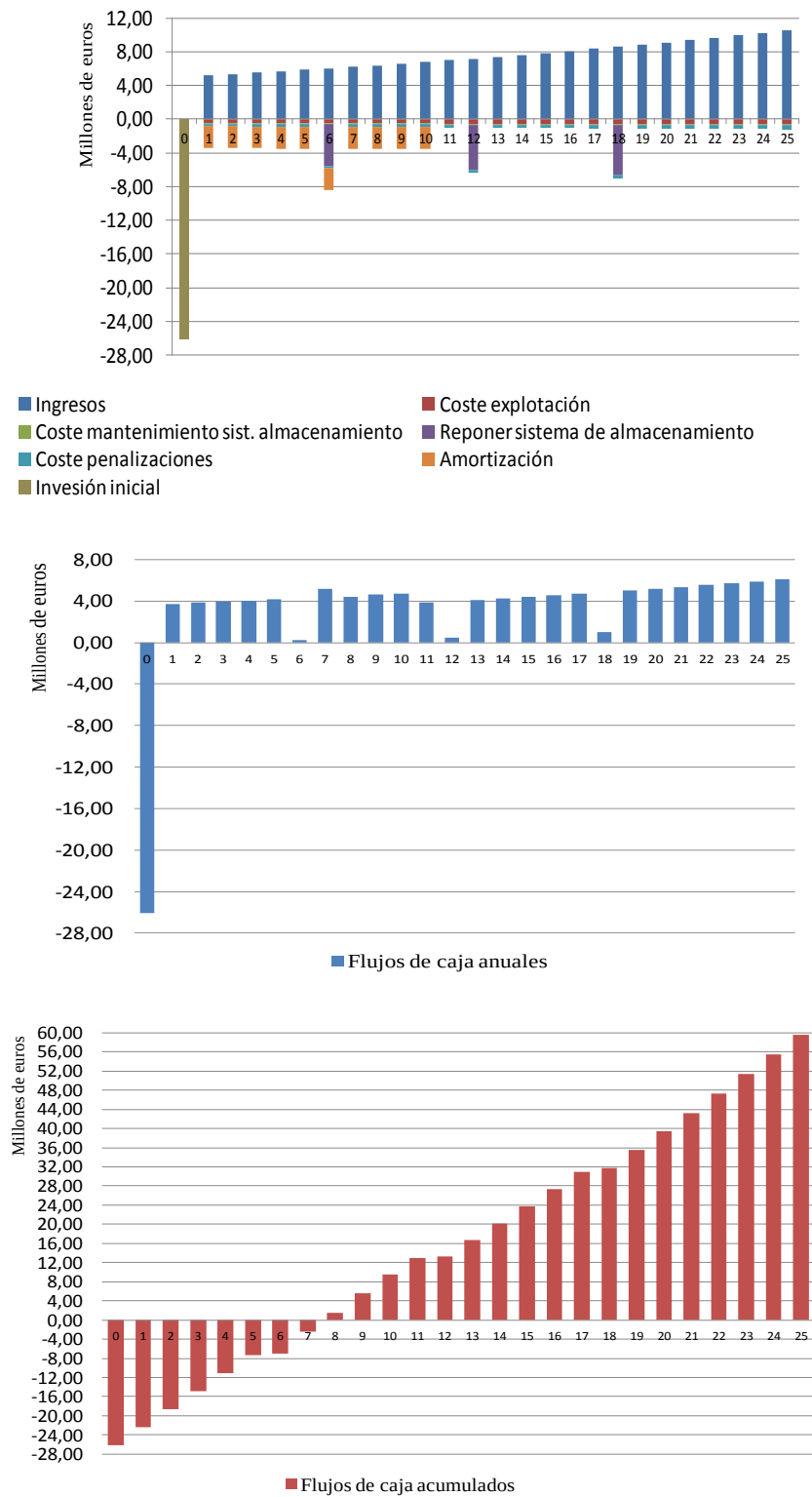


Figura 5.6: Representación de los ingresos y los costes anuales durante el tiempo de vida de la instalación a), los flujos de caja anuales b) y acumulados c) para la inversión en una planta eólica con aerogeneradores E82 en Sibaya, sistema de almacenamiento de baterías S-NA de 9.2 MWh y suponiendo que vende la energía con un horizonte de predicción de 1 h.

En la Fig. 5.6 a) se observa cómo los costes por penalizaciones, al contrario que ocurría en los casos sin sistemas de almacenamiento, son muy pequeños, del mismo orden que los costes de explotación. Se considera que los costes de explotación de la planta se incrementan a partir del undécimo año, mientras que los de mantener el sistema de almacenamiento se consideran constantes durante cada ciclo de seis años de vida.

Los flujos de caja representados en la Fig. 5.6 b) no son constantes debido a los años en los que se tiene que reponer el sistema de almacenamiento, donde se reflejan con flujos de caja muy pequeños, y al aumento del precio de la energía, que afecta tanto a los ingresos como a las penalizaciones.

En la Fig. 5.6 c) resalta cómo a partir del año 8 la inversión pasa a dar los primeros beneficios.

Como, aproximadamente, puede verse en el último valor de los flujos de caja acumulados de la Fig. 5.6 c), el VAN de esta inversión es de 59.63 M€. Con una $TIR=14.13\%$ y un tiempo de recuperación de 7.4 años, esta inversión mejora el caso estudiado en el Capítulo 4 sin sistema de almacenamiento, donde se obtenía un VAN de 51.96 M€. Esto supone una mejora global de la inversión de más del 12%.

Hay que resaltar que las baterías S-Na penalizan más el término de la capacidad, mientras las baterías de flujo penalizan con un mayor importe el término de la potencia instantánea máxima que puede entrar o salir del sistema de almacenamiento.

Para hacer la debida comparación entre los dos sistemas de almacenamiento que se pueden instalar se busca para una situación idéntica el óptimo de un sistema de almacenamiento formado por baterías de flujo.

Cuando se realiza este mismo análisis, con el modelo E82 y un horizonte de 1 h, para el sistema de baterías mencionado, se obtiene el resultado representado en la Fig. 5.7. La capacidad que optimiza la inversión es, como se esperaba, superior a la obtenida para un sistema de baterías S-Na.

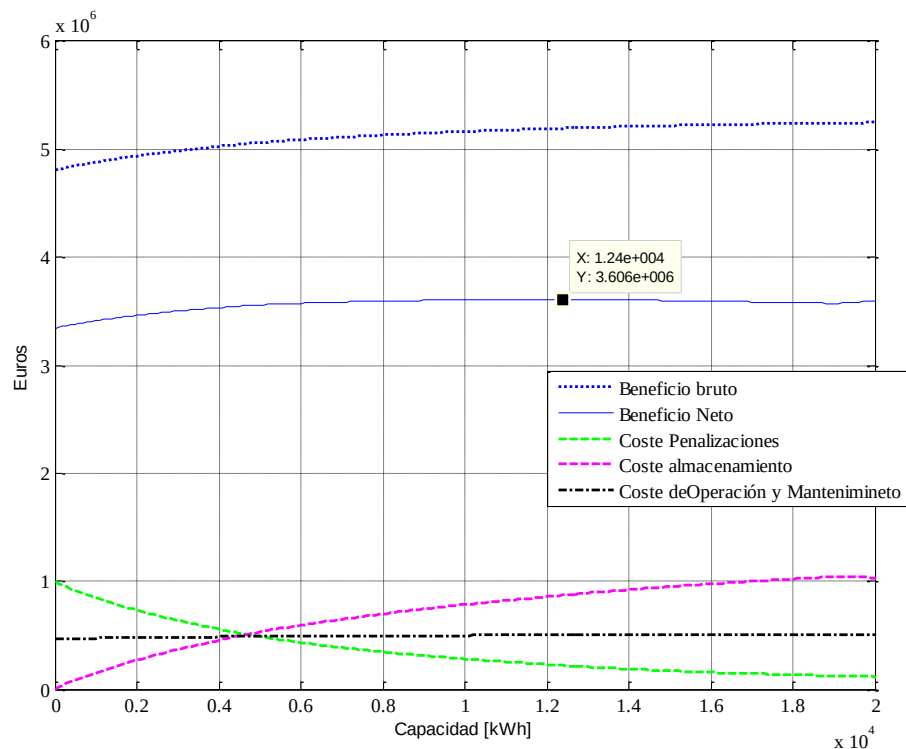


Figura 5.7: Implantación de un sistema de almacenamiento con baterías de flujo, para la planta eólica de Sibaya con modelos E82 y un horizonte de predicción de 1 h.

El máximo 3.61 M€/año que se obtiene usando este tipo de baterías es menor al que se consigue con el de las baterías S-NA. Además, son necesarios 12.4 MWh, lo que también implicaría un mayor espacio disponible.

Al observar con más detalle los costes en la Fig. 5.7, se comprueba como las penalizaciones descienden exponencialmente, mientras que asciende asintóticamente el coste del sistema de almacenamiento. Esto es debido a que la potencia que se requiere aumenta, pero conforme aumenta la capacidad, el número de ciclos que experimenta el sistema de baterías disminuye, alargándose su vida media, y disminuyendo el coste imputado anualmente por la compra de un sistema de almacenamiento. Esto hace que el aumento no sea lineal.

Para ver esto es mucho más fiable hacer un estudio de la inversión más avanzado, calculando los flujos de caja de cada año y sus correspondientes indicadores económicos.

Se representan en la Fig. 5.8 los diferentes costes y los ingresos anuales que evalúan la progresión de la inversión, junto con los flujos de caja anuales y acumulados.

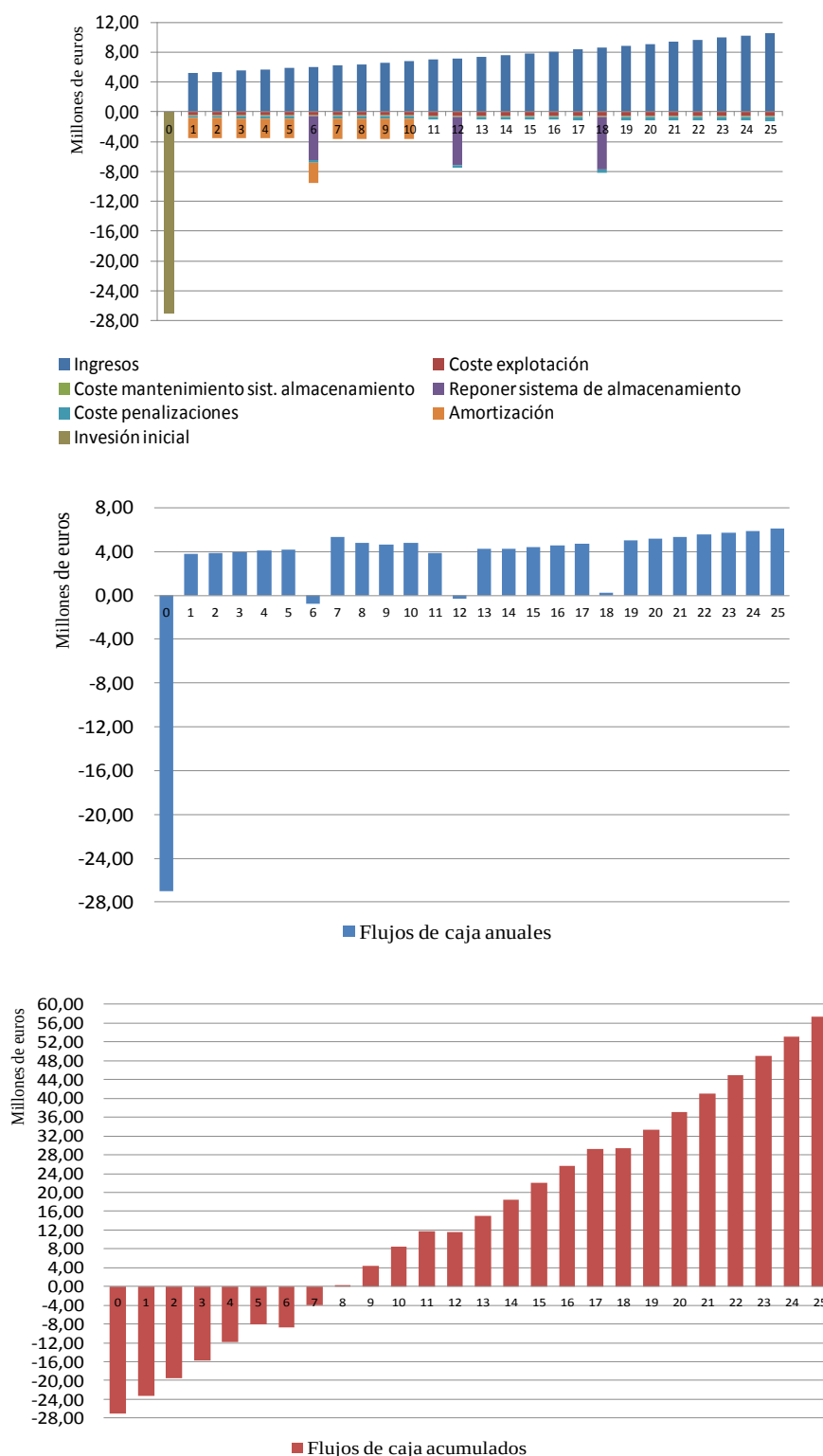


Figura 5.8: Representación de los ingresos y los costes anuales durante el tiempo de vida de la instalación a), los flujos de caja anuales b) y acumulados c) para la inversión en una planta eólica con aerogeneradores E82 en Sibaya, sistema de almacenamiento de baterías de flujo de 12.4 MWh y suponiendo que vende la energía con un horizonte de predicción de 1 h.

La representación es en este caso muy similar a la de la Fig. 5.6, salvo porque el sistema de almacenamiento necesario, es mayor, con el consiguiente incremento en el coste de inversión y de reposición del mismo. Este hecho es el que provoca que aparezcan flujos de caja negativos en el sexto y en el duodécimo año. En el decimoctavo el flujo de caja se hace positivo gracias al incremento del valor de la energía.

Puede verse en el último flujo acumulado de la Fig. 5.8 c) el VAN de esta inversión es de 57.22 M€, con una $TIR = 13.398\%$. El tiempo de recuperación es de 7.6 años, prácticamente el mismo que para la planta con sistema de almacenaje de energía de baterías S-Na mostrado en la Fig. 5.6 c).

De esta forma queda claro que para la central de Sibaya y con un horizonte de predicción de 1 h es más viable la inversión con sistemas de almacenamiento de baterías S-Na, que generaba un beneficio total después de la inversión de 59.63 M€..

El coste de mantenimiento de la central es prácticamente constante, ya que aumenta en una pequeña proporción relacionada con el incremento de energía producida gracias a la implementación de un sistema de almacenamiento.

Cuando se analiza este mismo caso pero, para un horizonte temporal mayor, de 24 h, para el modelo E82 mostrado en la Fig. 5.9, se localiza el óptimo a menos capacidad.

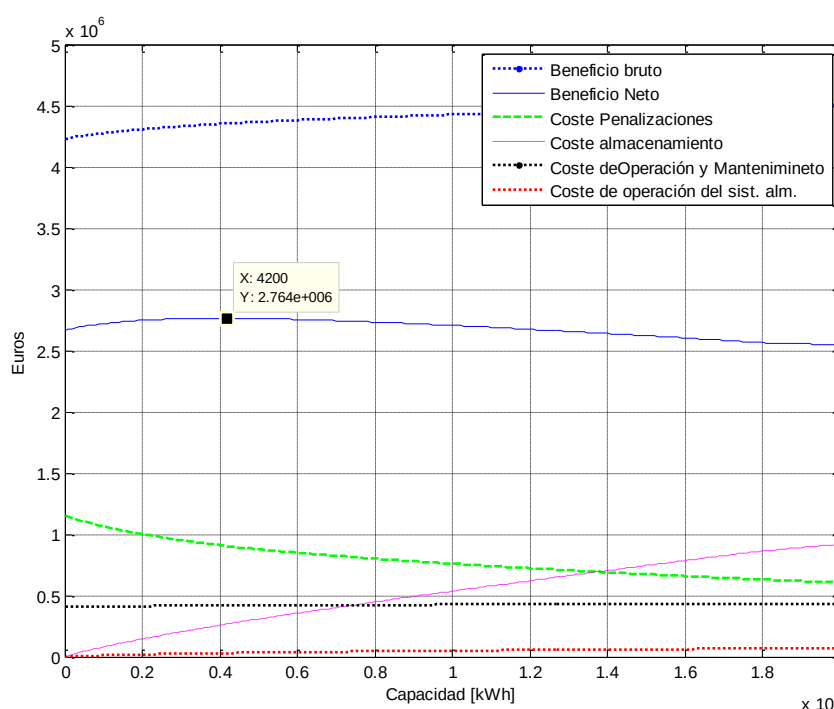


Figura 5.9: Variación de los beneficios bruto y neto en función de los costes para la central de 20 MW situada en Sibaya con un horizonte de 24 h, usando modelos de aerogenerador E82 y con sistema de baterías S-Na.

Es llamativo que el óptimo sea un valor de capacidad menor que el necesario para optimizar la central en el caso de un horizonte de 1 h, siendo casi la mitad. Esto se debe al buen modelo de estimación obtenido para esta estación, donde se consigue aproximar con buen resultado la predicción a 24 h vista.

En la Fig. 5.10 se ha representado un caso del aerogenerador E53, con horizonte de 24 h y sistema de almacenamiento de baterías S-Na para poder realizar una comparación con la instalación de modelos E82.

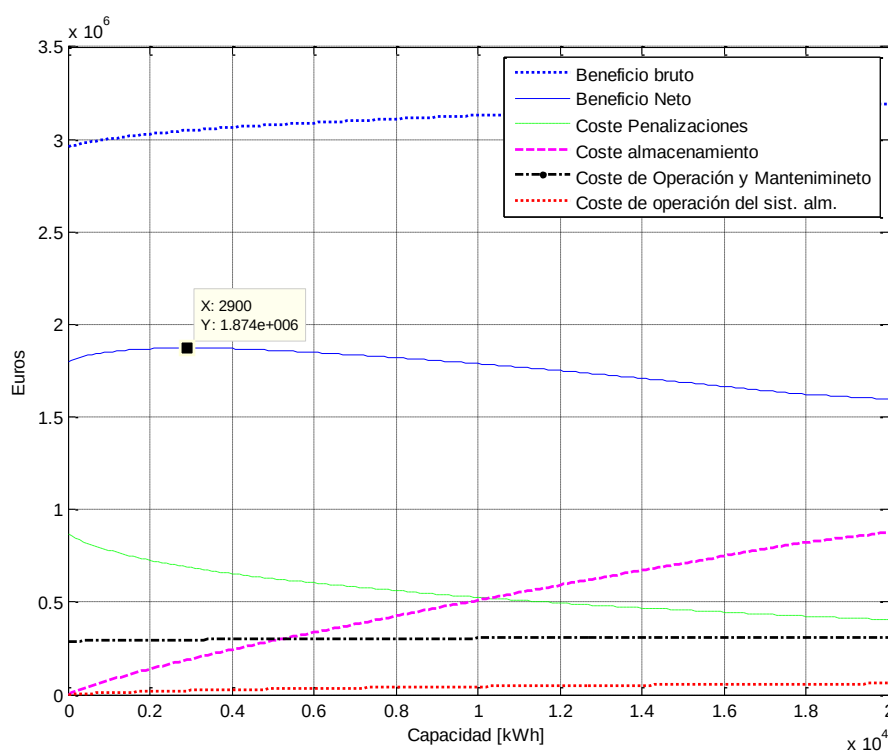


Figura 5.10: Resultados de la optimización para la planta eólica en Sibaya con un horizonte de 24 h y modelos de aerogenerador E53 para un sistema de almacenamiento de baterías S-Na.

Se puede comprobar la similitud que existe con la Fig. 5.9, donde incluso la capacidad óptima es aún más baja, como cabía esperar, debido a la menor magnitud de los errores en este modelo de aerogenerador.

La gran ventaja de usar modelos de menor potencia nominal es que se reducen enormemente la amplitud de los errores y esto está directamente relacionado con la capacidad necesaria para optimizar el sistema de almacenamiento.

En la Fig. 5.11 se muestran las diferencias entre la función del beneficio neto del modelo de baterías S-Na y las baterías de flujo para el aerogenerador E82.

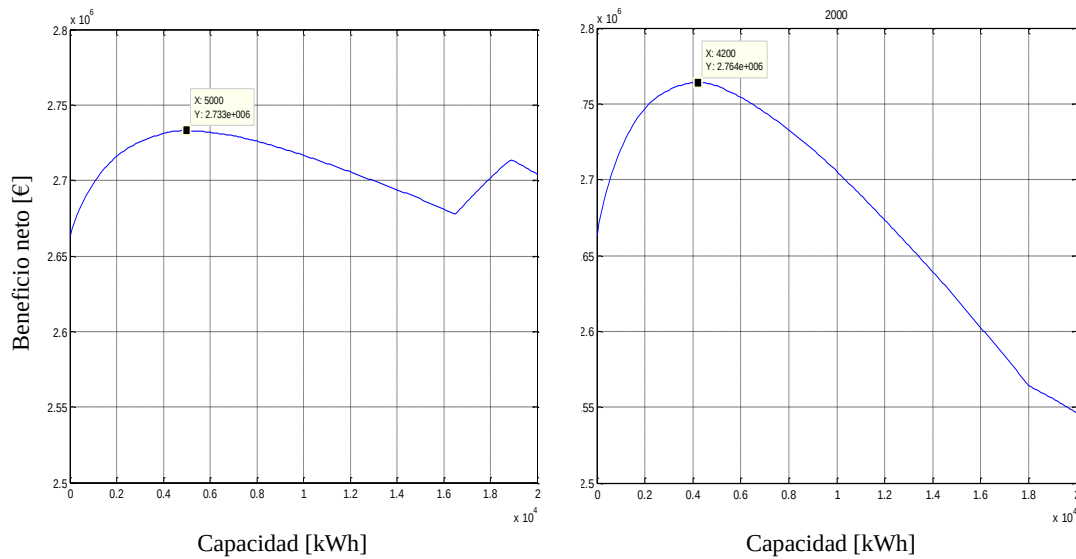


Figura 5.11: Optimización del beneficio neto para la planta eólica de Sibaya conforme varía la capacidad de almacenamiento con el aerogenerador E82 y horizonte de 24 h. A la izquierda para baterías de flujo y a la derecha para baterías S-Na.

En esta imagen se refleja como repercute el peso del término de potencia y el de capacidad en los costes de cada uno de los modelos de almacenamiento. En las baterías S-Na el óptimo se encuentra más a la izquierda y la función disminuye con más rapidez una vez superado ese punto debido al sobrecoste de implementar un sistema de almacenamiento con, cada vez, una capacidad mayor.

En cambio, las baterías de flujo ven como, cuando la potencia que se exige deja de aumentar, sus costes disminuyen, y, por ese motivo, aparece una subida a la derecha de la gráfica de la izquierda.

Finalmente se comparan todos los resultados para ver con mejor perspectiva el problema. Para ello se ha representado en la Fig. 5.12 el beneficio neto máximo para cada caso estudiado para un horizonte temporal de 24 h vista.

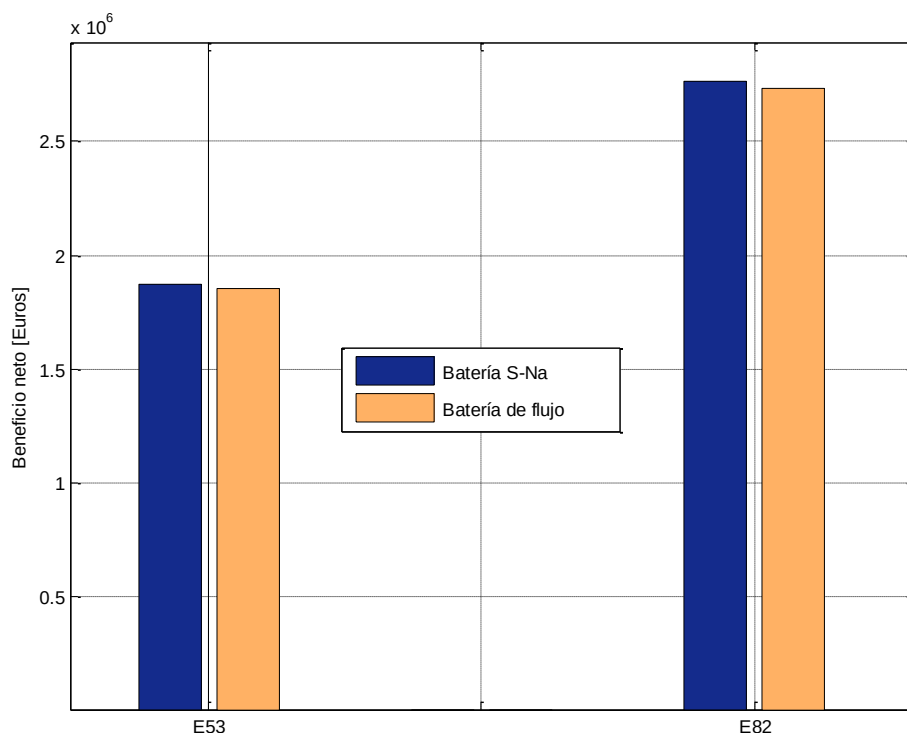


Figura 5.12: Comparación entre los resultados entre los modelos E82 y E53, según el sistema de baterías implementado en el sistema de almacenamiento para la planta eólica situada en Sibaya con un horizonte de predicción de 24 h.

Es interesante comprobar que las baterías S-Na vuelven a ser más rentables que las baterías de flujo.

Aunque los sistemas que usan las baterías S-Na son más económicos, lo son por muy poca diferencia, lo que no descarta la inversión en la otra tecnología si existiese algún factor influyente, como podría ser un convenio con un proveedor, mayor disponibilidad en la región geográfica que ahorre gastos de transporte, o una mayor garantía que cubra algunas revisiones periódicas. Lo que sí es definitivo para esta ubicación, es que el mejor modelo de aerogenerador es el E82, con el que se consigue un beneficio neto anual de 2.67 M€ con un sistema de baterías S-Na con capacidad para 4.2 MWh y un horizonte de predicción de la energía de 24 h.

En la Fig. 5.13 se representan todos los ingresos y los gastos usados en el balance, los flujos de caja de la inversión anuales y los flujos de caja acumulados a lo largo de todo el periodo de funcionamiento.

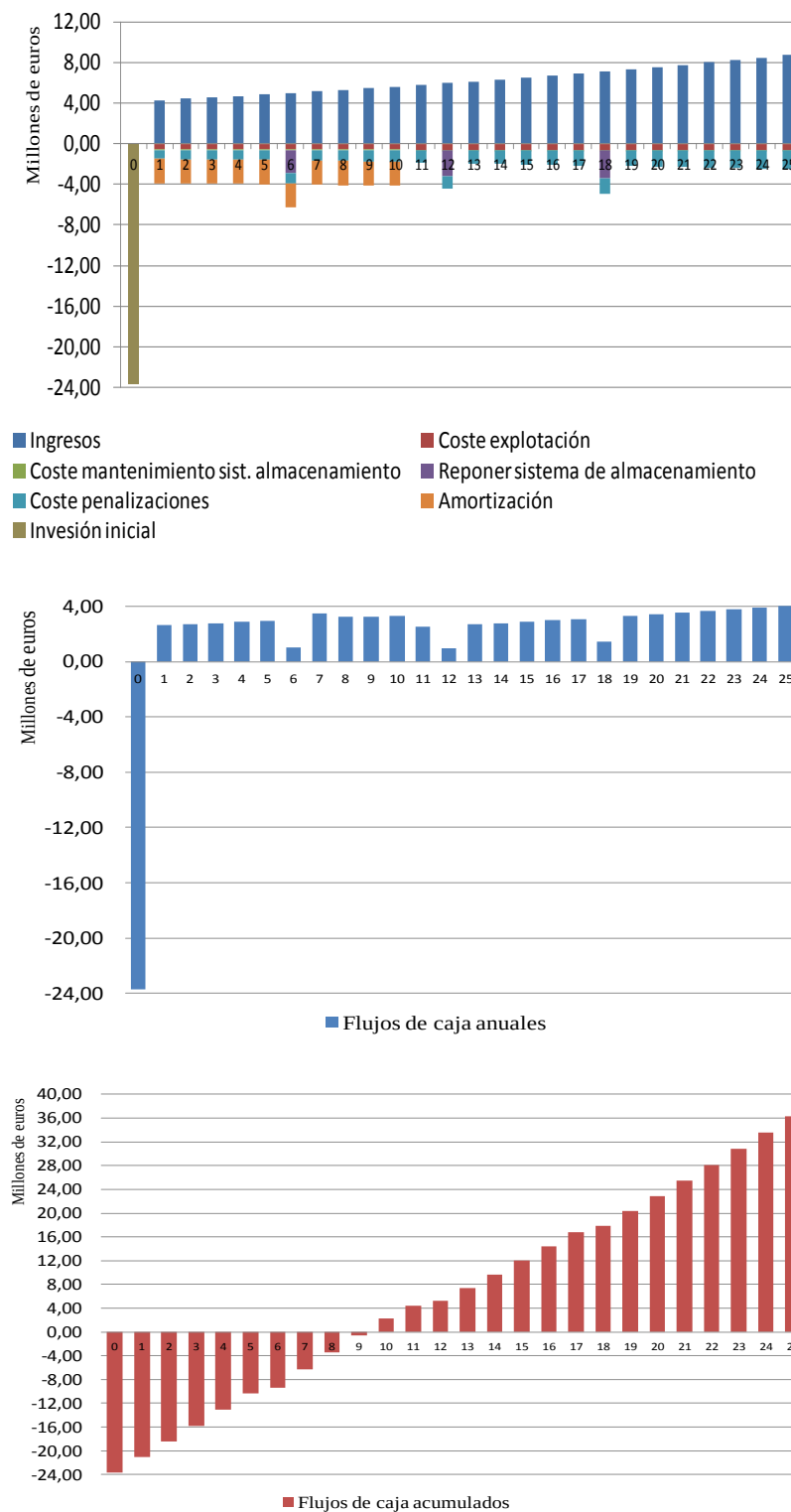


Figura 5.13: Representación de los ingresos y los costes anuales durante el tiempo de vida de la instalación a), los flujos de caja anuales b) y acumulados c) para la inversión en una planta eólica con aerogeneradores E82 en Sibaya, sistema de almacenamiento de baterías S-Na de 4.2 MWh y suponiendo que vende la energía con un horizonte de predicción de 24 h.

En la Fig. 5.13 a) se observan los costes de reposición del sistema de almacenamiento, los cuales en este caso no son elevados. De hecho no llegan a generarse flujos de caja negativos en ningún año de vida útil como se ve en la Fig. 5.13 b).

Los flujos de caja no son constantes, ya que dependen del precio de la energía tanto para los ingresos como para las penalizaciones. Los costes de explotación aumentan un 20% a partir del undécimo año. Estos factores contribuyen al efecto mencionado en los flujos de caja.

Destaca que con un horizonte de predicción de 24 h se queden reducidas las penalizaciones en un 23.3% con respecto al caso sin sistema de almacenamiento.

En la Fig. 5.13 c) se muestran los flujos de caja acumulados donde queda de manifiesto en el último año cómo el beneficio total esperado es de 36.89 M€. En el primer año se observa una inversión inicial de 23.4 M€, lo que supone un incremento del 7.7% con respecto al caso sin sistema de almacenamiento. El tiempo de retorno de la misma sería de 8.6 años. La tasa interna de retorno es del 10.787%.

5.3.3 Análisis de Isla Laitec

La construcción de un sistema de almacenamiento en Isla Laitec parece a priori más importante en este emplazamiento que en Sibaya debido al mejor modelo de predicción generado para este último.

En Isla Laitec, debido a los errores del modelo de estimación de energía, no se conseguía una inversión factible para horizontes de predicción superiores a 6 h.

Como se ha visto, el modelo E82, tiene el problema de que cuando la estimación no es lo suficientemente buena, se generan unas penalizaciones muy grandes.

Primero se analiza un horizonte de predicción de 1 h, y se calcula el beneficio neto máximo que es capaz de ofrecer la central para cada modelo de aerogenerador. En la Fig. 5.14 se representa el beneficio neto al usar una tecnología de almacenamiento u otra y se comparan con el caso sin almacenamiento.

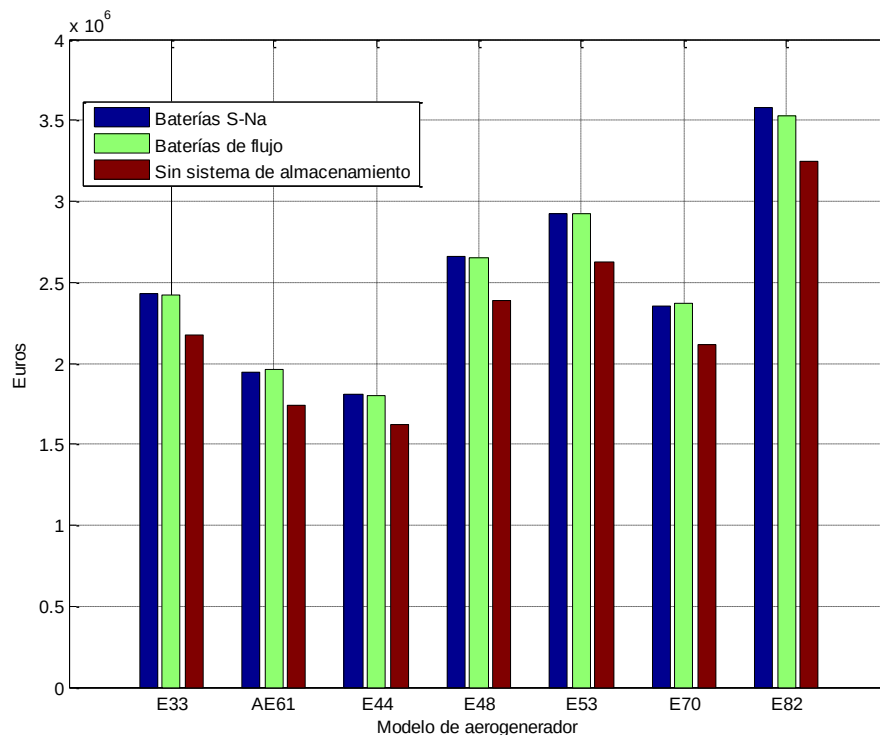


Figura 5.14: Representación que compara el beneficio neto máximo en una planta eólica de 20 MW en Isla Laitec según el modelo de aerogenerador instalado, un horizonte de 1 h y según se usen baterías S-Na, baterías de flujo o que no se use sistema de almacenamiento.

Como se ve en la figura, para este horizonte de predicción, la ventaja del modelo E82 sobre los demás se mantiene prácticamente constante cuando se usa, para el sistema de almacenamiento, la tecnología de las baterías S-Na. Es en este modelo en el único en el que aparece una diferencia económica entre los dos sistemas de baterías propuestos a instalar. La diferencia entre el caso sin sistema de almacenamiento y los casos que sí tienen, es porcentualmente, relativamente pequeña, aunque en el modelo E82 sería una mejora de unos 340.000 € cada año. Esta diferencia se vuelve más importante si se eleva el coste de las penalizaciones, pero a su vez haría disminuir el beneficio neto máximo que se puede llegar a obtener.

En la Fig. 5.15 se muestra con más detalle el caso de Isla Laitec con los modelos E82 y con un sistema de almacenamiento formado por baterías S-Na.

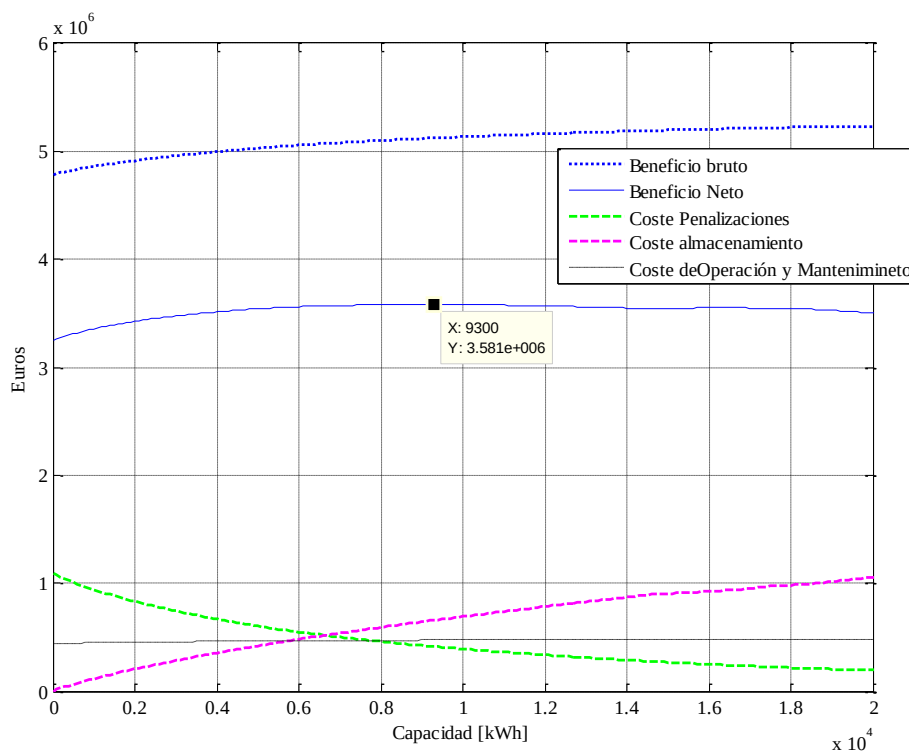


Figura 5.15: Resultados de la optimización para la planta eólica en Isla Laitec con un horizonte de 1 h y modelos de aerogenerador E82 para un sistema de almacenamiento de baterías S-Na.

En la figura se muestra el óptimo, que requiere un sistema de almacenamiento de 9.3 MWh de capacidad de almacenamiento.

Cuando el horizonte de predicción es de una hora, la mejor elección sería el modelo E82 y el sistema de almacenamiento formado por baterías S-Na, ya que mejoran el resultado en 50.000 €/año a las baterías de flujo.

En la Fig. 5.16 se representan todos los ingresos y los gastos usados en el balance, los flujos de caja de la inversión anuales y los flujos de caja acumulados a lo largo de todo el periodo de funcionamiento de la posible inversión en una central en Isla Laitec con modelos E82 y un sistema de baterías S-Na de 9.3 MWh de capacidad implementando un sistema de predicción a una hora de antelación.

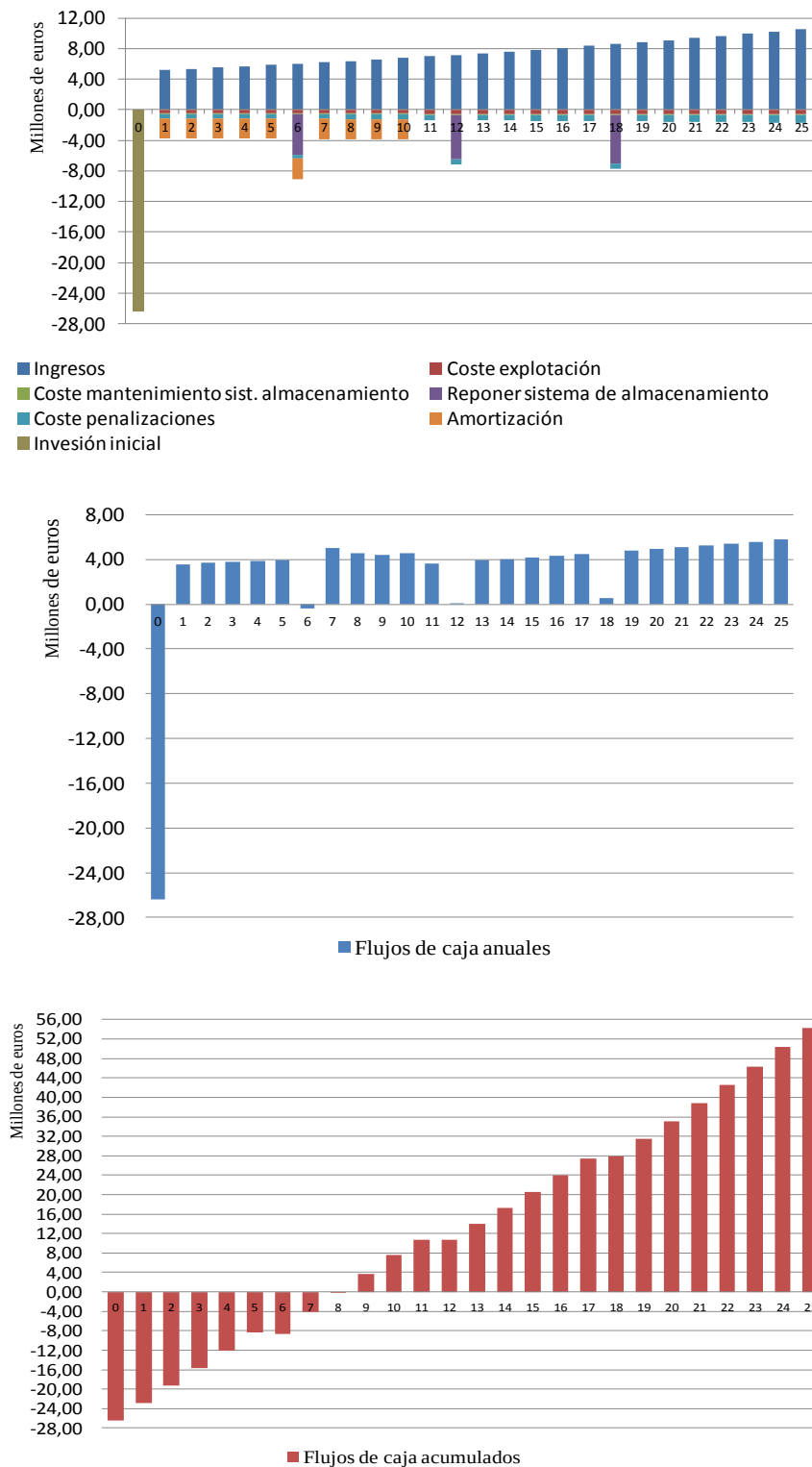


Figura 5.16: Representación de los ingresos y los costes anuales durante el tiempo de vida de la instalación a), los flujos de caja anuales b) y acumulados c) para la inversión en una planta eólica con aerogeneradores E82 en Isla Laitec, sistema de almacenamiento de baterías S-Na de 9.3 MWh y suponiendo que vende la energía con un horizonte de predicción de 1 h.

Con una inversión inicial de 26.5 M€, se observa en la Fig. 5.16 a) como los costes que aparecen en los años en los que no se reemplaza el sistema de baterías son mucho menores que el beneficio obtenido por venta de energía. Esto provoca que, aunque el sistema de almacenamiento sea menos económico, se compense relativamente rápido, obteniéndose un tiempo de retorno de la inversión es de 7.2 años. El VAN calculado para esta inversión es de 54 M€ y la tasa interna de retorno es del 13.195%.

El problema llega al analizar la central trabajando con horizontes de predicción de 24 h, el cual, era el objetivo que se quería alcanzar.

Como ya se mostró en el capítulo 4, el modelo E82 no era para esta situación el que aportaba el mejor resultado, siendo superado por los modelos E48 y E53.

En la Fig. 5.17 se representan todas posibilidades para un horizonte de predicción de 24 horas en Isla Laitec.

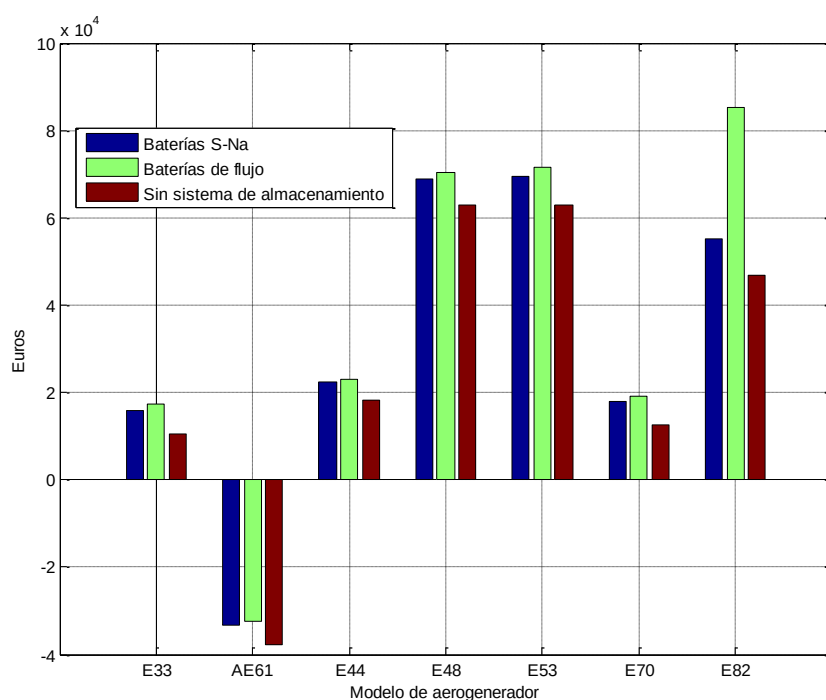


Figura 5.17: Representación que compara el beneficio neto máximo en una planta eólica de 20 MW en Isla Laitec según el modelo de aerogenerador instalado, un horizonte de 24 h y según se usen baterías S-Na, baterías de flujo o que no se use sistema de almacenamiento.

Lo primero que resalta en la gráfica es la gran diferencia que aparece entre la tecnología de baterías S-Na y las baterías de flujo en el modelo E82. Los errores en la estimación de la energía son de tal grado que al aumentar la capacidad de almacenamiento no se hace disminuir en gran medida los costes por penalizaciones. Esto, como se muestra en la Fig. 5.18, hace que los sistemas de almacenamiento que maximizan el beneficio encuentren el óptimo en capacidades de energía menores. La Fig. 5.18 representa la variación del beneficio neto con el aumento de la capacidad de almacenamiento para el modelo E53.

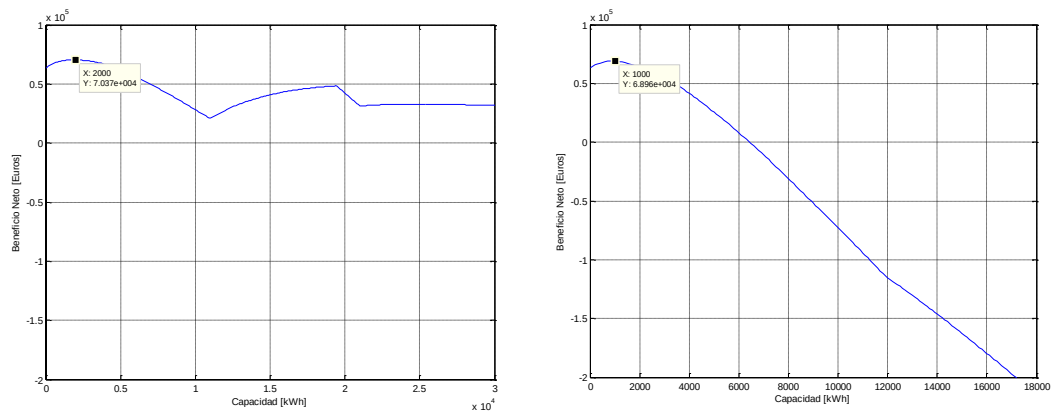


Figura 5.17: Optimización del beneficio neto para la planta eólica de Isla Laitec conforme varía la capacidad de almacenamiento con el aerogenerador E53 y horizonte de 24 h. A la izquierda para baterías de flujo y a la derecha para baterías S-Na.

Existe una clara diferencia entre ambas funciones, aunque en este caso ambas encuentren el óptimo con relativamente poca capacidad. Si se instalasen baterías de flujo, se alcanzaría el óptimo para 2 MWh y con las baterías S-Na, sería con 1 MWh.

Al hacer este análisis a los resultados obtenidos para el modelo E82, se representa en la Fig. 5.18 la variación entre el beneficio neto de ambos sistemas de almacenamiento.

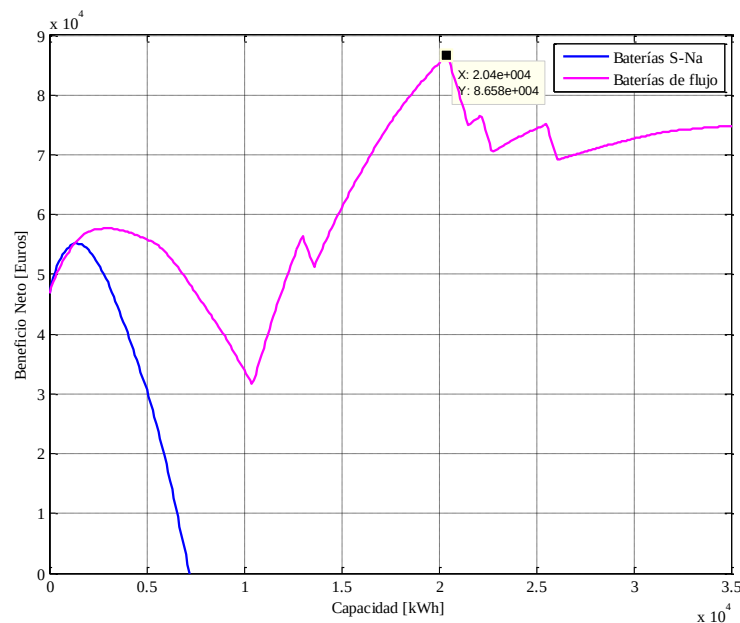


Figura 5.18: Optimización del beneficio neto para la planta eólica de Isla Laitec conforme varía la capacidad de almacenamiento con el aerogenerador E82 y horizonte de 24 h para las dos tecnologías de almacenamiento estudiadas.

Se observa que el óptimo de la función se encuentra en un lugar totalmente distinto en uno y otro caso. Esto se debe a los términos de potencia y de capacidad en el coste de cada tecnología. En las baterías de flujo el coste de potencia es mayor, por lo que cuando este coste deja de aumentar se vuelven más rentables que las baterías S-Na. Lo que ocurre en el caso representado, es que no parece haberse hallado el máximo absoluto en la función de optimización, y se ha llegado al caso en el que se tienen 20 MWh de almacenamiento. Llegado este punto, se debe plantear el problema desde otros puntos de vista, debido a que en estas cantidades, los datos usados pueden dejar de ser veraces debido a que se generalizaron, por ejemplo, a partir de los costes reales de instalaciones de muchos menos MWh de capacidad, y esto provoca que los costes unitarios extrapolados a capacidades tan grandes puedan generar errores de gravedad. De igual modo, se hace el cálculo del almacenamiento óptimo analizando el intervalo hasta los 50 MWh y se ha representado en la Fig. 5.19.

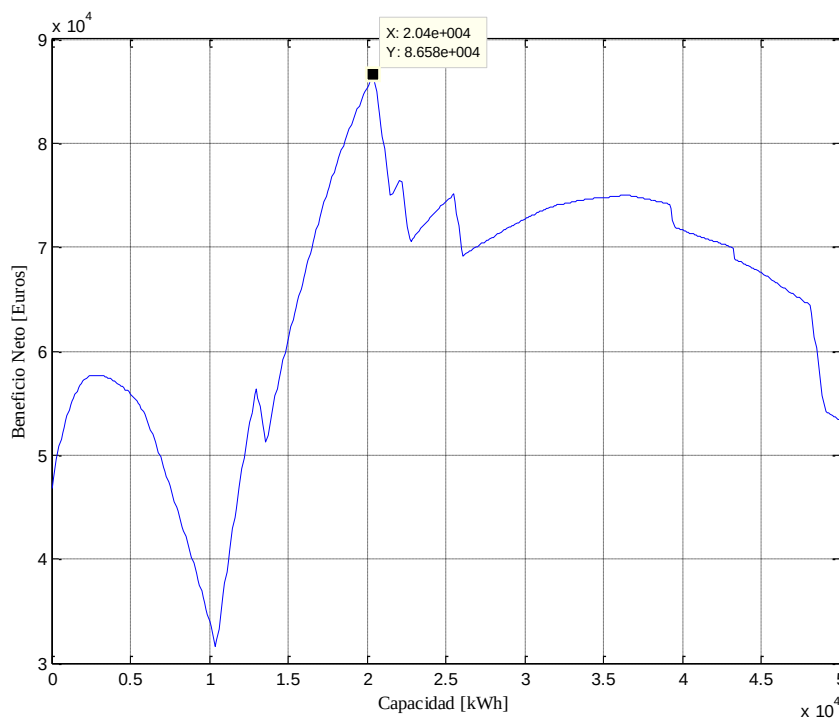


Figura 5.19: Optimización del beneficio neto para la planta eólica de Isla Laitec conforme varía la capacidad de almacenamiento con tecnología de baterías de flujo, con el aerogenerador E82 y horizonte de 24 h.

El almacenamiento óptimo es de 20.4 MWh, donde se obtendría un beneficio neto anual de 86.600 € aproximadamente. Aparecen varios máximos relativos por el fenómeno del término de la potencia, pero el peso de las penalizaciones es muy pequeño llegado ese punto y dejan de ser relevantes para el cálculo, lo que provoca inevitablemente una disminución del beneficio neto.

No es rentable la construcción de una central eléctrica de 20 MW, si el beneficio neto que se espera obtener anualmente es de 86.600 €, siendo este el mejor

resultado obtenido para la previsión de la energía generada con un día de antelación. Por este motivo, debe plantearse otra solución, por ejemplo la previsión de la energía con 6 ó 12 h de adelanto.

Analizando estas soluciones se obtiene un beneficio neto para un horizonte de 12 h, de 489.500 €/año, con un sistema de baterías de flujo de 7.5 MWh de capacidad.

No es una inversión viable, debido a que ni si quiera se recuperaría la inversión inicial. Se obtiene un VAN= -36.2 M€, por lo que no es una buena opción.

Tras este análisis, se procede a reducir el horizonte de predicción a 6 h, con el objetivo de mejorar los casos anteriores y llegar a obtener una inversión económicamente viable.

Para un horizonte de 6 h se obtendría un beneficio de 1.38 M€/año para un sistema de baterías S-Na de 10.5 MWh de capacidad. Pero como este no es el mejor sistema para evaluar la viabilidad de la inversión, se procede con el cálculo de los costes e ingresos de cada uno de los años de vida útil de la instalación.

Se representan en la Fig. 5.20 estos costes desglosados con sus respectivos ingresos anuales, los flujos de caja anuales y finalmente los flujos de caja acumulados desde el inicio hasta el momento final del proyecto.

En la Fig. 5.20 a) pueden verse como los costes de reposición del sistema de almacenamiento suponen una considerable inversión que incluso supera los flujos de caja del año anterior al que se producen.

Los ingresos se ven aumentados debido al aumento supuesto del precio de la energía. En la Fig. 5.20 b) queda de manifiesto este efecto, el cual favorece que los flujos de caja no sean constantes, junto con el aumento de las penalizaciones.

La inversión inicial que ha de hacerse alcanza los 27.6 M€, debido sobre todo a que el sistema de almacenamiento tiene capacidad para almacenar más de lo que genere la planta al 100% en media hora.

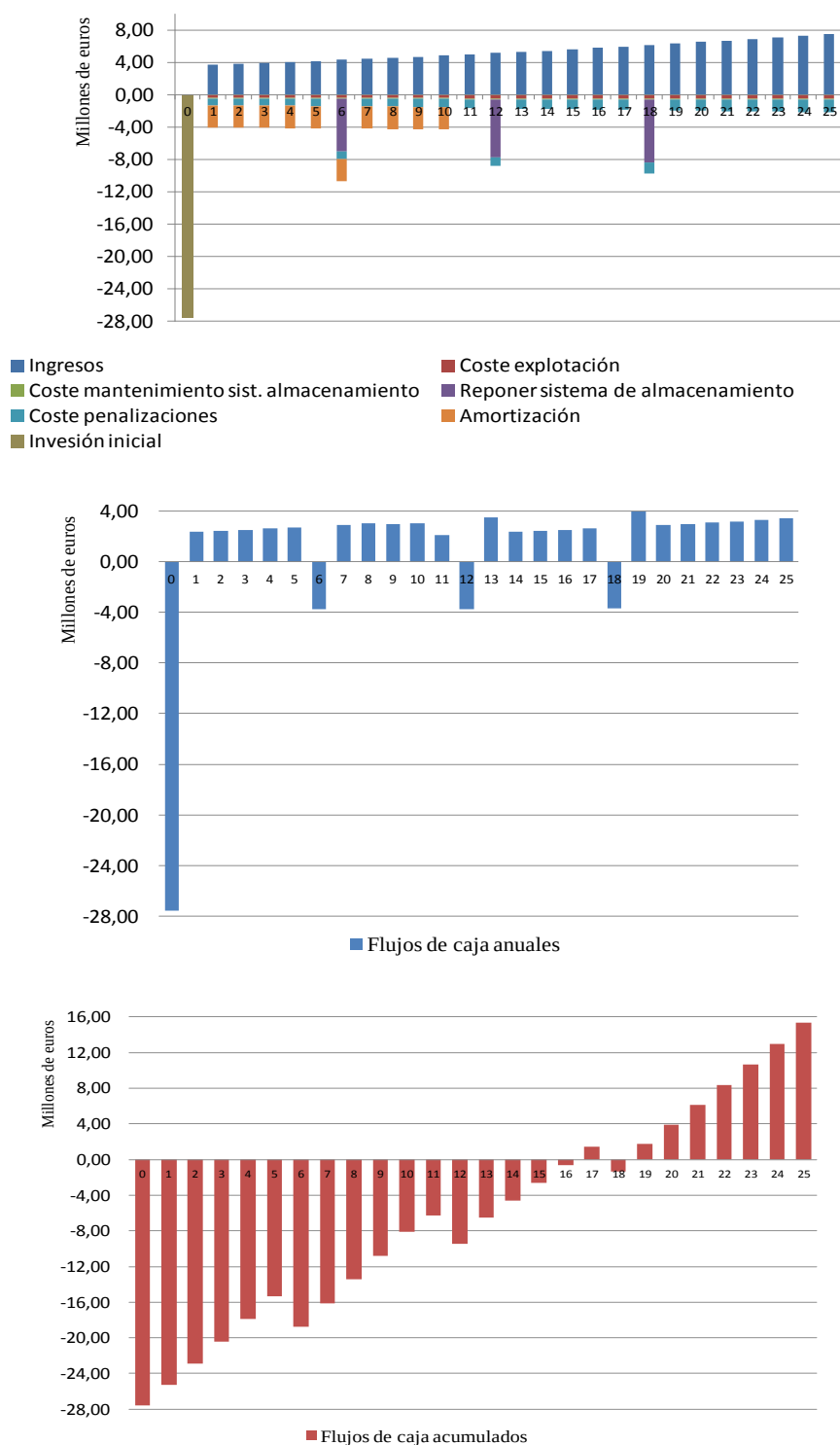


Figura 5.20: Representación de los ingresos y los costes anuales durante el tiempo de vida de la instalación a), los flujos de caja anuales b) y acumulados c) para la inversión en una planta eólica con aerogeneradores E82 en Isla Laitec, sistema de almacenamiento de baterías S-Na de 10.5 MWh y suponiendo que vende la energía con un horizonte de predicción de 6 h.

En la Fig. 5.20 c) se muestra la progresión de la inversión con los flujos de caja acumulados. Esta representación muestra que no se recuperará el desembolso inicial hasta el decimoséptimo año de inversión. Esto hará desistir a todo inversor poco paciente.

De igual modo, como muestra el último flujo de caja acumulado de la Fig. 5.20 c), el rendimiento final que se le logra sacar a la inversión es de más 15 M€. El VAN calculado para esta inversión es de 15.33 M€.

El tiempo de retorno de la inversión es de 14.8 años con una tasa interna de retorno de 5.291%.

La otra opción para un horizonte de predicción de 6 h es la de un sistema de almacenamiento con baterías de flujo con capacidad para 49.6 MWh. Este sistema de baterías sería inmenso y dispondría de más del doble de la capacidad de la planta. El coste de mantenimiento y el de reposición del sistema de almacenamiento es muy elevado pero se generan muchas menos pérdidas por desvíos.

En la Fig. 5.21 se representan todos los ingresos y los gastos usados en el balance, los flujos de caja de la inversión anuales y los flujos de caja acumulados a lo largo de todo el periodo de funcionamiento de la planta.

En la Fig. 5.21 a) llama la atención cómo los costes asociados a las penalizaciones por desvíos en la estimación se reducen hasta el punto de ser los que menos peso tienen. En el otro extremo están los costes de mantenimiento del sistema de baterías de flujo, que pasan de ser un coste de un orden de magnitud inferior al resto, para ser equiparable a los costes de explotación de la planta.

El sistema de almacenamiento es de una gran capacidad, hasta el punto de que instalar 49.6 MWh conlleva un coste de 10.5 M€, lo que corresponde a más del 33% de la inversión inicial.

Esta capacidad es suficiente para almacenar lo que es capaz de generar la central a plena potencia durante más de dos horas y media.

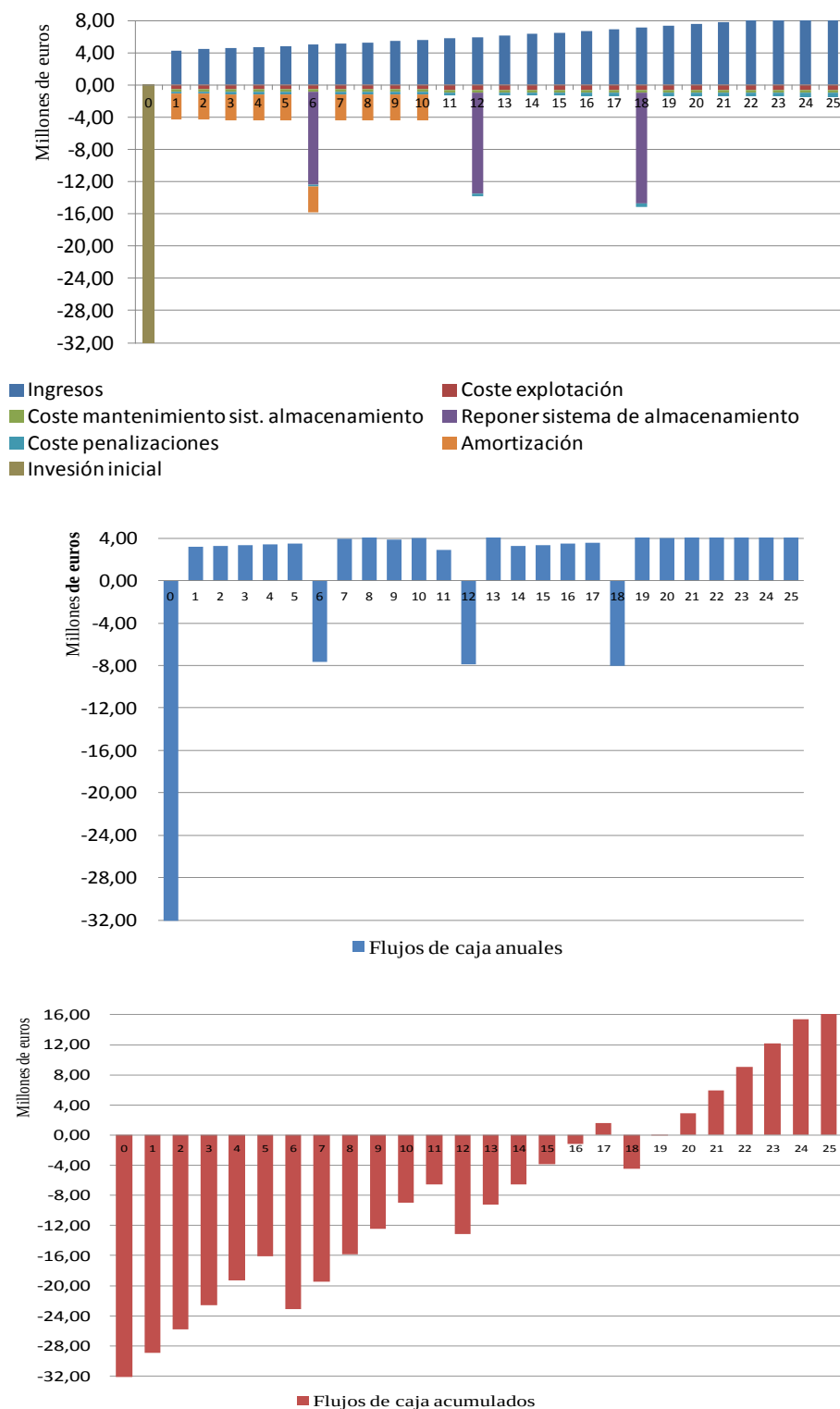


Figura 5.21: Representación de los ingresos y los costes anuales durante el tiempo de vida de la instalación a), los flujos de caja anuales b) y acumulados c) para la inversión en una planta eólica con aerogeneradores E82 en Isla Laitec, sistema de almacenamiento de baterías de flujo de 49.6 MWh y suponiendo que vende la energía con un horizonte de predicción de 6 h.

En la Fig. 5.21 b) se observa cómo reponer los sistemas de almacenamiento provoca flujos de caja negativos que rondan los -8 M€, mientras que los flujos de caja positivos del resto de años no superan por lo general los 4 M€. Los flujos de caja de años sucesivos a los de reposición del sistema de baterías se ven mejorados por el ahorro fiscal producido por las pérdidas declaradas en el ejercicio del año de reposición en cuestión. Esto se observa claramente en el décimo noveno año.

Los flujos de caja acumulados representados en la Fig. 5.21 c) dejan de manifiesto el elevado número de años necesarios para recuperar el dinero invertido. Se producen fluctuaciones debido a los elevados importes que se deben desembolsar para sustituir los sistemas de baterías cuando pierden su eficacia.

En esta inversión se calcula un VAN de 18.6 M€ y una TIR de 5.342%. El tiempo de retorno de la inversión es de 18.7 años, un tiempo mayor al del caso anterior con baterías S-Na, siendo esta inversión un poco arriesgada, aunque al menos puede hipotéticamente resultar rentable.

El VAN señala esta última como la mejor de las dos opciones, aunque tenga un tiempo de retorno mayor.

Como conclusión para el estudio realizado para Isla Laitec, queda claro que no se tienen modelos de estimación suficientemente buenos como para tratar de vender la energía con 24 h de antelación. El límite se ha encontrado en 6 h, pero aún así, no han sido inversiones apetecibles. Además, los sistemas de almacenamiento de capacidad tan elevada no han sido probados con anterioridad en otras inversiones por lo que puede encarecer los costes en un grado que con este estudio no se puede predecir. Por ahora, con lo que aquí se ha obtenido, lo que parece una muy buena inversión en Isla Laitec sería el caso con almacenamiento y venta de energía con 1 h de antelación, mejorando al VAN de la inversión del caso sin sistema de almacenamiento en casi 20 M€.