

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 478 046**

51 Int. Cl.:

H02P 9/10 (2006.01)

H02P 9/00 (2006.01)

F03D 9/00 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 7/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **23.07.2010 E 10742786 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **09.04.2014 EP 2457320**

54 Título: **Procedimiento para operar una turbina eólica y turbina eólica adecuada para el mismo**

30 Prioridad:

23.07.2009 DE 102009027981

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

18.07.2014

73 Titular/es:

**SUZLON ENERGY GMBH (100.0%)
Kurt-Dunkelmann-Str. 5
18057 Rostock , DE**

72 Inventor/es:

RAFOTH, AXEL

74 Agente/Representante:

ISERN JARA, Jorge

ES 2 478 046 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

Procedimiento para operar una turbina eólica y turbina eólica adecuada para el mismo

5 La presente invención se refiere a un procedimiento para operar una turbina eólica conectada a una red eléctrica para generar energía eléctrica al aparecer un cambio de tensión de red así como a una turbina eólica con la que se puede realizar el procedimiento según la invención.

10 Las turbinas eólicas están conectadas habitualmente a la red pública de suministro eléctrico para alimentar energía eléctrica. En esta red de suministro eléctrico pueden aparecer fallos de tensión o desviaciones de tensión, como, por ejemplo, cortocircuitos, que provocan temporalmente una reducción o también un aumento de la tensión en una o varias fases. Turbinas eólicas habituales se desconectan de la red y se apagan automáticamente tras la detección de un fallo de red de este tipo. Una operación de apagado de este tipo de turbinas eólicas habituales se representa en la figura 1 en la que se representan estados de señal de un fallo de red 1.1, un aviso de fallo 1.2 y una operación de desencadenamiento 1.3 a lo largo del tiempo. A este respecto, los estados de señal sólo pueden tener el estado 0 o 1. Al aparecer un fallo de red 1.1 se genera una señal correspondiente para la duración del tiempo de reacción 1.4. Con el inicio de la señal acerca de la existencia de un fallo de red 1.1 se desencadena la señal para el aviso de fallo 1.2. El final de la señal acerca del aviso de fallo, a su vez, desencadena la operación de desencadenamiento 1.3 que, a su vez, conduce al apagado de la turbina eólica. Se puede ver que desde la detección del fallo de red 1.1 hasta el apagado real de la turbina eólica tiene lugar un retardo de apagado 1.5 relativamente largo.

25 Debido a normas legales de diferentes países o regiones existe el requisito con respecto a turbinas eólicas de mantener la producción energética en caso de fallos de la red de suministro energético. En particular, con un número creciente de turbinas eólicas en la red de suministro eléctrico es necesario por tanto modificar el comportamiento operativo de turbinas eólicas de modo que las instalaciones atraviesan fallos de red y, a continuación, soportan el restablecimiento de la red. Para este fin se definieron por parte de diferentes países o regiones límites de tensión con los que la turbina eólica no se debe apagar hasta que se descienda por debajo de los mismos. Es decir, al aparecer una desviación de tensión de red o un fallo de red en un intervalo situado por encima del límite de tensión definido, la turbina eólica debe permanecer conectada con la red. La instalación debe atravesar el fallo o el estado de la desviación de tensión de red en caso de determinados valores de caída de tensión. Esta operación también se denomina "*Low Voltage Ride Through*" (LVRT). A este respecto, se especifica mediante líneas características en función del valor de tensión actual diferente del intervalo de tensión normal durante qué periodo de tiempo y/o en qué estado operativo se debe seguir operando la turbina eólica. En caso de una caída de la tensión de red cambian los flujos de energía entre la turbina eólica y la red, dado el caso, es posible que se evacue menos energía o que ya no se evacue energía en absoluta al interior de la red eléctrica. A continuación, la operación al experimentar una variación de la tensión de red se denomina operación LVRT.

35 En caso de una normalización de la tensión de red dentro del periodo de tiempo especificado también se debe volver a operar la turbina eólica en la operación normal. Sin embargo, si existe la desviación de tensión de red o el fallo de red más allá del periodo de tiempo especificado, la turbina eólica se debe desconectar de la red o apagar.

45 Una línea característica de este tipo para ajustar el tiempo de permanencia en la red en función de la respectiva tensión se representa en la figura 2. Se puede ver a este respecto que, por ejemplo, en caso de una caída de tensión hasta la tensión U1 se especifica mediante la línea característica 2.1 pasar por el tiempo t1 en la operación LVRT y que sólo al transcurrir el tiempo t1 se debe apagar la turbina eólica si hasta entonces no se ha producido una normalización de la tensión de red. En caso de una caída de tensión hasta el valor U2 ya se debe apagar la turbina eólica con un tiempo t2. Se puede ver que, cuanto mayor sea la tensión residual restante en la red, mayor será el tiempo de permanencia en la red de la turbina eólica.

50 La operación de la turbina eólica en la operación LVRT sirve, por un lado, para evitar posibles estados de carga y fallo de la turbina que se pudieran generar por la respectiva caída de tensión. Por otro lado, sin embargo, se mantiene al menos en parte la operación de la turbina eólica para de este modo evitar un colapso total de la red y posibilitar un restablecimiento rápido de la red.

55 Una turbina eólica de este tipo se conoce, por ejemplo, por el documento de divulgación US2004264082A1, en el que se vigila la tensión de red y se guarda el desarrollo de la misma.

60 Además, el documento WO2009076968A2 da a conocer un sistema de control para una turbina eólica con una interfaz de control a través de la que se puede controlar y vigilar la turbina eólica y se pueden recibir y enviar datos SCADA. A este respecto se pretende anticipar oscilaciones en la tensión de red.

Asimismo, el documento estadounidense abierto a inspección pública US2009174186A1 se refiere a la reacción del dispositivo de control de la turbina eólica frente a oscilaciones de la tensión de red.

65 La presente invención se basa por tanto en el objetivo de proporcionar un procedimiento y una turbina eólica para realizar el procedimiento con los que se pueda mantener de manera sencilla y de manera que se ahorra tiempo y

costes la operación de la turbina eólica al aparecer una desviación de tensión de red, y, en particular, se pueda evitar un colapso total de la red y se pueda garantizar un restablecimiento rápido de la red cumpliendo con la potencia especificada y el intervalo de tiempo especificado.

5 Este objetivo se soluciona mediante las características de la reivindicación de procedimiento 1.

Las reivindicaciones de procedimiento dependientes restantes definen detalles adicionales del procedimiento según la invención.

10 Según la invención está previsto que se definan intervalos de tensión para valores de tensión de red no abarcados por el intervalo de tensión de red normal, asignándose a cada intervalo de tensión definido una pluralidad de valores de tensión y, respectivamente, al menos un primer factor para controlar la turbina eólica, que opcionalmente es diferente para cada intervalo de tensión, para realizar el modo operativo diferente del modo operativo normal, y que se use uno de los primeros factores para controlar la turbina eólica en función de la velocidad de viento medida para realizar el modo operativo diferente.

15 El intervalo de tensión de red normal tiene un límite inferior de tensión por debajo del que se queda habitualmente en caso de caídas de tensión. Una desviación de tensión de red de este tipo o el hecho de quedar por debajo del límite inferior de tensión debe conducir al ajuste de la operación modificada. Por la desviación de tensión de red se entiende por tanto en particular una caída de tensión, es decir, un fallo de la red de suministro energético como, por ejemplo, un cortocircuito, que provoca temporalmente un aumento o una reducción de la tensión en una o varias fases.

20 Por la operación normal o la normalización de la tensión de red se entiende la operación de la turbina eólica cuando no se produce una desviación de la tensión de red con respecto al intervalo de tensión de red límite. En caso de una medición o detección de una desviación con respecto al intervalo de tensión de red normal, la turbina eólica se debe operar dentro de un periodo de tiempo definido en un modo operativo especial, en particular con una potencia reducida. Si la desviación de tensión en el tiempo va más allá del periodo de tiempo definido se debe apagar la turbina eólica. Si se vuelve a normalizar la tensión de red dentro del periodo de tiempo definido, la turbina eólica también debe seguir funcionando de nuevo en la operación normal a partir de este momento. Es decir, cuando se detecta o se mide que ha finalizado la desviación de red, la turbina eólica vuelve a conmutar al modo de la operación normal. Esto significa que a partir de la conmutación a la operación normal existirá un periodo de tiempo del traslado entre el modo operativo diferente y la operación normal en el que sin embargo fundamentalmente ya se han realizado todos los ajustes en la turbina eólica para realizar la operación normal.

25 El procedimiento sirve para que, en caso de un fallo de red, una y, en particular, varias turbinas eólicas operadas según la invención puedan atravesarlo en la operación LVRT, en particular en un modo con una potencia reducida, soportando las turbinas eólicas el restablecimiento de la red debido a su disponibilidad operativa total latente y/o debido a su potencia latente aunque reducida, siempre que el fallo de red se haya subsanado dentro de un periodo de tiempo determinado, previamente determinado según normas vigentes. Este modo para atravesar el fallo de red también se denomina modo LVRT (*Low Voltage Ride Through*), permaneciendo la turbina eólica conectada con la red. Si el fallo de red no se subsana dentro de este periodo de tiempo, la turbina eólica se desconecta de la red y se apaga.

30 Al aparecer un fallo de red, varias magnitudes de influencia tienen un efecto sobre la turbina eólica, que sin embargo se debe seguir operando en una operación LVRT muy específica, previamente determinada y que depende de la caída de tensión. Estas magnitudes de influencia son, por ejemplo, la tensión de red residual restante, la duración de permanencia derivada de la misma y especificada de la turbina eólica en la red así como las condiciones de viento existentes.

35 El cálculo casi continuo de magnitudes de ajuste adecuadas para realizar la operación con una potencia reducida o implicaría un tiempo relativamente largo en el que la turbina eólica no cumple con las condiciones operativas exigidas o requiere una capacidad informática o de control relativamente elevada.

40 En el marco de la invención se da a conocer que factores para ajustar la turbina eólica están asignados a los intervalos actuales diferentes del intervalo de tensión normal. Mediante el uso de, respectivamente, un primer factor como parámetro de control se puede reaccionar de manera mucho más rápida frente a una caída de tensión, ya que sólo se consulta el factor que está asignado al intervalo de tensión en el que se encuentra la tensión de red residual y se utiliza en función de, por ejemplo, calculándose con, la velocidad de viento, para controlar la turbina eólica.

45 A este respecto puede estar previsto que los intervalos de tensión definidos se solapen entre sí o sean contiguos entre sí. Sin embargo, de manera ventajosa, deberían ser contiguos entre sí, ya que en caso de que se solapen se debería recurrir adicionalmente a criterios adecuados para seleccionar el respectivo intervalo y, con ello, el factor válido en la zona de solapamiento.

50

55

60

65

Además, está previsto que se definan intervalos de velocidad de viento, asignándose a cada intervalo de velocidad de viento definido una pluralidad de velocidades de viento, y asignándose a cada intervalo de velocidad de viento al menos un segundo factor por cada intervalo de velocidad de viento para controlar la turbina eólica para realizar la operación diferente de la operación normal. De manera especialmente preferible, el segundo factor influye en el rendimiento de la turbina eólica.

De este modo resulta la ventaja de que factores para ajustar la turbina eólica estén asignados a intervalos de velocidad de viento y que se pueda reaccionar de manera mucho más rápida frente a caídas de tensión, ya que sólo se consulta y se utiliza para controlar la turbina eólica el factor que está asignado al intervalo de velocidad de viento en el que se encuentra la velocidad de viento actual o el punto de trabajo de turbina.

Para simplificar y acelerar adicionalmente la determinación de los valores de ajuste para realizar el rendimiento deseado está previsto que a partir de una asociación de los factores primero y segundo se genere un valor teórico de control para la operación de la turbina eólica para ajustar el modo operativo diferente de la operación normal. El primer factor se puede asociar a este respecto con el segundo factor, por ejemplo, mediante un cálculo.

Para influir de manera controlada en el rendimiento aerodinámico de la turbina eólica está previsto que el primer y/o el segundo factor y/o el valor teórico de control puedan servir para influir en el ángulo de pala de las palas de rotor de la turbina eólica.

Mediante la modificación del ángulo de pala, que también se denomina ángulo de cabeceo, de las palas de rotor se puede influir de manera sencilla en el rendimiento aerodinámico adoptado, y, con ello, también en el número de revoluciones del rotor. Así, se puede evitar de este modo un giro excesivo de la turbina eólica al aparecer una caída de tensión. Mediante el ajuste del ángulo de pala se ajusta el ángulo de ataque de las palas de rotor de modo que ya no existe un flujo óptimo contra las palas y el rotor gira más lentamente y/o el par de rotor está reducido, por lo que se puede realizar el modo operativo LVRT deseado. Desde este modo operativo, la turbina eólica o se puede devolver muy rápidamente al modo operativo normal o se puede apagar.

En caso de una caída de tensión ya no existe tampoco un suministro suficiente de energía eléctrica a una instalación de frenado de rotor aerodinámica de la turbina eólica, de modo que la turbina eólica ya no se puede frenar cuando sea necesario. El ajuste del ángulo de pala se realiza a este respecto, dado el caso, con un accionamiento por batería, es decir, para ajustar el ángulo de pala no es necesaria una tensión de red, de modo que también en caso de un fuerte colapso de red se puede ajustar de forma autónoma el ángulo de pala.

En una forma de realización especialmente preferida, el primer factor puede provocar o ser una señal de control para un regulador de velocidad, provocando el regulador de velocidad la modificación del ángulo de pala. Es decir, dicho de otro modo, cuando se desciende por debajo de una determinada tensión límite, la turbina eólica se opera en la operación LVRT y para ello se ajustan determinados valores de número de revoluciones a través de la modificación del ángulo de pala. Mediante valores teóricos de número de revoluciones especificados según el modo operativo y la velocidad de viento se evitan cargas elevadas como, por ejemplo, un giro excesivo de la instalación y al mismo tiempo la turbina eólica se mantiene operativa para que de este modo esté disponible más rápidamente en el establecimiento de red y para evitar que la red se colapse totalmente durante el fallo de red.

Además, está previsto según la reivindicación 1 que se determine o se consulte el valor del ángulo de pala actual en caso de un cambio de tensión de red, y que se determine a partir del primer factor y/o, de manera ventajosa, a partir del segundo factor y/o a partir del valor teórico de control un valor de ángulo de desplazamiento o que se consulte de una memoria un valor de ángulo de desplazamiento de este tipo previamente almacenado en la memoria para un respectivo intervalo de tensión no abarcado por el intervalo de tensión de red normal, que se suministra a un dispositivo de control de la turbina eólica con el fin de conectarse al ángulo de pala actual y que se modifique de manera correspondiente el ángulo de pala. El ajuste del ángulo de pala se realiza por tanto incluyendo el ángulo de pala actual al aparecer la desviación de tensión de red. A este respecto, el valor de ángulo de desplazamiento también se puede determinar mediante un cálculo.

De manera alternativa o complementaria puede estar previsto que un primer factor y/o un valor teórico de control sirvan para regular la operación de una unidad de resistencia. Una unidad de resistencia de este tipo pueden ser resistencias de un rotor de un generador asíncrono con un rotor de jaula o también una resistencia en un circuito intermedio de tensión continua de un rotor de un generador asíncrono de alimentación doble. A este respecto, una unidad de resistencia puede comprender un conmutador, en particular un conmutador IGBT, y al menos una o varias resistencias que se pueden alimentar con corriente. De este modo es posible influir en la operación del generador y/o, dado el caso, en una conversión de energía eléctrica generada en energía térmica. Es decir, un primer factor también puede servir para controlar el denominado ciclo de trabajo. Es decir, se puede influir en la duración y/o la frecuencia de conmutación del conmutador anteriormente mencionado, en particular del conmutador IGBT, y, por consiguiente, en la activación de la unidad de resistencia.

De manera alternativa es también posible que una asociación del primer factor con el segundo factor conduzca a un tercer factor que sirve para regular el conmutador IGBT y, con ello, la resistencia. Al menos uno de los factores y/o el

valor teórico de control deberían servir para ajustar los sistemas electrónicos de línea de la turbina eólica. Dado el caso, la asociación del primer factor con el segundo factor es una asociación de cálculo.

5 Por tanto se puede realizar en total el ajuste de los sistemas electrónicos de línea de la turbina eólica para influir en el modo operativo de la turbina eólica, ya que así se puede realizar el ajuste del ángulo de pala y/o la alimentación con corriente de la unidad de resistencia. De este modo se evitan estados de carga y/o fallo no admisibles para estos sistemas debido a la caída de tensión y/o en caso de una posible normalización de tensión.

10 Para asegurar que el modo operativo diferente se realiza al menos durante el periodo de tiempo especificado en caso de una desviación de tensión de red, está previsto que el periodo de tiempo definido se defina de manera correspondiente al valor de tensión máximo de un intervalo de tensión de red definido.

15 Tal como se mencionó, de manera correspondiente a una línea característica especificada se define una ventana de tiempo dentro de la que se debe operar la turbina eólica en una operación LVRT. Según la invención, el periodo de tiempo se debe definir a este respecto de manera correspondiente al valor de tensión máximo según el intervalo seleccionado.

20 Dado que la línea característica tiene una inclinación positiva, el periodo de tiempo definido es al menos igual de grande que el periodo de tiempo especificado por la línea característica para la operación diferente.

25 En el marco de la operación LVRT de la turbina eólica se puede realizar de manera alternativa o adicional a las medidas anteriormente mencionadas una activación especial de unidades que no influyen directamente en el rendimiento de la turbina eólica, como, por ejemplo, bombas de aceite, ventiladores, motores de accionamiento para el sistema de Yaw, es decir, todos los motores auxiliares que no sean directamente necesarios para la regulación del número de revoluciones del rotor o la alimentación con corriente de la resistencia. En particular, estas unidades se pueden apagar durante la operación LVRT. Esto sirve fundamentalmente para la seguridad operativa de las unidades durante el tiempo tras la desviación de red para proteger el sistema eléctrico de la turbina eólica frente a un impulso de corriente no definido. Por tanto, puede estar previsto de manera complementaria que mediante al menos uno de los factores y/o mediante la magnitud teórica de control se influya durante un tiempo superior al periodo de tiempo determinado o al tiempo de la desviación de tensión de red en el funcionamiento de la turbina eólica.

35 Para mantener la red con la posibilidad de apagar al mismo tiempo rápidamente la turbina eólica está previsto que el procedimiento esté diseñado de modo que, en el modo operativo diferente de la operación normal con respecto al rendimiento, la turbina eólica tiene un rendimiento inferior que en la operación normal.

40 Para minimizar el despliegue de cálculo y, con ello, el tiempo necesario para realizar el procedimiento, el procedimiento puede estar realizado de modo que un respectivo primer y/o segundo factor y/o valor teórico de control se define de manera asignada al respectivo intervalo de tensión y/o intervalo de viento y se almacena en al menos una memoria y se consulta de allí en caso de la desviación de tensión correspondiente al respectivo factor y/o valor teórico de control para realizar el ajuste. Es decir, en la memoria están almacenadas tablas en las que están almacenados los factores con respecto a los intervalos de al menos una de las magnitudes de referencia, la tensión y la velocidad de viento. Los factores y/o valores teóricos de control por tanto se definen y se almacenan antes de que aparezca una desviación de tensión de red, de modo que al aparecer, por ejemplo, un fallo de red, están disponibles para controlar la turbina eólica, en particular para ajustar el ángulo de pala y/o la operación de la unidad de resistencia.

50 Está previsto de manera complementaria a la invención que al menos uno de los factores y/o el valor teórico de control se usen para seleccionar y activar unidades de turbina eólica que durante la desviación de red se apagan o también se operan en un modo operativo diferente de su modo operativo normal. Es decir, la existencia o el importe de un factor o del valor teórico de control determina qué unidad se apaga durante el fallo de red. Habitualmente, éstas son unidades cuya operación no tiene un efecto directo sobre el rendimiento. Las unidades de este tipo son, por ejemplo, bombas de aceite, ventiladores y motores de accionamiento para ajustar el sistema de Yaw.

55 Además, puede estar previsto que al menos uno de los factores y/o el valor teórico de control sirvan para controlar la potencia reactiva de la turbina eólica durante la desviación de red. A este respecto, la potencia reactiva se puede ajustar mediante una instalación de compensación. Una instalación de compensación de este tipo puede ser un armario de distribución de condensador para compensar la potencia reactiva.

60 Para ajustar el comportamiento operativo de la turbina eólica tras finalizar la desviación de red durante el traspaso de vuelta a la operación normal puede estar previsto que al menos uno de los factores y/o el valor teórico de control sirvan para ajustar parámetros de la operación tras finalizar la desviación de red.

65 Los parámetros establecidos pueden existir a este respecto, por ejemplo, como función que especifica cómo de rápido se realiza una reiniciación tras el final del fallo. Según la profundidad de la caída de tensión así como el

tiempo del modo operativo diferente pueden ser necesarios a este respecto diferentes comportamientos de arranque.

5 Además, el procedimiento según la invención puede estar diseñado de modo que al menos uno de los factores y/o el valor teórico de control sirvan para ajustar parámetros para ajustar tiempos de supresión de fallo. Los tiempos de supresión de fallo sirven para ajustar retardos de reacción de determinadas unidades alimentadas con corriente por la red de la turbina eólica para que éstas se enciendan y/o se apaguen en un orden deseado o necesario.

10 Preferiblemente, el procedimiento está diseñado por que al menos uno de los factores y/o el valor teórico de control sirven para ajustar un número máximo de repeticiones de desviación de red dentro de un segundo periodo de tiempo definido, apagándose la turbina eólica en caso de superar el número máximo. Para ello se debe fijar previamente el segundo periodo de tiempo definido según el intervalo de tensión y, dado el caso, según la intensidad de viento.

15 Los intervalos de la desviación de tensión de red se pueden clasificar en un primer intervalo de tensión superior a un 90 %, en un segundo intervalo de tensión con de un 90 a un 45 %, en un tercer intervalo de tensión con de un 44 a un 22 % y en un cuarto intervalo de tensión con de un 21 a un 0 % de la tensión de red normal. El primer intervalo de tensión se interpreta preferiblemente como intervalo de tensión normal en el que la turbina eólica no se opera en el modo LVRT.

20 Está previsto a este respecto que el periodo de tiempo determinado de la realización del modo operativo diferente, que empieza con la detección del cambio de tensión de red, tenga una duración de 0 segundos en el primer intervalo de tensión y, respectivamente, una duración de 2,5 segundos en los intervalos de tensión segundo a cuarto tiene.

25 A diferencia de los periodos de tiempo exigidos que ascienden en el segundo intervalo de tensión a 2,5 o 2,3 s, en el tercer intervalo de tensión a 1,75 s y en el cuarto intervalo de tensión a 1,12 s, el tiempo ajustado del modo operativo diferente va por tanto más allá del tiempo exigido en los intervalos de tensión tercero y cuarto, lo que conduce a una duración de operación prolongada de la turbina eólica, sin embargo, por otro lado, permite cálculos fundamentalmente más sencillos y, con ello, más rápidos de los parámetros de control de la turbina eólica.

30 La velocidad de viento se puede clasificar en un primer intervalo de viento con de 4 a 7 m/s, un segundo intervalo de viento con de 8 a 11 m/s, un tercer intervalo de viento con de 12 a 14 m/s y un cuarto intervalo de viento superior a 14 m/s.

35 En caso de una desviación de tensión de red adicional, el procedimiento se puede realizar de modo que en caso de un nuevo cambio de la tensión de red dentro del periodo de tiempo definido a un valor de tensión que no está abarcado por el intervalo de tensión correspondiente a la desviación de tensión por primera vez, se usa otro primer factor para controlar la turbina eólica para realizar el modo operativo diferente del modo operativo normal.

40 Es decir, en caso de una caída de tensión adicional se genera o se consulta un primer factor diferente de aquél que se ajustó según la caída de tensión original.

45 Lo mismo es válido para la magnitud teórica de control así como, dado el caso, para el segundo factor, con un periodo de tiempo configurado con una duración correspondiente para la operación en el modo operativo diferente (LVRT) en el que resulta conveniente una medición repetida de la velocidad de viento.

50 Para conseguir el objetivo se proporciona además una turbina eólica que se puede conectar o está conectada a una red eléctrica para alimentar corriente eléctrica. La turbina eólica según la invención comprende los siguientes dispositivos: al menos un dispositivo de medición de tensión de red, al menos un dispositivo de medición de velocidad de viento que, dado el caso, también puede estar dispuesto de manera externa, al menos un dispositivo de control que está diseñado para realizar varios modos operativos diferentes de la operación normal, y al menos una primera memoria en la que se pueden almacenar o están almacenados primeros factores asignados a diferentes intervalos de tensión de red. La turbina eólica según la invención está diseñada en particular para realizar el procedimiento según la invención.

55 Puede estar previsto a este respecto que la turbina eólica comprenda además una segunda memoria, pudiendo almacenarse o estando almacenados en la respectiva primera y/o segunda memoria segundos factores asignados a diferentes intervalos de velocidad de viento.

60 Para almacenar el valor teórico de control generado a partir de la asociación mediante cálculo del primer o segundo factor puede estar previsto que la turbina eólica comprenda una tercera memoria o que su primera y/o segunda memoria estén diseñadas de modo que los valores teóricos de control se pueden almacenar o están almacenados en las mismas.

65 De manera alternativa o complementaria puede estar previsto que la turbina eólica comprenda al menos una unidad de cálculo mediante la que se puede calcular un valor de ángulo de desplazamiento a partir del primer y/o segundo factor y/o a partir del valor teórico de control.

Para regular la potencia efectiva, la turbina eólica comprende al menos una unidad de resistencia mediante la que se puede influir en el comportamiento operativo de la turbina eólica, en particular del generador, pudiendo convertirse dado el caso energía eléctrica generada por la turbina eólica en energía térmica con el fin de regular la potencia efectiva de la turbina eólica. Además, la turbina eólica puede comprender al menos una instalación de compensación mediante la que se puede ajustar la potencia reactiva de la turbina eólica.

De manera complementaria se proporciona según la invención un programa informático que permite a un dispositivo de procesamiento de datos realizar el procedimiento según la invención para operar una turbina eólica conectada a una red eléctrica para generar energía eléctrica al aparecer un cambio de tensión de red, una vez que se haya cargado en medios de almacenamiento del dispositivo de procesamiento de datos.

Es decir, el programa informático posibilita al menos las siguientes etapas o proporciona los comandos de control correspondientes: medición de la tensión de red residual actual en caso de una desviación de la tensión de red con respecto a un determinado intervalo de tensión de red normal, medición de la velocidad de viento actual, definición de un periodo de tiempo determinado que empieza con la detección del cambio de tensión de red en función del valor de la tensión de red residual, operación de la turbina eólica dentro del periodo de tiempo definido en función del valor de la tensión de red residual con un modo operativo determinado diferente de la operación normal con respecto a la potencia efectiva, operación de la turbina eólica de nuevo en el modo operativo normal a partir de una normalización de la tensión de red dentro del periodo de tiempo definido o apagado de la turbina eólica al final del periodo de tiempo si la desviación de tensión de red perdura durante el periodo de tiempo definido, puesta a disposición de primeros factores para controlar la turbina eólica, que son diferentes para cada intervalo de tensión, para realizar el modo operativo diferente del modo operativo normal.

La invención se refiere también a un medio de almacenamiento legible por ordenador en el que está almacenado un programa que permite a un dispositivo de procesamiento de datos realizar el procedimiento según la invención para operar una turbina eólica conectada a una red eléctrica para generar energía eléctrica al aparecer un cambio de tensión de red, una vez que se haya cargado en medios de almacenamiento del dispositivo de procesamiento de datos.

Por tanto, la invención abarca también un procedimiento en el que el programa informático según la invención se descarga de una red de datos electrónica, como, por ejemplo, de Internet, a un dispositivo de procesamiento de datos conectado a la red de datos.

La invención se refiere a un procedimiento para controlar una turbina eólica mediante tablas en caso de fallos de red. Los fallos de red se clasifican según especificaciones. Esta clasificación es compatible con tablas previamente definidas con parámetros operativos de la turbina eólica. Algunos parámetros pueden tener una validez que es más larga que la duración del fallo de red. Esto se debe a la formación de escalones en la línea característica.

La presente invención se explica mediante los dibujos adjuntos. Muestran:

la figura 1 el comportamiento de apagado de una turbina eólica convencional,

la figura 2 una línea característica especificada,

la figura 3 la línea característica especificada con la formación de escalones según la invención,

la figura 4 un estado de señal en la operación de una turbina eólica en caso de una desviación de tensión de red y una normalización de tensión de red dentro del periodo de tiempo definido por la línea característica,

la figura 5 estados de señal en la operación de la turbina eólica en caso de una desviación de tensión de red y una normalización de tensión de red que sólo se realiza tras un periodo de tiempo definido por la línea característica,

la figura 6 una turbina eólica según la invención en una representación esquemática según una primera forma de realización, y

la figura 7 una turbina eólica según la invención en una representación esquemática según una segunda forma de realización.

A las figuras 1 y 2 ya se ha hecho referencia para explicar el estado de la técnica.

En la figura 3, la línea característica 3.1 ajustada corresponde fundamentalmente a la línea característica 2.1 especificada representada en la figura 2. En la figura 3 se puede ver que el eje de tensión está dividido en intervalos 3.2 a 3.5, estando asignados a estos intervalos 3.2 a 3.5 tiempos $t_{3.2}$ a $t_{3.5}$ en la línea característica 3.1 ajustada. La figura 3 aclara a este respecto la parte fundamental de la invención que consiste en que, en caso de una caída de

la tensión de red, por ejemplo, al intervalo de tensión 3.3, no se especifica el periodo de tiempo para la operación de la turbina eólica de la manera diferente de la operación normal, que corresponde al valor de tensión residual exacto, sino un tiempo $t_{3.3}$ que corresponde al valor máximo del intervalo de tensión 3.3. Es decir, por ejemplo, en caso de una caída de tensión hasta la tensión residual 3.7 se define mediante la línea característica 3.1 (o la línea característica 2.1 en la figura 2) que la turbina eólica sólo debe estar conectada con la red durante el tiempo $t_{3.7}$ y que dentro de este tiempo se debe operar en un modo operativo con una potencia reducida. Sin embargo, según la invención está previsto en este caso que no se respete el tiempo concreto $t_{3.7}$ en caso de la caída de tensión hasta la tensión residual 3.7, sino que la turbina eólica permanezca conectada a la red con un periodo de tiempo $t_{3.3}$, ya que la tensión residual 3.7 se encuentra dentro del intervalo de tensión 3.3. La ventaja de este modo de proceder consiste en que a cada uno de los intervalos de tensión 3.2 a 3.5 se pueden asignar factores concretos para ajustar la turbina eólica para realizar el modo operativo LVRT, pudiendo consultarse estos factores de memorias dentro de un tiempo muy corto y usarse para controlar la turbina eólica. A este respecto, los factores asignados a los intervalos de tensión también pueden estar almacenados de manera asignada a segundos factores asignados previamente a intervalos de velocidad de viento o se pueden determinar de manera sencilla con éstos para llegar a parámetros de control adecuados para la turbina eólica dentro del tiempo más corto. Los primeros y segundos factores asignados a cada intervalo de tensión y/o intervalo de velocidad de viento se pueden usar a este respecto para controlar el ángulo de pala de las palas de rotor, para ajustar el número de revoluciones en función de la velocidad de viento actual y, con ello, para ajustar el rendimiento aerodinámico y/o para activar una unidad de resistencia y/o también para influir en la potencia efectiva de la turbina eólica.

Los respectivos factores asignados a los intervalos de tensión 3.2 a 3.5 se pueden almacenar en tablas. En tablas adicionales se registran por cada intervalo de tensión duraciones de apagado para unidades que se deben apagar durante la caída de tensión. El número de los escalones depende de la línea característica de red actual, del equipamiento con respecto a la técnica de cálculo de la instalación así como de las disposiciones técnicas y del comportamiento de instalación. En general es válido que cuanto menor sean los escalones con los que se realiza la formación de intervalos en la línea característica, mayor será la precisión con la que se pueden realizar los valores de ajuste de la turbina eólica. Las ventajas de los escalones o la formación de intervalos con respecto a las tensiones residuales y con respecto a los tiempos de permanencia definidos de este modo son que valores de control estén disponibles fundamentalmente sin retardo de tiempo y con cualquier precisión. De este modo se pueden acortar fundamentalmente los tiempos de conmutación que de manera convencional son relativamente largos, de aproximadamente una cuarta parte de un segundo, al apagar turbinas eólicas. En caso de una modificación adicional de la tensión en caso de una desviación de tensión de red ya existente se puede reaccionar mediante una conmutación a otros valores de tabla.

La validez de algunas especificaciones de tabla va más allá de la duración del fallo de red debido a la formación de escalones representada en la figura 3.

En las figuras 4 y 5 se representan estados de señal de aparatos de medición así como estados de señal de control realizados a partir de los mismos. En primer lugar se hace referencia a la figura 4. En la figura 4 se representa el desarrollo de tensión de red 4.1, una caída de tensión de red medida 4.2, la señal acerca de la existencia de un fallo eléctrico, por ejemplo, de un flujo de corriente 4.3 demasiado elevado o demasiado bajo, la operación de apagado 4.4, la operación con la operación LVRT 4.5 así como la supresión de fallo 4.6 a lo largo del tiempo t . En caso de una caída de la tensión de red 4.1 se puede registrar un fallo de red o un fallo eléctrico 4.3. La señal del fallo eléctrico 4.3 que se ha producido está correlacionada con la caída de tensión de red medida 4.2. La detección del fallo eléctrico 4.3 provoca el inicio del estatus de la operación LVRT 4.5. Es decir, a partir de este momento la turbina eólica se opera en la operación diferente del modo operativo normal, por ejemplo, con una potencia reducida. Ya con la caída real 4.1 empieza el tiempo especificado por la línea característica del modo operativo diferente 4.7. Este tiempo especificado por la línea característica del modo operativo diferente 4.7 se puede deducir de la línea característica, tal como se representa en la figura 2. Sin embargo, según la invención no se usa el periodo de tiempo concreto asignado a la respectiva caída de tensión para realizar el modo operativo diferente, sino, tal como se describe con respecto a la figura 3, el periodo de tiempo que está asignado al respectivo intervalo de tensión.

Se puede ver que la tensión de red 4.1 ha vuelto a adoptar un nivel normal tras un tiempo determinado 4.8. De ello resulta la finalización de la señal a través de la caída de tensión de red medida 4.2. A partir de ello también se genera una nueva señal con respecto a un fallo eléctrico 4.3. Debido a que la tensión de red 4.1 se ha normalizado dentro del tiempo especificado por la línea característica del modo operativo diferente 4.7, también se finaliza el modo operativo diferente, la operación LVRT, de modo que la turbina eólica se sigue operando de nuevo en la operación normal en caso de una normalización de la tensión de red. Es decir, en la situación expuesta en la figura 4 no se debía realizar un apagado de la turbina eólica, ya que la tensión de red se recuperó dentro del tiempo especificado por la línea característica del modo operativo diferente 4.7.

En cambio, en la figura 5 se representa la situación en la que la duración 4.8 de la desviación de tensión de red 4.1 va más allá del tiempo especificado por la línea característica del modo operativo diferente 4.7. Los desarrollos de estado de señal en la figura 5 están designados a este respecto con los mismos números de referencia que en la figura 4. Asimismo, en la situación descrita en la figura 5 aparece una caída en la tensión de red 4.1. Esto desencadena la señal a través de un fallo eléctrico 4.3 así como la señal con respecto a la caída de tensión de red

medida 4.2, tal como ya se describió con respecto a la figura 4. Se puede ver que la tensión de red 4.1 no se normaliza hasta que haya transcurrido el tiempo especificado por la línea característica del modo operativo diferente 4.7. Al transcurrir el tiempo especificado por la línea característica del modo operativo diferente 4.7, se proporciona automáticamente la señal para el apagado 4.4. Se puede ver que el tiempo realizado del modo operativo diferente 4.8 es mayor que el tiempo especificado por la línea característica del modo operativo diferente 4.7. Esto se debe a la formación de escalones representada en la figura 3 y a los valores de tiempo que se derivan de la misma para cada intervalo de tensión. Por tanto se realiza una duración operativa más larga de la turbina eólica al aparecer fallos de red de lo que se especifica por parte de los respectivos legisladores, sin embargo, esto tiene la ventaja de que mediante la formación de escalones representada en la figura 3 en la línea característica se puedan generar de manera fundamentalmente más rápida y más fiable los datos necesarios para controlar la turbina eólica de lo que sería posible con un cálculo por cada valor de tensión residual concreto.

A continuación se hace referencia a la figura 6 que muestra la estructura constructiva de una posible forma de realización de una turbina eólica 6 que puede servir para realizar el procedimiento según la invención. Esta turbina eólica comprende palas de rotor 6.1 que están acopladas a un generador 6.2. El generador 6.2 está acoplado con respecto a la técnica de las señales con un dispositivo de control de energía 6.3. Este dispositivo de control de energía 6.3, a su vez, está conectado con dispositivos de transmisión de señal adecuados con un sistema de control 6.4. La turbina eólica está conectada a la red 6.5, por ejemplo, para poderse alimentar con energía en caso de que no haya viento o en el estado apagado.

El dispositivo de control de energía 6.3 comprende una o varias resistencias 6.31 que están conectadas a través de un conmutador 6.34 (por ejemplo, IGBT), pudiendo estar previstos entre las mismas de manera ventajosa un rectificador 6.32 y un dispositivo de protección contra sobretensiones 6.33. Este conmutador IGBT 6.34 está acoplado con una primera unidad de control 6.35. La primera unidad de control 6.35 también está acoplada con el sistema de control 6.4 que presenta el denominado control LVRT 6.41 al que están conectados un dispositivo de medición de tensión de red 6.42 así como un dispositivo de protección 6.43 y un dispositivo de ángulo de pala 6.44. Con la primera unidad de control 6.35 y el sistema de control 6.4 está también acoplada una segunda unidad de control 6.46 que puede actuar sobre un elemento de potencia reactiva 6.45. El generador 6.2 está conectado a través de líneas de medición de corriente 6.47 y líneas de medición de tensión 6.48 con el sistema de control 6.4.

Al aparecer una desviación de tensión de red o un fallo de red se modifica el ángulo de pala de las palas de rotor 6.1 para realizar un número de revoluciones deseado para realizar la operación de la turbina eólica en el modo operativo diferente del modo operativo normal a través de la primera unidad de control 6.35. Además, la primera unidad de control 6.35 puede activar el conmutador IGBT 6.34 de modo que mediante este último se realiza una modificación en la alimentación con corriente de las resistencias 6.31, de modo que energía eléctrica generada por la turbina eólica se convierte allí en energía térmica y, por consiguiente, se influye en la potencia efectiva generada por la turbina eólica. De manera alternativa se puede utilizar para la modificación del ángulo de pala de las palas de rotor 6.1 también el sistema de control 6.4.

La figura 7 indica un ejemplo de realización adicional de una turbina eólica 7 que puede servir para implementar el procedimiento anteriormente descrito. A este respecto se utiliza un generador asíncrono de alimentación doble 7.1 cuyo rotor 7.11 se puede conectar eléctricamente con la red 6.5 a través de un sistema de convertidor 7.2 que comprende un circuito intermedio de tensión continua 7.21 y dos convertidores 7.22, 7.23. El estator 7.12 está conectado directamente con la red 6.5, tal como en el ejemplo de realización anterior. En el circuito intermedio 7.21 del sistema de convertidor 7.2 está dispuesta una resistencia 7.24 con un conmutador 7.25.

Están previstos un dispositivo de control y regulación de número de revoluciones 7.6 para activar el sistema de ajuste de ángulo de pala 7.61 y un dispositivo de control inversor 7.8 para activar el sistema de convertidor 7.2 que, a su vez, están conectados con el sistema de control 7.4 de la turbina eólica 7. El sistema de control 7.4 mide la tensión de red. En parte se deben incluir elementos del sistema de control 7.4 del ejemplo de realización anterior que no están representados en la figura 7. A continuación se indican ejemplos para valores de ajuste guardados, almacenados en forma de tabla y asignados a los intervalos de tensión:

Tabla 1: Ejemplos de la duración de supresión de fallo que resulta de la línea característica especificada;

Intervalo	Tensión [%]	Periodo de tiempo (máx.)	Periodo de tiempo (preferible)
1	> 90 %	0 (sin LVRT)	
2	90 – 45 %	2,5 s	2,3 s
3	45 – 22 %	1,75 s	
4	22 – 0 %	1,12 s	

Tabla 2: Ejemplos de la duración de validez que resulta del comportamiento de supresión de fallo deseado según la caída de tensión de las siguientes tablas;

Intervalo	Tensión [%]	Periodo de tiempo (máx.)
1	> 90 %	0 (sin LVRT)

ES 2 478 046 T3

Intervalo	Tensión [%]	Periodo de tiempo (máx.)
2	90 – 45 %	2,5 s
3	45 – 22 %	2,5 s
4	22 – 0 %	2,5 s

Tabla 3: Ejemplos de valores teóricos de número de revoluciones del generador en revoluciones por minuto, indicando el primer número el número de revoluciones para una frecuencia de red de 50 Hz, e indicando el segundo número el número de revoluciones para una frecuencia de red de 60 Hz, según a qué país o a qué red se debe efectuar el suministro;

5

Intervalo	Tensión [%]	Intervalo de viento 1 de 4 a 7 m/s	Intervalo de viento 2 de 8 a 11 m/s	Intervalo de viento 3 de 12 a 14 m/s	Intervalo de viento 4 de > 14 m/s
1	> 90 %	1560 / 1972	1560 / 1872	1560 / 1872	1560 / 1872
2	90 – 45 %	1590 / 1908	1590 / 1908	1590 / 1908	1590 / 1908
3	45 – 22 %	1590 / 1908	1590 / 1908	1650 / 1980	1650 / 1980
4	22 – 0 %	1590 / 1908	1650 / 1980	1650 / 1980	1650 / 1980

Tabla 4: Ejemplos de valores de número de revoluciones del generador en porcentaje con respecto al número de revoluciones nominal;

Intervalo	Tensión [%]	Intervalo de viento 1 de 4 a 7 m/s	Intervalo de viento 2 de 8 a 11 m/s	Intervalo de viento 3 de 12 a 14 m/s	Intervalo de viento 4 de > 14 m/s
1	> 90 %	100 %	100 %	100 %	100 %
2	90 – 45 %	102 %	102 %	102 %	102 %
3	45 – 22 %	102 %	102 %	106 %	106 %
4	22 – 0 %	102 %	106 %	106 %	106 %

10

Tabla 5: Un primer ejemplo preferido de valores de desplazamiento de ángulo de pala (cabeceo) (en grados);

Intervalo	Tensión [%]	Intervalo de viento 1 de 4 a 7 m/s	Intervalo de viento 2 de 8 a 11 m/s	Intervalo de viento 3 de 12 a 14 m/s	Intervalo de viento 4 de > 14 m/s
1	> 90 %	0	0	0	0
2	90 – 45 %	0	0	0	0
3	45 – 22 %	0	0	0	2
4	22 – 0 %	0	0	2	2

Tabla 6: Un segundo ejemplo de valores de desplazamiento de ángulo de pala (cabeceo) (en grados)

Intervalo	Tensión [%]	Intervalo de viento 1 de 4 a 7 m/s	Intervalo de viento 2 de 8 a 11 m/s	Intervalo de viento 3 de 12 a 14 m/s	Intervalo de viento 4 de > 14 m/s
1	> 90 %	0	0	0	0
2	90 – 45 %	0	0	0	0
3	45 – 22 %	0	0	3	0
4	22 – 0 %	0	0	3	0

Tabla 7: Ejemplos de un posible ciclo de trabajo favorable, es decir, para la activación del IGBT, indicándose en cada columna de un intervalo de viento valores indicativos generales (a la izquierda) y valores especialmente favorables (a la derecha).

15

Intervalo	Tensión [%]	Intervalo de viento 1 de 4 a 7 m/s		Intervalo de tiempo 2 de 8 a 11 m/s		Intervalo de viento 3 de 12 a 14 m/s		Intervalo de viento 4 de > 14 m/s	
1	> 90 %	1	1	1	1	1	1	1	1
2	90 - 45 %	0,3	0,34	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
3	45 – 22 %	0,4	0,39	0,6	0,63	0,8	0,76	0,8	0,76
4	22 – 0 %	0,4	0,39	0,6	0,63	0,8	0,75	0,8	0,075

Las combinaciones de características dadas a conocer en los ejemplos de realización descritos no deben tener un efecto limitativo con respecto a la invención, sino que más bien se pueden combinar también las características de las diferentes realizaciones entre sí.

Lista de números de referencia

5	1.1	Fallo de red	6.32	Rectificador
	1.2	Aviso de fallo	6.33	Dispositivo de protección contra sobretensiones
	1.3	Operación de desencadenamiento	6.34	Conmutador
10	1.4	Tiempo de reacción	6.35	Primera unidad de control
	1.5	Retardo de apagado	6.4	Sistema de control
	2.1	Línea característica especificada	6.41	Control de LVRT
	3.1	Línea característica ajustada	6.42	Dispositivo de medición de tensión de red
	3.2	Primer intervalo de tensión	6.43	Dispositivo de protección
15	3.3	Segundo intervalo de tensión	6.44	Dispositivo de control de ángulo de pala
	3.4	Tercer intervalo de tensión	6.45	Elemento de potencia reactiva
	3.5	Cuarto intervalo de tensión	6.46	Segunda unidad de control
	3.7	Tensión residual	6.47	Línea de medición de corriente
	4.1	Tensión de red	6.48	Línea de medición de tensión
20	4.2	Caída de tensión medida	6.5	Red
	4.3	Fallo de red	7	Turbina eólica
	4.4	Operación de apagado	7.1	Generador asíncrono
	4.5	Estatus del modo operativo diferente	7.11	Rotor
			7.12	Estator
25	4.6	Supresión de fallo	7.2	Sistema de convertidor
	4.7	Tiempo especificado por la línea característica del modo operativo diferente	7.21	Circuito intermedio de tensión continua
			7.22	Convertidor
			7.23	Convertidor
	4.8	Tiempo realizado del modo operativo diferente	7.24	Resistencia
30	6	Turbina eólica	7.25	Conmutador
	6.1	Pala de rotor	7.4	Sistema de control
			7.6	Dispositivo de control y regulación de número de revoluciones
	6.2	Generador	7.61	Sistema de ajuste de ángulo de pala
35	6.3	Dispositivo de control de energía	7.8	Dispositivo de control inversor
	6.31	Resistencia		

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para operar una turbina eólica (6; 7) conectada a una red eléctrica (6.5) para generar energía eléctrica al aparecer un cambio de tensión de red, en el que

- 5 - en caso de una desviación de una tensión de red (4.1) con respecto a un intervalo de tensión de red normal determinado se mide la tensión de red residual actual (3.7),
- se mide la velocidad de viento actual,
- se define, en función del valor de la tensión de red residual (3.7), un periodo de tiempo determinado que
- 10 empieza con la detección del cambio de tensión de red,
- la turbina eólica (6; 7) se opera dentro del periodo de tiempo definido en función del valor de la tensión de red residual (3.7) con un modo operativo determinado diferente de la operación normal,
- la turbina eólica (6; 7) se vuelve a operar en el modo operativo normal a partir de una normalización de la
- 15 tensión de red (4.1) que se realiza dentro del periodo de tiempo definido o, al perdurar el cambio de tensión de red durante el periodo de tiempo definido, se apaga al final del periodo de tiempo,
- en el que se definen intervalos de tensión (3.2, 3.3, 3.4, 3.5) para valores de tensión de red que no están abarcados por el intervalo de tensión de red normal,

caracterizado por que

- 20 - a cada intervalo de tensión (3.2, 3.3, 3.4, 3.5) definido se asignan una pluralidad de valores de tensión y, respectivamente, al menos un primer factor para controlar la turbina eólica (6; 7), que en particular es diferente para cada intervalo de tensión (3.2, 3.3, 3.4, 3.5), para realizar el modo operativo diferente del modo operativo normal,
- 25 - y, en función de la velocidad de viento medida, se usa uno de los primeros factores para controlar la turbina eólica (6; 7) para realizar el modo operativo diferente,
- sirviendo el primer factor para ajustar el ángulo de pala de las palas de rotor (6.1) de la turbina eólica (6; 7),
- 30 - y determinándose o consultándose el valor del ángulo de pala actual en caso de un cambio de tensión de red,
- y determinándose un valor de ángulo de desplazamiento a partir del primer factor, o consultándose en una memoria un valor de ángulo de desplazamiento de este tipo previamente almacenado en la memoria para un respectivo intervalo de tensión (3.2, 3.3, 3.4, 3.5) no abarcado por el intervalo de tensión de red normal,
- 35 - y suministrándose el valor de ángulo de desplazamiento de un dispositivo de control de la turbina eólica (6; 7) con el fin de conectarse al ángulo de pala actual y modificándose de manera correspondiente el ángulo de pala.

2. Procedimiento según la reivindicación 1, caracterizado por que se definen intervalos de velocidad de viento, asignándose a cada intervalo de velocidad de viento definido una pluralidad de velocidades de viento, y asignándose a cada intervalo de velocidad de viento al menos un segundo factor por cada intervalo de velocidad de viento para controlar la turbina eólica (6; 7) para realizar la operación diferente de la operación normal.

3. Procedimiento según la reivindicación 2, caracterizado por que a partir de una asociación de los factores primero y segundo se genera un valor teórico de control para la operación de la turbina eólica (6; 7) para ajustar el modo operativo diferente de la operación normal.

4. Procedimiento según al menos una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que también el segundo factor y/o el valor teórico de control sirven para ajustar el ángulo de pala de las palas de rotor (6.1) de la turbina eólica (6; 7).

5. Procedimiento según la reivindicación 4, caracterizado por que se determina o se consulta el valor del ángulo de pala actual en caso de un cambio de tensión de red y también se determina a partir del segundo factor y/o a partir del valor teórico de control el valor de ángulo de desplazamiento, o se consulta de una memoria este valor de ángulo de desplazamiento previamente almacenado en la memoria para un respectivo intervalo de tensión (3.2, 3.3, 3.4, 3.5) no abarcado por el intervalo de tensión de red normal, que se suministra al dispositivo de control de la turbina eólica (6; 7) con el fin de conectarse al ángulo de pala actual y modificándose de manera correspondiente el ángulo de pala.

6. Procedimiento según al menos una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que el primer factor y/o el valor teórico de control sirven para regular la operación de una unidad de resistencia (6.31, 6.33, 6.34; 7.24, 7.25).

7. Procedimiento según al menos una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que el periodo de tiempo definido se define de manera correspondiente al valor de tensión máximo de un intervalo de tensión de red definido.

8. Procedimiento según al menos una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que un respectivo primer y/o segundo factor y/o valor teórico de control se define de manera asignada al respectivo intervalo de tensión y/o

intervalo de viento y se almacena en al menos una memoria y se consulta de allí en caso de la desviación de tensión que corresponde al respectivo factor y/o valor teórico de control.

- 5 9. Procedimiento según al menos una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que al menos uno de los factores y/o el valor teórico de control se usan para seleccionar y activar unidades de turbina eólica que durante el tiempo de la desviación de red se apagan o también se operan en un modo operativo diferente de su modo operativo normal.
- 10 10. Procedimiento según al menos una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que al menos uno de los factores y/o el valor teórico de control sirven para controlar la potencia reactiva de la turbina eólica (6; 7) durante la desviación de red.
- 15 11. Procedimiento según al menos una de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que, en caso de un nuevo cambio de la tensión de red dentro del periodo de tiempo definido a un valor de tensión que no está abarcado por el intervalo de tensión correspondiente a la desviación de tensión por primera vez, se usa otro primer factor para controlar la turbina eólica (6; 7) para realizar el modo operativo diferente del modo operativo normal.

Fig. 1

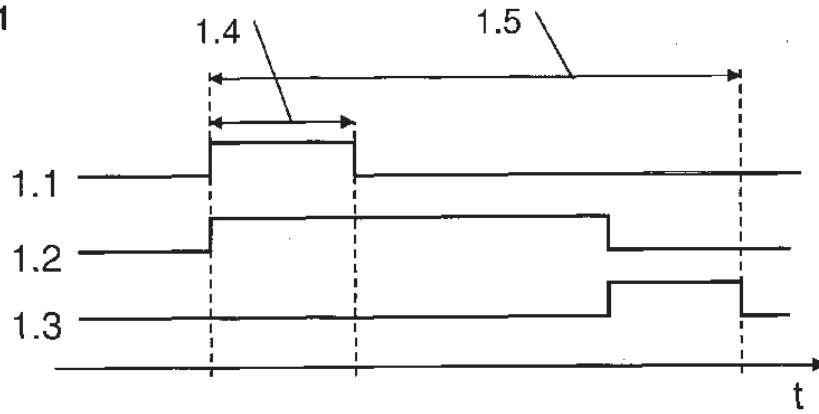


Fig. 2

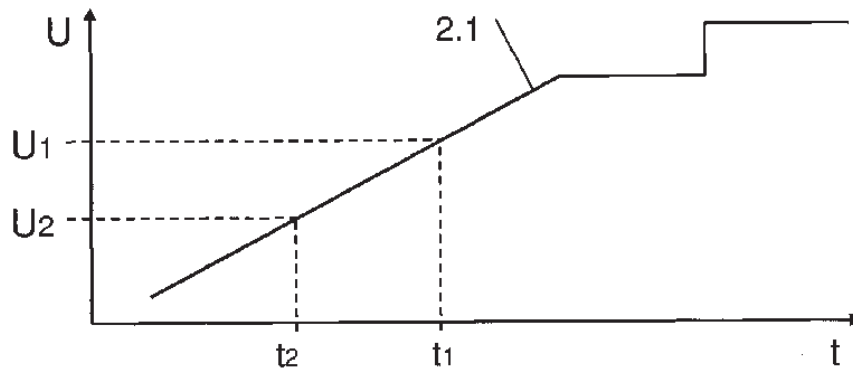


Fig. 3

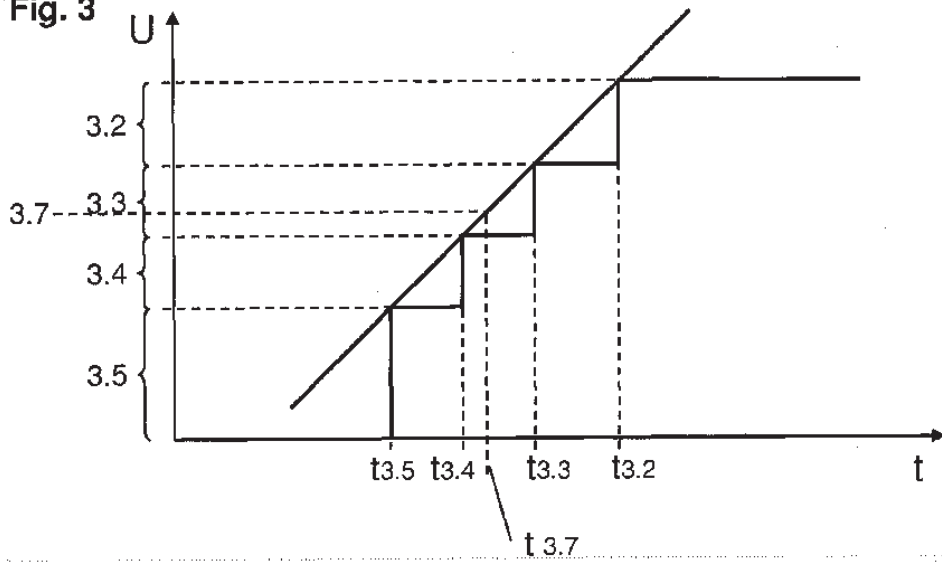


Fig. 4

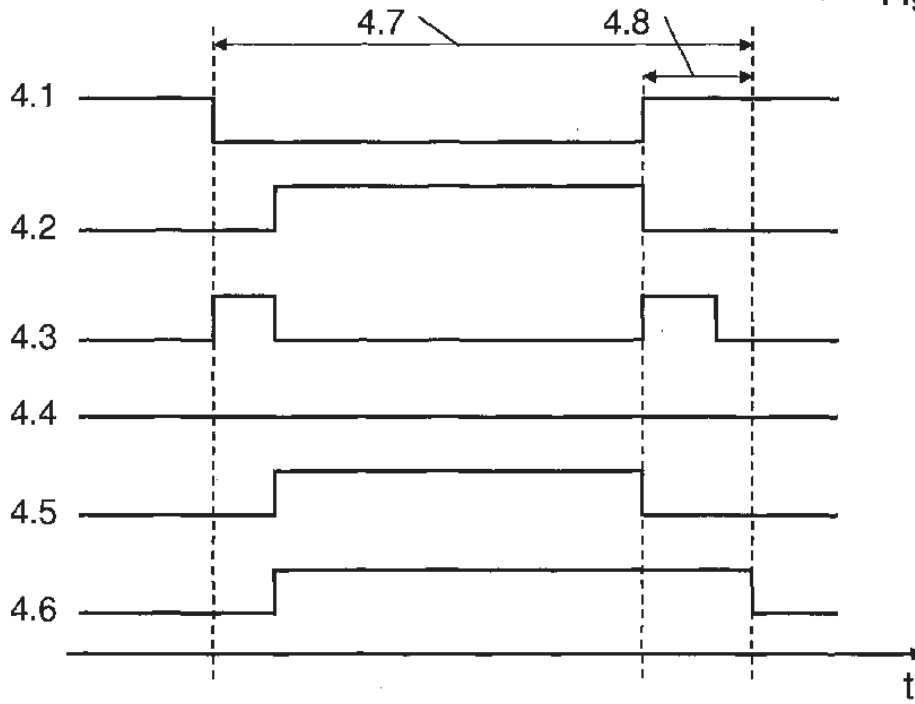


Fig. 5

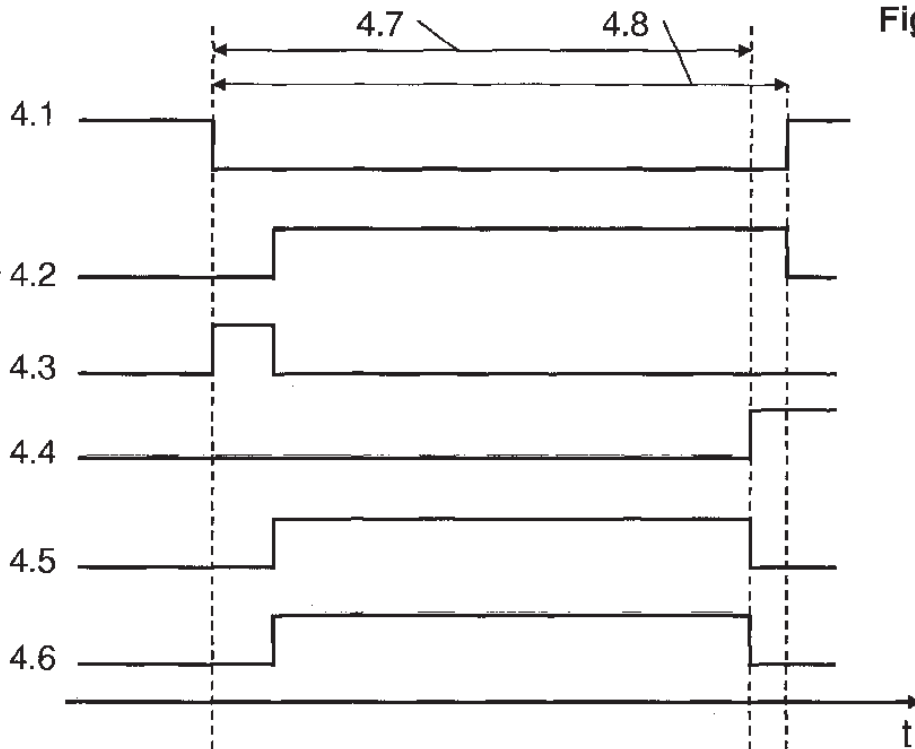


Fig. 6

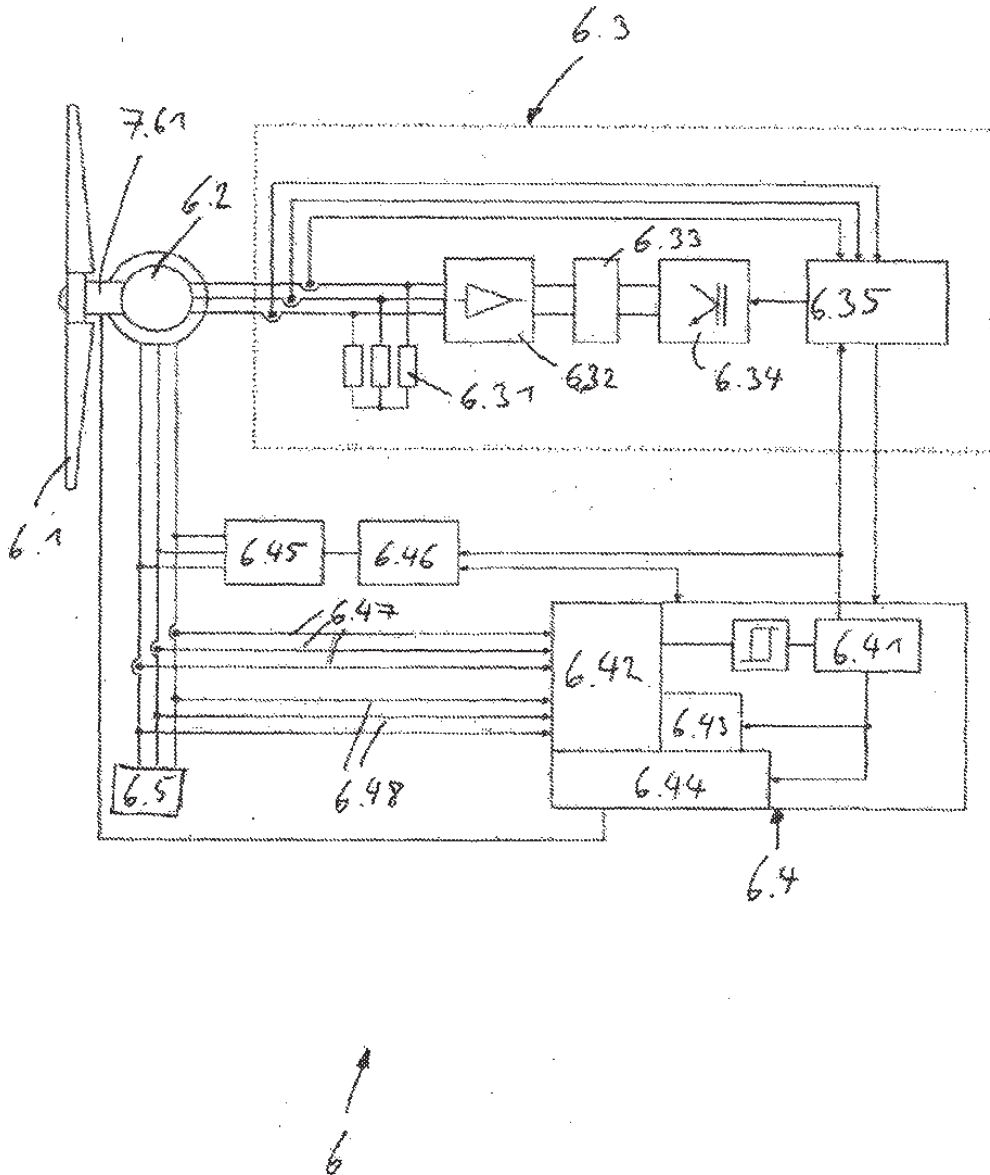


Fig. 7

