

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES: GENERACIÓN  
ELÉCTRICA

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

---

# Control de Rampas en Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento y con Predicción

---

upna

Universidad Pública de Navarra  
Nafarroako Unibertsitate Publikoa

Eulalia Cires Buey

Director: Javier Marcos Álvarez  
Codirector: Luis María Marroyo Palomo

Junio, 2018

# Índice general

<b>1. CONTEXTO DEL PROYECTO</b>	<b>7</b>
1.1. Introducción . . . . .	8
1.2. Evolución histórica reciente de la generación fotovoltaica . . . . .	8
1.3. Restricciones de rampas de potencia . . . . .	10
1.4. Introducción a las alternativas . . . . .	14
1.5. Rampas analizadas . . . . .	14
<b>2. CONTROL DE RAMPAS CON ALMACENAMIENTO Y SIN ALMACENAMIENTO</b>	<b>16</b>
2.1. Limitación de potencia utilizando almacenamiento . . . . .	17
2.2. Limitación de potencia desde los inversores . . . . .	19
<b>3. ANÁLISIS UTILIZANDO PREDICCIÓN PERFECTA</b>	<b>23</b>
3.1. Caracterización de la planta estudiada y datos disponibles . . . . .	24
3.2. Resultados de la estrategia 1: con uso de almacenamiento . . . . .	25
3.2.1. Resultados de producción anual . . . . .	28
3.3. Resultados de la estrategia 2: sin almacenamiento . . . . .	29
3.3.1. Resultados de producción anual . . . . .	31
<b>4. RESULTADOS ECONÓMICOS - LCOE</b>	<b>33</b>
4.1. Datos e hipótesis para el análisis económico . . . . .	34
4.2. Cálculo del LCOE de partida . . . . .	35
4.3. Cálculo del LCOE de las dos alternativas . . . . .	36
4.3.1. LCOE con almacenamiento . . . . .	36
4.3.2. LCOE usando predicción - asumiendo pérdidas de energía . . . . .	38
4.4. Comparación de resultados: planta de Amareleja . . . . .	40
4.5. Resultados: otras plantas . . . . .	41
<b>5. ESCENARIO ECONÓMICO ADICIONAL: MODIFICACIÓN DE PLANTA FOTOVOLTAICA</b>	<b>44</b>
5.1. Enfoque, datos e hipótesis para el análisis de inversión . . . . .	45
5.2. Cálculo del VAN y resultados . . . . .	46
5.2.1. Inversión inicial . . . . .	47
5.2.2. Flujos de caja . . . . .	47
5.2.3. Resultados . . . . .	48

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	2
5.3. Análisis de sensibilidad . . . . .	48
5.3.1. Sensibilidad del VAN al precio del almacenamiento . . . . .	49
5.3.2. Sensibilidad del VAN al precio de venta de la energía . . . . .	49
5.3.3. Sensibilidad del VAN al tiempo de vida del sistema de almacenamiento . . . . .	50
5.4. Escenario adicional: otras plantas . . . . .	52
<b>6. CONCLUSIONES</b>	<b>54</b>
6.1. LCOE de la energía fotovoltaica . . . . .	55
6.2. Rentabilidad de instalación de baterías . . . . .	56
6.3. Conclusión global . . . . .	57

# Índice de figuras

1.1. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial e incrementos anuales [1]. . . . .	8
1.2. Estimación del porcentaje de contribución de cada tipo de generación a la energía generada en 2016 [1]. . . . .	9
1.3. Estimación del porcentaje de contribución de cada tipo de generación a la energía generada en 2013 [2]. . . . .	9
1.4. Evolución del porcentaje de instalaciones fotovoltaicas aisladas, conectadas a red centralizadas y conectadas a red descentralizadas respecto a las instalaciones totales de cada año [1]. . . . .	10
1.5. Esquema que muestra los tiempos de respuesta y actividad de la reserva primaria secundaria y terciaria. . . . .	12
1.6. Contribución de cada tipo de generación a la energía generada en 2015 en Puerto Rico [3]. . . . .	12
1.7. Contribución de cada tipo de generación a la energía generada en 2015 y 2016 en España [4]. . . . .	13
1.8. Evolución diaria de potencia inyectada a la red en un día con nubes (izquierda) y en un día claro (derecha). . . . .	15
2.1. Ejemplo de perfil potencia producida por el campo fotovoltaico (rojo) y potencia límite que cumple con la restricción (azul) en rampas de subida y bajada, utilizando una estrategia de limitación con almacenamiento. La diferencia entre ambas es la potencia que debe almacenarse o extraerse de la batería. . . . .	18
2.2. Esquema de una configuración de planta fotovoltaica utilizando almacenamiento. . . . .	19
2.3. Ejemplo de perfil potencia producida por el campo fotovoltaico (rojo) y potencia límite que cumple con la restricción (azul) en rampas de bajada, utilizando una estrategia de limitación sin almacenamiento. . . . .	20
2.4. Funcionamiento del algoritmo de control desde inversores en las rampas de bajada. . . . .	22
3.1. Vista aérea de la planta fotovoltaica de Amareleja ( <a href="http://www.energia.eiffage.es">http://www.energia.eiffage.es</a> ). . . . .	24

3.2. Perfil potencia que podría producir por el campo fotovoltaico (azul), potencia límite que cumple con la restricción (rojo) y potencia que se deriva hacia/desde la batería (amarillo) para una rampa máxima del 5 %.	25
3.3. Detalle del perfil potencia que podría producir por el campo fotovoltaico (azul), potencia límite que cumple con la restricción (rojo) y potencia que se deriva hacia/desde la batería (amarillo) para una rampa máxima del 5 %.	26
3.4. Energía almacenada en la batería (rojo) y potencia que se deriva hacia/desde la batería (azul) para una rampa máxima del 5 %. A la izquierda un día completo y a la derecha detalle de un día con nubes, la energía almacenada se muestra multiplicada por un factor de 10.	27
3.5. Potencia que podría producir el campo fotovoltaico (azul), potencia límite que cumple con la restricción (rojo) para una rampa máxima del 5 %.	29
3.6. Detalle del perfil potencia que podría producir por el campo fotovoltaico (azul), potencia límite que cumple con la restricción (rojo). a) Perfiles para una rampa máxima del 5 % y b) para una rampa máxima del 15 %.	30
3.7. Porcentaje de pérdidas frente a la posible producción anual de la planta fotovoltaica en función de la rampa impuesta por la restricción.	32
4.1. LCOEs para la estrategia de limitación con batería en función de la rampa. El caso más optimista considera el precio optimista de la planta y el almacenamiento. El caso más pesimista considera lo contrario.	38
4.2. LCOEs para la estrategia de limitación desde inversores asumiendo las pérdidas respecto a la producción actual.	39
4.3. Incrementos de LCOEs de las dos estrategias de limitación respecto al LCOE original en función de la rampa	40
4.4. Porcentaje de pérdidas frente a la posible producción anual de las plantas fotovoltaicas de Sishen, Tudela y Amareleja.	41
4.5. Incremento de LCOEs de las dos estrategias de limitación en función de la rampa para la planta de Sishen.	42
4.6. Incremento de LCOEs de las dos estrategias de limitación en función de la rampa para la planta de Tudela.	43
5.1. Variación del VAN con el precio del sistema de almacenamiento para distintas rampas máximas permitidas.	49
5.2. Variación del VAN con el precio de venta de la energía para distintas rampas máximas permitidas.	50
5.3. Variación del VAN con el tiempo de vida de la batería para distintas rampas máximas permitidas.	51

5.4. Planta de Tudela. Variación del VAN con el precio del sistema de almacenamiento para distintas rampas máximas permitidas. . . . . 52

# Indice de tablas

1.1. Valores de rampas utilizados en los análisis. . . . .	15
2.1. Valores de tiempos necesarios de descenso en función de la rampa, para un salto de potencia del 100 % al 0 % de la potencia nominal. .	21
3.1. Potencial de producción de energía de la planta, energía inyectada en red y energía perdida para cualquier valor de rampa máxima permitida y una estrategia de control contando con almacenamiento.	28
3.2. Capacidad de batería necesaria y energía recuperada desde la batería anualmente para distintos valores de rampa máxima permitida utilizando una estrategia de limitación con almacenamiento.	29
3.3. Potencial de producción de energía de la planta, energía inyectada en red y energía perdida para distintos casos de rampa y una estrategia de control utilizando limitación en inversores. . . . .	31
4.1. Precios de baterías y plantas fotovoltaicas en escenario optimista y pesimista. . . . .	34
4.2. Coste estimado de la inversión anual y del mantenimiento a lo largo de 20 años para la planta fotovoltaica de Amareleja. . . . .	36
4.3. Valores actuales estimados para el LCOE de la planta de Amareleja en una situación como la actual (sin limitaciones en rampas de potencia). . . . .	36
4.4. Coste estimado de la inversión adicional debido al sistema de almacenamiento. . . . .	37
4.5. Numerador y denominador del nuevo LCOE resultante de aplicar una estrategia con almacenamiento para el control de rampas. . . .	37
4.6. Denominador del nuevo LCOE resultante de aplicar una estrategia con limitación desde inversores para el control de rampas asumiendo las pérdidas de energía. . . . .	39
5.1. Inversión necesaria para el sistema de almacenamiento para el cálculo del VAN. . . . .	47
5.2. Flujos de caja que se recuperan en los años 1 y 20 al invertir en un sistema de almacenamiento. . . . .	47
5.3. Valores de VAN de para la compra de un sistema de almacenamiento en función de la rampa. . . . .	48

# Capítulo 1

## CONTEXTO DEL PROYECTO



## 1.1. Introducción

En este primer capítulo del proyecto se pretende proporcionar una visión global de la necesidad y objetivo del proyecto. Se describe la evolución de la generación fotovoltaica en los últimos años y se comentan brevemente las implicaciones y restricciones que ya están comenzando a plantearse como consecuencia de esta evolución. Por último se hace una exposición de las alternativas en desarrollo para cumplir las restricciones mencionadas.

## 1.2. Evolución histórica reciente de la generación fotovoltaica

Como muestra la figura 1.1 la potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial no ha dejado de aumentar en los últimos años, contándose en 2016 con una capacidad instalada de 303 GW. Este aumento se ha producido de manera exponencial como consecuencia de la evolución experimentada en este tipo de tecnologías de generación, en las cuales se ha superado la etapa de I+D para entrar en una etapa de aplicación comercial.

Solar PV Global Capacity and Annual Additions, 2006-2016

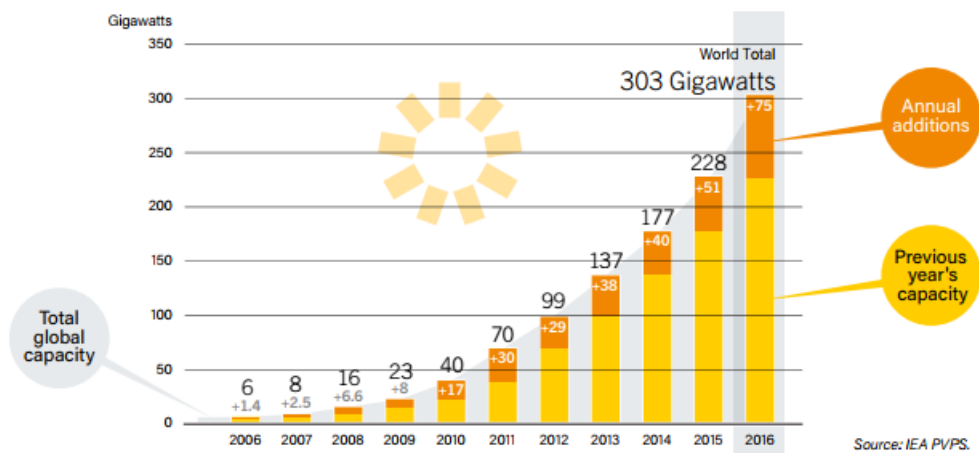


Figura 1.1: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial e incrementos anuales [1].

A pesar de este crecimiento, el porcentaje de demanda de energía que es cubierto por la generación fotovoltaica a nivel global, sigue siendo pequeño. La figura 1.2 muestra que en 2016, este tipo de energía cubrió solo el 1.5% de la demanda. Mientras que las tecnologías de generación tradicional a partir de combustibles fósiles, energía nuclear o hidroeléctrica siguen siendo las principales fuentes de energía.

## 1.2. EVOLUCIÓN HISTÓRICA RECIENTE DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Estimated Renewable Energy Share of Global Electricity Production, End-2016

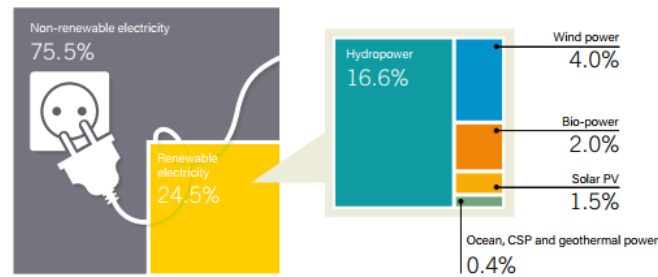


Figura 1.2: Estimación del porcentaje de contribución de cada tipo de generación a la energía generada en 2016 [1].

En el contexto de este trabajo, resulta interesante no solo observar los datos actuales, sino valorar también la evolución reciente. En la figura 1.3 se aprecian los porcentajes de cobertura de la demanda proporcionados por los diferentes tipos de energía en 2013. Comparando estos porcentajes con los del año 2016 (figura 1.2), puede apreciarse como la energía fotovoltaica ha pasado de cubrir un 0.7% de la demanda a el 1.5% en 3 años. El total de las energías renovables han pasado de cubrir un 22.1% a un 24.5%. Es decir: el porcentaje de demanda cubierta por la generación renovable y en concreto por la fotovoltaica, está aumentando.

Figure 3. Estimated Renewable Energy Share of Global Electricity Production, End-2013

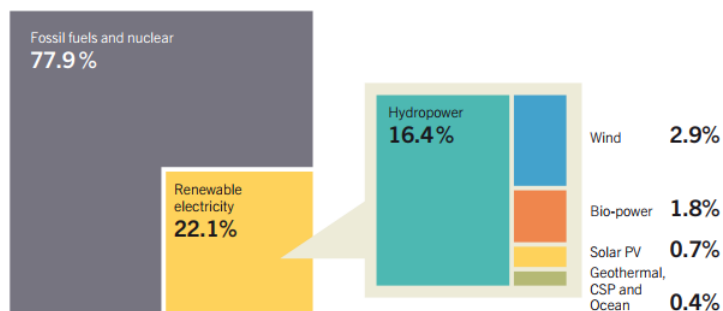


Figura 1.3: Estimación del porcentaje de contribución de cada tipo de generación a la energía generada en 2013 [2].

En cuanto al tipo de conexión de las instalaciones fotovoltaicas, también se observa un cambio de tendencia a nivel global en los últimos 10 años (figura 1.4). En el año 2006, la gran parte de potencia fotovoltaica que se instalaba, lo era en instalaciones dispersas e incluso una pequeña parte en instalaciones aisladas. Una década más tarde las instalaciones de producción centralizadas (o plantas fotovoltaicas) suponen más de un 70% de las instalaciones que se abordan.

### 1.3. RESTRICCIONES DE RAMPAS DE POTENCIA

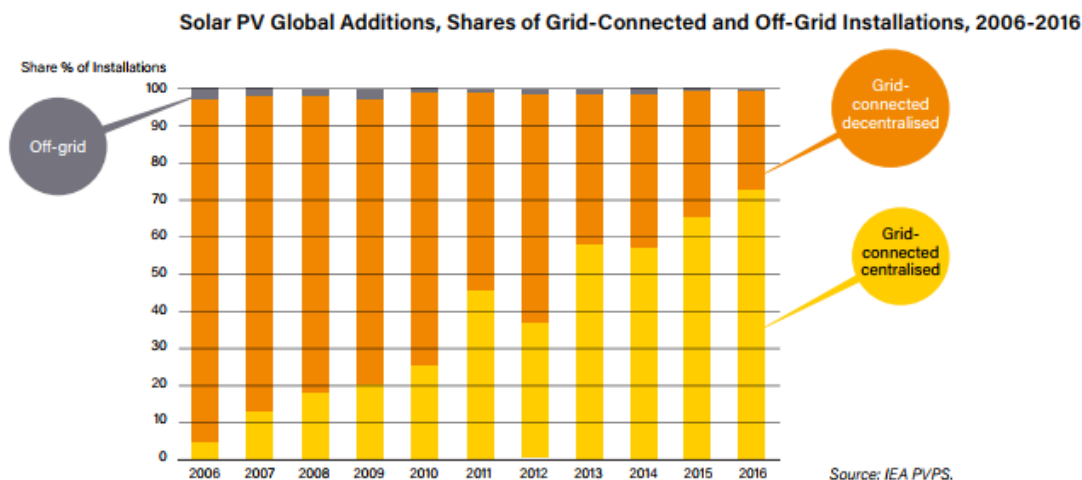


Figura 1.4: Evolución del porcentaje de instalaciones fotovoltaicas aisladas, conectadas a red centralizadas y conectadas a red descentralizadas respecto a las instalaciones totales de cada año [1].

En paralelo el precio de los módulos y otros componentes de las instalaciones fotovoltaicas ha experimentado un descenso en los últimos años [5]. En consecuencia, el LCOE (coste nivelado de la energía) ha seguido también esa tendencia de disminución. Esto supone que la generación fotovoltaica es una alternativa cada vez más competitiva en términos de mercado. Este hecho no hace sino reforzar la posibilidad de que las tendencias ilustradas en este apartado se mantengan e incluso se refuercen en el futuro.

Esta tendencia alcista de las energías renovables, está originando una serie de incertidumbres y retos técnicos que deben ser resueltos en los próximos años. El esquema eléctrico de generación y distribución de los países está basado en las energías tradicionales y por tanto las diferencias en los patrones de generación de las energías renovables respecto a los clásicos suscitan, en ocasiones, dudas. Entre los temas más recurrentes se encuentran la variabilidad y la imposibilidad de controlar algunos de los recursos renovables. Es uno de estos nuevos retos técnicos el que se aborda en este trabajo de fin de máster.

### 1.3. Restricciones de rampas de potencia

Hasta la incorporación en el esquema de generación de las energías renovables, los sistemas eléctricos estaban caracterizados principalmente por centrales generadoras puntuales de gran potencia, cuya generación era generalmente predecible y gestionable (tanto a la alza como a la baja). En este esquema, los generadores están conectados con los centros de consumo a través de las líneas de transporte y distribución que transportan la energía eléctrica en alta

### 1.3. RESTRICCIONES DE RAMPAS DE POTENCIA

---

o media tensión. La incorporación de las energías renovables a este sistema e infraestructura ya existentes implica el cambio de algunas de estas características: la generación se distribuye y se acerca a los centros de consumo y se incorporan generadores cuya potencia no es enteramente gestionable.

La estabilidad de los sistemas eléctricos se basa en un equilibrio continuo entre la demanda y la generación. Cuando este equilibrio se ve afectado en el sentido en el que la generación supera a la demanda, se produce un aumento en la frecuencia de la red. Si la situación se da en el sentido contrario (la generación es insuficiente para satisfacer a la demanda), se produce una caída en la frecuencia de la red. Estas alteraciones pueden llegar a producir, por tanto, una disminución en la calidad de la energía entregada. Dado que en los sistemas eléctricos no existe capacidad de almacenamiento suficiente para absorber estos desequilibrios en generación-demanda, es importante contar con recursos que permitan gestionarlos.

A nivel europeo, la *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSOE) es el organismo encargado de velar, entre otros aspectos, por que la frecuencia en el sistema europeo se mantenga en el entorno de 50 Hz dentro de unos rangos establecidos. La ENTSOE está formada por 42 organismos de 36 países que se encargan de controlar la frecuencia a nivel nacional [6]. En el caso de España, es Red Eléctrica Española (REE) quien establece y controla los elementos para corregir los desequilibrios en frecuencia: la reserva primaria, secundaria y terciaria.

Como muestra la figura 1.5, estos tres elementos, que permiten corregir las posibles alteraciones en la red, tienen tiempos de respuesta y actuación diferentes. La reserva primaria actúa en aproximadamente 30 segundos y el objetivo es frenar y detener la posible subida o caída de frecuencia ante un desequilibrio entre generación y demanda. Este tipo de reserva actúa rápidamente y de manera automática y es capaz de mantenerse hasta los 15 minutos. No consigue sin embargo, devolver la frecuencia al estado anterior de a la alteración. Este es el objetivo de la regulación secundaria, que actúa plenamente en unos 10 minutos devolviendo la frecuencia a los rangos deseados y liberando la regulación primaria para que puede frenar posibles desequilibrios adicionales. Durante los minutos en los que la reserva secundaria no está plenamente operativa, si existe un nuevo desequilibrio importante, éste no puede ser frenado por la reserva primaria, puesto que no está disponible. Por último, la regulación terciaria se activa bajo petición de REE y estabiliza el sistema en estado estacionario liberando a la reserva secundaria.

### 1.3. RESTRICCIONES DE RAMPAS DE POTENCIA

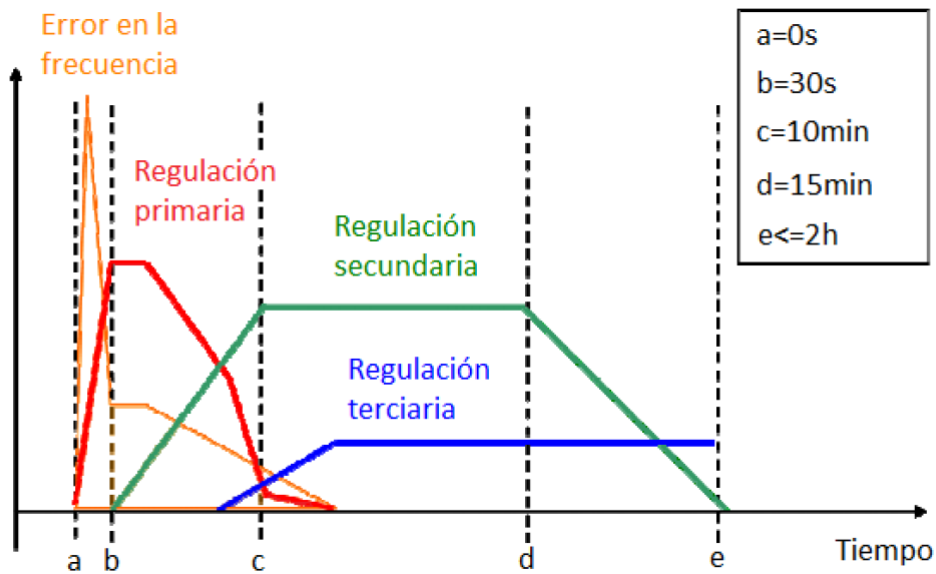


Figura 1.5: Esquema que muestra los tiempos de respuesta y actividad de la reserva primaria secundaria y terciaria.

En el apartado 1.2, se ha contemplado la evolución y situación de la generación a nivel global. En este apartado se particularizará la información para dos países concretos para ilustrar como afectan los problemas descritos a la normativa: el caso de Puerto Rico, que será clave para entender el problema planteado en este proyecto y el caso de España.

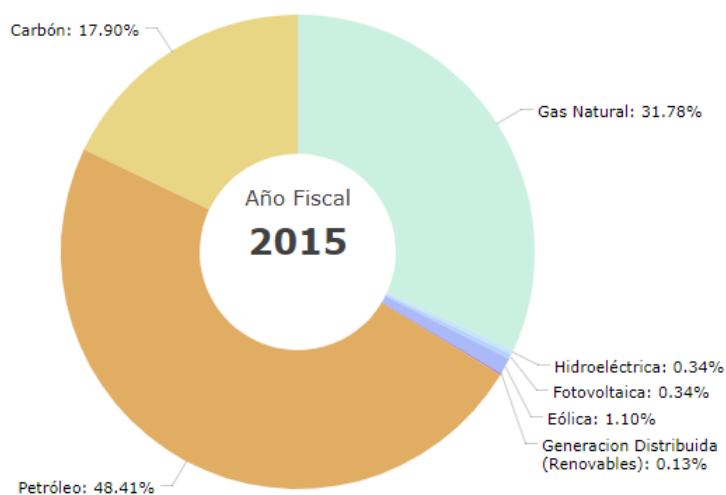


Figura 1.6: Contribución de cada tipo de generación a la energía generada en 2015 en Puerto Rico [3].

### 1.3. RESTRICCIONES DE RAMPAS DE POTENCIA

En la figura 1.6, se muestra la cobertura de la demanda de eléctrica en Puerto Rico por los diferentes tipos de generación en el año 2015. La demanda está cubierta casi en exclusiva por generación mediante combustibles fósiles. El porcentaje de penetración de la fotovoltaica es del 0.34 % (sin contar con la posible fotovoltaica distribuida), porcentaje que está por debajo de la media mundial. La red de Puerto Rico está considerada como una red débil. Sin entrar en el detalle técnico, puede considerarse que una red débil es aquella que es muy sensible a los problemas descritos en este apartado frente a los cambios de cargas o de esquema de generación. En consecuencia, las redes débiles son más inestables frente a perturbaciones en las condiciones de operación.

Por ello, pese al pequeño peso de las energías renovables sobre la generación global, Puerto Rico está siendo pionero en la implantación de ciertas restricciones técnicas a la generación. Estas restricciones tienen como objetivo aumentar la estabilidad de la red.

En España, la situación es diferente con una presencia mucho mayor de las energías renovables en la generación. En la figura 1.7, puede observarse que en 2016 el 3.1 % de la demanda se satisfizo con energía fotovoltaica y que otras renovables como la eólica (13.3 %) tienen un peso muy considerable. Por todo ello, cabe esperar que, si la evolución de las renovables sigue la tendencia de penetración que se ha descrito en el apartado 1.2, España (y otros países) implementarán también ciertas restricciones técnicas a la generación.

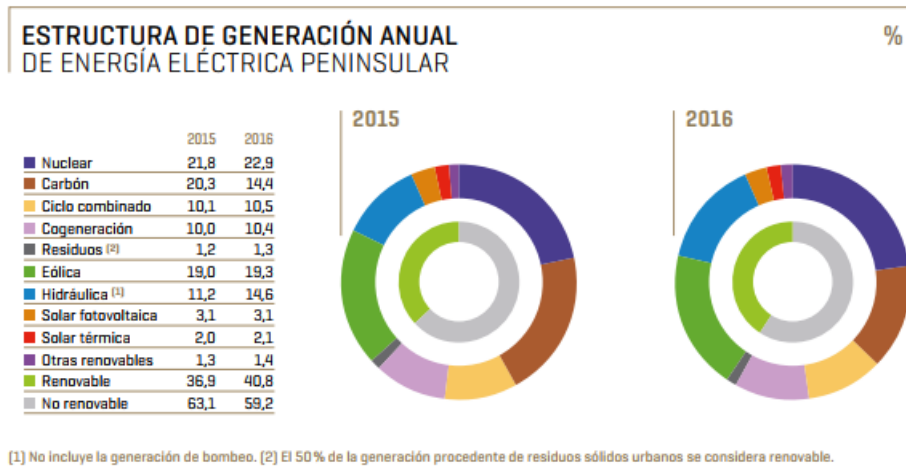


Figura 1.7: Contribución de cada tipo de generación a la energía generada en 2015 y 2016 en España [4].

Las nuevas restricciones impuestas por Puerto Rico, van en el camino de limitar las rampas de potencia de las centrales [7]. La limitación que va a analizarse se define en términos de rampas máximas permitidas,  $r_{max}$  (%/min). La definición de la rampa máxima se da como un porcentaje de la potencia nominal de la planta

## 1.4. INTRODUCCIÓN A LAS ALTERNATIVAS

---

$P^*$ . Por ello, la restricción se traduce en que, dada una planta con una potencia nominal  $P^*$ , la potencia que produce la planta no puede aumentar o disminuir con una pendiente superior a la definida en la siguiente expresión (expresada en W/min).

$$m_{\Delta P, max} = r_{max} \times P^* \quad (1.1)$$

A modo de ejemplo, para una planta con una potencia nominal de 500 kW y un rampa máxima permitida de  $r_{max}=5\%$ , no podrán darse variaciones en el perfil de potencia inyectada a red superiores a los 25 kW en un intervalo de un minuto. En este punto es importante destacar la influencia del periodo de muestreo  $\Delta_t$  de los datos de potencia. Si los datos se tomaran cada 10 segundos en lugar de cada minuto, la variación de potencia inyectada entre una medida y la siguiente no podría ser superior a los 4.166 kW.

## 1.4. Introducción a las alternativas

Existen principalmente dos alternativas para lidiar con este problema (más adelante en este documento se entrará en el detalle del funcionamiento de ambas):

- Utilizar almacenamiento para almacenar la energía necesaria y suavizar las rampas de potencia descendente. La principal desventaja de este enfoque es la necesidad de una fuerte inversión inicial para realizar la adquisición de un sistema de almacenamiento. Mientras que la principal ventaja es que de las dos alternativas es la única capaz de garantizar el cumplimiento de la restricción en el 100 % de los casos (siempre que el dimensionamiento del sistema sea correcto). El dimensionado de este sistema de almacenamiento ha sido estudiado desde un punto de vista técnico en [8] y [9].
- Realizar una limitación de potencia desde los inversores. Para adoptar esta solución es necesario contar con un sistema que proporcione la predicción de potencia del campo fotovoltaico. Los principales inconvenientes de este enfoque son dos. En primer lugar, la predicción es falible, esto implica que en los instantes los que la predicción falle y la potencia producida difiera de la predicha, la restricción impuesta no se cumplirá. Por otro lado, utilizar una estrategia de limitación de energía inyectada conlleva necesariamente que la energía inyectada por la planta es menor que la energía que realmente puede producir, es decir, existen pérdidas de energía.

## 1.5. Rampas analizadas

A lo largo de este trabajo se aborda la respuesta de las plantas fotovoltaicas a la limitación de rampas de potencia utilizando las dos soluciones mencionadas, desde un punto de vista principalmente económico. Los análisis realizados se han

## 1.5. RAMPAS ANALIZADAS

hecho para diferentes rampas de potencia, utilizando los siguientes valores que corresponden a tiempos de respuesta de secundaria de las centrales habituales. En concreto, la restricción impuesta por Puerto Rico, corresponde con uno de estos valores estudiados:  $r_{max}=10\%$  [7].

$r_{max}$ (%/min)	1	2	5	10	15	20	30
-------------------	---	---	---	----	----	----	----

Tabla 1.1: Valores de rampas utilizados en los análisis.

La figura 1.8 muestra el perfil de potencia inyectada a red en dos días consecutivos (6 y 7 de febrero de 2013) en una planta. Puede apreciarse que, en los días claros, en los que los perfiles de potencia no presentan cambios bruscos, la inyección de potencia a red cumple con las restricciones. Sin embargo en los días nublados, al cubrirse y descubrirse el generador, se generan oscilaciones en la potencia que es necesario mitigar.

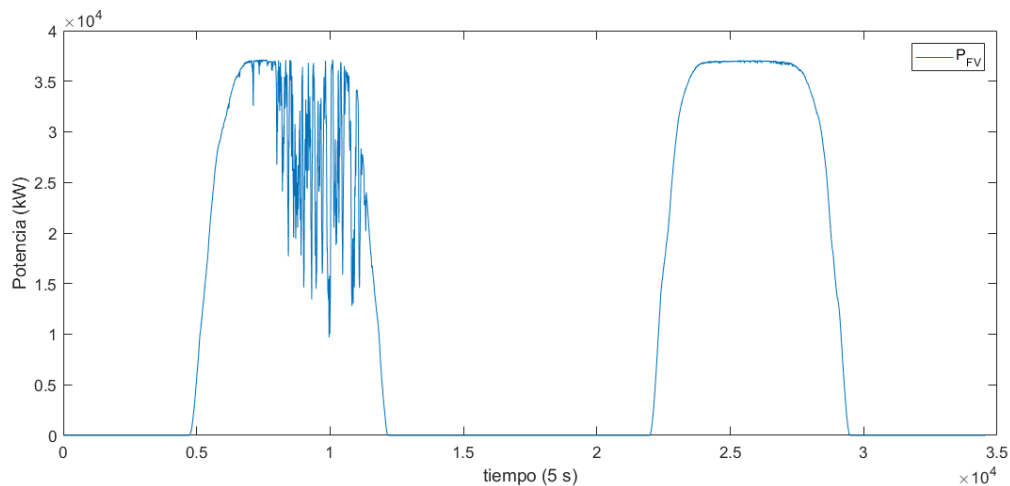


Figura 1.8: Evolución diaria de potencia inyectada a la red en un día con nubes (izquierda) y en un día claro (derecha).

El objetivo de este trabajo es valorar cual de las dos soluciones mencionadas es más viable desde el punto de vista económico. Para ello va a ser necesario caracterizar la capacidad de batería necesaria para implementar la estrategia de almacenamiento y analizar las pérdidas que conllevaría el uso de la segunda estrategia. Estos valores dependen de factores como la geometría de la planta o la evolución meteorológica del emplazamiento.

En el siguiente capítulo se describen más en profundidad desde el punto de vista técnico los dos enfoques mencionados. Antes de pasar a los análisis realizados y a los resultados económicos.



## Capítulo 2

# CONTROL DE RAMPAS CON ALMACENAMIENTO Y SIN ALMACENAMIENTO

Como ya se ha enumerado van a analizarse dos posibilidades que pueden utilizarse para cumplir con la restricciones de rampas máximas: utilizar almacenamiento o realizar una limitación de potencia desde los inversores. Se detalla a continuación el funcionamiento de estas dos estrategias.

### 2.1. Limitación de potencia utilizando almacenamiento

La limitación de potencia utilizando almacenamiento ha sido descrita y estudiada en [8] y [9]. En este tipo de estrategia de limitación, cuando la potencia aumenta con una pendiente superior a la permitida, el control de planta limita desde los inversores la potencia a inyectar. De este modo, en las rampas de subida, la potencia inyectada es inferior a la disponible, cumpliendo con la rampa y obteniendo una energía sobrante que se puede almacenar. En los tramos de disminución de potencia brusca, la energía almacenada en la batería se inyectaría en red, proporcionando el extra de potencia necesaria en cada punto para que la rampa de bajada tenga la pendiente máxima requerida.

Se realiza a continuación una exposición de las bases del tipo de control implementado para llevar a cabo esta estrategia, descrito en [8]. Si bien a lo largo del trabajo se utilizará una variante de esta estrategia basada en el modelo de la planta propuesta en [9], que permite minimizar el tamaño de la batería.

Se define el incremento de potencia inyectada a red entre dos instantes en los que se realiza un muestreo como:

$$\Delta P_{\Delta t}(t) = \frac{[P(t) - P(t - \Delta t)]}{P^*} \times 100(\%) \quad (2.1)$$

La restricción de limitación de potencia, aplicada a un periodo de muestro  $\Delta_t$  implica que en todo momento debe cumplirse que:

$$|\Delta P_{\Delta t}| \leq r_{max} \quad (2.2)$$

A la hora de implementar una estrategia de control de rampas utilizando almacenamiento, puede definirse, la potencia almacenada en la batería en cada instante  $P_{BAT}(t)$ , como la diferencia entre la producción del campo fotovoltaico  $P_{FV}(t)$  y la potencia inyectada a la red  $P_{RED}(t)$ . Por convenio, se considera que la potencia inyectada a la batería es negativa (en carga de la batería) y la potencia extraída de la misma (descarga) es positiva.

$$P_{BAT}(t) = P_{RED}(t) - P_{FV}(t) \quad (2.3)$$

## 2.1. LIMITACIÓN DE POTENCIA UTILIZANDO ALMACENAMIENTO

Para lograr el cumplimiento de este requerimiento, se implementaría el control -descrito a continuación- que actúa cada vez que se detecta un incumplimiento de la ecuación 2.2 en la potencia inyectada a red. Los incumplimientos pueden darse tanto en rampas de subida como de bajada. La figura 2.1 muestra los dos ejemplos posibles de incumplimiento y el resultado de implementar el control para una pendiente máxima permitida de 0.5:

- Si se detecta un incumplimiento en una rampa de subida, supone que la potencia está aumentando más rápido de lo permitido, por lo que se da una orden a los inversores de limitar la potencia hasta el límite máximo de potencia permitido por la rampa. De este modo, se asegura el cumplimiento de requerimientos, minimizando las pérdidas en la energía inyectada a red<sup>1</sup>. En esta situación, se tendría un exceso de energía que alimentaría la batería. ( $P_{BAT}(t) < 0$ ).
- Si el incumplimiento se produce en una rampa de bajada, la potencia está disminuyendo con una pendiente mayor de lo permitido. En este caso, al detectarse el incumplimiento, debe extraerse potencia de la batería ( $P_{BAT}(t) > 0$ ), para aumentar la potencia inyectada a red.

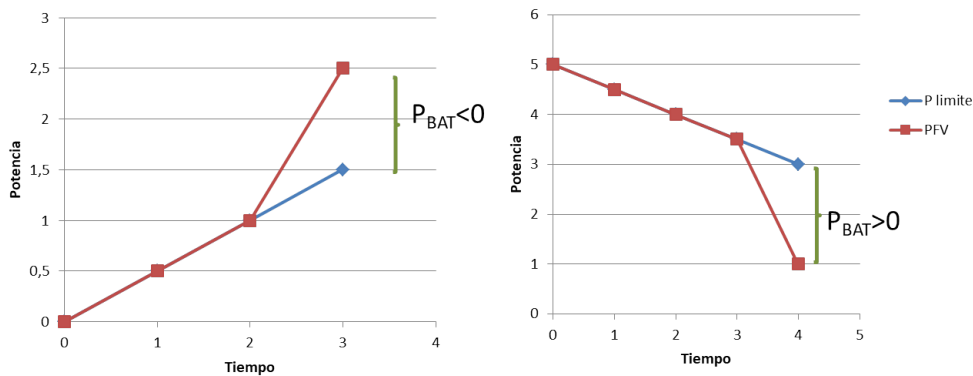


Figura 2.1: Ejemplo de perfil potencia producida por el campo fotovoltaico (rojo) y potencia límite que cumple con la restricción (azul) en rampas de subida y bajada, utilizando una estrategia de limitación con almacenamiento. La diferencia entre ambas es la potencia que debe almacenarse o extraerse de la batería.

Esta estrategia, hace que el estado de carga de la batería (SOC) vaya cambiando a lo largo del día y del año, según el perfil de producción de la planta. Por tanto, la energía almacenada en la batería  $E_{BAT}(t)$  aumentará en las rampas de subida en las que se den incumplimientos, y disminuirá en las de bajada. Por otro lado, siguiendo esta estrategia de control, si se considera que el rendimiento

<sup>1</sup>Se verá más adelante que el control implementado no impone la potencia máxima permitida por la rampa sino que tiene en cuenta otros aspectos. En este punto se ha simplificado la descripción del control para facilitar la comprensión del lector.

## 2.2. LIMITACIÓN DE POTENCIA DESDE LOS INVERSORES

---

de carga-descarga de la batería es uno, la energía total obtenida a lo largo de un periodo de estudio (bien inyectada a red o el remanente almacenado en la batería), es la misma que podría haber producido el campo fotovoltaico en caso de que no existiera la limitación de rampas. Es decir, adoptando esta solución, las pérdidas de energía ( $E_{PERDIDA}$ ) serían nulas.

Como se ha mencionado, en este trabajo de fin de máster, se ha implementado este control con el ajuste propuesto por [9] en el que se realiza un control del estado de carga de la batería a lo largo del día. Este control permite que la energía almacenada en la batería ( $E_{BAT}(t)$ ), vuelva siempre a un valor de referencia que depende de las condiciones de operación y el modelo de la planta. La capacidad necesaria de la batería, utilizando este modelo es la siguiente:

$$C_{BAT} = \frac{0.9P^*}{3600} \left[ \frac{90}{2r_{max}} - \tau \right] \quad (2.4)$$

Donde  $\tau$  es un parámetro expresado en segundos que depende de la menor longitud del perímetro de la planta.

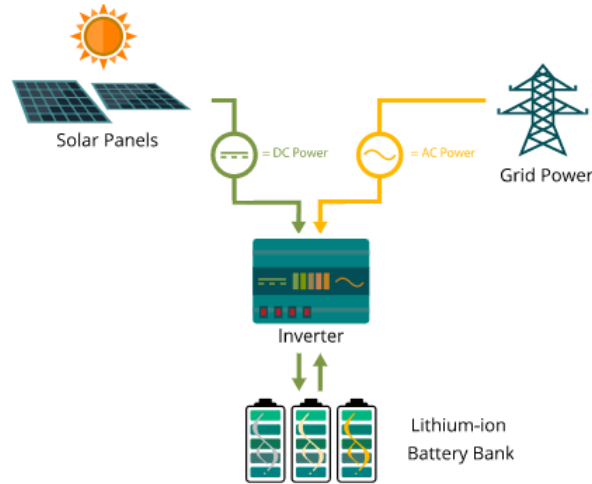


Figura 2.2: Esquema de una configuración de planta fotovoltaica utilizando almacenamiento.

Para implementar este tipo de solución, es necesaria una configuración mínima como la mostrada en la figura 2.2, en la que el sistema de almacenamiento está conectado a los módulos de la planta y a la red a través del inversor.

## 2.2. Limitación de potencia desde los inversores

Teniendo en cuenta lo explicado en la estrategia anterior, el almacenamiento es únicamente necesario para poder proporcionar la potencia necesaria cuando la

## 2.2. LIMITACIÓN DE POTENCIA DESDE LOS INVERSORES

potencia desciende con una rampa mayor a la permitida. Las rampas de subida que incumplen la limitación, pueden limitarse desde el control de inversores. La segunda opción consiste en prescindir del almacenamiento a la hora de suavizar las rampas de bajada. En esta estrategia, si se conociera con anterioridad la potencia que el campo fotovoltaico va a producir en el futuro, podría imponerse un perfil de producción, también desde el control de inversores, que se adaptara a los requerimientos.

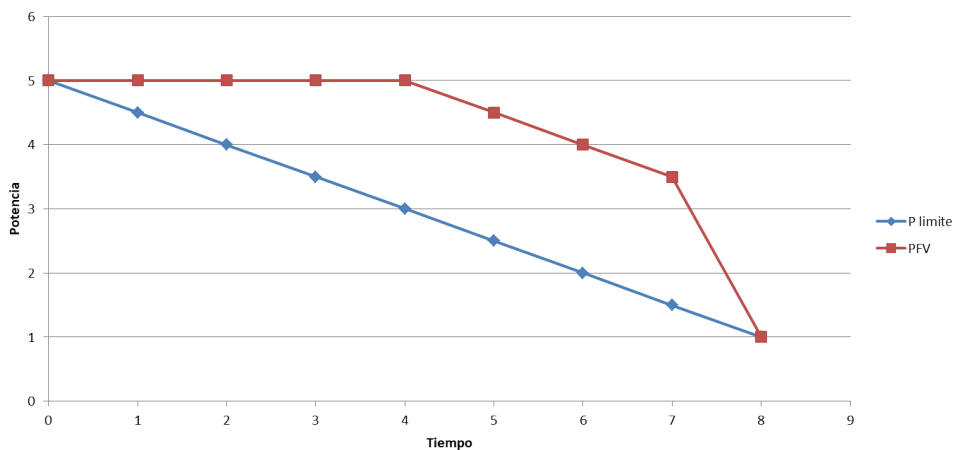


Figura 2.3: Ejemplo de perfil potencia producida por el campo fotovoltaico (rojo) y potencia límite que cumple con la restricción (azul) en rampas de bajada, utilizando una estrategia de limitación sin almacenamiento.

Implementando esta estrategia, el perfil de potencia inyectada a red en relación con la que se muestra en el campo fotovoltaico, quedaría como se muestra en la figura 2.3. Se observa, que para poder suavizar el único incumplimiento en la rampa de bajada, que se produce entre los instantes 7 y 8, la disminución de potencia de manera gradual ha debido empezar tiempo antes. Es por esto que, para implementar esta estrategia es necesario anticipar la producción del campo fotovoltaico. Esto puede hacerse utilizando tecnologías que analicen la situación de las nubes en cada momento y, partiendo de esta información, mediante algoritmos, proporcionen una estimación de la potencia que puede dar la planta en el futuro cercano. Actualmente existen proyectos que están trabajando en la predicción de potencia mediante cámaras de cielo. El análisis de estas tecnologías y algoritmos está fuera del alcance de este trabajo y para el propósito del mismo la producción de potencia de la planta en el futuro va a considerarse conocida.

El tiempo necesario para realizar ese descenso depende de la diferencia entre la potencia producida en un instante, la potencia mínima que haya que alcanzar y pendiente máxima permitida para la rampa  $r_{max}$ . En el caso de un descenso hipotético brusco del 100 % de la potencia nominal, el tiempo de bajada vendría dado por la siguiente ecuación:

## 2.2. LIMITACIÓN DE POTENCIA DESDE LOS INVERSORES

---

$$t_{bajada} = \frac{100}{r_{max}}(\text{min}) \quad (2.5)$$

Esta expresión para el cálculo del tiempo de descenso también es aplicable a la estrategia de limitación de rampas con almacenamiento. Sin embargo, es especialmente importante conocerlo en esta estrategia de limitación con predicción, puesto que es un indicador de la anticipación con la que se debe predecir el comportamiento de la planta. La aplicación de la ecuación 2.5, a las rampas que van a analizarse en este proyecto (tabla 1.1), arroja los siguientes valores para los tiempos de descenso:

$r_{max}$ (%/min)	1	2	5	10	15	20	30
$t_{bajada}$ (min)	100	50	20	10	6.67	5	3.33

Tabla 2.1: Valores de tiempos necesarios de descenso en función de la rampa, para un salto de potencia del 100% al 0% de la potencia nominal.

Como es lógico, en la tabla 2.1 se observa que para las rampas más restrictivas (aquellas que permiten menores variaciones de la potencia nominal por minuto), los tiempos de bajada necesarios son mayores. Será también mayor en este caso la anticipación necesaria de la predicción.

Para implementar esta estrategia se ha desarrollado un algoritmo con el funcionamiento que se detalla a continuación. El algoritmo se aplica en cada instante y parte de la predicción de potencia producida por la planta fotovoltaica ( $P_{FV}(t)$ ), para determinar la potencia que debe inyectarse a red ( $P_{RED}(t)$ ) cumpliendo con las restricciones y minimizando la energía perdida.

- Durante las rampas de subida (cuando  $P_{FV}(t)$  está aumentando), el algoritmo localiza los puntos en los que el incremento de potencia respecto al instante anterior ( $\Delta P_{\Delta t}(t)$ ) es superior al permitido. En estos puntos el algoritmo obliga a que la potencia inyectada a red sea la máxima posible según la rampa permitida. Así, la potencia a inyectar a red es inferior a la que la planta puede producir. Este funcionamiento es análogo al de la restricción de rampas de subida con batería mostrado en la figura 2.1. Para cada rampa de subida, el algoritmo identifica el punto (tiempo) en el que empieza cada rampa de ascenso que se utilizará para establecer las rampas de descenso como se indica a continuación.
- Para cada tramo de bajada, el algoritmo identifica los puntos en los que la disminución de potencia respecto al instante anterior es superior a la permitida. En la figura 2.4 los puntos que cumplen con esta característica se han marcado como puntos auxiliares. Cuando el algoritmo localiza uno de estos puntos ( $Punto_{auxi}$ ), calcula la distancia desde dicho punto a la recta que pasa por el origen de tiempos y que tiene la pendiente límite permitida por la restricción:  $d_i$ . Si para ese punto auxiliar, esa distancia es

## 2.2. LIMITACIÓN DE POTENCIA DESDE LOS INVERSORES

la menor de todas las  $d_i$  calculadas anteriormente, el algoritmo forzará a que la potencia inyectada a red sea, en el tramo de bajada analizado, una recta de pendiente igual a la restricción y que pase por el punto  $Punto_{auxi}$ . En realidad, para mejorar la eficiencia del algoritmo, para detectar si la distancia  $d_i$  es mínima, sólo se compara con otras  $d_i$  de puntos auxiliares desde el último tramo de subida, que había sido marcado previamente como se ha explicado en el punto anterior.

En la figura 2.4, el primero de los puntos que cumple la condición es el punto  $Punto_{aux1}$ . Por tanto este punto forzaría a que la recta de potencia inyectada a red fuera la recta morada Paux1 (sólo durante el tramo marcado desde el punto de corte con la PFV hasta el  $Punto_{aux1}$ ). El algoritmo sigue avanzando en el tramo de descenso y localiza otro punto  $Punto_{aux2}$  que cumple con ambas condiciones: la pendiente justo antes del punto es superior a la permitida y la distancia hasta la recta que pasa por el origen ( $d_2$ ), es inferior a la calculada para el punto anterior. Por tanto, este punto impone que la potencia inyectada a red sea, la recta verde Paux2 (desde el punto de corte entre PFV y la recta Paux2 hasta el punto  $Punto_{aux2}$ ). El perfil final de potencia a inyectara a red en este tramo de bajada viene dado en cada punto por la mínima potencia resultante de entre todos los perfiles auxiliares y la propia producción que puede dar la planta. Para determinar este perfil final es necesario "barrer" hacia atrás todos los puntos temporales cada vez que se localiza un  $Punto_{auxi}$ . Para que el algoritmo sea más eficiente, sólo se barren los puntos hacia atrás hasta un máximo de un día.

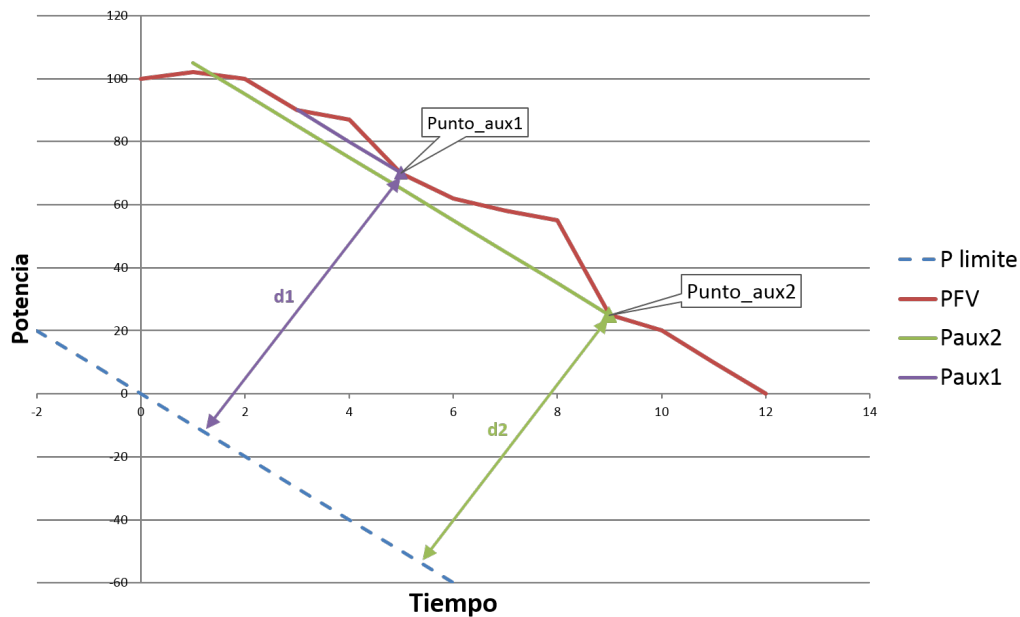


Figura 2.4: Funcionamiento del algoritmo de control desde inversores en las rampas de bajada.

## Capítulo 3

# ANÁLISIS UTILIZANDO PREDICCIÓN PERFECTA



### 3.1. CARACTERIZACIÓN DE LA PLANTA ESTUDIADA Y DATOS DISPONIBLES

---

Como ya se ha mencionado, en el marco de este trabajo se considera conocida la predicción de potencia de la planta fotovoltaica para todo el periodo de estudio. Los tiempos mostrados en la tabla 2.1 no son, por tanto, una limitación. Además, se asume que esta predicción es perfecta: la potencia que se ha supuesto para el futuro es exactamente la que el campo da en realidad en cualquier instante sucesivo. Por ello, el perfil de potencia que da el campo fotovoltaico a lo largo del tiempo  $P_{FV}(t)$ , es conocido de antemano y no se modifica. La situación real es diferente de esta idealización ya que que la predicción tiene necesariamente una componente falible. En ese caso, solo la estrategia de utilizar almacenamiento podría garantizar el cumplimiento de las restricciones. La estrategia basada en predicción proporciona un perfil de potencia a inyectar a red que cumple con las rampas, pero si llegado un cierto instante la producción real de la planta es inferior a la prevista, la caída en la potencia producida no podría ser prevista con el tiempo necesario. La restricción de rampas sería incumplida y podría acarrear penalizaciones. Esta situación de predicción real no es objeto del estudio de este trabajo.

### 3.1. Caracterización de la planta estudiada y datos disponibles

El estudio desarrollado en los próximos apartados se ha llevado a cabo contando con los datos de la planta de situada en Amareleja (Portugal), mostrada en la figura 3.1. La planta, con una extensión de 250 hectáreas es propiedad de Acciona Energía y Mitsubishi Corporation y fue puesta en marcha en 2008. Los 2520 seguidores acimutales pueden proporcionar una potencia pico de  $P_{pico}=45.6$  MWp, sin embargo, la potencia nominal de la planta, limitada por la que pueden manejar los inversores es de:  $P^*= 35.8$  MW.



Figura 3.1: Vista aérea de la planta fotovoltaica de Amareleja (<http://www.energia.eiffage.es>).

### 3.2. RESULTADOS DE LA ESTRATEGIA 1: CON USO DE ALMACENAMIENTO

---

Para la planta de estudio, es conocido el perfil de potencia que ha sido producido durante 2 años, entre el 01/10/2012 y el 30/09/2014, en una situación en la que no se aplicaban restricciones a las rampas. Se considera, por tanto, que dicho perfil de potencia inyectada a red, es la capacidad de producción del campo fotovoltaico en ese periodo. Este dato es el que va a tomarse como predicción de potencia para analizar cual habría sido el comportamiento de las dos estrategias de limitación a lo largo de esos dos años.

Los datos de potencia  $P_{FV}(t)$  de la planta, están dados cada 5 segundos, por tanto:  $\Delta_t=5$  s. Con estos datos puede caracterizarse el perfil de producción de cada uno de los días a lo largo de los dos años, obteniéndose perfiles como los mostrados en la figura 1.8. A continuación, se analizan los resultados de aplicar las dos estrategias descritas a estos dos años de funcionamiento de la planta. Los resultados más relevantes desde el punto de vista económico son: la energía disponible que podría producir la planta ( $E_{FV}$ ), la energía producida o inyectada a red ( $E_{RED}$ ) y la energía perdida ( $E_{PERDIDA}$ ).

### 3.2. Resultados de la estrategia 1: con uso de almacenamiento

Aplicando una estrategia de control basada en la descrita en el apartado 2.1 a la planta estudiada, se obtiene el perfil de potencia que el campo fotovoltaico puede producir (debido a la irradiancia recibida) y el que debe producir para cumplir la limitación de rampas.

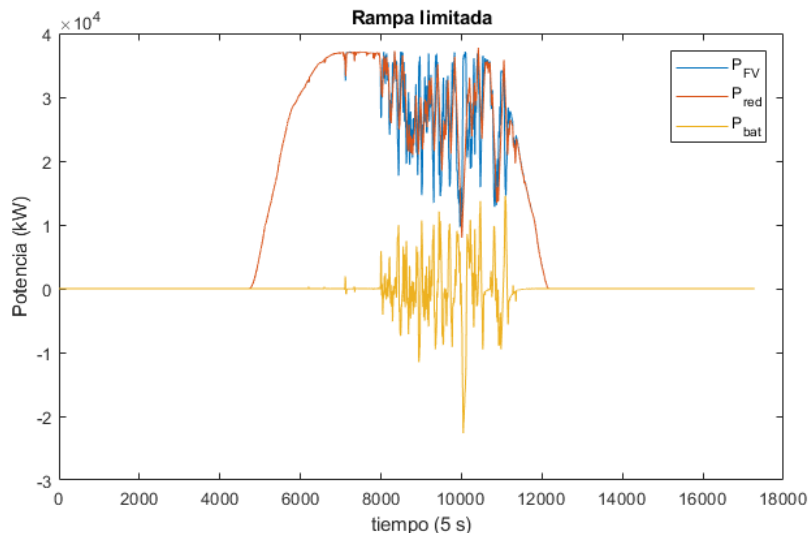


Figura 3.2: Perfil potencia que podría producir por el campo fotovoltaico (azul), potencia límite que cumple con la restricción (rojo) y potencia que se deriva hacia/desde la batería (amarillo) para una rampa máxima del 5%.

### 3.2. RESULTADOS DE LA ESTRATEGIA 1: CON USO DE ALMACENAMIENTO

Únicamente para la obtención de las gráficas de esta sección 3.2 se ha implementado la estrategia de control de rampas basada en el control de SOC [8], que necesita una batería del doble de capacidad de la dimensionada en 2.4 pero permite apreciar el comportamiento del control.

En la figura 3.2 se observa el perfil de potencia inyectada a red que cumple con la restricción para una rampa máxima  $r_{max}=5\%$  para un día con nubes. Puede apreciarse que en las primeras horas del día, el control no actúa debido a que no hay variaciones bruscas de potencia. En estos momentos, la batería no experimenta cargas o descargas y permanece inutilizada. Sin embargo, aproximadamente desde el instante de tiempo 7000, aparecen nubes, que ocasionan variaciones bruscas en la potencia que la planta puede producir,  $P_{FV}(t)$ . En estos periodos, la utilización de la batería es importante.

En la figura 3.3, se muestra el comportamiento del control durante una parte del día con nubes. En este gráfico puede apreciarse el comportamiento del control que se detallaba en el apartado 2.1. En las rampas bruscas de subida, la potencia inyectada a red (rojo), queda siempre por debajo de la potencia que podría producir la planta fotovoltaica. En estos periodos la batería se carga, con  $P_{BAT}(t) < 0$ , según el convenio definido. Cuanto mayor es la distancia entre las curvas de  $P_{FV}(t)$  y  $P_{RED}(t)$ , mayor es la potencia que se introduce en la batería. Por el contrario, en las rampas de bajada, la potencia inyectada en la red, queda siempre por encima de la producción de la planta. En esos momentos la batería se descarga  $P_{BAT}(t) > 0$ .

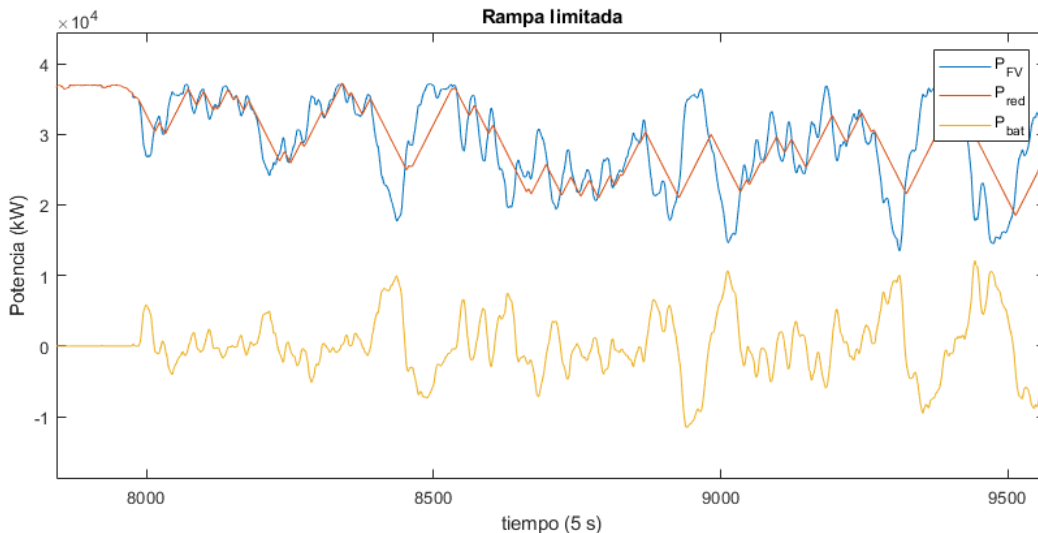


Figura 3.3: Detalle del perfil potencia que podría producir por el campo fotovoltaico (azul), potencia límite que cumple con la restricción (rojo) y potencia que se deriva hacia/desde la batería (amarillo) para una rampa máxima del 5%.

Como se ha mencionado, los ciclos de carga y descarga de la batería se han condicionado a un control de SOC que hace que la energía de la batería retorne

### 3.2. RESULTADOS DE LA ESTRATEGIA 1: CON USO DE ALMACENAMIENTO

a un valor de referencia. Se ha considerado que dicho valor de referencia es 0 kWh. Dicho valor no podría asignarse en la realidad ya que interesaría mantener un estado de carga parcial (distinto de 0), con margen para la carga y descarga de batería. Para el propósito de este estudio no es necesario tener en cuenta este comportamiento real.

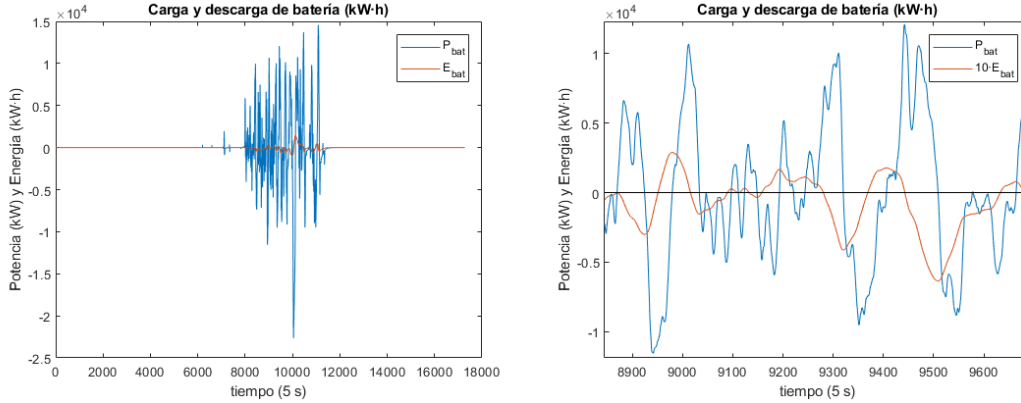


Figura 3.4: Energía almacenada en la batería (rojo) y potencia que se deriva hacia/desde la batería (azul) para una rampa máxima del 5%. A la izquierda un día completo y a la derecha detalle de un día con nubes, la energía almacenada se muestra multiplicada por un factor de 10.

En la figura 3.4, se muestra como cambia el estado de carga de la batería en el mismo día que se han utilizado en la figura 3.2. Durante las primeras horas (noche y primeras horas de la mañana), la batería no era necesaria y su estado de carga no se modifica, permaneciendo en el valor de referencia. En el detalle del día, se aprecia como cuando la potencia es negativa (carga de la batería), la energía almacenada en la batería aumenta, por ejemplo a partir del instante 9320 (5s). Y a la inversa, en los ciclos de descarga (potencia positiva), la energía almacenada en la batería disminuye, como ocurre entre los instantes 9242 (5s) y 9320 (5s). Se hace notar que el eje de abscisas representa instantes cinco-segundales.

Para el ciclo diario que se está ilustrando, con una rampa máxima  $r_{max}=5\%$ , los valores relevantes son los siguientes:

- $E_{FV}$ : 268.14 MWh podría haber producido el campo fotovoltaico si no existiera la limitación de rampas.
- $E_{RED}$ : 268.14 MWh ha producido el campo fotovoltaico cumpliendo con la limitación de rampas.
- $E_{PERDIDA}$ : 0 MWh.

Con este tipo de limitación de rampas no se pierde energía. Más adelante, en el análisis económico, se considerarán las pérdidas del ciclo de carga y descarga de

### 3.2. RESULTADOS DE LA ESTRATEGIA 1: CON USO DE ALMACENAMIENTO

---

batería. Pero no se consideran aquí como valor de energía perdida puesto que no es una limitación que se imponga a la producción de la planta, sino una pérdida como consecuencia de un rendimiento.

Implementando ya el control necesario para minimizar la capacidad de la batería (propuesto en [9]) a lo largo de los dos años de datos, pueden obtenerse los resultados de un ciclo anual medio para los distintos valores de rampa del estudio.

#### 3.2.1. Resultados de producción anual

En el caso de utilizar almacenamiento para cumplir con los requerimientos, el uso de la batería permite recuperar la energía almacenada y por tanto la energía total inyectada a red va a ser la que puede producir el campo fotovoltaico. Esto hace que los valores de producción de la planta no dependan de la rampa impuesta. En la tabla 3.1, se indican los valores de energía que vana ser relevantes desde el punto de vista del análisis económico.

$E_{FV}$ (kWh)	$E_{RED}$ (kWh)	$E_{PERDIDA}$ (kWh)
66 766 442.11	66 766 442.11	0

Tabla 3.1: Potencial de producción de energía de la planta, energía inyectada en red y energía perdida para cualquier valor de rampa máxima permitida y una estrategia de control contando con almacenamiento.

Lo crítico en este escenario es contar con una batería adecuada que permita que, efectivamente, pueda almacenarse todo el exceso de energía producido durante la limitación de rampas de subida. El tamaño de esa batería se dimensiona según la ecuación 2.4, en la que sí interviene el valor de la rampa límite. El valor de  $\tau$ , para la planta de estudio es de 74.51 s. También depende del valor de la rampa el exceso de energía que se almacena en la batería durante las rampas de subida y es recuperado posteriormente para ser inyectado a red ( $E_{DESC}$ ). Los valores necesarios de capacidad de batería para cada rampa y de energía que se obtiene desde la batería, se muestran en la tabla 3.2.

Como cabía esperar, la capacidad necesaria de la batería es menor para rampas en las que la pendiente permitida es mayor. Esto implica que cuanto más laxa sea la restricción de control de rampas, menor inversión será necesaria. Por los mismos motivos, también es menor el valor de la energía proporcionada por la batería ( $E_{DESC}$ ) cuanto menos estricta es la restricción. En el análisis económico se tendrá en cuenta el rendimiento de carga y descarga que hace que no toda esa energía sea inyectada a red.

### 3.3. RESULTADOS DE LA ESTRATEGIA 2: SIN ALMACENAMIENTO

$r_{max}$ (%/min)	$C_{BAT}$ (kWh)	$E_{DESC}$ (kWh)	$E_{DESC}/E_{FV}$
1	25 270.34	2 670 657.68	4.000 %
2	12 276.59	1 622 424.54	2.430 %
5	4 480.34	600 897.98	0.900 %
10	1 881.59	176 931.07	0.265 %
15	1 015.34	66 766.44	0.100 %
20	582.21	23 368.25	0.035 %
30	149.09	3 338.32	0.005 %

Tabla 3.2: Capacidad de batería necesaria y energía recuperada desde la batería anualmente para distintos valores de rampa máxima permitida utilizando una estrategia de limitación con almacenamiento.

### 3.3. Resultados de la estrategia 2: sin almacenamiento

Aplicando la estrategia descrita en el apartado 2.2, se obtiene otra opción de perfil de potencia inyectada a red que también cumple con la restricción.

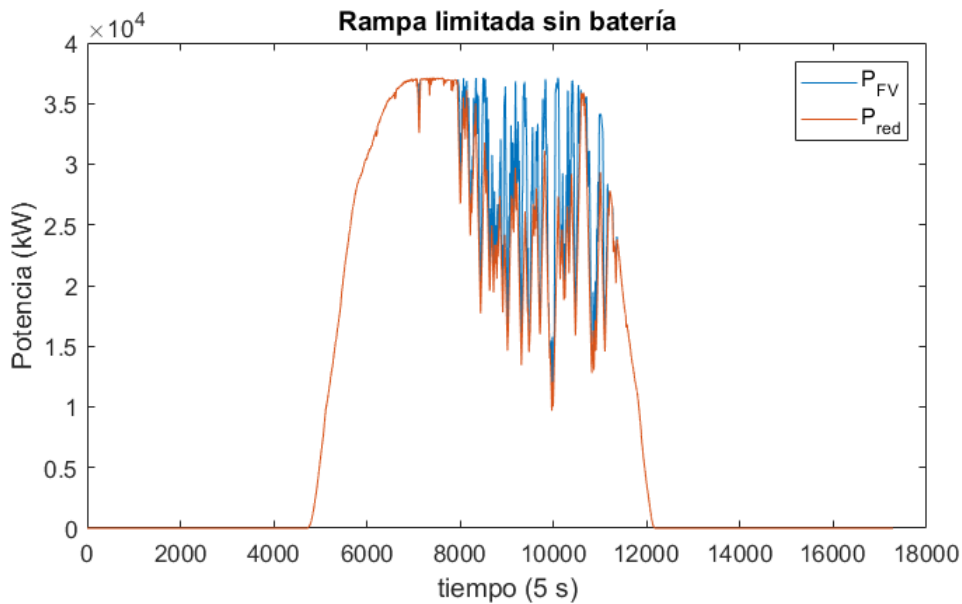


Figura 3.5: Potencia que podría producir el campo fotovoltaico (azul), potencia límite que cumple con la restricción (rojo) para una rampa máxima del 5 %.

### 3.3. RESULTADOS DE LA ESTRATEGIA 2: SIN ALMACENAMIENTO

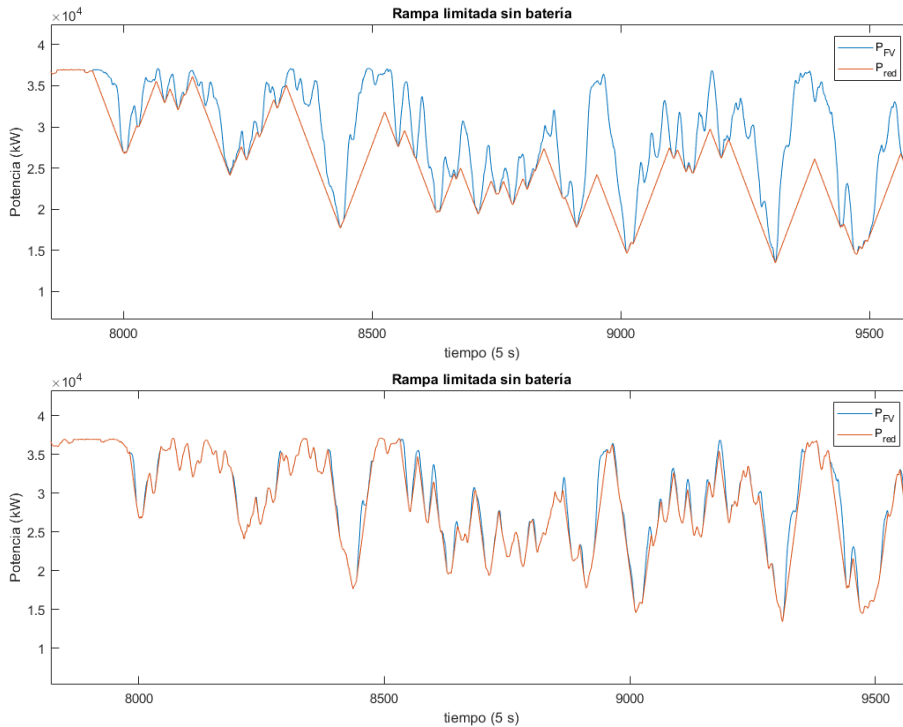


Figura 3.6: Detalle del perfil potencia que podría producir por el campo fotovoltaico (azul), potencia límite que cumple con la restricción (rojo). a) Perfiles para una rampa máxima del 5% y b) para una rampa máxima del 15%.

En la figura 3.5 se presentan los resultados de aplicar esta estrategia al día con nubes que se ha analizado a lo largo de este capítulo. El perfil de potencia que puede producir la planta fotovoltaica ( $P_{FV}(t)$ ), representado en azul, es exactamente el mismo que con la estrategia anterior. Tampoco varía el hecho de que en los momentos en los que no hay nubes (sin variaciones bruscas), no es necesario aplicar ninguna estrategia de limitación.

Sin embargo, el perfil de potencia que se inyecta a red cumpliendo con las limitaciones sí es diferente como consecuencia de la estrategia aplicada. El detalle de las diferencias entre ambos perfiles puede apreciarse comparando las figuras 3.3 y 3.6a. En el caso de no contar con almacenamiento (figura 3.6), la potencia inyectada a la red representada en rojo, es en todo momento igual o inferior a la potencia producida por la planta fotovoltaica: es igual cuando el perfil de potencia producida no presenta rampas de subida o bajada bruscas; y es inferior cuando actúa la limitación para suavizar el perfil.

El área entre ambas curvas de potencia es la energía que la planta pierde a lo largo del periodo de estudio. Obteniéndose en el caso del día de estudio para una rampa máxima  $r_{max}=5\%$ :

- $E_{FV}$ : 249.73 MWh podría haber producido el campo fotovoltaico si no existiera la limitación de rampas.

### 3.3. RESULTADOS DE LA ESTRATEGIA 2: SIN ALMACENAMIENTO

- $E_{RED}$ : 268.14 MWh ha producido el campo fotovoltaico cumpliendo con la limitación de rampas.
- $E_{PERDIDA}$ : 18.41 MWh se han perdido.

La energía que puede producir la planta fotovoltaica es la misma con las dos estrategias de limitación. En este caso sin embargo, sí existen pérdidas. Aplicando el algoritmo al periodo de dos años para el que se tienen datos se obtienen los valores medios anuales.

#### 3.3.1. Resultados de producción anual

Si bien el valor de energía que puede dar el la planta ( $E_{FV}$ ) no depende de la rampa impuesta por la restricción  $r_{max}$ . La energía inyectada a la red y por tanto las pérdidas, sí son dependientes de dicho valor. En la siguiente tabla se muestran los valores de energía relevantes para el análisis económico para cada rampa estudiada. Puede verificarse que el valor de  $E_{FV}$  es el mismo para todas las rampas.

$r_{max}$ (%/min)	$E_{FV}$ (kWh)	$E_{RED}$ (kWh)	$E_{PERDIDA}$ (kWh)	$E_{PERDIDA}/E_{FV}$
1	66 766 442.11	61 361 995.88	5 404 446.23	8.095 %
2	66 766 442.11	63 816 442.93	2 949 999.18	4.418 %
5	66 766 442.11	65 850 026.96	916 415.14	1.373 %
10	66 766 442.11	66 554 318.11	212 123.99	0.318 %
15	66 766 442.11	66 706 015.19	60 426.91	0.091 %
20	66 766 442.11	66 747 313.29	19 128.82	0.029 %
30	66 766 442.11	66 764 411.25	2 030.86	0.003 %

Tabla 3.3: Potencial de producción de energía de la planta, energía inyectada en red y energía perdida para distintos casos de rampa y una estrategia de control utilizando limitación en inversores.

En este caso, como muestran los datos de la tabla 3.3, al aumentar la pendiente máxima permitida, el perfil de potencia inyectada puede adaptarse mejor a la producción real (figura 3.6b) y por tanto las pérdidas son menores. Resulta interesante valorar qué porcentaje de la producción anual total representan las pérdidas: para valores muy permisivos de rampa, el porcentaje de energía perdida es prácticamente nulo (0.003 %), mientras que para la rampa más restrictiva contemplada en este trabajo, las pérdidas suponen un 8.095 % de la producción potencial. En la figura 3.7, se aprecia como evoluciona de manera decreciente el porcentaje de pérdidas con la rampa máxima permitida.

En este punto se señala también que el porcentaje de pérdidas resultado de aplicar esta estrategia es del mismo orden de magnitud de la energía que pasa por la batería utilizando la estrategia con almacenamiento. En la tabla 3.2 aparece



### 3.3. RESULTADOS DE LA ESTRATEGIA 2: SIN ALMACENAMIENTO

la energía descargada desde la batería, por lo que la energía total (ciclo de carga y descarga) es el doble del reflejado en esa tabla. Este hecho se asumirá como simplificación para el estudio de otras plantas diferentes a las del estudio.

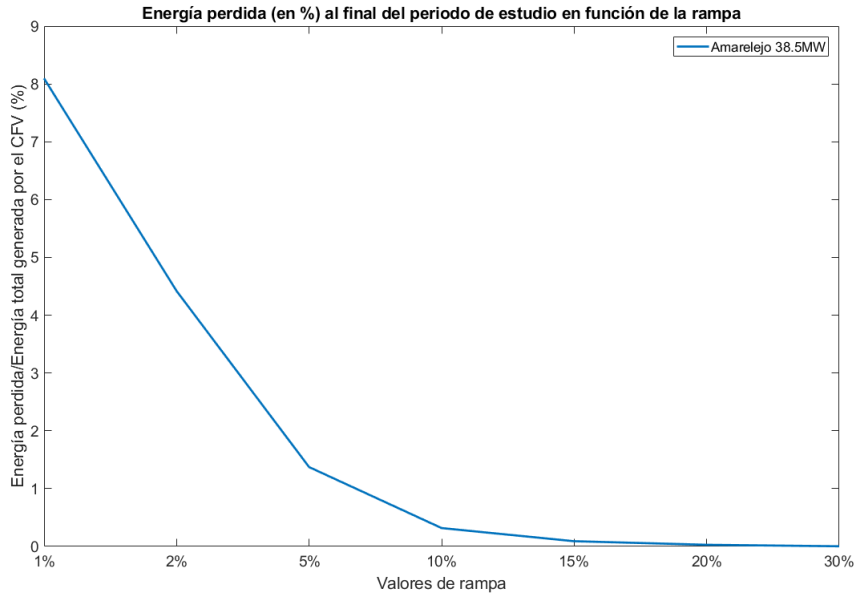


Figura 3.7: Porcentaje de pérdidas frente a la posible producción anual de la planta fotovoltaica en función de la rampa impuesta por la restricción.

Desde el punto de vista económico, esta estrategia permite ahorrarse la inversión en la batería. El punto clave a tener en cuenta serán las pérdidas de energía, puesto que al aplicar la limitación estamos asumiendo que los ingresos por la venta de energía producida serán menores.

## Capítulo 4

# RESULTADOS ECONÓMICOS - LCOE

#### 4.1. DATOS E HIPÓTESIS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

---

A la hora de realizar la valoración económica de las dos alternativas es necesario clarificar el escenario sobre el que se va a trabajar. Una opción para valorar sería suponer que las restricciones van a ser impuestas sobre plantas ya construidas y por tanto la inversión principal de la planta ya está realizada, este supuesto se analiza en el siguiente capítulo de este trabajo. Sin embargo, se considera que no es muy probable que estas restricciones se apliquen con efecto retroactivo. Por tanto, se presenta como análisis principal el de un escenario en el que en plantas de nueva construcción se va a optar por una de las dos alternativas descritas. El parámetro relevante a comparar es el LCOE de ambas alternativas que, debido a las inversiones adicionales en almacenamiento o a las pérdidas de energía asumidas al adaptar el perfil de potencia a la predicción, va a ser necesariamente superior al LCOE actual. Es decir, este tipo de limitaciones van a suponer un encarecimiento del precio de la energía fotovoltaica. El objetivo de este apartado es cuantificar este encarecimiento y determinar la opción que lo minimiza.

### 4.1. Datos e hipótesis para el análisis económico

Como punto de partida para el análisis realizado se indican a continuación los datos e hipótesis realizados y que se utilizarán en el desarrollo de este apartado.

- Se selecciona como opción de almacenamiento baterías de Ion Litio [10].
- En el caso de optar por una solución incorporando almacenamiento, el rendimiento de ciclo completo de carga descarga se considera  $\eta_{BAT}=92\%$  [11].
- Para los precios de planta y baterías (sistema de almacenamiento) se considera un escenario optimista y otro pesimista.

Componente	Precio escenario optimista	Precio escenario pesimista
Batería [12] y [13]	500 \$/kWh	600 \$/kWh
Planta [5], [14]	550 \$/kWp	650 \$/kWp

Tabla 4.1: Precios de baterías y plantas fotovoltaicas en escenario optimista y pesimista.

- El periodo de amortización de la planta fotovoltaica se considera 20 años y se asume una duración de las baterías de 20 años por lo que es necesaria una única inversión tanto en módulos como en almacenamiento.
- Se aplica a las dos alternativas una tasa de descuento  $r=4\%$  <sup>1</sup>.
- Se asume inflación nula en el precio de venta de la electricidad.

---

<sup>1</sup>El valor de la tasa de descuento es un concepto financiero de difícil determinación. Se elige este valor que si bien influye en el resultado del LCOE, al afectar a ambas alternativas no impactará en la elección de la opción más rentable

## 4.2. CÁLCULO DEL LCOE DE PARTIDA

---

- Se considera una degradación de la energía producida por la planta que tiene como efecto una reducción anual de la producción de un 0.25 % de la energía producida en el primer año ( $t_{degrad} = 0.25\%$ ), lo que tendría un efecto a lo largo de veinte años del 5 % de degradación, ligeramente más optimista pero en los rangos contemplados en [15].
- Se consideran unos gastos de mantenimiento anuales del 3 % de la inversión inicial correspondiente sólo a la parte de la planta. Se selecciona un valor medio ya que las fuentes consultadas consideran este dato entre un 6-9 % [16] y un 1.5 % [17].
- No se consideran gastos de mantenimiento derivados del sistema de almacenamiento.

## 4.2. Cálculo del LCOE de partida

El LCOE es el concepto más utilizado a la hora de valorar económicamente un proyecto de generación eléctrica. Se calcula dividiendo los costes a lo largo de la vida de la central entre la energía producida teniendo en cuenta tanto para los costes como para la energía una tasa de descuento. Es decir:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} = \frac{Num_{LCOE}}{Den_{LCOE}} \quad (4.1)$$

Donde:

- $n$  es el número de años de vida esperada que se consideran para la planta, en el caso de este trabajo son 20.
- $I_t$  son las inversiones requeridas (en \$) hechas cada año.
- $M_t$  son los gastos de mantenimiento requeridos (en \$) cada año.
- $F_t$  son los gastos en combustible requeridos que para el caso de una planta fotovoltaica son nulos.
- $E_t$  es la energía producida por la planta cada año.

Para la planta de estudio, se conoce la producción de energía anual que existe en el caso de un escenario como el actual de no limitación de rampas. Es la  $E_{FV}$  de las tablas 3.1 y 3.3. Teniendo en cuenta la tasa de descuento, degradación de la producción y duración del proyecto asumidos, puede calcularse el denominador del LCOE de la planta:  $Den_{LCOE} = 888\,755\,794.35$  kWh.

Para el cálculo del numerador, la inversión inicial puede calcularse como la potencia pico de la planta ( $P_{pico}$ ) multiplicada por el precio de la planta asumido en la tabla 4.1. Como se ha indicado en las hipótesis, el mantenimiento anual se

### 4.3. CÁLCULO DEL LCOE DE LAS DOS ALTERNATIVAS

considera un 3% de este valor de inversión. Teniendo en cuenta que para el coste de construcción de la planta se ha asumido un valor optimista y otro pesimista, el numerador del LCOE también puede caracterizarse por dos valores (pesimista y optimista):

Concepto	Coste escenario optimista	Coste escenario pesimista
Inversión inicial	25 080 000.00 \$	29 640 000.00 \$
Mantenimiento (20 años)	10 225 361.54 \$	12 084 518.19 \$
$Num_{LCOE}$	35 305 361.54 \$	41 724 518.19 \$

Tabla 4.2: Coste estimado de la inversión anual y del mantenimiento a lo largo de 20 años para la planta fotovoltaica de Amareleja.

Teniendo en cuenta los valores calculados para el numerador y denominador del LCOE, se puede estimar que el valor del mismo para la planta de Amareleja se mueve en un rango entre los valores mostrados en la tabla 4.3. Lo que encaja con los rangos contemplados en la literatura actual ([1] y [18]).

LCOE optimista	0.040 \$/kWh
LCOE pesimista	0.047 \$/kWh

Tabla 4.3: Valores actuales estimados para el LCOE de la planta de Amareleja en una situación como la actual (sin limitaciones en rampas de potencia).

## 4.3. Cálculo del LCOE de las dos alternativas

Una vez calculado el LCOE de partida de la planta de Amareleja, puede estudiarse como se modifica dicho valor en una nueva situación en la que afecte la restricción de rampas según la alternativa elegida.

### 4.3.1. LCOE con almacenamiento

En el caso de utilización de almacenamiento para calcular los nuevos valores se tiene en cuenta que:

- Al numerador original ( $Num_{LCOE}$ ) se le añade una inversión adicional, para la compra del sistema de almacenamiento (batería y elementos necesarios). Esta inversión depende del valor de la rampa que afecta a la capacidad de la batería (ver tabla 3.2) y del precio asumido para el sistema de almacenamiento (tabla 4.1) y se calcula como:

$$I_{bateria} = C_{BAT} \times Precio_{BAT} \quad (4.2)$$

Como se ha mencionado se asume que el mantenimiento anual no cambia por el hecho de incorporar un sistema de almacenamiento.

### 4.3. CÁLCULO DEL LCOE DE LAS DOS ALTERNATIVAS

$r_{max}$ (%/min)	$I_{bateria}$ (\$) precio almacen. optimista	$I_{bateria}$ (\$) precio almacen. pesimista
1	12 635 170.63	15 162 204.75
2	6 138 295.63	7 365 954.75
5	2 240 170.63	2 688 204.75
10	940 795.63	1 128 954.75
15	507 670.63	609 204.75
20	291 108.13	349 329.75
30	74 545.63	89 454.75

Tabla 4.4: Coste estimado de la inversión adicional debido al sistema de almacenamiento.

- El denominador ( $Den_{LCOE}$ ) se ve afectado porque se está asumiendo un rendimiento de carga-descarga distinto de 1. Así, el valor de la energía que proporciona la planta con esta estrategia será ligeramente menor que la energía que podría proporcionar la planta en el caso de no limitación, ya que la energía que pasa por la batería antes de ser inyectada a red en las rampas de bajada, se ve afectada por el rendimiento.

Teniendo en cuenta estos aspectos, pueden calcularse el numerador y denominador resultantes para calcular el LCOE en esta nueva estrategia. Se señala que para el cálculo del numerador, se ha considerado la inversión de la batería optimista sobre el numerador optimista de la tabla 4.2 y la inversión pesimista sobre el numerador original más pesimista. Es decir, se ha considerado incorporar la batería más barata sobre la planta más barata posible y a la inversa. Existen infinitas combinaciones para estos parámetros dentro de los rangos definidos. Con la combinación seleccionada los nuevos valores son:

Rampa máxima $r_{max}$ (%/min)	$Num_{LCOE,bat}$ (\$) Precio almacen. optimista	$Num_{LCOE,bat}$ (\$) Precio almacen. pesimista	$Den_{LCOE,bat}$ (kWh)
1	47 940 532.17	56 886 722.94	885 911 775.81
2	41 443 657.17	49 090 472.94	887 028 053.09
5	37 545 532.17	44 412 722.94	888 115 890.18
10	36 246 157.17	42 853 472.94	888 567 378.13
15	35 813 032.17	42 333 722.94	888 684 693.89
20	35 596 469.67	42 073 847.94	888 730 909.19
30	35 379 907.17	41 813 972.94	888 752 239.33

Tabla 4.5: Numerador y denominador del nuevo LCOE resultante de aplicar una estrategia con almacenamiento para el control de rampas.

### 4.3. CÁLCULO DEL LCOE DE LAS DOS ALTERNATIVAS

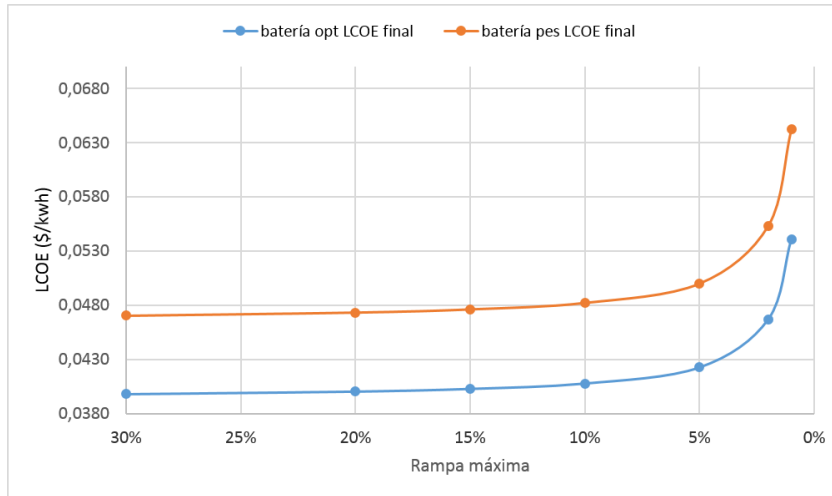


Figura 4.1: LCOEs para la estrategia de limitación con batería en función de la rampa. El caso más optimista considera el precio optimista de la planta y el almacenamiento. El caso más pesimista considera lo contrario.

Los valores del LCOE calculados para el escenario optimista y pesimista se muestran en la figura 4.1. Puede apreciarse como cuanto más restrictiva es la rampa, más sube el valor del LCOE de la planta. Se observa también que para una rampa máxima del 30%, los valores no se modifican prácticamente respecto al valor de original tomado para cada escenario. Las posibles variaciones respecto a la combinación precio de planta - precio de almacenamiento posible, aparecerían en la gráfica como una línea entre los dos límites mostrados y con la misma tendencia creciente con la rampa que la presentada en la figura.

En el apartado 4.4, se mostrará el valor del LCOE adimensionalizado con el LCOE original para realizar la comparativa de las dos alternativas.

#### 4.3.2. LCOE usando predicción - asumiendo pérdidas de energía

En el caso de que se utilizara la predicción perfecta para regular el perfil de potencia inyectada a la red desde los inversores:

- El numerador original ( $Num_{LCOE}$ ) no se vería modificado ya que en este caso no son necesarias inversiones adicionales. Por tanto, se mantendrían los valores calculados en la tabla 4.2.
- El denominador ( $Den_{LCOE}$ ) en el caso de esta alterativa se vería afectado debido a las pérdidas de energía derivadas de la estrategia de limitación. Las pérdidas de energía se corresponden con un porcentaje de la producción anual de la planta que ha sido caracterizado en la tabla 3.3. Ese porcentaje se aplicará sobre la energía que la planta podría producir cada año que, como ya se ha mencionado, está afectada por una degradación anual. Por tanto, como

### 4.3. CÁLCULO DEL LCOE DE LAS DOS ALTERNATIVAS

resultado de esta estrategia, el denominador del LCOE original se reduce en un porcentaje igual al de las pérdidas.

$r_{max}$ (%/min)	$Den_{LCOE,inv}$ (\$)
1	816 814 969.69
2	849 487 132.08
5	876 557 012.40
10	885 932 123.91
15	887 951 426.64
20	888 501 162.65
30	888 728 760.80

Tabla 4.6: Denominador del nuevo LCOE resultante de aplicar una estrategia con limitación desde inversores para el control de rampas asumiendo las pérdidas de energía.

Los resultados calculados se muestran en la siguiente figura.

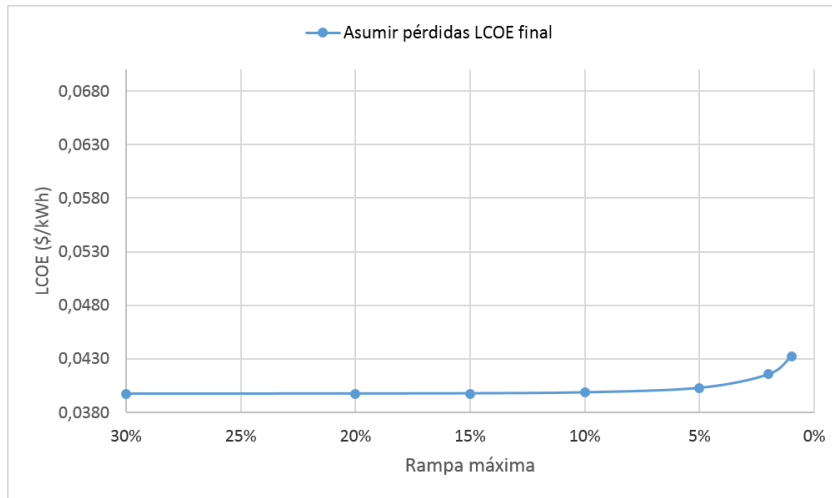


Figura 4.2: LCOEs para la estrategia de limitación desde inversores asumiendo las pérdidas respecto a la producción actual.

En el caso de esta estrategia, los cálculos realizados no dependen de los escenarios de precios considerados ya que las inversiones no se modifican. Por ello, en la figura 4.2 sólo aparece una línea que representaría como cambia el LCOE utilizando esta estrategia. Este cambio del LCOE se corresponde con la siguiente ecuación únicamente afectada por el valor original del LCOE y el porcentaje de pérdidas:

$$LCOE_{perdidas} = LCOE_{original} \frac{1}{1 - \frac{E_{PERDIDA}}{E_{FV}}} \quad (4.3)$$



## 4.4. Comparación de resultados: planta de Amareleja

Para realizar la comparación del LCOE en las dos alternativas se adimensionaliza el valor resultante respecto a los valores originales (tabla 4.3).

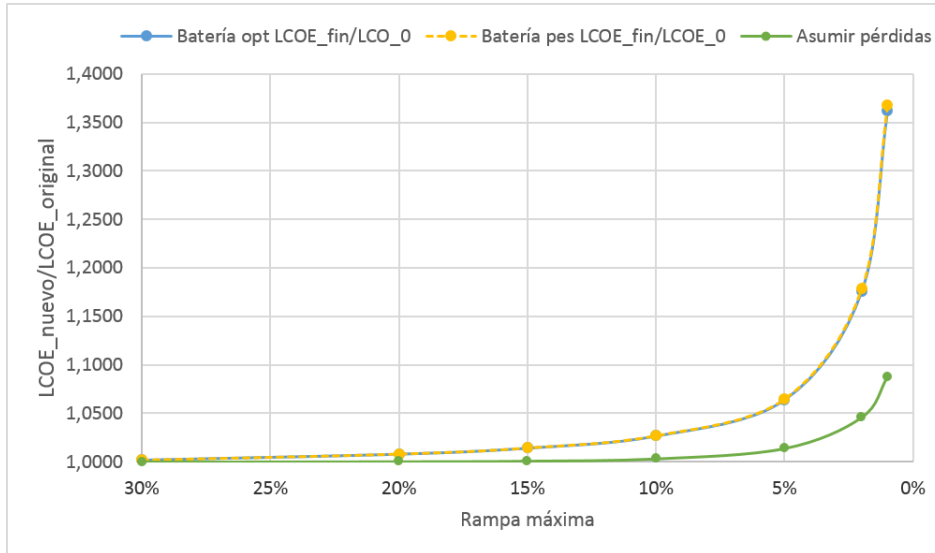


Figura 4.3: Incrementos de LCOEs de las dos estrategias de limitación respecto al LCOE original en función de la rampa

La figura 4.3, muestra la variación del LCOE respecto del original de todos los escenarios contemplados para distintas rampas máximas permitidas. En todos los casos el valor del LCOE es superior al actual, como ya se había descrito. La tendencia del LCOE es creciente según la restricción de rampa máxima se hace más exigente. Esto es lógico pues estos son los escenarios más alejados de la situación actual y donde las pérdidas de energía o las inversiones requeridas en sistemas de almacenamiento serían mayores.

Por otro lado, comparando ambas alternativas, se detecta que la opción de utilizar predicción (asumiendo las pérdidas) es la que resulta en un menor LCOE. Es importante resaltar que esto es así independientemente de los escenarios de precios contemplados. La gran inversión requerida para la adquisición del sistema de almacenamiento frente al pequeño porcentaje de pérdidas es el factor que marca la diferencia en el LCOE de ambas alternativas especialmente en escenarios muy restrictivos. Por ejemplo, para una rampa máxima del 2%, utilizar la estrategia con predicción supone un aumento del LCOE del 4.62%; mientras que utilizar almacenamiento supondría un incremento del LCOE del orden de entre un 17.8% y un 18.1% (según el precio del almacenamiento considerado).

## 4.5. Resultados: otras plantas

El estudio realizado para la planta de Amareleja se ha llevado a cabo en otras dos plantas con el objetivo de validar los resultados en emplazamientos con características y condiciones diferentes:

- Planta de Sishen, localizada en Sudáfrica con una potencia nominal  $P^*=74$  MW y una potencia pico de  $P_{pico}=94.3$  MW.
- Planta de Montes del Cierzo en Tudela, con una potencia nominal  $P^*=1$  MW y una potencia pico de  $P_{pico}=1.2$  MW.

En la figura 4.4 se representan las pérdidas de las tres plantas como consecuencia de realizar la limitación en una estrategia sin baterías. Las pérdidas de la planta de Amareleja (referencia del estudio) ya habían sido presentadas en la figura 3.7. Las pérdidas de la planta de Tudela son mayores debido a que al ser una planta pequeña (poca superficie de módulos), la variabilidad ocasionada por las nubes tiene mayor impacto sobre la producción total de la planta. En las superficies pequeñas es más difícil que haya secciones iluminadas que compensen la producción de las sombreadas. Las pérdidas de la planta de Sishen también son algo mayores que las de Amareleja, a pesar del mayor tamaño de la planta (casi el doble en potencia nominal). Esto puede ser debido a las características climáticas de Sishen en el año estudiado. La potencia oscila de manera más frecuente que en Amareleja y por tanto la energía perdida en relación a la producción es mayor.

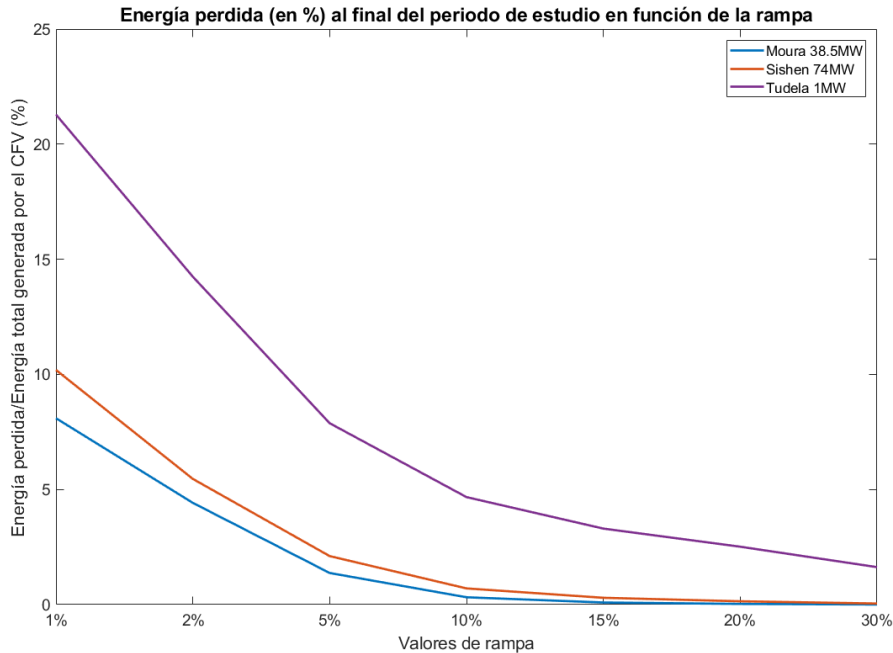


Figura 4.4: Porcentaje de pérdidas frente a la posible producción anual de las planta fotovoltaicas de Sishen, Tudela y Amareleja.

#### 4.5. RESULTADOS: OTRAS PLANTAS

Una vez caracterizadas las pérdidas, se lleva a cabo para estas dos plantas el proceso descrito en el apartado 4.3. Como se ha mencionado anteriormente, para el análisis de estas dos plantas se asume que la energía que pasa por la batería en una estrategia con almacenamiento es la misma que la energía perdida en el caso de utilizar predicción.

La estimación del LCOE original para la planta de Sishen, con los precios de planta asumidos en la tabla 4.1 da un rango de entre 0.026 \$/kWh y 0.03 \$/kWh. Estos valores están en los límites inferiores de los rangos contemplados en literatura. Es razonable, que el valor del LCOE en la planta de Sishen sea mejor que el de la de Amareleja ya que en las simulaciones realizadas la energía producida anualmente respecto a la potencia pico instalada es sensiblemente mayor en la planta de Sudáfrica. Es decir, en esta planta actualmente el rendimiento de la inversión es mayor.

Sin embargo, en el caso de la planta de Tudela, donde la producción anual en relación a la potencia instalada es menor que en Amareleja, el LCOE estimado en la situación actual oscilaría entre 0.047\$/kWh y 0.056 \$/kWh.

Teniendo en cuenta dichos valores estimados y los cálculos realizados para los escenarios con limitación de rampas, se calcula la variación del LCOE respecto a los valores originales.

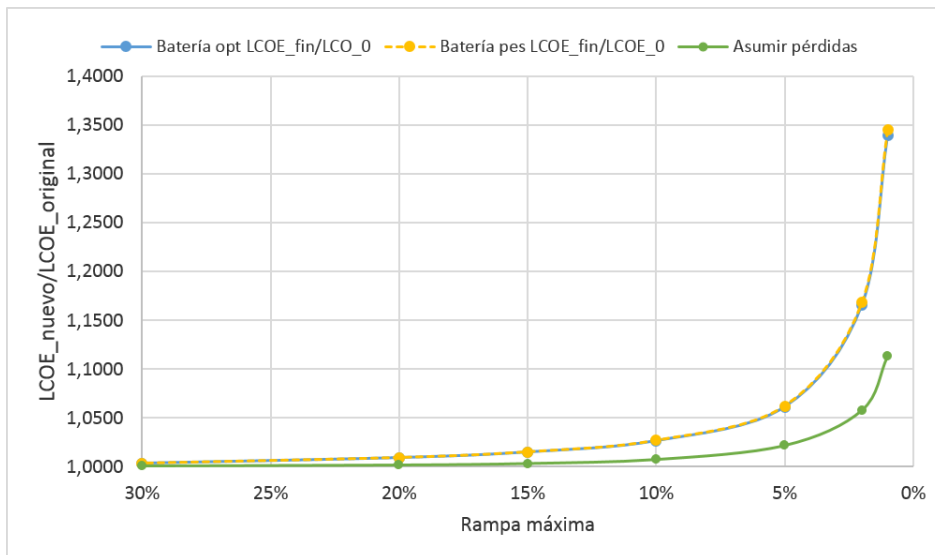


Figura 4.5: Incremento de LCOEs de las dos estrategias de limitación en función de la rampa para la planta de Sishen.

#### 4.5. RESULTADOS: OTRAS PLANTAS

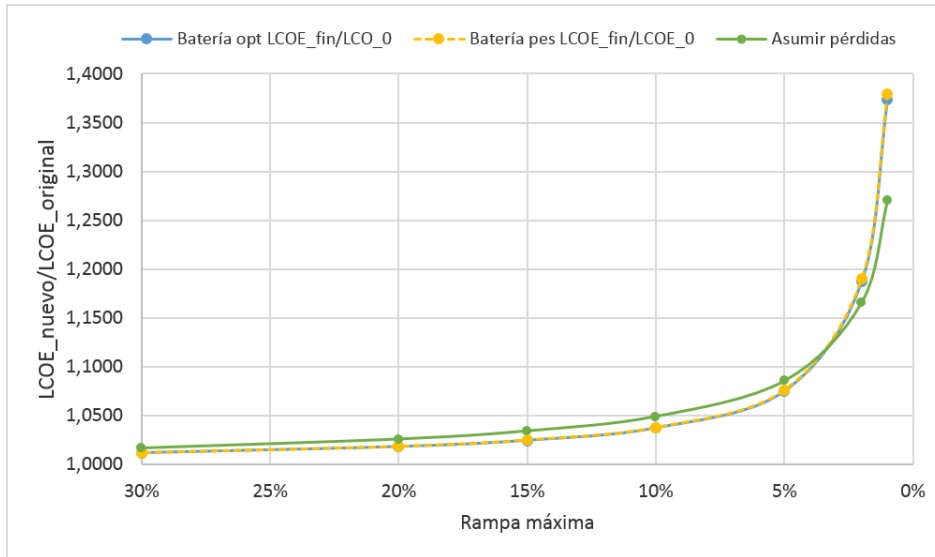


Figura 4.6: Incremento de LCOEs de las dos estrategias de limitación en función de la rampa para la planta de Tudela.

En las figuras 4.5 y 4.6, se presentan los resultados de como evolucionaría el LCOE al introducir restricciones para la planta de Sishen y Tudela respectivamente. Puede observarse que también en el caso de la planta de Sishen, la opción de utilizar almacenamiento es la que más impacto negativo tiene sobre el LCOE. Sin embargo, en el caso de la planta de Tudela, donde las pérdidas utilizando predicción perfecta son elevadas existen algunos casos para los que adquirir un sistema de almacenamiento sería más beneficioso. Estos casos se dan para rampas menos restrictivas donde la inversión requerida para la batería es menor. No obstante, como sucede también para las otras plantas, en el caso de rampas menos restrictivas la diferencia en el LCOE al aplicar una u otra estrategia es pequeña. En el caso de la planta de Tudela, el límite de qué estrategia es más adecuada se produce entre las rampas del 5 % y 2 %.

En cuanto al valor del incremento del LCOE, por ejemplo para una rampa del 2 %, la planta de Sishen incrementaría en un 5.77 % en el caso de optar por predicción perfecta y del orden de un 17 % en caso de optar por almacenamiento. En la planta de Tudela, para la misma rampa, estos valores serían del 16 % y del 19 % respectivamente. Puede observarse que para todas las plantas, el incremento del LCOE al optar por predicción perfecta está relacionado con el porcentaje de pérdidas según la ecuación 4.3. El incremento del LCOE al incorporar almacenamiento (en rampas muy restrictivas) es del mismo orden en todas las plantas independientemente de su tamaño. Esto es debido a que para las rampas más restrictivas el tamaño de la batería (en horas) de las tres plantas es similar. Por tanto, el incremento respecto a la inversión inicial es también del mismo orden ya que depende principalmente del precio de la batería (considerado el mismo para las tres plantas) y la capacidad de la misma.

## Capítulo 5

# ESCENARIO ECONÓMICO ADICIONAL: MODIFICACIÓN DE PLANTA FOTOVOLTAICA

## 5.1. ENFOQUE, DATOS E HIPÓTESIS PARA EL ANÁLISIS DE INVERSIÓN

Como se ha mencionado al inicio del capítulo 4, no se considera muy probable que la normativa se implante con efecto retroactivo de manera que tenga que ser cumplida por las plantas ya construidas. No obstante, dado que a lo largo del trabajo se han presentado los datos necesarios, se describe en este apartado el enfoque y los resultados para valorar también este tipo de posibilidad.

### **5.1. Enfoque, datos e hipótesis para el análisis de inversión**

En el caso de este análisis, la planta fotovoltaica ya ha sido construida y la restricción puede abordarse con dos alternativas:

- a) La opción que no requiere ninguna inversión es utilizar la estrategia de limitación de potencia desde los inversores. En este caso se asumirían las pérdidas de energía reflejadas en la tabla 3.3 cuyo coste puede ser caracterizado asumiendo un precio de venta de la energía.
- b) La segunda opción es adquirir un sistema de almacenamiento que permita que las mencionadas pérdidas no se produzcan. En este caso la compra del sistema implicaría una inversión inicial que sería compensada a lo largo de los años de funcionamiento de la planta por unos ingresos mayores que en el caso de la alternativa a).

Teniendo en cuenta estas dos opciones el enfoque que se ha dado al problema es el de valorar la rentabilidad de la inversión en la batería (caso b), teniendo en cuenta el aumento en los ingresos que proporciona. Para realizar esta valoración, el indicador utilizado va a ser el Valor Actual Neto (*VAN*) de la inversión. El *VAN* es un concepto financiero que permite conocer el valor actual de una inversión teniendo en cuenta los rendimientos futuros. Matemáticamente se define como:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad (5.1)$$

Donde:

- $I_0$  es la inversión inicial, en este caso la realizada para adquirir el sistema de almacenamiento.
- $F_t$  es el flujo de caja en cada periodo. En el caso de este análisis sería el coste de la energía que no se pierde por el hecho de instalar la batería.
- $k$  es el tipo de interés.
- $n$  es el número de periodos (en este caso años) considerados.

## 5.2. CÁLCULO DEL VAN Y RESULTADOS

---

Según la definición, si el  $VAN$  de una inversión o proyecto resulta positivo, desde el punto de vista económico el proyecto debe realizarse ya que es rentable. Para calcular el  $VAN$  de la instalación de la batería y realizar la valoración de si la alternativa b) es rentable se realizan una serie de hipótesis y se asumen los siguientes datos:

- Se asume que el periodo de años para el que se calcula el  $VAN$  es de 20 años. Esto es un enfoque optimista que favorece la alternativa de instalación de la batería, ya que como vimos en el apartado 4.1, 20 años es el periodo de vida asumido para la planta completa desde su construcción. En este caso estamos asumiendo que la planta ya está construida por lo que la vida esperada de la planta sería menor. No obstante, se realiza esta simplificación, asumiendo que estamos en los primeros años de vida de la planta y se tendrá en cuenta este hecho a la hora de extraer conclusiones.
- Se establece un precio de venta de la energía de 0.06 \$/kWh. Este valor se ha fijado teniendo en cuenta que el precio del mercado en España y Portugal (lugar de localización de la planta) fue de 0.05 €/kWh en valor medio mensual en 2017 [19] y teniendo en cuenta una tasa de cambio dólar/euro = 1.2. No obstante se expondrá más adelante en este apartado un análisis de sensibilidad del resultado a la variación del precio de venta de la energía. Se asume además que no existe inflación en el precio de venta de la energía.
- Se asume un precio para el sistema de almacenamiento. El precio del sistema de almacenamiento se considera 550 \$/kWh (valor medio del optimista y pesimista considerado en el apartado 4). Se realiza también más adelante un análisis de sensibilidad a la variación de este valor.
- Al igual que en el capítulo anterior, se asume que la duración del sistema de almacenamiento es de 20 años (misma duración que el proyecto) y que por tanto sólo es necesaria una inversión inicial.
- En cuanto al tipo de interés fijado para el cálculo del  $VAN$  ( $k$ ), se considera de un 4 % (valor utilizado por otros autores [20]). Se tendrá en cuenta también esta hipótesis a la hora de extraer conclusiones.
- Se considera también en este apartado un rendimiento de ciclo de carga y descarga de batería de  $\eta_{BAT}=0.92$ .
- Se considera también en este apartado una tasa de degradación de la energía  $t_{degrad} = 0.25\%$  anual.

## 5.2. Cálculo del VAN y resultados

Una vez realizadas las hipótesis y establecidos los datos con los que se van a realizar los cálculos, pueden calcularse los distintos términos de la ecuación 5.1 para obtener el  $VAN$ .

### 5.2.1. Inversión inicial

La inversión inicial ( $I_0$ ) se calcula teniendo en cuenta la capacidad de batería necesaria para cada rampa (ver tabla 3.2 y el precio asumido para el almacenamiento en este apartado (550 \$/kWh). Los valores de la inversión inicial dependen, por tanto de la rampa y son los que se muestran en la siguiente tabla:

$r_{max}$ (%/min)	$I_0$ (\$)
1	13 898 687.69
2	6 752 125.19
5	2 464 187.69
10	1 034 875.19
15	558 437.69
20	320 218.94
30	82 000.19

Tabla 5.1: Inversión necesaria para el sistema de almacenamiento para el cálculo del VAN.

### 5.2.2. Flujos de caja

Los flujos de caja ( $F_t$ ) van a obtenerse teniendo en cuenta que el beneficio de instalar la batería es que la energía que se perdería en el caso de utilizar limitación con inversores (ver tabla 3.3), en este caso puede venderse al precio de mercado. Además, se tiene en cuenta que, para evitar esa pérdida de energía  $E_{PERDIDA}$ , parte de la energía se recupera desde la batería ( $E_{DESC}$  de la tabla 3.1) y por tanto está afectada por el rendimiento de carga-descarga ( $\eta_{bat}$ ). La energía recuperada estará afectada también por la degradación  $t_{degrad}$  (que afecta a partir del segundo año). Por tanto, el flujo de caja en un año  $t$  es:

$$F_t = Precio_{energia} \cdot [\eta_{bat} \cdot E_{DESC} + (E_{PERDIDA} - E_{DESC})] \cdot (1 - t_{degrad} \cdot (t - 1)) \quad (5.2)$$

$r_{max}$ (%/min)	$F_1$ (\$)	$F_{20}$ (\$)
1	311 447.62	296 653.86
2	169 212.31	161 174.73
5	52 100.60	49 625.82
10	11 878.17	11 313.96
15	3 305.14	3 148.14
20	1 035.56	986.37
30	105.83	100.80

Tabla 5.2: Flujos de caja que se recuperan en los años 1 y 20 al invertir en un sistema de almacenamiento.



### 5.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

---

Teniendo en cuenta la ecuación 5.2, los valores de los flujos de caja que se recuperarían en el año 1 y en el año 20 en función de la rampa se muestran en la tabla 5.2. Los valores para los años intermedios  $F_t$  están dentro de este rango mostrando una tendencia decreciente debido a la degradación.

#### 5.2.3. Resultados

Una vez obtenidos los datos de las tablas 5.1 y 5.2 puede hacerse el cálculo del  $VAN$  con la ecuación 5.1. Como ya se ha comentado a lo largo del documento, la inversión para el sistema de almacenamiento, es menor para rampas poco restrictivas. Pero en esos casos también es menor el dinero recuperado en forma de flujos de caja, por lo que influirán en el  $VAN$  de manera contraria. Los valores finales del  $VAN$  para cada rampa se incluyen a continuación:

$r_{max}$ (%/min)	$VAN$ (\$)
1	-9 752 879.32
2	-4 499 669.93
5	-1 770 655.02
10	-876 759.93
15	-514 441.65
20	-306 434.15
30	-80 591.48

Tabla 5.3: Valores de  $VAN$  de para la compra de un sistema de almacenamiento en función de la rampa.

Como puede observarse en la tabla 5.3, el  $VAN$  para todas las rampas máximas estudiadas es negativo. Este resultado implica que la compra del sistema de almacenamiento, aunque permite evitar pérdidas de energía, no es una opción rentable para afrontar la limitación.

Este resultado del análisis va en la misma línea de los resultados obtenidos en el capítulo 4, donde la mejor alternativa desde el punto de vista del LCOE era asumir las pérdidas en lugar de invertir en un sistema de almacenamiento.

### 5.3. Análisis de sensibilidad

Para este caso de estudio (planta ya construida), se ha realizado un análisis de sensibilidad que refleja como cambia el  $VAN$  obtenido cuando cambian ciertos parámetros contemplados en las hipótesis. Se muestran a continuación los análisis de sensibilidad realizados.

### 5.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

#### 5.3.1. Sensibilidad del VAN al precio del almacenamiento

Se modifica el precio del almacenamiento considerado en las hipótesis (550 \$/kWh) hasta un  $\pm 50\%$  con un intervalo del 10%. Calculando el VAN para cada uno de los nuevos valores de coste de almacenamiento se obtienen los resultados mostrados en la siguiente figura.

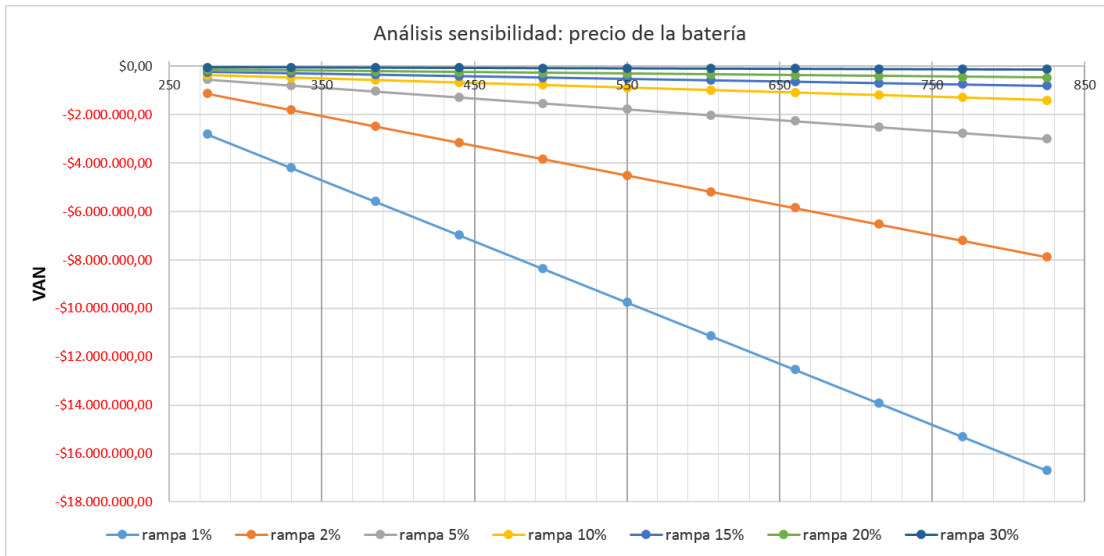


Figura 5.1: Variación del VAN con el precio del sistema de almacenamiento para distintas rampas máximas permitidas.

En la figura 5.1, puede observarse que el VAN para las rampas más restrictivas ( $r_{max}=1\%$ ) es más sensible (mayor pendiente) a la variación en el precio de la batería. Esta observación era esperable, puesto que es para las rampas más restrictivas donde la capacidad necesaria de la batería era mayor (tabla 3.2). También es lógico que las pendientes sean decrecientes, puesto que cuanto más barato sea el coste del sistema de almacenamiento, más cerca estará el proyecto de la rentabilidad y por tanto más cerca estará el VAN de ser positivo.

Es muy interesante notar que en ninguno de los supuestos del análisis de sensibilidad realizado, el VAN se hace positivo. Esto implica que dentro del rango estudiado de precios de almacenamiento, la inversión en un sistema de almacenamiento no es rentable incluso aunque el precio del almacenamiento disminuya. Se señala que el rango estudiado es muy amplio y que los valores mínimos considerados están lejos de la situación actual y prognosis de precios a corto plazo.

#### 5.3.2. Sensibilidad del VAN al precio de venta de la energía

El análisis de sensibilidad al precio de venta de la energía se ha realizado modificando la hipótesis (0.06 \$/kWh) también en un  $\pm 50\%$  para valorar la

### 5.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

variación del VAN. El resultado se muestra en la siguiente figura.

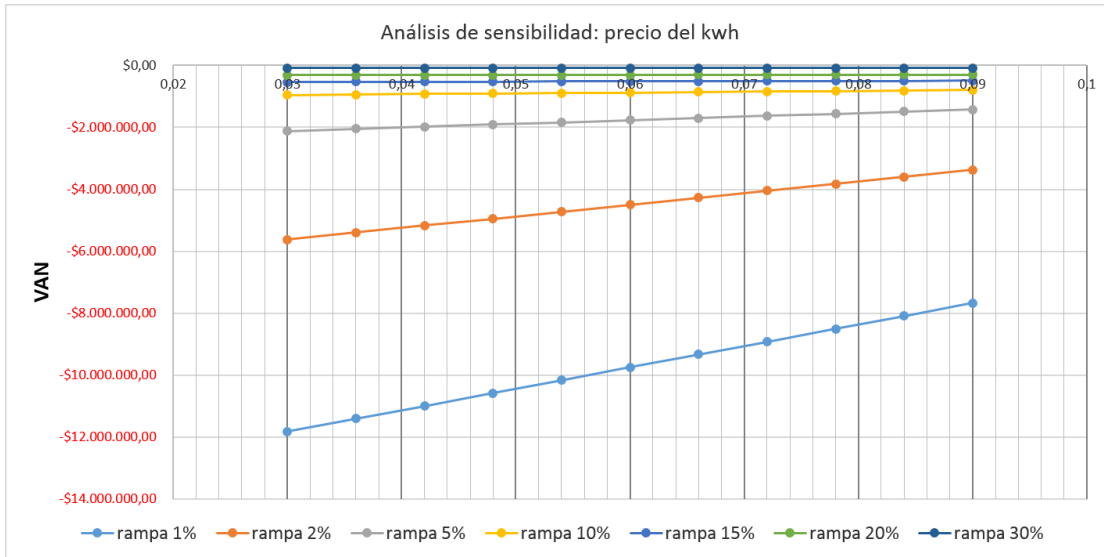


Figura 5.2: Variación del VAN con el precio de venta de la energía para distintas rampas máximas permitidas.

En este caso, también los casos de rampas más restrictivas son más sensibles a la variación del precio de venta de la energía debido a que son los casos en los que el sistema de almacenamiento evita en mayor manera el desperdicio de energía. Sin embargo se observa, al igual que en el análisis de sensibilidad anterior, que todos los casos analizados proporcionan un VAN negativo. En cuanto al intervalo de precios de venta en relación a la realidad actual del mercado: en 2017 el mes con mayor precio medio mensual de venta fue enero con 0.0715 €/kWh [19] (0.086 \$/kWh con la tasa de cambio adoptada) lo que se encuentra dentro del rango estudiado para el análisis de sensibilidad. Es decir, incluso si el precio de venta de la energía fuera el máximo mensual de 2017 durante todos los días del año, el sistema no sería rentable.

#### 5.3.3. Sensibilidad del VAN al tiempo de vida del sistema de almacenamiento

El último de los parámetros para el que se ha realizado un análisis de sensibilidad es el tiempo de vida de la batería. En el caso de este análisis se ha realizado una simplificación considerando sólo la variación del tiempo de vida del sistema de almacenamiento (en un intervalo de  $\pm 5$  años respecto a la hipótesis inicial). No se ha considerado el tiempo de vida de la planta que, para el cálculo del LCOE se había asumido de 20 años.

Es decir, la hipótesis de partida había sido considerar el mismo tiempo de vida del sistema de almacenamiento que la planta (asumiendo que la planta iba a

### 5.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

seguir en funcionamiento). En el caso de este análisis hipótesis se ha mantenido este enfoque. Aunque se aumente el tiempo de vida de la batería no se considera que vayan a ser necesarias inversiones adicionales en la planta (o que esta vaya a parar su funcionamiento). En el caso de un tiempo de vida más corto que el de la hipótesis inicial, no se considera la sustitución por otro sistema de almacenamiento, sino que se considera sólo la rentabilidad de instalar el primero.

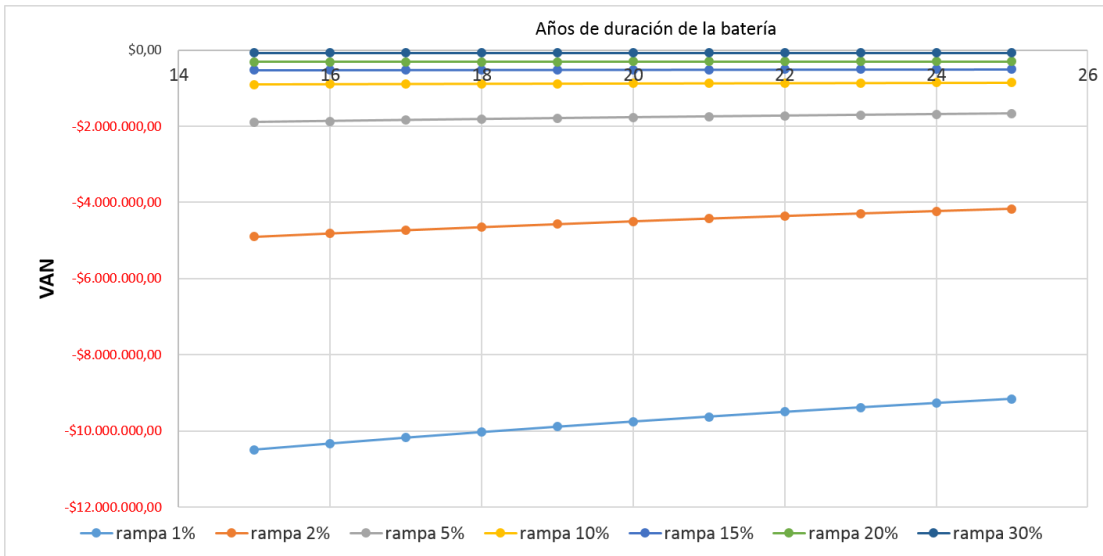


Figura 5.3: Variación del VAN con el tiempo de vida de la batería para distintas rampas máximas permitidas.

Como cabía esperar, en la figura 5.3 se aprecia como el VAN de la instalación de la batería aumenta con el tiempo de vida de la misma. Esto es así, ya que la misma inversión permite obtener el flujo de beneficios calculado en la tabla 5.2, durante más años. Sin embargo como se ha señalado, se ha realizado una simplificación en la que no se ha considerado el tiempo de vida de la planta. Es necesario recordar que el análisis de este apartado se ocupa de valorar la mejor solución en plantas que ya están construidas (ya han agotado parte de su tiempo de vida). Por tanto, estos puntos de largo tiempo de vida del sistema de almacenamiento no son tan probables como los de tiempo de vida más bajos. Es más probable que la planta deje de estar operativa (o pierda capacidad), antes de que lo haga el sistema de almacenamiento.

Tampoco en el caso de este análisis se han encontrado puntos que hagan el VAN positivo. Por tanto en ningún caso (en el intervalo estudiado) de tiempo de vida de la batería, se considera el proyecto como rentable.

## 5.4. Escenario adicional: otras plantas

Se ha contemplado este enfoque también en las otras dos plantas analizadas en este trabajo.

En el caso de la planta de Sishen los resultados de *VAN* y análisis de sensibilidad son muy parecidos a los obtenidos para la planta de Amareleja. En la situación actual la inversión en un sistema de almacenamiento no sería rentable (se obtiene *VAN* negativo para todos los casos de rampas). sin embargo si hay una ligera variación en los análisis de sensibilidad que para las rampas más restrictivas muestran zonas de rentabilidad para precios de almacenamientos muy bajos. Estos precios están muy lejos del estado del arte actual.

El análisis de la planta de Tudela, sin embargo, ofrece unos resultados bastante diferentes.

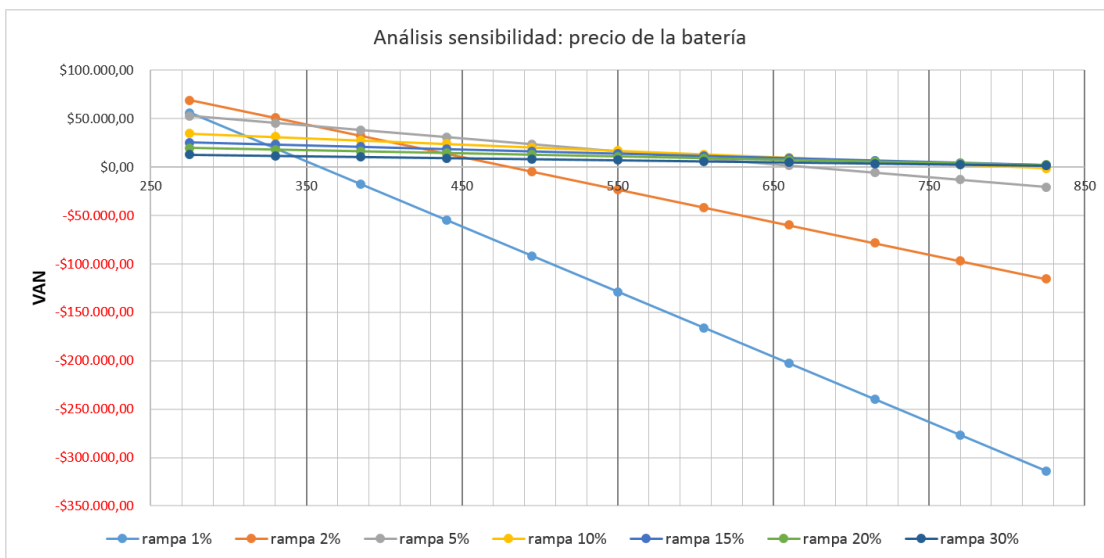


Figura 5.4: Planta de Tudela. Variación del VAN con el precio del sistema de almacenamiento para distintas rampas máximas permitidas.

La figura 5.4 muestra los resultados del análisis de sensibilidad al precio de la batería de la planta de Tudela. Puede observarse que para la situación de partida del análisis (precio de batería de 550 \$, el *VAN* del proyecto resulta positivo para todas las rampas excepto para las dos más restrictivas (1 % y 2 %). Esta situación mejora todavía más, haciendo el proyecto más rentable conforme los valores del precio del almacenamiento descienden. No obstante, es necesario un gran descenso para que para las rampas más restrictivas se aprecien zonas de rentabilidad. Se recuerda que en el análisis de partida se ha asumido un precio de venta de la energía de 0.06\$/kWh y una duración de batería de 20 años.

Para estos otros dos parámetros, los análisis de sensibilidad muestran que:

#### 5.4. ESCENARIO ADICIONAL: OTRAS PLANTAS

---

- Para un precio de venta de la energía superior a 0.07\$/kWh el proyecto se hace rentable también para la rampa del 2% (para el resto de rampas menos restrictivas ya se daba rentabilidad con el precio de venta actual. En los rangos de precios estudiados, el proyecto no se hace rentable para la rampa más restrictiva 1%).
- Para un precio de venta por debajo de 0.04 \$/kWh el proyecto deja de ser rentable para ninguna de las rampas.
- La modificación del tiempo de vida de la batería no afecta al resultado. Si bien sí hace el proyecto más o menos rentable, las rampas del 1% y del 2% se siguen situando en zonas de no rentabilidad aunque la vida de la batería aumente. Las rampas menos restrictivas serían rentables, con un valor de VAN pequeño, aunque el tiempo de vida de la batería disminuyera a 5 años.

## Capítulo 6

# CONCLUSIONES

## 6.1. LCOE DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

---

A lo largo de este trabajo de fin de máster se han analizado desde el punto de vista económico dos posibles estrategias para cumplir las nuevas restricciones en rampas de potencia que están comenzando a ser impuestas por algunos países. El análisis se ha realizado teniendo en cuenta dos enfoques:

- El más probable: que las restricciones se apliquen sobre plantas fotovoltaicas todavía no construidas, valorándose como se modificaría el LCOE de las plantas de energía fotovoltaica.
- El menos probable: que las restricciones se apliquen a plantas ya construidas para lo que se ha analizado la rentabilidad de instalar un sistema de almacenamiento.

En todos los casos, es necesario señalar que este nuevo escenario en el que se incorporan restricciones antes inexistentes, es más exigente desde un punto de vista económico en todos los casos. Esto es debido a que se está imponiendo a la industria la necesidad de inversiones adicionales (compras de sistema de almacenamiento) o bien que se asuman pérdidas en la capacidad de producción de energía de las plantas.

Para los dos enfoques analizados pueden extraerse las conclusiones que se exponen en este capítulo.

### 6.1. LCOE de la energía fotovoltaica

En el caso de plantas de nueva construcción, se consideran dos posibilidades para abordar las nuevas limitaciones: instalar un sistema de almacenamiento o asumir las pérdidas. En el caso de grandes plantas (Amareleja o Sishen), de las dos posibilidades, la alternativa que menos impacto tiene en una subida del LCOE es la segunda, debido al pequeño porcentaje de pérdidas resultante de la limitación. Sin embargo, en el caso de plantas pequeñas como Tudela, esta conclusión sólo es válida para las rampas más restrictivas por lo que no puede generalizarse. En plantas pequeñas pues, es necesario conocer la rampa fijada para establecer la opción más rentable. Si bien en el caso de las rampas menos restrictivas, la diferencia en el LCOE que supone usar una u otra alternativa es muy pequeña.

En el análisis desarrollado en el capítulo 4 se han realizado ciertas hipótesis y consideraciones que deben ser tenidas en cuenta a la hora de extraer la conclusión mencionada.

- La tasa de descuento ( $r$ ) es un parámetro difícil de fijar, pero no es muy relevante en la decisión porque afecta a los dos escenarios por igual.
- Se ha asumido el máximo tiempo de vida del sistema de almacenamiento (igual al tiempo de vida de la planta). Si la duración de la batería fuera menor a los 20 años asumidos, el LCOE de la estrategia con almacenamiento



## 6.2. RENTABILIDAD DE INSTALACIÓN DE BATERÍAS

---

aumentaría todavía más debido a que sería necesaria una inversión adicional en otra batería durante la vida de la planta.

- No se han considerado gastos de mantenimiento adicionales por la instalación del sistema de almacenamiento. Cabe esperar que si se incorporaran gastos de mantenimiento la diferencia en el LCOE de ambas alternativas sería aún más marcada (en detrimento de la estrategia con almacenamiento).
- El coste de la predicción se considera una inversión puntual (adquisición de cámaras al inicio del proyecto), muy pequeña frente al resto de inversión en la planta y por ello se desprecia.

Por tanto, con los datos analizados y considerando **predicción perfecta**, **en plantas grandes de nueva construcción es más rentable optar por la estrategia de limitación de potencia desde inversores basada en la predicción -asumiendo las pérdidas-**, que instalar una batería. En el caso de **plantas pequeñas** para rampas poco restrictivas la diferencia es pequeña y **para rampas muy restrictivas la opción más rentable también es el uso de la predicción** para limitar las rampas desde el control de planta.

## 6.2. Rentabilidad de instalación de baterías

En el caso de plantas ya instaladas se ha elegido como indicador para valorar la mejor opción el *VAN* de un proyecto de instalación de batería que va a suponer unos flujos de caja positivos debido a la venta de energía que se evita limitar. En el análisis que se ha presentado en este trabajo se ha exigido una rentabilidad del 4 %.

Con el estado del arte actual, considerando **predicción perfecta**, **en grandes plantas ya instaladas es más rentable optar por la estrategia de limitación de potencia desde inversores**, que instalar un sistema de almacenamiento. Los análisis de sensibilidad realizados muestran que esta es una conclusión bastante estable y que no se ve afectada por variaciones en el tiempo de vida del sistema de almacenamiento, en el precio del mismo (dentro de los rangos previstos en los próximos años) o en el precio de venta de la energía.

**En el caso de las plantas más pequeñas, el análisis no es concluyente y es necesario conocer la rampa impuesta para determinar cual es la opción más rentable.** Estas zonas de rentabilidad para la planta de Tudela se dan debido a que el porcentaje de pérdidas de esta planta es muy elevado y al ser una planta pequeña la capacidad del sistema de almacenamiento también es menor y por tanto la inversión no es muy elevada.

### 6.3. Conclusión global

Teniendo en cuenta los análisis realizados, para plantas de nueva construcción, la opción de optar por una estrategia de limitación de potencia inyectada desde los inversores (descrita en el apartado 2.2), es la más rentable en la mayoría de los casos. Siendo mínima la diferencia en los casos en los que no lo es. Por tanto **la predicción de potencia de una planta fotovoltaica es una opción que merece ser estudiada como solución a la restricción de rampas de potencia.**

Es necesario tener en cuenta que en el caso de una predicción real no perfecta, sólo el sistema de almacenamiento garantiza el cumplimiento de la limitación. Para realizar un análisis económico de una situación real, sería necesario estudiar la predicción real y ver los incumplimientos derivados de utilizar una estrategia de limitación de inversiones. En el análisis económico sería necesario también tener información sobre las penalizaciones económicas derivadas del incumplimiento de restricciones. Teniendo en cuenta estas dos modificaciones en el enfoque al estudiar la situación real frente a la predicción perfecta, el análisis de rentabilidad de ambas alternativas quizás arrojará conclusiones diferentes.

Por otro lado, un estudio detallado del comportamiento de la planta frente a la predicción real abriría la posibilidad de considerar estrategias híbridas que combinen las dos alternativas estudiadas. Podría aplicarse una estrategia u otra en distintos momentos de la operación. De este modo se evitarían incumplimientos con menor capacidad de almacenamiento necesaria. También teniendo en cuenta las posibles penalizaciones, la rentabilidad de este tipo de estrategias podría ser valorada.

# Bibliografía

- [1] REN21. Renewables 2017 global status report. Technical report, REN21 Secretariat, Paris, 2017.
- [2] REN21. Renewables 2013 global status report. Technical report, REN21 Secretariat, Paris, 2013.
- [3] Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. <http://energia.pr.gov/datos/distribucion-porcentual-de-la-generacion-de-energia-por-tipo/>. Accedido 08-02-2018.
- [4] Red Eléctrica Española. Informe del sistema eléctrico español 2016. 2017.
- [5] Ran Fu, David J Feldman, Robert M Margolis, Michael A Woodhouse, and Kristen B Ardani. Us solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2017. Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States), 2017.
- [6] ENTSOE. <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/members/>. Accedido 13-04-2018.
- [7] Vahan Gevorgian and Sarah Booth. Review of prepa technical requirements for interconnecting wind and solar generation. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2013.
- [8] J Marcos, O Storkël, Luis Marroyo, M Garcia, and E Lorenzo. Storage requirements for pv power ramp-rate control. *Solar Energy*, 99:28–35, 2014.
- [9] I De la Parra, J Marcos, M García, and L Marroyo. Control strategies to use the minimum energy storage requirement for pv power ramp-rate control. *Solar Energy*, 111:332–343, 2015.
- [10] Yu Jiang, John Fletcher, Patrick Burr, Charles Hall, Bowen Zheng, Da-Wei Wang, Zi Ouyang, and Alison Lennon. Suitability of representative electrochemical energy storage technologies for ramp-rate control of photovoltaic power. *Journal of Power Sources*, 384:396–407, 2018.
- [11] IRENA. Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. Technical report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017.

- [12] P Lazard. Levelized cost of storage analysis. Technical report, Tech. rep., Lazar Capital Markets Report, version 3.0, 2017.
- [13] Bloomberg New Energy Finance (BNEF). <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-11-30/musk-s-battery-boast-will-be-short-lived-as-rivals-go-bigger>. Accedido 06-04-2018.
- [14] pvxchange. <http://www.pvxchange.com/priceindex/>. Accedido 06-04-2018.
- [15] Ewan D Dunlop and David Halton. The performance of crystalline silicon photovoltaic solar modules after 22 years of continuous outdoor exposure. *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, 14(1):53–64, 2006.
- [16] Kadra Branker, MJM Pathak, and Joshua M Pearce. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and sustainable energy reviews*, 15(9):4470–4482, 2011.
- [17] J Hernández-Moro and JM Martínez-Duart. Analytical model for solar pv and csp electricity costs: Present lcoe values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20:119–132, 2013.
- [18] P Lazard. Levelized cost of energy analysis. Technical report, Tech. rep., Lazar Capital Markets Report, version 11.0, 2017.
- [19] OMIE. Informe de precios de 2017. Technical report, 2017.
- [20] Rodolfo Dufo-López and José L Bernal-Agustín. Techno-economic analysis of grid-connected battery storage. *Energy Conversion and Management*, 91:394–404, 2015.

# Glosario

$\tau$  parámetro que depende de la longitud del menor lado de la planta fotovoltaica. 19, 28

$\eta_{BAT}$  rendimiento de carga-descarga de la batería. 34, 46

$\Delta_t$  periodo de muestreo de los datos de potencia. 14, 17, 25

$C_{BAT}$  capacidad de la batería. 29

$Den_{LCOE}$  denominador para el cálculo del LCOE en el caso actual (sin restricciones de rampas). 35, 37, 38

$Den_{LCOE,bat}$  denominador para el cálculo del LCOE en el caso de que se aplique almacenamiento para cumplir las limitaciones. 37

$Den_{LCOE,inv}$  denominador para el cálculo del LCOE en el caso de que se aplica limitación desde inversores para cumplir las limitaciones. 39

$E_{BAT}(t)$  energía almacenada en la batería en cada instante. 18, 19

$E_{DESC}$  Energía que se recupera desde la batería para inyectarla a red en una estrategia de limitación con almacenamiento. 28, 29, 47

$E_{FV}$  energía que podría producir la planta en caso de no aplicarse la restricción de rampas. 25, 27–31, 35

$E_{PERDIDA}$  energía perdida que podría haberse inyectado a red en el caso de no existir la restricción de rampas. 19, 25, 27, 28, 31, 47

$E_{RED}$  energía que produce la planta y que se inyecta a red limitada por la restricción de rampas. 25, 27, 28, 31

$F_t$  flujo de caja en el periodo  $t$  para el cálculo del VAN. 45, 47, 48

$I_0$  inversión inicial para el cálculo del VAN. 45, 47

$I_{bateria}$  inversión adicional necesaria para la compra de un sistema de almacenamiento. 37

$k$  tipo de interés fijado para el cálculo del VAN. 45, 46

**LCOE** Coste Nivelado de la Energía. 1, 10, 34–40, 42, 43, 48, 50, 55, 56

$m_{\Delta P, max}$  pendiente máxima para los incrementos o reducciones de potencia en la planta fotovoltaica, expresada en  $W/min$ .

$Num_{LCOE}$  numerador para el cálculo del LCOE en el caso actual (sin restricciones de rampas). 36, 38

$Num_{LCOE, bat}$  numerador para el cálculo del LCOE en el caso de que se aplique almacenamiento para cumplir las limitaciones. 37

$P(t)$  potencia producida en cada instante.

$P^*$  potencia nominal de la planta fotovoltaica. 14, 24, 41

$P_{BAT}(t)$  potencia extraída o inyectada en la batería en cada instante. 17, 18, 26

$P_{FV}(t)$  potencia producida por el campo fotovoltaico en cada instante. 17, 21, 24–26, 30

$P_{pico}$  potencia pico de la planta fotovoltaica. 24, 35, 41

$P_{RED}(t)$  potencia inyectada a red en cada instante. 17, 21, 26

$\Delta P_{\Delta t}(t)$  incremento de potencia entre un periodo de muestro y el anterior, expresado en porcentaje sobre la potencia nominal. 21

$r$  tasa de descuento. 34, 55

$r_{max}$  rampa máxima para los incrementos o reducciones de potencia expresada en porcentaje de la potencia nominal de la planta por minuto. 13–15, 20, 21, 26, 27, 29–31, 37, 39, 47–49

**SOC** estado de carga de la batería. 18, 26

$t_{bajada}$  tiempo de descenso necesario para que la potencia inyectada en la red cumpla con el requerimiento de rampa máxima. 21

$t_{degrad}$  tasa de degradación anual de energía referida a la producción inicial de la planta. 35, 46, 47

**VAN** Valor Actual Neto. 45, 46, 48–53, 56