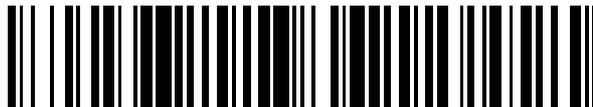


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 460 666**

51 Int. Cl.:

H02J 3/00 (2006.01)

G06Q 50/06 (2012.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **26.08.2011** **E 11179010 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **19.03.2014** **EP 2562901**

54 Título: **Asignación de unidades para generación de potencia eólica**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
14.05.2014

73 Titular/es:

ABB RESEARCH LTD. (100.0%)
Affolternstrasse 44
8050 Zürich, CH

72 Inventor/es:

FRANKE, CARSTEN y
BECCUTI, GIOVANNI

74 Agente/Representante:

UNGRÍA LÓPEZ, Javier

ES 2 460 666 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Asignación de unidades para generación de potencia eólica

5 Campo de la invención

La invención se refiere al campo del control de redes de energía eléctrica. En particular, la invención se refiere a un método para realizar asignación estocástica de unidades para una red de energía eléctrica, a un sistema de gestión de energía, a un programa de ordenador y a un medio legible por ordenador.

10

Antecedentes de la invención

La asignación de unidades se puede considerar el problema de hallar un estado de operación óptima de las unidades de generación de potencia conectadas a una red de energía eléctrica para una cierta demanda de carga en la red de energía eléctrica. El estado de operación óptima puede incluir decisiones sobre qué unidades de generación de potencia deberán estar encendidas o apagadas y el nivel de producción de las unidades de generación de potencia operativas. El estado de operación de las unidades de generación de potencia puede ser óptimo con respecto a los costos, la producción de CO₂ y las capacidades de transmisión de la red de energía eléctrica.

15

20

El acercamiento tradicional para la asignación de unidades se centra en determinar los parámetros óptimos y el despacho de potencia de plantas termoeléctricas dada una cierta demanda de carga. Esto equivale a resolver un problema de optimización no lineal de enteros mezclados, donde las variables de decisión representan los parámetros de unidad y el nivel de producción de potencia, las limitaciones modelan la demanda de potencia, las limitaciones de generación (por ejemplo fase de rampa ascendente/parada, limitaciones de producción mínima/máxima) y los límites de la red. La función objetiva captura típicamente los costos de producción asociados. El problema de optimización resultante es completamente determinista. Se supone pleno conocimiento sobre los datos del sistema.

25

30

Trabajos más recientes tratan de la introducción de generación de potencias renovables tal como unidades de generación de potencia eólica. En principio, el concepto es el mismo. Sin embargo, la diferencia principal es que la disponibilidad de la producción de potencia eólica es desconocida en la medida en que se debe depender de la previsión del viento disponible, que incluye inherentemente algún grado de incertidumbre típicamente descrito por intervalos de incertidumbre en torno a un valor medio previsto. El problema de optimización resultante es así estocástico dado que la producción de potencia está vinculada a probabilidades.

35

Con el fin de hacer decisiones informadas acerca de la presencia de incertidumbres, los problemas de gestión de riesgos de las compañías eléctricas pueden ser modelados por programas estocásticos de etapas múltiples. Estos programas generan típicamente (mediante muestreo) un conjunto de escenarios/realizaciones plausibles y probabilidades correspondientes para modelar el proceso de datos aleatorios multivariante (es decir, con respecto al caso en cuestión, la capacidad de generación de las unidades de generación de potencia eólica). El número de escenarios necesarios para representar exactamente la incertidumbre implicada es por lo general grande.

40

Además, se genera un conjunto individual de escenarios para cada unidad de generación de potencia eólica. Estos escenarios previstos se tienen que combinar después de muchas formas diferentes con el fin de afrontar la naturaleza estocástica del problema. Si se considera que los problemas de asignación realista de unidades pueden incluir decenas o cientos de unidades, esto da lugar a un árbol de escenarios exponencialmente complejo sobre el que la optimización debe ser realizada. A causa de las inevitables limitaciones de cálculo y tiempo, entonces hay que utilizar técnicas de reducción de escenarios. Aquí, el objetivo es reducir el número de escenarios que deben ser evaluados con el fin de ajustar las limitaciones de tiempo de cálculo para resolver el problema de asignación de unidades. Por otra parte, el problema de asignación de unidades resultante debe capturar suficientemente bien los aspectos probabilísticos de la realidad física. De otro modo, la ejecución de la asignación de unidades propiamente dicha carecería de sentido.

45

50

Se ha aplicado técnicas para reducir el número de escenarios a una variedad de problemas de gestión de potencia y también a la producción de potencia eólica, considerando la intermitencia de los parques eólicos individuales. Estos métodos de reducción de escenarios utilizan diferente métrica de probabilidad para seleccionar el mejor conjunto de escenarios. El escenario a borrar se selecciona comparando cada escenario con el resto de los escenarios. Específicamente, las técnicas de reducción de escenarios suelen eliminar escenarios con muy baja probabilidad y agregar escenarios próximos midiendo la distancia entre escenarios en base a métrica de probabilidad.

60

El documento de PAPPALA V. S. y colaboradores: "A Stochastic Model for the Optimal Operation of a Wind-Thermal Power System", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, IEEE SERVICE CENTER, PISCATAWAY, NJ, EE.UU., vol. 24, Nº 2, 2009, páginas 940-950, describe una formulación de asignación de unidades (UC) que toma en consideración la naturaleza estocástica tanto de la generación eólica como la carga generando gran número de escenarios usando datos previstos. Con el fin de mantener un esfuerzo computacional para resolver el problema de

65

UC estocástica dentro de límites razonables, el número de escenarios se debe limitar mediante una técnica apropiada de reducción de escenarios. Esto se logra modelando el proceso de reducción de escenarios como un problema de optimización especial, que se resuelve con un acercamiento de optimización por enjambres de partículas (PSO). El problema de UC real se resuelve entonces minimizando una función de costo para la operación de una pluralidad de unidades de generación térmicas que complementan las turbinas eólicas en un sistema de potencia. Esto se logra por medio de una técnica de optimización por enjambres de partículas adaptiva (APSO).

Descripción de la invención

Un objeto de la invención es reducir el tiempo de cálculo de la asignación de unidades para una red de energía eléctrica incluyendo unidades de generación de potencia eólica.

Este objeto se logra con la materia de las reivindicaciones independientes. Otras realizaciones ejemplares son evidentes por las reivindicaciones dependientes y la descripción siguiente.

Un primer aspecto de la invención se refiere a un método para realizar asignación estocástica de unidades para una red de energía eléctrica con una primera unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas y una segunda unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas y un número de cargas.

Según una realización de la invención, el método incluye los pasos de (a) proporcionar datos de previsión meteorológica para la primera y segunda unidades de generación de potencia, (b) generar, para cada una de las unidades de generación de potencia primera y segunda, una pluralidad de escenarios indicativos de la futura producción de potencia en base a los datos de previsión de las condiciones meteorológicas, (c) identificar, según un criterio de correlación (o semejanza), un par de escenarios correlacionados (26a, 26b) incluyendo un primer escenario (26a) para la primera unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas (14b) y un segundo escenario (26b) para la segunda unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas (14c), y (d) realizar la asignación estocástica de unidades en base a un solo escenario combinado que representa el primer y el segundo escenario del par de escenarios correlacionados (26a, 26b).

En vez de basarse en el procedimiento algo abstracto de generar escenarios mediante simulaciones y de emplear métrica de probabilidad para eliminar escenarios improbables o redundantes, la realización propuesta explota el hecho de que las previsiones de las condiciones meteorológicas no son geográficamente independientes, sino que más bien están inherentemente interrelacionadas a este respecto, puesto que es físicamente intuitivo.

Por ejemplo, en el caso de unidades de generación de potencia eólica o parques eólicos situados conjuntamente (es decir, parques eólicos que están físicamente próximos), se determina un conjunto de escenarios eólicos futuros plausibles para una unidad de generación de potencia eólica y luego se puede derivar simultáneamente un conjunto de escenarios similar o al menos relacionado para las otras unidades de generación de potencia eólica cosituadas, dependiendo de su proximidad a la primera unidad y en base a la previsión de viento relacionada.

Así, el número de escenarios no tiene que explotar exponencialmente (o al menos no tiene que aumentar casi tan rápidamente) cuando se toman en cuenta todas las unidades de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas, dado que se puede excluir inherentemente la enumeración de gran número de escenarios físicamente inconsistentes. En consecuencia, el método de optimización se puede llevar a cabo más eficientemente sobre este número intrínsecamente reducido de escenarios, que además se pueden crear por definición para adaptarse a la previsión física.

Otro aspecto de la invención se refiere a un sistema de gestión de energía para prever, supervisar y/o controlar la producción de potencia de unidades de generación de potencia de una red de energía eléctrica. Por ejemplo, el sistema de gestión de energía puede prever y/o controlar la producción de potencia de unidades de producción de potencia convencionales y unidades de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas.

Según una realización de la invención, el sistema de gestión de energía incluye unidades de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas y está adaptado para realizar el método descrito anteriormente y a continuación. Se ha de entender que las características del método descrito anteriormente y a continuación pueden ser características del sistema descrito anteriormente y a continuación.

Otro aspecto de la invención se refiere a un programa de ordenador para realizar asignación estocástica de unidades para una red de energía eléctrica, que, cuando es ejecutado por un procesador, está adaptado para llevar a la práctica los pasos del método descrito anteriormente y a continuación. Por ejemplo, el programa de ordenador se puede ejecutar en equipo del sistema de gestión de energía.

Otro aspecto de la invención se refiere a un medio legible por ordenador, en el que se almacena dicho programa de ordenador. Un medio legible por ordenador puede ser un disco flexible, un disco duro, un dispositivo de almacenamiento USB (bus serie universal), una RAM (memoria de acceso aleatorio), una ROM (memoria de lectura

solamente) y una EPROM (memoria de lectura solamente programable borrable). Un medio legible por ordenador también puede ser una red de datos de comunicaciones, por ejemplo Internet, que permita descargar un código de programa.

- 5 Estos y otros aspectos de la invención serán evidentes y se explican con referencia a las realizaciones descritas a continuación.

Breve descripción de los dibujos

- 10 La materia de la invención se explicará con más detalle en el texto siguiente con referencia a realizaciones ejemplares que se ilustran en los dibujos adjuntos.

La figura 1 representa esquemáticamente una red de energía eléctrica según una realización de la invención.

- 15 La figura 2 representa un diagrama de flujo de un método para realizar asignación estocástica de unidades según una realización de la invención.

La figura 3 representa un diagrama con un árbol de escenarios según una realización de la invención.

- 20 La figura 4 representa un diagrama con dos árboles de escenarios según una realización de la invención.

La figura 5 representa un diagrama con dos árboles de escenarios según una realización de la invención.

- 25 En principio, las partes idénticas llevan los mismos símbolos de referencia en las figuras.

Descripción detallada de realizaciones ejemplares

- 30 La figura 1 representa una red de energía eléctrica simplificada 10 con una planta termoeléctrica 12 y unidades de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas 14a, 14b, 14c, 14d, 14e que pueden ser unidades de generación de potencia eólica, por ejemplo parques eólicos, o unidades de generación de potencia solar. Las unidades de generación de potencia 12, 14a, 14b, 14c, 14d, 14e están interconectadas mediante líneas de transmisión 16 con cargas eléctricas 17.

- 35 Según una realización de la invención, la red de energía eléctrica 10 incluye una unidad de producción de potencia convencional 12.

- 40 La unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas 14a no está cosituada con ninguna otra unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas. Por ejemplo, la distancia a otras unidades de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas es superior a 100 km. Las unidades de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas 14b y 14c están cosituadas de forma similar a los parques eólicos 14d y 14e. Por ejemplo, las unidades de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas 14b, 14c (y las unidades de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas 14d, 14e) están a menos de 10 km.

- 45 Un sistema SCADA 18 supervisa la red de energía eléctrica 10 y proporciona datos de la red de energía eléctrica, en particular los estados de las líneas de transmisión 16 y las unidades de generación de potencia 12, 14a, 14b, 14c, 14d, 14e, a un sistema de gestión de energía 20.

- 50 El sistema de gestión de energía 20 también está conectado a un proveedor de previsión de condiciones meteorológicas 22. En base a los datos del sistema SCADA 18 y el proveedor de previsión de condiciones meteorológicas 22, el sistema de gestión de energía 20 realiza una predicción para asignación de unidades como se describe con respecto a la figura 2.

- 55 El sistema de gestión de energía 20 puede realizar muchas aplicaciones centradas en diferentes aspectos de la operación de la red de energía eléctrica 10. Por ejemplo, una de estas aplicaciones es el análisis de contingencia que analiza el impacto de posibles variaciones de los componentes del sistema en la operación general del sistema. El análisis de contingencia usa el estado real del sistema y previsiones de parámetros como entradas, y analiza un conjunto predefinido de posibles contingencias. El resultado de este análisis en tiempo real es el conjunto de las contingencias más críticas que podrían producir inestabilidades o sobrecargas en la red de energía eléctrica 10. En el caso de generación de potencia eólica, la aplicación de análisis de contingencia puede tener que afrontar variaciones del viento y hay que afrontar las variaciones de potencia eólica correspondientes. Además, la información geográfica y las correlaciones entre los comportamientos de centrales eléctricas eólicas situadas próximas tienen que integrarse en la aplicación de análisis de contingencia. Lo mismo se aplica, cuando unidades de generación de potencia solar, cuya generación de potencia depende de la nubosidad, están conectadas a la red de energía eléctrica 10.
- 60
- 65

La figura 2 representa un método para realizar asignación estocástica de unidades.

En el paso S10, datos de previsión meteorológica para una zona geográfica, en la que están situadas las unidades de generación de potencia 14a, 14b, 14c, 14d, 14e, son proporcionados por el proveedor de previsión de condiciones meteorológicas 22 y recuperados en el sistema de gestión de energía 10. Los datos de previsión meteorológica pueden incluir datos del viento local (con la fuerza y la dirección del viento) y/o datos de nubosidad.

En el paso S12, se genera una pluralidad (o un conjunto exhaustivo) de escenarios indicativos de la futura producción de potencia para las unidades de generación de potencia 14a, 14b, 14c, 14d, 14e en el sistema de gestión de energía 20 en base a los datos de previsión meteorológica.

Según una realización de la invención, al menos una unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas 14a, 14b, 14c, 14d, 14e es una unidad de generación de potencia eólica (un parque eólico) y los datos de previsión meteorológica incluyen datos de previsión del viento local. A partir de estos datos, el comportamiento probabilístico del parque eólico puede ser determinado a partir de las probabilidades de diferentes fuerzas del viento.

Según una realización de la invención, al menos una unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas 14a, 14b, 14c, 14d, 14e es una unidad de generación de potencia solar y los datos de previsión incluyen datos de previsión de nubosidad. Por ejemplo, una unidad de generación de potencia solar puede incluir células solares cuya salida de potencia esté conectada directamente a la radiación solar real.

Un árbol de escenarios para una unidad de generación de potencia eólica 14a, 14 b, 14c, 14d, 14e se describe con respecto a la figura 3.

En el paso S14, el sistema de gestión de potencia 20 identifica pares de escenarios similares según un criterio de semejanza para unidades de generación de potencia relacionadas con las condiciones meteorológicas 14b, 14c (o 14d, 14e). Se describen criterios de semejanza con respecto a la figura 4.

Según una realización de la invención, el método incluye el paso de identificar, según un criterio de correlación (semejanza), un par de escenarios correlacionados 26a, 26b incluyendo un primer escenario 26a para la primera unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas 14b y un segundo escenario 26b para la segunda unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas 14c.

En el paso S16, el sistema de gestión de potencia 20 realiza una asignación estocástica de unidades para los pares de escenarios similares identificados. En este proceso de asignación de unidades se incluyen no solamente las unidades de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas 14a, 14b, 14c, 14d, 14e, sino también las unidades de producción de potencia convencionales 12.

Según una realización de la invención, el método incluye el paso de realizar la asignación estocástica de unidades en base a un solo escenario combinado que representa el primer y el segundo escenario del par de escenarios correlacionados 26a, 26b. El escenario combinado puede incluir probabilidades (idénticas) de los escenarios originales con la potencia absoluta sumada.

Según una realización de la invención, la asignación estocástica de unidades incluye una asignación de unidades de la unidad de producción de potencia convencional 12. La asignación estocástica de unidades también puede ser realizada con (un escenario determinista para) la unidad de generación de potencia convencional.

Resumiendo, el método puede requerir la previsión de las condiciones meteorológicas para una zona geográfica dada que estará disponible en una posición central (por ejemplo, el sistema de gestión de energía) 20 responsable de la asignación y el despacho óptimos de un conjunto de unidades de generación de potencia 12, 14a, 14b, 14c, 14d, 14e. El método puede ser ejecutado en el equipo hardware estándar ya disponible en dichos centros 20.

La figura 3 representa un árbol de escenarios típico 24 que representa la posible generación de potencia de una unidad de generación de potencia individual 14a, 14b, 14c, 14d, 14e, por ejemplo, una unidad de generación de potencia eólica o solar. Comenzando en el tiempo 0, se predice que en el tiempo 1 se podría producir una cierta cantidad de potencia (mayor) (denotado por 1a) u otro nivel de potencia (inferior) dado (denotado por 1b). El mismo concepto se usa para todos los puntos posteriores en el tiempo t, de modo que se obtenga un árbol de escenarios 24 de complejidad creciente, que refleje las diferentes combinaciones probabilísticas del comportamiento de las condiciones meteorológicas en el tiempo que dé lugar a la generación de diferentes cantidades de potencia.

Del trío de escenarios 24 se puede derivar diferentes escenarios para una unidad de generación de potencia individual. En particular, un escenario 26 incluye los pasos de previsión subsiguientes 28a, 28b, 28c que modelan una previsión de generación de potencia. Cada uno de los pasos de previsión 28a, 28b, 28c se define por una potencia prevista (o un intervalo de potencia), un tiempo previsto (o intervalo de tiempo) y una probabilidad. Por ejemplo, el paso de previsión 28b puede indicar que, con una probabilidad de 0,8, la unidad de generación de

potencia (por ejemplo 14a) puede generar una potencia de entre, por ejemplo, 8 y 9 MW, en el tiempo entre $t=1$ y $t=2$.

Según una realización de la invención, un escenario incluye un número de pasos de previsión subsiguientes.

Según una realización de la invención, un paso de previsión incluye una potencia prevista, un tiempo previsto y/o una probabilidad.

Al tiempo en que se genera el árbol de escenarios ejemplar 24, solamente se puede prever la posible generación de potencia por la unidad de generación de potencia 14a, 14b, 14c, 14d, 14e. Así, pasando de un punto en el tiempo al siguiente, la probabilidad de la nueva generación de potencia debe ser evaluada de nuevo. Por ejemplo, la probabilidad de cambio en la generación de potencia desde un punto en el tiempo a otro refleja la previsión de la velocidad del viento presumiblemente alterada y su incertidumbre asociada.

Más tarde, cuando las unidades de generación de potencia 14a, 14b, 14c, 14d, 14e estén operando, la potencia real generada puede ser evaluada. Si los árboles de escenarios 24 fueron formulados apropiada y correctamente, es muy probable que tenga lugar uno de los estados previstos para cada punto en el tiempo. Por ejemplo, éste puede ser el escenario 26. Sin embargo, la secuencia de pasos 28a, 28b, 28c todavía tiene una naturaleza probabilística, de modo que no precisa una concordancia exacta con la realidad física.

Cada una de las unidades de generación de potencia 14a, 14b, 14c, 14d, 14e de la figura 1 tiene su propio árbol de escenarios de previsión de potencia 24 como se ilustra en la figura 3. Sin embargo, las probabilidades para pasar de un estado de generación de potencia a otro podrían ser diferentes entre las diferentes unidades de generación de potencia 14a, 14b, 14c, 14d, 14e.

Sin restricción a escenarios específicos o a combinaciones específicas de escenarios, el problema de asignación de unidades debe tener en cuenta todas las transiciones de generación de potencia posibles para todas las unidades de generación de potencia 14a, 14b, 14c, 14d, 14e y para cada punto en el tiempo t . La consideración de todas las combinaciones posibles da lugar rápidamente a un problema que puede ser computacionalmente intratable. Sin embargo, debido a la restricción a pares o combinaciones de escenarios que están interrelacionados con las condiciones meteorológicas, se puede superar este problema.

Además, el número de escenarios para una sola unidad de generación de potencia se puede reducir antes o después de la identificación de par de escenarios correlacionados de diferentes unidades de generación de potencia 14a, 14b, 14c, 14d, 14e.

Según una realización de la invención, el método incluye los pasos de: deseleccionar (antes o después del paso S14) escenarios que es improbable que se produzcan, según un criterio de probabilidad y no tener en cuenta los escenarios deseleccionados para la asignación estocástica de unidades. El criterio de probabilidad puede ser un umbral para una probabilidad de escenario acumulada.

Para generar el árbol de predicción 24, un horizonte de predicción de hasta 24 horas puede ser de interés, generalmente en pasos de 1h. Las herramientas de predicción corrientes pueden proporcionar una determinación y predicción relativamente exactas de la producción de potencia de una unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas 14a, 14b, 14c, 14d, 14e en dicho horizonte de predicción.

Por ejemplo, una herramienta de predicción usa un procedimiento de dos etapas donde primero se usa un servicio numérico de previsión de las condiciones meteorológicas para obtener previsiones del viento. A continuación se combinan modelos de turbinas eólicas y parques eólicos, e información acerca de sus características físicas, con las previsiones del viento y se utilizan para crear correspondientes previsiones de generación de potencia con intervalos de confianza asociados y/o estimaciones de la distribución estadística de la producción de una función del tiempo previsto. Las inexactitudes de predicción típicas en porcentaje de potencia de régimen son 3-5% para grandes grupos de turbinas eólicas y hasta 10% para turbinas de potencia eólica individuales. La predicción de la potencia del viento solamente proporciona por lo general la generación de potencia prevista por la componente de generación del viento especificado en términos de la salida de potencia esperada y los intervalos de confianza superior e inferior, es decir, la predicción por parque eólico, no por unidad individual dentro del parque.

La figura 4 representa dos árboles de escenarios 24a, 24b para dos unidades de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas 14a, 14c meteorológicamente próximas. El principio principal para reducir el número de escenarios combinados 26a, 26b que hay que evaluar durante la asignación de unidades se basa en una evaluación de los casos en los que las unidades de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas 14a, 14b están meteorológicamente interrelacionadas. Por ejemplo, las unidades de generación de potencia 14a, 14b pueden ser parques eólicos que es probable que tengan condiciones del viento similares o son unidades de generación de potencia solar que reciben casi la misma cantidad de radiación solar.

Según una realización de la invención, los pares de escenarios similares 26a, 26b son identificados para unidades

de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas 14a, 14b meteorológicamente próximas.

Una posibilidad de estar meteorológicamente cerca es que las unidades de generación de potencia 14a, 14b estén cosituadas. En otros términos, las unidades de generación de potencia 14a, 14b pueden estar contiguas o pueden estar a menos de 10 km. En este caso, las unidades de generación de potencia 14a, 14b pueden tener una producción de potencia localmente correlacionada debido a las condiciones meteorológicas locales.

Según una realización de la invención, los pares de escenarios similares son identificados con respecto a las unidades de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas cosituadas.

Por ejemplo, si dos unidades de generación de potencia 14b, 14c están cosituadas, la probabilidad de tener un "recorrido" similar para los árboles de escenarios relacionados 24a, 24b es muy alta. Por ejemplo, en el caso de generación de potencia eólica, los parques eólicos 14b y 14c deberán tener razonablemente condiciones del viento similares. Así, suponiendo que el parque eólico 14b dé lugar al escenario 26a (1a-2b-3d-4h), entonces el recorrido del árbol de escenarios 24b para el parque eólico 14c será plausiblemente similar al escenario 26b (1b-2d-3h-4p). Se pueden sacar las mismas conclusiones para los parques eólicos 14d y 14e, es decir, estas últimas unidades de generación de potencia 14d, 14e se comportarán de forma análoga. En base a esto, es posible agrupar conjuntamente árboles de escenarios 24a, 24b de parques eólicos cosituados 14b, 14c y reducir la complejidad del problema general de asignación de unidades.

Obsérvese que en la figura 3, las diferentes probabilidades pueden emanar del hecho de que los dos parques eólicos 14b, 14c se basen en la predicción del viento de proveedores diferentes 22.

En general, la figura 3 representa en forma simplificada árboles de escenarios 24a, 24b de parques eólicos 14b, 14c con condiciones del viento similares. Aquí, los dos parques eólicos 14b, 14c se comportan de forma idéntica en el tiempo. Naturalmente, una aplicación real permitirá pequeñas desviaciones.

Los pares de escenarios similares pueden ser identificados de la forma siguiente. Para cada dos árboles de escenarios 24a, 24b, un primer escenario 26a puede ser tomado del primer árbol de escenarios 24a y un segundo escenario 26b puede ser tomado del segundo árbol de escenarios 24b. A continuación, se comparan los dos escenarios 26a, 26b.

Los dos escenarios 26a, 26b pueden ser similares, si (por ejemplo para cada uno de sus pasos de predicción), la cantidad de potencia prevista relativa es comparable dentro de 10-20%. La potencia prevista relativa puede ser una fracción de la potencia máxima de la respectiva unidad de generación de potencia 14b, 14c.

Según una realización de la invención, el primer escenario 26a y el segundo escenario 26b pueden incluir una potencia prevista relativa. El primer escenario 26a puede ser similar al segundo escenario 26b, cuando la potencia prevista relativa del primer escenario 26a y la potencia prevista relativa del segundo escenario 26b difieren no más de 20%, por ejemplo no más de 10%.

En particular, los escenarios 26a, 26b con pasos de previsión pueden ser similares, si para cada uno de los pasos de predicción, la potencia prevista en el tiempo previsto es similar, es decir, no difiere más de los valores dados anteriormente.

La semejanza también puede ser medida en términos de las condiciones del viento y/o meteorológicas, por ejemplo, la velocidad del viento, la luminosidad. En la mayoría de los casos, esto se puede aplicar a predicción de potencia, pero las capacidades de generación podrían no depender linealmente de las condiciones meteorológicas. La semejanza también se puede medir en términos de probabilidad o probabilidad de que se produzca.

Según una realización de la invención, un escenario 26a, 26b incluye un número de pasos de previsión subsiguientes 28a, 28b, 28c teniendo cada uno una potencia y probabilidad previstas, incluyendo el método el paso de identificar el primer escenario 26a y el segundo escenario como un par de escenarios correlacionados 26a, 26b si una primera secuencia de probabilidades previstas del primer escenario y una segunda secuencia de probabilidades del segundo escenario son idénticas o están dentro de una banda predefinida (por ejemplo, la probabilidad de la segunda secuencia está dentro de +/-10% de la primera secuencia) en cada punto en el tiempo durante el que se lleva a cabo la asignación de unidades.

La figura 5 representa árboles de escenarios 24c, 24d para dos parques eólicos (por ejemplo 14b y 14d) que no tienen condiciones del viento similares. Los niveles de potencia generados y los respectivos escenarios 26c, 26d estarán normalmente totalmente no relacionados y desacoplados, como se representa en la figura 5.

Alternativa o adicionalmente a la realización con unidades de generación de potencia cosituadas 14b, 14c que usan la correlación de condiciones meteorológicas locales, se puede usar una realización con condiciones meteorológicas correlacionadas en el tiempo. En este caso, las direcciones del viento de la previsión de las condiciones meteorológicas pueden ser usadas para escenarios interrelacionados que estén retardados en el tiempo uno con

respecto a otro.

5 Usando el ejemplo de la figura 1, es posible que el viento sople desde la dirección de los parques eólicos 14d, 14e en la dirección a un parque eólico 14a. Además, los parques eólicos 14d, 14e y 14a pueden no estar cosituados, sino que también pueden no estar demasiado lejos uno de otro (por ejemplo, a menos de 100 km). Se puede suponer entonces que una condición del viento similar observada en los parques eólicos 14d, 14e se observará en el parque eólico 14a después de un cierto retardo de tiempo (que entonces depende de la fuerza del viento y la dirección del viento). En otros términos, las unidades de generación de potencia 14d, 14e, 14e pueden tener producción de potencia correlacionada en el tiempo debido a la previsión de las condiciones meteorológicas. De nuevo esto puede disminuir de forma significativa el número de escenarios del sistema general 26a, 26b que tengan que ser evaluados.

15 Según una realización de la invención, los datos de previsión meteorológica incluyen datos de previsión del viento que pueden incluir datos de la fuerza del viento local y la dirección del viento. Los pares de escenarios similares pueden ser identificados para unidades de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas que tengan condiciones meteorológicas correlacionadas en base a los datos de previsión del viento.

20 En este caso, un primer y segundo escenarios pueden ser similares, si los pasos de previsión del primer escenario que están desplazados en el tiempo un retardo de tiempo específico dependiente del viento son similares a los pasos de predicción del segundo escenario.

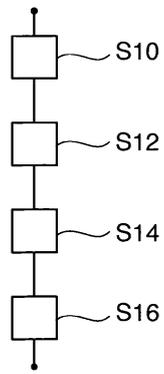
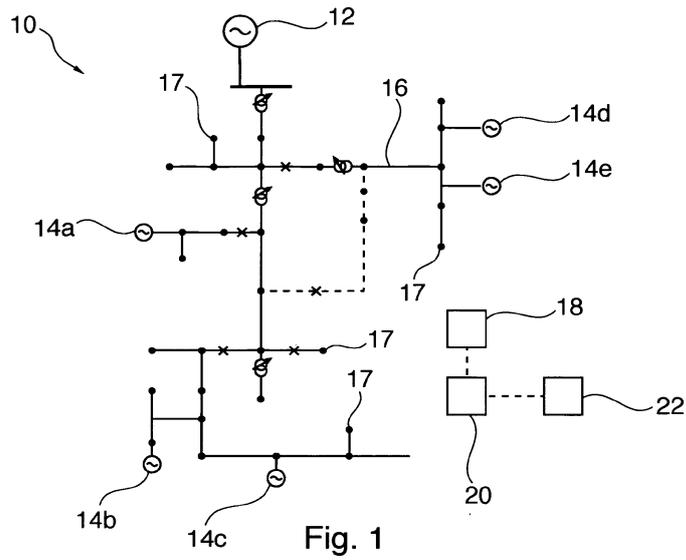
25 Según una realización de la invención, las secuencias de probabilidades previstas primera y segunda del primer y del segundo escenario se retardan en el tiempo (según la distancia entre las dos unidades de generación de potencia y la velocidad del viento o las nubes entre unidades).

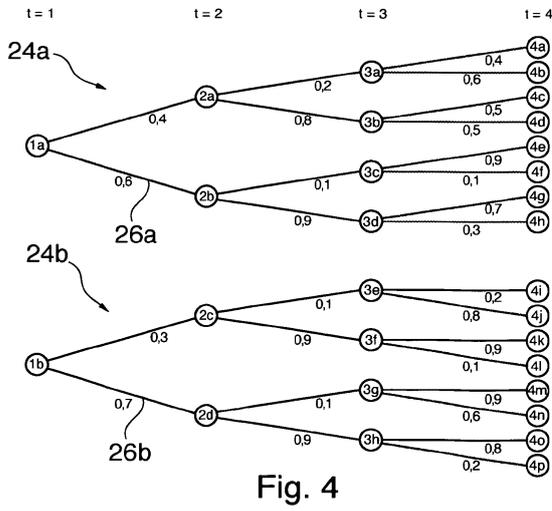
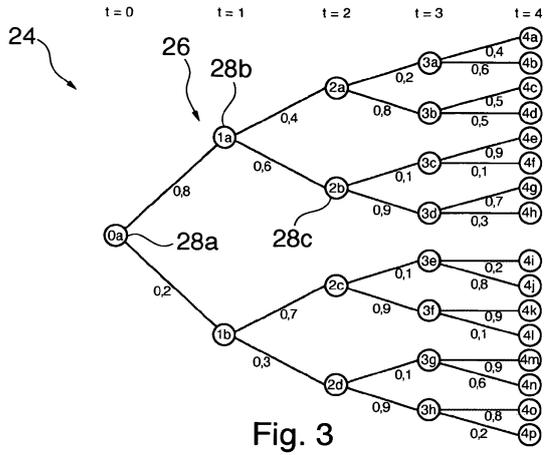
30 Aunque la invención se ha ilustrado y descrito en detalle en los dibujos y la descripción anterior, tal ilustración y descripción se han de considerar ilustrativas o ejemplares y no restrictivas; la invención no se limita a las realizaciones descritas. Los expertos en la técnica y que lleven a la práctica la invención reivindicada pueden entender y llevar a cabo otras variaciones de las realizaciones descritas, a partir del estudio de los dibujos, la descripción, y las reivindicaciones anexas. En las reivindicaciones, el término "incluyendo" no excluye otros elementos o pasos, y el artículo indefinido "un/uno/una" no excluye una pluralidad. Un solo procesador o controlador u otra unidad puede cumplir las funciones de varios elementos expuestos en las reivindicaciones. El mero hecho de que se expongan algunas medidas en reivindicaciones dependientes mutuamente diferentes no indica que una combinación de estas medidas no pueda ser usada ventajosamente. Los signos de referencia de las reivindicaciones no deberán ser interpretados como limitaciones del alcance.

REIVINDICACIONES

1. Un método de realizar asignación estocástica de unidades para una red de energía eléctrica (10) incluyendo una primera unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas (14b), una segunda unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas (14c), y un número de cargas (17), incluyendo
- 5 a) proporcionar datos de previsión meteorológica para las unidades de generación de potencia primera y segunda,
- 10 b) generar, para cada una de las unidades de generación de potencia primera y segunda, una pluralidad de escenarios (26) incluyendo un número de pasos de previsión subsiguientes (28a, 28b, 28c) teniendo cada uno una potencia y probabilidad previstas indicativas de la futura producción de potencia en base a los datos de previsión meteorológica,
- 15 c) identificar, según un criterio de correlación, un par de escenarios correlacionados (26a, 26b) incluyendo un primer escenario (26a) para la primera unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas (14b) y un segundo escenario (26b) para la segunda unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas (14c) si una primera secuencia de probabilidades previstas del primer escenario (26a) y una segunda secuencia de probabilidades del segundo escenario (26b) son idénticas o están dentro de una banda predefinida en cada punto en el tiempo durante el que se efectúa la asignación de unidades, o si una potencia prevista relativa del primer escenario (26a) y una potencia prevista relativa del segundo escenario (26b) difieren no más de 20%,
- 20 d) realizar la asignación estocástica de unidades en base a un solo escenario combinado que representa el primer y el segundo escenario del par de escenarios correlacionados (26a, 26b).
- 25 2. El método de la reivindicación 1, incluyendo
- 30 deseleccionar, antes o después del paso c), escenarios, que es improbable que se produzcan, según un criterio de probabilidad y
- no tener en cuenta los escenarios deseleccionados para la asignación estocástica de unidades.
3. El método de la reivindicación 1, donde la primera y la segunda secuencia se retardan en el tiempo.
- 35 4. El método de una de las reivindicaciones 1 a 3,
- 40 donde una unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas (14a, 14b, 14c, 14d, 14e) es una unidad de generación de potencia eólica;
- donde los datos de previsión meteorológica incluyen datos de previsión del viento local.
5. El método de una de las reivindicaciones 1 a 3,
- 45 donde una unidad de generación de potencia dependiente de las condiciones meteorológicas (14a, 14b, 14c, 14d, 14e) es una unidad de generación de potencia solar
- donde los datos de previsión incluyen datos de previsión de nubosidad.
- 50 6. El método de una de las reivindicaciones precedentes, donde la red de energía eléctrica (10) incluye una unidad de producción de potencia convencional (12);
- donde la asignación estocástica de unidades incluye una asignación de unidades de la unidad de producción de potencia convencional (12).
- 55 7. Un programa de ordenador para realizar asignación estocástica de unidades para una red de energía eléctrica (10), que, cuando es ejecutado por un procesador, está adaptado para llevar a la práctica los pasos del método de una de las reivindicaciones 1 a 6.
- 60 8. Un medio legible por ordenador, en el que se almacena un programa de ordenador según la reivindicación 7.
9. Un sistema de gestión de energía (20) para predecir, supervisar y/o controlar la producción de potencia de unidades de generación de potencia de una red de energía eléctrica (10),
- 65 donde el sistema de gestión de energía (20) incluye unidades de generación de potencia dependientes de las condiciones meteorológicas (14a, 14b, 14c, 14d, 14e);

donde el sistema de gestión de energía (20) está adaptado para realizar el método de una de las reivindicaciones 1 a 6.





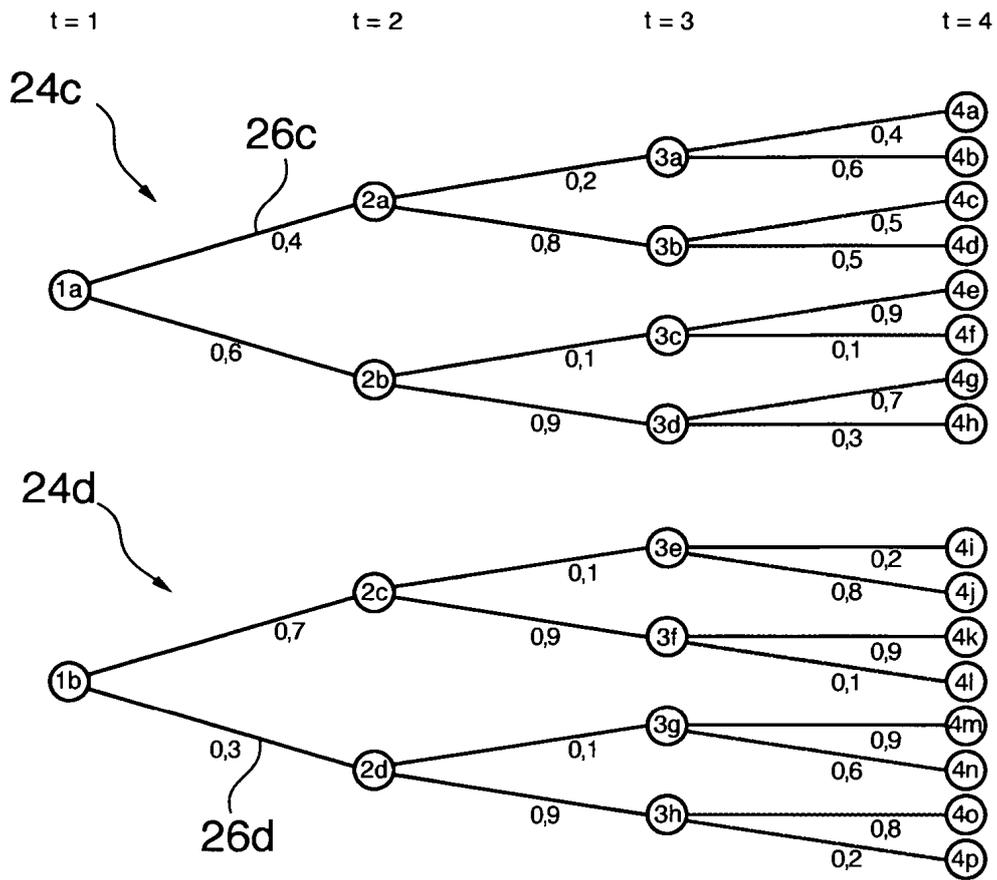


Fig. 5