

**MÉTODO PARA EL CONTROL DE RAMPAS DE POTENCIA CON PREDICCIÓN EN
PLANTAS DE GENERACIÓN INTERMITENTE DE ENERGÍA**

DESCRIPCIÓN

5

OBJETO DE LA INVENCION

La presente invención se incluye en el campo técnico de métodos para el control de rampas de potencia con predicción en plantas de generación intermitente de energía.

10

El objetivo de la presente invención es un método para el control de rampas de potencia con predicción en plantas de generación intermitente de energía, tales como por ejemplo una planta solar fotovoltaica, que evita que se descargue completamente la batería, lo que impediría que se cumplan los requisitos de rampa máxima admisible dada por un reglamento de código de red, u otro instrumento similar, además de que se minimiza el ciclado de dichos sistemas de almacenamiento, reduciendo de este modo los costes de inversión en la planta llevando a cabo un uso más racionalizado del sistema de almacenamiento de energía, de tal manera que, para respetar la misma rampa máxima de fluctuación, se hace un uso menor del sistema de almacenamiento de energía.

20

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

La producción de energía solar fotovoltaica (FV) depende de la irradiancia global disponible, que a su vez depende, para una ubicación determinada, del día y la hora del año, pero también de efectos meteorológicos tales como nubes o aerosoles en la ubicación particular de los paneles fotovoltaicos.

Por lo tanto, a lo largo de cualquier día dado, la energía solar fotovoltaica variará de forma importante. En un día soleado, por ejemplo, mostrará una variación predecible debido a los diferentes niveles de irradiancia a lo largo del día, y debido a los diferentes ángulos, que formará el sol durante el día con los paneles solares fotovoltaicos en función del tipo de seguimiento que se tenga.

En un día nublado, la producción mostrará variaciones adicionales que pueden ser mucho más rápidas dependiendo del tamaño de la planta fotovoltaica, la forma de las

35

nubes y la velocidad a la que las nubes se desplazan sobre ella, lo que hace que las curvas de potencia sean completamente diferentes para un día despejado, un día parcialmente nublado y un día completamente nublado.

- 5 La nubosidad es difícil de predecir y rápida en lo que respecta a sus efectos, así que causa fluctuaciones en la producción de plantas fotovoltaicas que pueden causar problemas en la estabilidad del sistema eléctrico. Los operadores de la red eléctrica han llevado a cabo varias investigaciones sobre los efectos de las fluctuaciones porque, dado que actualmente no pueden predecirse con exactitud, la red tiene que estar dotada de
- 10 suficiente capacidad de control para absorberlas. Las variaciones de potencia máximas en plantas fotovoltaicas pueden alcanzar incluso el 90% de la potencia nominal en intervalos de tiempo muy cortos, de menos de un minuto.

- En el caso de un parque eólico, el recurso eólico obtenido también es variable
- 15 dependiendo de las condiciones meteorológicas, de modo que los efectos son similares a los presentes en plantas fotovoltaicas, aunque con dinámicas y plazos diferentes.

- Una de las maneras de resolver la problemática creada por las fluctuaciones de potencia es controlar la generación limitando la velocidad máxima de variación de potencia,
- 20 típicamente con el valor de rampa máxima que la variación de potencia puede tener en cada ciclo de control. Eso requiere predecir fluctuaciones y actuar por adelantado limitando la producción de la planta. Para predecir fluctuaciones, se requeriría valorar con exactitud las modificaciones de los parámetros meteorológicos que las causan. Una mala predicción de las variables meteorológicas y sus efectos sobre la producción de la planta
- 25 puede causar grandes pérdidas en este proceso y puede justificar la inversión en sistemas de almacenamiento de energía.

- La manera en la que los reglamentos establecidos (Códigos de Red) manejan este problema es estableciendo rampas máximas de variación de potencia a la potencia que
- 30 está siendo inyectada a la red por las plantas de generación intermitente de energía. De esta manera, puede garantizarse que la variación de potencia de una planta, o un grupo de plantas, no supera la dinámica con la que las otras plantas en el sistema pueden incrementar o reducir la potencia, de modo que el equilibrio entre producción y consumo no se altere en cada momento.

Para establecer estos valores, la posible velocidad de variación de potencia para plantas térmicas, entre el 2,5%-10% de su potencia nominal por minuto, que es parte de la generación gestionable, se toma habitualmente como referencia. De este modo, se garantiza que el resto del sistema, si está dotado de suficiente capacidad de control,

5 pueda responder a variaciones de potencia rápidas en las plantas de generación intermitente de energía. Otra opción es considerar que la agregación de plantas cercanas producirá una variación de la potencia obtenida como una suma de todas ellas, que es menor que las variaciones de cada planta individual (efecto de filtrado por agregación), de modo que es posible reducir los requisitos de almacenamiento.

10

Las plantas con almacenamiento de energía pueden controlar la velocidad de variación de la salida por medio de carga y descarga de energía de los sistemas de almacenamiento. Por ejemplo, a una planta de 1,2 MWp se le puede añadir un sistema de batería de 1 MW-560 kWh, con el que las variaciones de potencia de salida de la

15 planta pueden controlarse de acuerdo con un incremento máximo determinado por el sistema de control.

Existen diferentes estrategias conocidas del estado de la técnica usadas en plantas de generación solares y eólicas y que tienen varias tecnologías de almacenamiento de energía, donde la manera habitual de controlar las fluctuaciones de potencia es almacenando el exceso en el almacenamiento o transfiriendo el déficit desde el almacenamiento, de modo que cuando se producen incrementos de potencia, la batería se carga de modo que la potencia que está siendo inyectada a la red no presenta grandes velocidades de variación (rampas), mientras que, cuando se producen caídas de

20 potencia, la batería suministra la potencia para mantener a la potencia que está siendo inyectada a la red sin grandes velocidades de variación (rampas), donde este procedimiento puede ser llevado a cabo de diferentes maneras obteniendo diferentes resultados.

La manera inmediata de hacer esto, denominada como Control de la Rampas, es con un algoritmo de control que, en el ciclo de tiempo que está siendo definido, establece un valor de carga o descarga para el sistema de almacenamiento, de modo que en el siguiente ciclo no haya ningún valor con una desviación mayor que la permitida por el valor de rampa máxima admisible. El inconveniente de esta técnica es que como no se

30 conoce el signo del cambio de potencia, el estado de carga objetivo $SOC_{obj}(t)$ del sistema

35

de almacenamiento se ajusta siempre en torno al 50%, lo que obliga a utilizar una batería del doble del tamaño mínimo necesario para limitar la máxima de las rampas que se puede dar.

- 5 La patente europea con número de publicación EP3026774A1 divulga un método para el control de rampas de potencia que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en plantas de generación intermitente de energía para cumplir un valor de rampa máxima admisible para la potencia que está siendo inyectada a la red, $P_G(t)$, dado por un reglamento de código de red o cualquier otro instrumento, por la planta de generación
- 10 intermitente de energía, donde el método comprende:
- una etapa para calcular la potencia máxima de la planta, $P_{Max}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{Min}(t)$ de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$ siendo la potencia máxima de la planta, $P_{Max}(t)$ y la potencia mínima de la planta, $P_{Min}(t)$, la potencia máxima y mínima
 - 15 respectivamente que pueden producirse en la planta de generación intermitente de energía en ese instante de tiempo;
 - una etapa para determinar la máxima fluctuación posible que puede producirse en la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en la que la máxima fluctuación posible es una de las dos
 - 20 fluctuaciones siguientes: una fluctuación positiva que es calculada entre la potencia instantánea $P(t)$ y la potencia máxima de la planta, $P_{Max}(t)$ y una fluctuación negativa que es calculada entre la potencia instantánea $P(t)$ y la potencia mínima de la planta, $P_{Min}(t)$;
 - una etapa para calcular dinámicamente el estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t)$, de un sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la máxima
 - 25 fluctuación posible; y
 - una etapa de control en la que el estado de carga $SOC(t)$ del sistema de almacenamiento de energía asociado a la diferencia entre la potencia que está siendo inyectada a la red, $P_G(t)$, y la potencia instantánea generada por la planta
 - 30 de generación intermitente de energía, $P(t)$, se modifica de conformidad con el estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t)$ si el valor previo del estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t-1)$, no es capaz de soportar la máxima fluctuación posible o no se modifica si el valor previo del estado de carga objetivo, $SOC_{obj}(t-1)$, es capaz de soportar la máxima fluctuación posible.

El inconveniente principal del procedimiento descrito en la patente europea EP3026774A1 es que, al calcularse el estado de carga de la batería en función del estado de carga objetivo requerido para soportar la máxima fluctuación posible, la batería se prepara para soportar fluctuaciones que en la mayoría de los casos no ocurren, con lo cual el ciclado de dicha batería aumenta considerablemente, reduciéndose la vida útil de la misma.

Se conoce también la solicitud internacional con número de publicación WO2016/055658A1 relativa a un método de control del estado de carga en baterías que permite calcular la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$ a partir de una predicción a corto plazo de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, utilizando la predicción a corto plazo, donde el método comprende:

- una etapa en la que se determina el estado de carga (SOC) actual del sistema de almacenamiento BESS (siglas en inglés de “Battery Energy Storage System”, Sistema de almacenamiento de energía mediante batería) y la potencia generada actual $P(t)$ de la fuente de generación renovable y por el BESS,
- una etapa en la que se compara el estado de carga (SOC) actual con un estado de carga objetivo SOC_{obj} dependiente de la potencia generada actual $P(t)$ y,
- una etapa de control de la potencia P_{BESS} basada en esa comparación.

La opción del uso de predicción para calcular $P_{\text{Max}}(t)$ y $P_{\text{Min}}(t)$ permite reducir el ciclado de la batería respecto a la patente EP3026774A1.

Tanto el método EP3026774A1 como WO2016/055658A1 evalúan la necesidad de modificar el SOC del sistema de almacenamiento para soportar la máxima fluctuación en función del SOC actual.

El método para el control de rampas de potencia con predicción en plantas de generación intermitente de energía de la presente invención solventa todos los inconvenientes anteriores, esto es, la reducción del ciclado y el cumplimiento del código de red u otro instrumento.

DESCRIPCIÓN DE LA INVENCION

La presente invención resuelve el problema técnico indicado, por medio de un método para el control de rampas de potencia con predicción en plantas de generación intermitente de energía, tales como por ejemplo una planta solar fotovoltaica, que evita
5 que se descargue completamente la batería, lo que impediría que se cumplan los requisitos de rampa máxima admisible dada por un reglamento de código de red u otro instrumento similar, además de que se minimiza el ciclado de dichos sistemas de almacenamiento, reduciendo de este modo los costes de inversión en la planta llevando
10 a cabo un uso más racionalizado del sistema de almacenamiento de energía, de tal manera que, para respetar el cumplimiento de una misma rampa máxima de fluctuación, se hace un uso menor del sistema de almacenamiento de energía.

En cualquiera de las estrategias mencionadas en la sección de antecedentes de la invención, se evalúa la necesidad de modificar el SOC del sistema de almacenamiento para soportar la máxima fluctuación en función del SOC actual. Sin embargo, si el sistema de almacenamiento se encuentra limitando una rampa en la potencia generada $P(t)$, esta potencia $P(t)$ será distinta de la inyectada a la red $P_G(t)$. La diferencia entre
15 ambas potencias es asignada a la batería, por lo que el SOC del BESS evolucionará hasta que termine el control de rampa, o dicho de otra manera, hasta que la potencia generada $P(t)$ sea igual la potencia inyectada a la red $P_G(t)$. Esta evolución del SOC se debe tener en cuenta y añadir al SOC actual para evaluar si el BESS cuenta con energía suficiente para soportar la máxima fluctuación posible. Los métodos del estado de la técnica no tienen en cuenta esta energía y, como se ha comprobado, existen momentos
20 en los que la batería se puede llegar a descargar por completo. Si el BESS se encuentra descargado, se pierde el control de las posibles fluctuaciones en $P(t)$ y por tanto se incumple el código de red. De igual manera, lo anterior aplica para una fluctuación positiva y la batería cargada totalmente, con lo que no es capaz de absorber más energía.

30 Para solventar estos inconvenientes, el método para el control de rampas de potencia con predicción en plantas de generación intermitente de energía que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en plantas de generación intermitente de energía garantizando en todo momento el cumplimiento de un valor de rampa máxima admisible para la potencia que está siendo inyectada a la red, $P_G(t)$, dado por un

reglamento de código de red u otro instrumento similar, que además mejora la vida útil y las pérdidas del sistema de almacenamiento, de la presente invención, comprende:

- una etapa de cálculo de la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$, de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en un intervalo temporal de predicción, siendo la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$, la potencias máxima y mínima respectivamente que pueden producirse en la planta de generación intermitente de energía en ese intervalo temporal de predicción;
- una etapa para determinar la máxima fluctuación posible que puede producirse en la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en la que la máxima fluctuación posible es una de las dos fluctuaciones siguientes: una fluctuación positiva que es calculada entre la potencia instantánea, $P(t)$, y la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$, y una fluctuación negativa que es calculada entre la potencia instantánea, $P(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$;
- una etapa de cálculo dinámico del estado de carga de un sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la máxima fluctuación posible $\text{SOC}_{\text{mp}}(t)$; y
- una etapa para determinar un estado de carga estabilizado, $\text{SOC}_{\text{est}}(t)$ del sistema de almacenamiento, donde el estado de carga estabilizado, $\text{SOC}_{\text{est}}(t)$ se calcula como el estado de carga del sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la máxima fluctuación posible $\text{SOC}_{\text{mp}}(t)$, más un término que tiene en cuenta la energía que requiere la potencia que está siendo inyectada a la red, $P_{\text{G}}(t)$, para alcanzar la potencia instantánea, $P(t)$, generada por la planta de generación intermitente de energía.

Preferentemente, el método comprende además una etapa de control en la que el estado de carga, $\text{SOC}(t)$, del sistema de almacenamiento de energía asociado a la diferencia entre la potencia que está siendo inyectada a la red, $P_{\text{G}}(t)$, y la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, se modifica de acuerdo con el estado de carga estabilizado, $\text{SOC}_{\text{est}}(t)$, si el valor previo del estado de carga estabilizado, $\text{SOC}_{\text{est}}(t-1)$, no es capaz de soportar la máxima fluctuación posible o no se modifica si el valor previo del estado de carga estabilizado, $\text{SOC}_{\text{est}}(t-1)$, es capaz de soportar la máxima fluctuación posible.

De esta manera, en cada instante t , el método calcula la energía necesaria para llegar a la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$ y a la potencia mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$, en ese intervalo temporal de predicción, de manera que si hay energía suficiente en el sistema de almacenamiento de energía, el estado de carga, $\text{SOC}(t)$, del sistema de almacenamiento de energía no se modifica, mientras que cuando no hay energía suficiente en el sistema de almacenamiento de energía, el estado de carga, $\text{SOC}(t)$, del sistema de almacenamiento de energía se modifica de acuerdo con el estado de carga estabilizado, $\text{SOC}_{\text{est}}(t)$.

10

Así, al calcular el estado de carga, $\text{SOC}(t)$, del sistema de almacenamiento de energía de acuerdo con el estado de carga estabilizado, $\text{SOC}_{\text{est}}(t)$, se tiene en cuenta la energía que requiere la potencia que está siendo alimentada en la red $P_G(t)$ en dicho instante t para alcanzar la potencia instantánea $P(t)$ generada por la planta de generación intermitente de energía, con lo que la batería no se descarga por completo en ningún momento. Del mismo modo, la batería no se carga por completo nunca para evitar que se pierda energía que no se vierta a la red.

15

Además, al calcularse el estado de carga estabilizado del sistema de almacenamiento de energía en función del estado de carga requerido para soportar la máxima fluctuación posible, $\text{SOC}_{\text{mp}}(t)$, habiendo sido calculadas la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$ y la potencia mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$, en ese intervalo temporal de predicción, el sistema de almacenamiento de energía está diseñado para soportar con un grado muy alto de exactitud, las fluctuaciones que después tendrán lugar, con lo cual el ciclado de dicho sistema de almacenamiento de energía se ve reducido considerablemente, aumentándose la vida útil del mismo.

20

La invención tiene en cuenta que tanto (i) las condiciones para el control de la fluctuación de la potencia de salida de la planta, como (ii) las condiciones del estado de carga del sistema de almacenamiento pueden ser dinámicas, de tal manera que pueden variar de acuerdo con otros parámetros. Los registros de variación tienen sentido conociendo la aplicación y cómo funcionan las plantas de generación intermitente de energías renovables, objeto de la presente invención.

30

Por lo tanto, en función de la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$, y la potencia

35

mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$, que pueden producirse en ese intervalo temporal de predicción, es posible entonces obtener el SOC necesario para suavizar cualesquiera potenciales fluctuaciones, tanto positivas como negativas.

- 5 Si la planta de generación intermitente de energía es una planta solar fotovoltaica, la potencia de la planta fotovoltaica instantánea generada, $P_{\text{PV}}(t)$, para valores específicos de irradiancia, $G(t)$, y temperatura de la célula, $T_c(t)$, puede estimarse fácilmente con un modelo paramétrico de la planta fotovoltaica en consideración u opcionalmente también con un método no paramétrico. Es posible estimar, en ese
- 10 intervalo temporal de predicción, los límites de producción de la planta fotovoltaica, es decir, $P_{\text{PV,Max}}(t)$, y $P_{\text{PV,Min}}(t)$. Estas potencias $P_{\text{PV,Max}}(t)$, $P_{\text{PV,Min}}(t)$, representan la potencia tanto máxima como mínima respectivamente que pueden producirse en la planta fotovoltaica en ese intervalo temporal de predicción.
- 15 Si la planta de generación intermitente de energía es un aerogenerador o un parque eólico, la potencia instantánea generada por el aerogenerador o parque eólico, $P_{\text{WT}}(t)$, para valores específicos de variables meteorológicas, tales como la velocidad del viento, $\vec{v}_w(t)$ y la temperatura, $T(t)$, u opcionalmente con un método no paramétrico, puede estimarse fácilmente en ese intervalo temporal de predicción con un modelo
- 20 paramétrico del aerogenerador en consideración, obteniendo los límites de producción del aerogenerador, es decir, $P_{\text{WT,Max}}(t)$ y $P_{\text{WT,Min}}(t)$.

De esta manera, es posible calcular la variación de potencia máxima que puede tener lugar, positiva o negativa, desde la potencia instantánea generada por la planta de

25 generación intermitente de energía, $P(t)$. Así que, en función de la potencia instantánea real, es posible entonces obtener el estado de carga, $\text{SOC}(t)$, necesario para absorber o proporcionar la energía necesaria, dependiendo de la naturaleza de la fluctuación, ascendente o descendente respectivamente.

- 30 Preferentemente, la etapa para calcular la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$ de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en el intervalo temporal de predicción, se lleva a cabo para cada una de un conjunto de plantas para calcular la potencia máxima, $P_{\text{Max}}(t)$, y la potencia mínima, $P_{\text{Min}}(t)$ del conjunto de plantas.

Opcionalmente, el método comprende además una etapa para ajustar el componente dinámico de la rampa definido como la pendiente con la que la potencia en la planta debe modificarse en cada etapa de control, de acuerdo con el estado de carga del sistema de almacenamiento de energía, $SOC(t)$.

5

Opcionalmente, el método comprende además una etapa adicional de cálculo del error que se ha cometido en la etapa de cálculo de la potencia máxima de la planta, $P_{Max}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{Min}(t)$, de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en el intervalo temporal de predicción
10 respecto a los valores de potencia instantánea generada realmente por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$.

En la siguiente tabla, se muestran diferentes parámetros entre el método de la presente invención, y el método de la patente europea EP3026774A1 y la solicitud internacional
15 WO2016/055658A1, que muestran la mejora en los diferentes parámetros debido a dicho método para el caso en el que el sistema de almacenamiento de energía es una batería.

ÍNDICES DE MÉRITO	EP3026774A1	WO2016/055658A1	Invención
Capacidad C_{BAT} (h)	0.32	0.32	0.32
Pérdidas Sistema Almacenamiento (% Producción Total)	0.47	0.47	0.31
Descargas puntuales de la batería sin predicción (incumplimiento de rampas)	Si	Si	No
Descargas puntuales de la batería con predicción (incumplimiento de rampas)	-	Si	No
Degradación por ciclado para intervalos temporales de predicción entre 15 y 180 min	2.56	1.1-5.26	1.03-1.73

(% anual)			
-----------	--	--	--

Por lo tanto, el método de la presente invención permite que el BESS no presente descargas completas (y por tanto se cumpliría el código de red u otro instrumento) al contrario que en los métodos de la patente Europea EP3026774A1 y de la solicitud internacional WO2016/055658A1. Además permite que la degradación por ciclado sea hasta un 57% menor que la obtenida con el método de la patente europea EP3026774A1, así como una reducción de pérdidas asociada.

Las situaciones con horizontes de predicción inferiores a los 15 minutos no se han tenido en cuenta ya que, al ser de corto alcance, el control no tiene tiempo suficiente para llevar el SOC al SOC_{obj}.

DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

Para implementar la presente descripción y para proporcionar una mejor comprensión de las características de la invención, de acuerdo con una realización preferida de la misma, se adjunta un conjunto de dibujos como parte de esta descripción, con un propósito ilustrativo pero no limitante, que representa lo siguiente:

La Figura 1 muestra un gráfico de la etapa donde se calculan instantáneamente los límites de producción máximo P_{Max}(t) y mínimo P_{Min}(t) que van a tener lugar dentro del intervalo temporal de predicción (H).

La Figura 2 muestra un gráfico donde se representa la etapa de cálculo dinámico del estado de carga del sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la máxima fluctuación posible SOC_{mfp}(t) según el método presentado en la solicitud de patente EP3026774A1 (sin predicción). Se observa cómo el SOC se hace negativo, lo que implica que el BESS se descarga por completo, la limitación de rampas se perdería y por tanto se incumpliría el código de red.

La Figura 3 muestra un gráfico donde se representa la etapa de cálculo dinámico del estado de carga del sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la máxima fluctuación posible SOC_{mfp}(t) según el método presentado en la solicitud

internacional WO2016/055658A1 llevando a cabo predicción a corto plazo con un intervalo temporal de predicción (H) de 45 minutos. Se observa cómo el SOC se hace negativo, lo que implica que el BESS se descarga por completo, la capacidad de limitación de rampas se perdería y por tanto se incumpliría el código de red.

5

La Figura 4 muestra un gráfico donde se representa la etapa donde se determina el estado de carga estabilizado, $SOC_{est}(t)$, según la presente invención, del sistema de almacenamiento llevando a cabo predicción a corto plazo con un intervalo temporal de predicción (H) de 45 minutos. En líneas a trazos se han representado los valores mostrados en la Figura 3. Se observa cómo ahora no se descarga el BESS y por tanto se cumple el código de red.

10

La Figura 5 muestra un gráfico donde se representa la degradación por ciclado de los métodos de la solicitud de patente EP3026774A1 (sin predicción, H igual a cero) y de la solicitud internacional WO2016/055658A1 (sin predicción, H igual a cero, y entre 15 y 180 min). En todas las situaciones tiene lugar la descarga total de la batería como el gráfico representado en la Figura 3 correspondiente a un intervalo temporal de predicción (H) de 45 minutos y para intervalos temporales de predicción (H) de entre 15 y 180 minutos, aplicando dicha predicción al método de la solicitud internacional WO2016/055658A1.

15

20

La Figura 6 muestra un gráfico donde se representa la degradación por ciclado para el gráfico representado en la Figura 4 correspondiente a un intervalo temporal de predicción (H) de 45 minutos y para intervalos temporales de predicción (H) de entre 15 y 180 minutos, aplicando el método de la presente invención.

25

La Figura 7 muestra un gráfico donde se muestran ciertas inconsistencias que presenta el método de la presente invención cuando el día es un día claro, donde se observan picos en el cálculo de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en el intervalo temporal de predicción, que provocan un excesivo ciclado.

30

La Figura 8 muestra un gráfico después de aplicar la etapa de corrección de la potencia máxima de la planta, $P_{Max}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{Min}(t)$, de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$,

35

en el intervalo temporal de predicción, en el método de la presente invención.

La Figura 9 muestra un gráfico donde se representa la degradación por ciclado mostrada en la Figura 6 después de aplicar la etapa adicional de corrección de la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$, de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en el intervalo temporal de predicción de la presente invención. Se observa por tanto que en ningún caso el BESS se descarga por completo y la degradación por ciclado es inferior a los métodos del estado de la técnica.

REALIZACIÓN PREFERIDA DE LA INVENCION

Una explicación detallada de una realización preferida de la presente invención se describe a continuación, de acuerdo con las figuras 1 a 9 mencionadas anteriormente.

El método para el control de rampas de potencia con predicción en plantas de generación intermitente de energía que minimiza los requisitos de almacenamiento de energía en plantas de generación intermitente de energía garantizando en todo momento el cumplimiento de un valor de rampa máxima admisible para la potencia que está siendo inyectadas en la red, $PG(t)$, dado por un reglamento de CÓDIGO DE RED (GRID CODE en inglés) u otro instrumento, que además mejora la vida útil y las pérdidas del sistema de almacenamiento, que puede aplicarse a, por ejemplo, una planta solar fotovoltaica, y donde el sistema de almacenamiento de energía es por ejemplo una batería, comprende:

- una etapa de cálculo de la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$, de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en un intervalo temporal de predicción, siendo la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$, la potencias máxima y mínima respectivamente que pueden producirse en la planta de generación intermitente de energía en ese intervalo temporal de predicción;
- una etapa para determinar la máxima fluctuación posible que puede producirse en la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en la que la máxima fluctuación posible es una de las dos fluctuaciones siguientes: una fluctuación positiva que es calculada entre la potencia instantánea $P(t)$ y la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$, y una

fluctuación negativa que es calculada entre la potencia instantánea, $P(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$;

- una etapa de cálculo dinámico del estado de carga del sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la máxima fluctuación posible $\text{SOC}_{\text{mfp}}(t)$; y
- una etapa para determinar un estado de carga estabilizado, $\text{SOC}_{\text{est}}(t)$ del sistema de almacenamiento, donde el estado de carga estabilizado, $\text{SOC}_{\text{est}}(t)$ se calcula como el estado de carga del sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la máxima fluctuación posible $\text{SOC}_{\text{mfp}}(t)$, más un término que tiene en cuenta la energía que requiere la potencia que está siendo alimentada en la red, $P_G(t)$, para alcanzar la potencia instantánea, $P(t)$, generada por la planta de generación intermitente de energía;

Preferentemente, el método comprende además una etapa de control en la que el estado de carga, $\text{SOC}(t)$, del sistema de almacenamiento de energía asociado a la diferencia entre la potencia que está siendo alimentada en la red, $P_G(t)$, y la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, se modifica de acuerdo con el estado de carga estabilizado, $\text{SOC}_{\text{est}}(t)$, si el valor previo del estado de carga estabilizado, $\text{SOC}_{\text{est}}(t-1)$, no es capaz de soportar la máxima fluctuación posible o no se modifica si el valor previo del estado de carga estabilizado, $\text{SOC}_{\text{est}}(t-1)$, es capaz de soportar la máxima fluctuación posible.

El método para el control de rampas de la presente invención, además de trabajar con el mínimo almacenamiento necesario, puede llegar a reducir el ciclado en más de un 50% respecto al estado de la técnica y por tanto, duplicar la vida del sistema de almacenamiento. El método está basado en un control del estado de carga, $\text{SOC}(t)$, de la batería a partir de datos de predicción de la producción, preferentemente a corto plazo, más preferentemente entre 15 y 180 minutos. En particular, en la primera de las etapas del método, se calculan instantáneamente los límites de producción máximo $P_{\text{Max}}(t)$ y mínimo $P_{\text{Min}}(t)$ que van a tener lugar dentro del intervalo temporal de predicción.

En la Figura 1 se observa una representación asociada a dicha etapa donde se calculan instantáneamente los límites de producción máximo $P_{\text{Max}}(t)$ y mínimo $P_{\text{Min}}(t)$ que van a tener lugar dentro del intervalo temporal de predicción (H), que en dicha

Figura 1 es de 30 minutos. Este intervalo temporal de predicción (H) se va desplazando con el tiempo de manera que para cada instante de tiempo t se obtienen unos límites de producción máximo $P_{Max}(t)$ y mínimo $P_{Min}(t)$.

- 5 Después, el método determina la máxima fluctuación posible que puede producirse en la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en dicho intervalo temporal de predicción, en la que la máxima fluctuación posible es una de las dos fluctuaciones siguientes: una fluctuación positiva que es calculada entre la potencia instantánea $P(t)$ y la potencia máxima de la planta, $P_{Max}(t)$ y una
10 fluctuación negativa que es calculada entre la potencia instantánea $P(t)$ y la potencia mínima de la planta, $P_{Min}(t)$.

- A continuación, el método calcula dinámicamente el estado de carga del sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la máxima fluctuación posible
15 $SOC_{mfp}(t)$.

- En la Figura 2 se muestra un gráfico donde se representa la etapa de cálculo dinámico del estado de carga del sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la máxima fluctuación posible $SOC_{mfp}(t)$. En dicha Figura 2 se ha representado el valor
20 del estado de carga del sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la máxima fluctuación posible $SOC_{mfp}(t)$. Hasta esta etapa, el método de la presente invención sería el del método de la solicitud de patente EP3026774A1.

- En la Figura 3 se muestra un gráfico donde se representa la etapa de cálculo dinámico del estado de carga del sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la máxima fluctuación posible $SOC_{mfp}(t)$. En dicha Figura 3 se ha representado el valor
25 del estado de carga del sistema de almacenamiento de energía requerido para soportar la máxima fluctuación posible $SOC_{mfp}(t)$ llevando a cabo predicción a corto plazo con un intervalo temporal de predicción (H) de 45 minutos. Hasta esta etapa, el método de la
30 presente invención sería el resultado de aplicar predicción a corto plazo con un intervalo temporal de predicción al método de la solicitud internacional WO2016/055658A1.

- En las Figuras 2 y 3 se observa cómo la batería se descarga por completo, ya que existe una zona donde el estado de carga del sistema de almacenamiento de energía
35 requerido para soportar la máxima fluctuación posible $SOC_{mfp}(t)$ está por debajo del 0%.

Esto implica que se pierde la capacidad de control de rampas y por tanto se incumpliría el código de red

El método de la presente invención solventa el problema asociado a la descarga de la
5 batería mediante una etapa de para determinar un estado de carga estabilizado,
 $SOC_{est}(t)$ del sistema de almacenamiento, donde el estado de carga estabilizado,
 $SOC_{est}(t)$ se calcula como el estado de carga del sistema de almacenamiento de energía
requerido para soportar la máxima fluctuación posible $SOC_{mp}(t)$, más un término que
tiene en cuenta la energía que requiere la potencia que está siendo alimentada en la red,
10 $P_G(t)$, para alcanzar la potencia instantánea, $P(t)$, generada por la planta de generación
intermitente de energía. Del mismo modo, la batería no se carga por completo nunca
para evitar que se pierda energía que no se vierta a la red.

En la Figura 4 se muestra un gráfico donde se representa la etapa donde se determina
15 el estado de carga estabilizado, $SOC_{est}(t)$, del sistema de almacenamiento. En dicha
Figura 4 se ha representado el valor del estado de carga estabilizado, $SOC_{est}(t)$, del
sistema de almacenamiento llevando a cabo predicción a corto plazo con un intervalo
temporal de predicción (H) de 45 minutos. Se observa que la batería nunca se descarga
por completo, ya que no existe ninguna zona donde el estado de carga estabilizado,
20 $SOC_{est}(t)$, esté por debajo del 0%. Por tanto se cumple el control de rampas y por ende, el
código de red.

En la Figura 5 se muestra un gráfico donde se muestra la degradación por ciclado de
los métodos de la solicitud de patente EP3026774A1 (sin predicción, H igual a cero) y
25 de la solicitud internacional WO2016/055658A1 (sin predicción, H igual a cero, y entre 15
y 180 min). En dicha Figura 5 se observa cómo la batería se descarga por completo
para todos los intervalos temporales de predicción. Esto implica que se pierde el control
de rampas y por tanto se incumpliría el código de red.

30 En la Figura 6 se observa un gráfico donde se muestra la degradación por ciclado para
el gráfico representado en la Figura 4 para intervalos temporales de predicción (H) de
entre 15 y 180 minutos, aplicando el método de la presente invención. En dicha Figura
6 se observa como la batería no se descarga por completo para ninguno de los
intervalos temporales de predicción. Por tanto se cumpliría el control de rampas y el
35 código de red asociado.

En dicha Figura 6 se observa cómo aplicando el método de la presente invención con una batería, ésta presenta una elevada degradación por ciclado, degradación que aumenta al aumentar el intervalo temporal de predicción (H). Esto es debido a que el método de la presente invención presenta ciertas inconsistencias cuando el día es un día claro, tal y como se observa en la Figura 7, donde se observan picos en el cálculo de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en el intervalo temporal de predicción, concretamente un pico del amanecer mostrado a la izquierda en el gráfico, y un pico del anochecer mostrado a la derecha en el gráfico. Para solucionar esta elevada degradación por ciclado, que no afecta al estado de carga de la batería, ya que dicha batería no se descarga completamente en ningún instante, el método de la presente invención comprende una etapa adicional entre la etapa de cálculo de la potencia máxima de la planta, $P_{Max}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{Min}(t)$, de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en un intervalo temporal de predicción, y la etapa para determinar la máxima fluctuación posible que puede producirse en la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, donde dicha etapa adicional es una etapa de corrección de la potencia máxima de la planta, $P_{Max}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{Min}(t)$, de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en el intervalo temporal de predicción.

Preferentemente, la etapa de corrección de la potencia máxima de la planta, $P_{Max}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{Min}(t)$, de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en el intervalo temporal de predicción corrige la potencia mínima de la planta, $P_{Min}(t)$ en un instante de tiempo en torno a la salida del sol y corrige la potencia máxima de la planta, $P_{Max}(t)$ en un instante de tiempo en torno a la puesta del sol.

Para el caso de la corrección de la potencia mínima de la planta, $P_{Min}(t)$ en el instante de tiempo en torno a la salida del sol, es necesario llevarla a cabo para evitar la excesiva degradación por ciclado de la batería ya que no tiene sentido que en cualquier instante del día, y en ese instante en particular de la salida del sol, el valor de potencia mínima de la planta, $P_{Min}(t)$ supere a la potencia estimada para un día completamente claro, sin nubes.

Para el caso de la corrección de la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$ en el instante de tiempo en torno a la puesta del sol, es necesaria llevarla a cabo para evitar la excesiva degradación por ciclado de la batería ya que no tiene sentido que en cualquier instante del día, y en ese instante en particular de la puesta del sol, la
5 diferencia entre el valor de la potencia estimada para un día completamente claro, sin nubes, y el valor de potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$ supere a la diferencia entre la potencia instantánea actual y la potencia estimada para un día nublado.

Implementando dicha etapa de corrección de la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$, y
10 la potencia mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$, de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en el intervalo temporal de predicción, en el método de la presente invención, se consiguen corregir tanto el pico del amanecer (salida del sol) como el pico del anochecer (puesta del sol) de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$,
15 en el intervalo temporal de predicción, tal y como se observa en la Figura 8.

De esta manera, el método de la presente invención con la etapa adicional de corrección de la potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$, de la potencia instantánea generada por la planta de generación
20 intermitente de energía, $P(t)$, en el intervalo temporal de predicción, reduce la degradación por ciclado de la batería, tal y como se observa en la Figura 9.

En la siguiente tabla se muestran la degradación por ciclado de la batería entre el método de la presente invención aplicando la etapa adicional de corrección de la
25 potencia máxima de la planta, $P_{\text{Max}}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{\text{Min}}(t)$, de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en el intervalo temporal de predicción, para diferentes intervalos temporales de predicción, el método de la patente europea EP3026774A1 y el método de la solicitud internacional WO2016/055658A1, donde se muestra que hay una mejora en la
30 degradación por ciclado de la batería para cualquier intervalo temporal de predicción utilizado en el método de la presente invención respecto al método de la patente europea EP3026774A1 y de la solicitud internacional WO2016/055658A1.

ÍNDICES DE MÉRITO	EP3026774A1	WO2016/055658A1			Invención		
		H=15 min		H=180 min	H=15 min		H=180 min
Capacidad C_{BAT} (h)	0.32	0.32	...	0.32	0.32	...	0.32
Degradación por ciclado (% anual)	2.56	1.1	...	5.26	1,08	...	1.73

Dicho de otra manera, en el mejor de los casos, la batería duraría el doble de tiempo aproximadamente en cuanto a ciclado se refiere siendo utilizada en el método de la presente invención respecto al método de la patente europea EP3026774A1 y de la solicitud internacional WO2016/055658A1.

Opcionalmente, el método comprende además una etapa adicional de cálculo del error que se ha cometido en la etapa de cálculo de la potencia máxima de la planta, $P_{Max}(t)$, y la potencia mínima de la planta, $P_{Min}(t)$, de la potencia instantánea generada por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$, en el intervalo temporal de predicción respecto a los valores de potencia instantánea generada realmente por la planta de generación intermitente de energía, $P(t)$.

El método de la presente invención se puede combinar con el método de la patente europea EP3026774A1, incluida aquí por referencia, en función del error calculado en la etapa de cálculo del error del método de la presente invención, de manera que si el error calculado supera un valor predeterminado, preferentemente en el entorno del 60%, más preferentemente es el 60%, la etapa de control del estado de carga, $SOC(t)$, es la etapa de control del estado de carga objetivo $SOC_{obj}(t)$ de la patente europea EP3026774A1, y viceversa, cuanto el error calculado no supera el valor predeterminado, preferentemente en el entorno del 60%, más preferentemente es el 60%, la etapa de control del estado de carga, $SOC(t)$, es la etapa de control del estado de carga estabilizado, $SOC_{est}(t)$, de la presente invención.