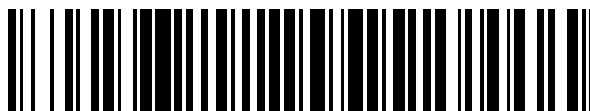


19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 453 840**

51 Int. Cl.:

**F03D 7/02** (2006.01)  
**H02J 3/48** (2006.01)  
**H02P 9/00** (2006.01)  
**F03D 7/04** (2006.01)  
**F03D 9/00** (2006.01)  
**H02J 3/38** (2006.01)  
**H02P 9/42** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **18.12.2008 E 08021990 (0)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **08.01.2014 EP 2075463**

54 Título: **Instalación de energía eólica y procedimiento para su funcionamiento**

30 Prioridad:

**27.12.2007 ES 200703458**

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

**08.04.2014**

73 Titular/es:

**GAMESA INNOVATION & TECHNOLOGY, S.L.**  
**(100.0%)**  
**AVENIDA CIUDAD DE LA INNOVACIÓN 9-11**  
**31612 SARRIGUREN, NAVARRA, ES**

72 Inventor/es:

**ANDRESEN, BJÖRN**

**ES 2 453 840 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**

### **INSTALACION DE ENERGIA EOLICA Y PROCEDIMIENTO PARA SU FUNCIONAMIENTO**

#### **Campo de la invención**

5           La presente invención se refiere al campo de sistemas y dispositivos de energía eólica y, más específicamente, al control de la manera en la que se suministra la energía generada por tales sistemas y dispositivos a una malla o red para la distribución de la energía.

#### **Estado de la técnica**

10           Los sistemas e instalaciones de energía eólica incluyen uno o más generadores o turbinas de energía eólica dispuestos para producir energía eléctrica mediante la rotación inducida por el viento. Esta energía eléctrica, generada por uno o más de estos generadores (por ejemplo, por varios  
15 generadores que forman parte de o constituyen un denominado “parque eólico”), se suministra a una malla o red para la distribución de la energía. Normalmente, un gran número de generadores de energía eléctrica están conectados a la misma red, y normalmente varios consumidores de energía están también conectados a la red.

20           Con el fin de mantener sustancialmente constantes la tensión y frecuencia en la red, es importante que la entrada de potencia a la red en cada momento sea sustancialmente igual a la potencia que se consume. Por tanto, la generación de potencia (incluyendo la potencia generada por los generadores individuales o turbinas eólicas y/o por uno o más parques eólicos  
25 considerados como un todo) tiene que controlarse y modificarse según el consumo.

30           Un problema con la energía eólica, en comparación con otros tipos de generación de energía eléctrica tal como la generación de energía hidroeléctrica, energía nuclear, etc. es que el viento también tiende a fluctuar demasiado también a corto plazo. Si la energía eólica sólo representa una proporción muy pequeña de la energía que se introduce a una red, estas

variaciones pueden no ser muy relevantes para el rendimiento general de la red. Sin embargo, puesto que la energía eólica ha crecido en popularidad y ahora constituye una parte sustancial de la energía eléctrica total que se inyecta en la red, la regulación acerca de la manera en la se inyecta y  
5 suministra la energía eólica a la red (mediante turbinas eólicas individuales y/o mediante parques eólicos considerados como un todo) se ha vuelto cada vez más importante. Un gran número de patentes, solicitudes de patentes y otros documentos enseñan diferentes maneras de controlar el suministro de energía eólica a la red.

10 Un ejemplo de una solicitud de patente de este tipo es el documento DE-A1-102005052011 (E.ON Netz GmbH) que describe cómo se varía la potencia activa inyectada en la red desde una instalación de energía eólica según una fórmula especificada, relacionada con la frecuencia en la red. Normalmente, una red está dispuesta para operar a una frecuencia preestablecida, por  
15 ejemplo, en la práctica, de 50 Hz ó 60 Hz. Con el fin de mantener la frecuencia de red real a esta frecuencia nominal, la inyección de potencia en la red debería ser igual al consumo. Cuando se consume más potencia activa de la que se inyecta en la red, la frecuencia de red real o instantánea tiende a bajar. Cuando se inyecta más potencia activa a la red de la que se consume, la  
20 frecuencia de red real tiende a subir. Las mallas o redes, así como los aparatos e instalaciones conectados a las mismas para la inyección y/o consumo de potencia activa, están diseñadas normalmente para tolerar desviaciones menores de la frecuencia nominal. Sin embargo, desviaciones importantes pueden tener efectos negativos en el funcionamiento de la red y en los  
25 dispositivos conectados a la red.

Puesto que la energía eólica se está convirtiendo en una fuente de energía importante y puesto que la potencia generada mediante turbinas eólicas que se inyecta en la red se está convirtiendo en una parte importante de la potencia activa total inyectada en la red, es importante controlar las  
30 instalaciones de energía eólica para que contribuyan a la estabilidad de la red o, al menos, para que contribuyan lo menos posible a la inestabilidad de la red.

Tal como se mencionó en el documento DE-A1-102005052011, una solicitud anterior, el documento DE-A1-10022974 (Aloys Wobben), ya propuso una reducción de la potencia activa cuando la frecuencia de red real aumentase más allá de un límite de frecuencia de red que fuese el 0,3% por encima de la frecuencia de red nominal. Además, el documento DE-A1-10022974 dio a conocer que no debería inyectarse potencia en la red cuando la frecuencia de red real estuviese un 2% por encima de la frecuencia de red nominal. Se mencionó un controlador, pero no se dio a conocer exactamente cómo debería operar.

El documento DE-A1-102005052011 propone que cuando la tensión de red real aumenta más allá de 50,2 Hz, la potencia activa debería reducirse dinámicamente según la fórmula

$$\Delta P = 20 P_M [(50,2 \text{ Hz} - f_{\text{red}})] / 50 \text{ Hz},$$

en la que

$\Delta P$  es la reducción en la potencia  $P$  activa inyectada en %,

$P_M$  es la potencia activa que se inyecta actualmente en la red, y

$f_{\text{red}}$  es la frecuencia de red real.

Se establece que la regulación tiene lugar sólo dentro de un intervalo de frecuencia desde 50,2 Hz y hasta 51,5 Hz incluido. Además, se sugiere que el generador de energía eólica se desconectará automáticamente de la red cuando la frecuencia de red real disminuya por debajo de un límite de frecuencia inferior de 47,5 Hz y/o aumente más allá de un límite de frecuencia superior de 51,5 Hz, por lo que dicha desconexión debería ser una desconexión "física". De esta manera, se establece que no existe riesgo de que el generador permanezca conectado a la red cuando la frecuencia de red real alcance valores fuera del intervalo de 47,5 Hz a 51,5 Hz mencionado anteriormente.

**Descripción de la invención**

Sin embargo, se ha descubierto que si se supone que la "reconexión" tiene lugar de nuevo tan pronto como la frecuencia de red real vuelva a estar dentro de dicho intervalo de frecuencia de 47,5 Hz a 51,5 Hz, podrían producirse problemas. Por ejemplo, si la "reconexión" de una instalación de energía eólica tiene lugar tan pronto como la frecuencia de red real o medida baje desde "justo por encima" de 51,5 HZ hasta 51,5 Hz, esta reconexión, y la correspondiente inyección de más potencia activa en la red, podría "empujar" la frecuencia de red real de nuevo más allá de 51,5 Hz, lo que podría forzar una nueva desconexión de la instalación de la red. El riesgo de que la "reconexión" tenga este efecto es obviamente mayor cuando la instalación tiene una capacidad de potencia alta en relación a la potencia total inyectada en la red, por ejemplo, si la instalación comprende un generador de energía eólica de gran capacidad y/o una gran número de generadores de energía eólica (tal como si la instalación es un parque eólico), o si varias instalaciones se operan según los mismos "criterios" para la desconexión, en cuyo caso pueden reconectarse al mismo tiempo. Si esto sucede, podría producirse un estado de oscilación, en el que las instalaciones se desconectan repetidamente (cuando la frecuencia aumenta más allá del límite de frecuencia superior) y se reconectan (cuando la frecuencia vuelve a bajar de nuevo a dicho límite de frecuencia superior). Esto podría dar lugar a un bucle del cual podría ser difícil salir.

Otro problema es que la fórmula descrita anteriormente podría realmente ayudar a evitar o reducir un aumento adicional sustancial de la frecuencia de red real cuando la frecuencia alcanzase el límite de 50,2 Hz mencionado anteriormente, puesto que cualquier aumento adicional implicará una reducción en la potencia inyectada en la red. Sin embargo, este simple control "P" (proporcional) y control en bucle abierto no ayudarían a hacer volver la frecuencia de red real hacia la frecuencia de red nominal; simplemente ayudarían a estabilizarla a algún nivel mas allá de los 50,2 Hz.

Es decir, básicamente, tanto el documento DE-A1-102005052011 como

el documento DE-A1-10022974 mencionados anteriormente (así como muchos "códigos de red" conocidos de la técnica anterior) se basan en algún tipo de regulación "P" (proporcional) o también en algún control en bucle abierto con una ganancia P fija que puede, al menos en algunos casos, ayudar a reducir la  
5 contribución de una instalación de energía eólica a un aumento adicional de la frecuencia de red real, pero que puede ser insuficiente para hacer volver la frecuencia de red real hacia la frecuencia de red nominal. Quizá esto se deba a que tradicionalmente se ha considerado que la tarea de hacer volver la frecuencia de red hacia la frecuencia real no es un tarea que deba resolverse  
10 con la ayuda de las instalaciones de energía eólica, sino que es una tarea que debe tratarse por el operador del sistema utilizando otros medios, por ejemplo, reduciendo la potencia generada por otros generadores de energía, normalmente controlando la potencia generada por las plantas de energía rápidas con turbinas de gas (donde la salida de potencia puede variar rápidamente) o por las plantas de energía hidroeléctrica.

Sin embargo, se ha descubierto que también las turbinas eólicas pueden controlarse para modificar rápidamente su salida de potencia. Por tanto, se ha considerado de interés utilizar esta ventaja de la turbina eólica utilizando más activamente el controlador de las turbinas eólicas.

Además, a la vista de la creciente proporción de la potencia activa total inyectada en la red que se produce mediante instalaciones de energía eólica, se ha considerado que las instalaciones de energía eólica también deberían ayudar a la red en hacer volver realmente la frecuencia de red real hacia la frecuencia nominal, y que no debería tener lugar ninguna oscilación de  
25 "conectado/desconectado" en correspondencia con los límites de frecuencia superior e inferior.

Por tanto, la invención tal como se da a conocer en el presente documento puede utilizarse para

- a) reducir el riesgo de oscilaciones de conectado/desconectado; y/o
- 30 b) contribuir activamente a la estabilización de la frecuencia de red y/o ayudar a hacer volver la frecuencia de red a su valor "normal" o

nominal.

Por tanto, un primer aspecto de la invención se refiere a un procedimiento para operar una instalación de energía eólica conectada a una red para la distribución de energía eléctrica, comprendiendo dicha instalación de energía eólica al menos un generador de energía eólica (es decir, la instalación de energía eólica puede corresponder a un único generador de energía eólica o turbina eólica, o a un grupo de los mismos, tal como un parque eólico o una parte de un parque eólico), estando relacionada dicha instalación de energía eólica con dicha red para la inyección de potencia en dicha red (es decir, para la inyección de potencia activa y, opcionalmente, de potencia reactiva, en uno o más puntos de interconexión entre la instalación de energía eólica y la red), teniendo dicha red una frecuencia ( $f_n$ ) de red nominal (por ejemplo, 50 Hz) y estando dispuesta dicha red para operar a dicha frecuencia de red nominal (normalmente, dentro de una banda en torno a dicha frecuencia de red nominal).

El procedimiento comprende controlar la potencia activa que se inyecta en dicha red desde dicha instalación de energía eólica a la vista de una frecuencia ( $f_a$ ) de red real medida a la que la red está operando. Más específicamente, el procedimiento comprende las etapas de

- medir dicha frecuencia ( $f_a$ ) de red real;
- determinar una diferencia ( $E$ ) entre dicha frecuencia ( $f_a$ ) de red real y dicha frecuencia ( $f_n$ ) de red nominal;
- si dicha diferencia es mayor que un umbral predefinido (que puede ser 0 Hz o un valor superior, tal como, por ejemplo, 0,2 Hz), adaptar (es decir, aumentar o disminuir) la cantidad de potencia activa que se inyecta en la red desde dicha instalación de energía eólica de manera que se haga volver la frecuencia ( $f_a$ ) de red real hacia la frecuencia ( $f_n$ ) de red nominal.

De esta manera, se consigue que la instalación de energía eólica contribuya activamente a la estabilización de la red haciendo volver la frecuencia de red real hacia la frecuencia de red nominal (en lugar de, como se

sugería en la técnica anterior, simplemente adaptar la cantidad de potencia activa que se inyecta en la red para reducir la contribución a un aumento adicional en la diferencia entre la frecuencia de red real y la frecuencia de red nominal).

5 Por tanto, contrariamente a lo que sucede en los sistemas dados a conocer en el documento DE-A1-102005052011 y en el documento DE-A1-10022974 a los que se hizo referencia anteriormente, el procedimiento de la presente invención garantiza que la instalación de energía eólica no sólo reduce su contribución a un error de frecuencia aumentado (es decir, a una  
10 diferencia aumentada entre la frecuencia real y la frecuencia nominal), sino que también contribuye activamente a una reducción de dicho error.

Por ejemplo, la fórmula  $\Delta P = 20 P_M [(50,2\text{Hz} - f_{\text{red}})] / 50\text{Hz}$  a la que se hace referencia en el documento DE-A1-102005052011 representa una regulación "P" (proporcional) pura, con un factor de ganancia o factor P de 0,4  
15 (es decir, 20/50). Sin embargo, este control P (proporcional) puro tiene la desventaja de que no elimina el error, ya que en ausencia de perturbaciones el control proporcional puro tiende a mantener un error de estado estacionario.

El método puede usar una componente de control integral y/o derivativo, es decir, por ejemplo, regulación PI, PD o PID. Estos tipos de controladores los  
20 conocen ampliamente los expertos en la materia de sistemas de control, y se ha descubierto que su utilización para el control de frecuencia según el presente método es útil para reducir el riesgo y/o duración de errores de frecuencia.

Básicamente, un controlador proporcional integral derivativo (controlador  
25 PID) puede considerarse que es un mecanismo de retroalimentación en bucle de control genérico que sirve para corregir el error entre una variable de proceso medida y un punto de ajuste deseado generando una acción correctiva que puede ajustar el proceso en consecuencia.

El algoritmo de control PID implica tres diferentes parámetros o  
30 componentes, concretamente, el proporcional (P), el integral (I) y el derivativo (D). La parte proporcional determina una reacción basándose en un error



medido instantáneamente (tal como se enseña en el documento DE-A1-10022974 y en el documento DE-A1-102005052011 citados anteriormente). Ahora, la parte integral determina la reacción basándose en el error integrado sobre un determinado periodo de tiempo, es decir, básicamente, basándose en la suma de una pluralidad de los valores de error medidos más o menos recientemente (y por tanto es útil para evitar el error de estado estacionario existente mencionado anteriormente). Por otro lado, la parte derivativa determina la reacción basándose en la velocidad a la que el error ha estado cambiando recientemente. Se utiliza una suma ponderada de estas tres componentes para ajustar el proceso a través de un elemento de control, que regula el suministro de potencia activa a la red.

Al “amoldar” la contribución de las tres componentes en el algoritmo de controlador PID, el PID puede proporcionar una acción de control diseñada para requisitos de proceso específicos. La respuesta del controlador puede describirse en cuanto a la capacidad de reacción del controlador frente a un error, el grado con el que el controlador sobrepasa el punto de ajuste y el grado de oscilación del sistema.

Además, algunos de los ajustes pueden proporcionarse por el operador del sistema para garantizar que las instalaciones de energía eólica conectadas a una red reaccionan frente a cambios de frecuencia de la manera deseada por el operador de red o sistema. Por ejemplo, si el operador del sistema desea que cada turbina eólica o parque eólico contribuya al control de frecuencia de la misma manera, puede definir un cierto ajuste para la parte “I” (ya que ésta modificará la reducción de potencia dependiendo de la duración de tiempo del error) y/o para la parte “D” (ya que ésta determinará la reducción de potencia dependiendo de la velocidad de cambio en la frecuencia de red).

Algunas veces, sólo se necesitan una o dos de las tres componentes para proporcionar el control apropiado del sistema. Esto se consigue deshabilitando las componentes de control no deseadas.

Por tanto, la potencia activa que se inyecta en la red puede, por ejemplo, adaptarse utilizando un controlador que implica al menos una integración en el

tiempo de dicha diferencia (E) entre dicha frecuencia ( $f_a$ ) de red real y dicha frecuencia ( $f_n$ ) de red nominal. Es decir, podría aplicarse al menos la componente (I) integral mencionada anteriormente. Por tanto, dicho controlador puede ser un controlador PI, un controlador PID, un controlador ID o un simple controlador I.

5

La contribución del término integral es proporcional tanto a la magnitud del error como a la duración del error. Por tanto, sumando el error instantáneo en el tiempo (es decir, integrando el error), se determina un “desfase acumulado”. Este desfase acumulado se multiplica entonces por la ganancia integral del controlador y se añade a la salida del controlador, de la manera conocida.

10

Por tanto, utilizando este término integral, el controlador acelera el movimiento hacia el punto de ajuste y elimina el error de estado estacionario residual que se produce con un controlador proporcional “puro”. Obviamente, debe tenerse cuidado cuando se diseña el sistema de control para no sobrepasar (excesivamente) el punto de ajuste, y para limitar la salida (la parte integral integrará hasta que el error sea cero pero, si hay un error continuo, la parte integral integrará todo el tiempo, lo que podría dar lugar a serios problemas si no se impone un límite sobre la salida del controlador).

15

Como una alternativa o complemento, dicha potencia activa que se inyecta en la red puede adaptarse utilizando un controlador que implique al menos una derivada en el tiempo de dicha diferencia (E) entre dicha frecuencia ( $f_a$ ) de red real y dicha frecuencia ( $f_n$ ) de red nominal. Es decir, el controlador puede ser un controlador ID o un controlador PID (como se mencionó anteriormente), o un controlador D o un controlador PD.

20

25

El término derivativo reduce la velocidad de cambio de la salida del controlador y este efecto es más perceptible cerca del punto de ajuste del controlador. Por tanto, el control derivativo puede utilizarse para reducir la magnitud del exceso producido por la componente integral y mejorar la estabilidad del controlador-proceso combinada. Como la contribución de la parte derivativa depende directamente de la velocidad de cambio, la reducción

30

de salida de potencia correspondiente dependerá sustancialmente de la velocidad de cambio ( $df/dt$ ) en lugar de (y/o además de) el valor absoluto del error de frecuencia. Esto puede ser una gran ventaja ya que las turbinas eólicas con control de salida de potencia relativamente rápido (comparadas con muchas plantas de energía convencionales) pueden ayudar a estabilizar la frecuencia de red de manera más rápida utilizando un parte "D" alta. Por tanto, al utilizar la parte "D" el error de frecuencia no aumentará tanto como en muchos sistemas de la técnica anterior, ya que el sistema estabilizarse mucho más deprisa. Por tanto, la parte "D" puede ayudar a impedir grandes errores de frecuencia.

Otro aspecto de la invención se refiere a un procedimiento para operar una instalación de energía eólica conectada a una red para la distribución de energía eléctrica, comprendiendo dicha instalación de energía eólica al menos un generador de energía eólica (es decir, la instalación de energía eólica puede corresponder a un único generador de energía eólica o turbina eólica, o a un grupo de los mismos, tal como un parque eólico o una parte de un parte eólico), estando dicha instalación de energía eólica relacionada con o conectada a dicha red para la inyección de potencia en dicha red (es decir, para la inyección de potencia activa y, opcionalmente, de potencia reactiva, en uno o más puntos de interconexión entre la instalación de energía eólica y la red), teniendo dicha red una frecuencia ( $f_n$ ) de red nominal (por ejemplo, 50 Hz) y estando dispuesta dicha red para operar a dicha frecuencia de red nominal (normalmente, dentro de una banda en torno a dicha frecuencia de red nominal).

El procedimiento comprende controlar la potencia activa que se inyecta en dicha red desde dicha instalación de energía eólica a la vista de una frecuencia ( $f_a$ ) de red real medida a la que la red está operando. El procedimiento comprende las etapas de

- reducir la potencia activa inyectada en la red, en función de la frecuencia de red real (es decir, según "reglas" basadas en dicha frecuencia de red real, tales como según reglas "proporcionales" tales como la fórmula a la que se hace referencia en el documento DE-A1-102005052011

mencionado anteriormente, o según “reglas” PID, PD, ID, PI, I o D), si dicha frecuencia de red real aumenta por encima de un primer valor ( $f_1$ ) umbral superior de frecuencia de red (que correspondería a 50,2 Hz, como en el documento DE-A1-102005052011, o a cualquier otro valor seleccionado de manera adecuada), y

- detener la inyección de potencia activa en la red si dicha frecuencia de red real aumenta más allá de un segundo valor ( $f_2$ ) umbral superior de frecuencia de red mayor que dicho primer valor ( $f_1$ ) umbral superior de frecuencia.

Según este aspecto de la invención, y una vez que dicha frecuencia de red real ha aumentado más allá de dicho segundo valor ( $f_2$ ) umbral superior de frecuencia de red (este segundo valor ( $f_2$ ) umbral superior de frecuencia de red puede, por ejemplo ser 51,5 Hz, acorde con lo que se da a conocer en el documento DE-A1-102005052011), no se reanuda la inyección de potencia activa en la red hasta que la frecuencia de red real haya disminuido por debajo de un tercer valor ( $f_3$ ) umbral superior de frecuencia menor que dicho segundo valor ( $f_2$ ) umbral superior de frecuencia (y opcionalmente o preferiblemente mayor que dicho primer valor ( $f_1$ ) umbral superior de frecuencia). Es decir, si  $f_1=50,2$  Hz y  $f_2=51,5$  Hz,  $f_3$  podría ajustarse a un valor ligeramente por debajo de 51,5 Hz, tal como a 51,4 Hz, 51,3 Hz, 51,2 Hz o 51,0 Hz. Al utilizar este tercer valor umbral superior de frecuencia, se consigue que no se reanude la inyección de potencia activa hasta que la frecuencia de red real haya disminuido suficientemente por debajo del segundo valor umbral superior de frecuencia para “garantizar” o al menos hacer probable que un reinicio de la inyección de potencia activa no “empujará” inmediatamente hacia arriba la frecuencia de red más allá del segundo valor umbral superior de frecuencia. Por tanto, pueden evitarse “oscilaciones” en el estado de conectado/desconectado de la inyección de potencia activa, lo que puede servir para aumentar la estabilidad del sistema. Este tipo de sistema de control es robusto y es fácil de implementar.

El procedimiento puede comprender además las etapas de reducir la

potencia activa inyectada en la red en función de la frecuencia de red real (es decir, según “reglas” basadas en dicha frecuencia de red real), si dicha frecuencia de red real disminuye por debajo de un primer valor ( $f_4$ ) umbral inferior de frecuencia de red (que podría corresponder a, por ejemplo, 49,8 Hz), y detener la inyección de potencia activa en la red si dicha frecuencia de red real disminuye por debajo de un segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia de red menor que dicho primer valor ( $f_4$ ) umbral inferior de frecuencia. Además, una vez que dicha frecuencia de red real haya disminuido por debajo de dicho segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia de red (este segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia de red puede ser, por ejemplo, 47,5 Hz), no se reanudaría la inyección de potencia activa en la red hasta que la frecuencia de red real hubiera aumentado más allá (es decir, por encima) de un tercer valor ( $f_6$ ) umbral inferior de frecuencia mayor que dicho segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia de red (y opcionalmente o preferiblemente menor que dicho primer valor ( $f_4$ ) umbral inferior de frecuencia). Por tanto, pueden evitarse las “oscilaciones” en el estado de conectado/desconectado de la inyección de potencia activa o reducirse también en el intervalo de frecuencias inferiores a la frecuencia de red nominal, lo que puede servir para aumentar adicionalmente la estabilidad del sistema.

Como alternativa, en lugar de reducir la cantidad de potencia activa inyectada en la red en función de la frecuencia de red real, si dicha frecuencia de red real disminuye por debajo del primer valor ( $f_4$ ) umbral inferior de frecuencia de red, es posible aumentar la cantidad de potencia activa inyectada en el sistema. Esto puede ayudar a estabilizar adicionalmente la malla/red (una caída de frecuencia implica que se consume más potencia activa que la que se inyecta en la red, y una respuesta adecuada a una caída de frecuencia puede comprender por tanto aumentar la cantidad de potencia activa inyectada en la red, cuando esto sea posible) pero, por otro lado, puede requerir algún tipo de “reserva de potencia” o “reserva conectada y lista para su utilización” en la instalación de energía eólica. También en este caso, también puede implementarse la función de histéresis descrita anteriormente, por ejemplo, de

manera que se inyecte ninguna o menos potencia en la red cuando la frecuencia real baje por debajo de dicho segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia y de manera que se vuelva a reanudar o aumentar primero la inyección de potencia cuando la frecuencia de red real aumente por encima de dicho tercer valor ( $f_6$ ) umbral inferior de frecuencia.

La función de "histéresis" del segundo aspecto de la invención puede combinarse con el primer aspecto de la invención, de manera que el control (por ejemplo, PI, PD, PID, etc.) se inicia una vez que la frecuencia aumenta más allá (disminuye por debajo) de dicho primer valor umbral de frecuencia superior (inferior), etc.

Otro posible uso se refiere a una instalación de energía eólica conectada o dispuesta para conectarse a una red para la distribución de energía eléctrica, comprendiendo dicha instalación de energía eólica al menos un generador de energía eólica (es decir, la instalación de energía eólica puede corresponder a un único generador de energía eólica o turbina eólica, o a un grupo de los mismos, tal como un parque eólico o una parte de un parque eólico), estando relacionada dicha instalación de energía eléctrica (tal como conectada, por ejemplo, a través de uno o más transformadores) con dicha red para la inyección de potencia en dicha red (es decir, para la inyección de potencia activa y, opcionalmente, de potencia reactiva, en uno o más puntos de interconexión entre la instalación de energía eólica y la red). La instalación de energía eólica comprende además un controlador o sistema de control dispuesto para controlar la inyección de potencia activa en la red según el procedimiento de cualquiera de los aspectos de la invención descritos anteriormente, o según ambos aspectos de la invención.

### **Breve descripción de los dibujos**

Para completar la descripción y con el fin de proporcionar una mejor comprensión de la invención, se proporciona un conjunto de dibujos. Dichos dibujos forman una parte integral de la descripción e ilustran algunas realizaciones preferidas de la invención, que no deberían interpretarse como

restrictivas del alcance de la invención, sino sólo como un ejemplo de cómo puede realizarse la invención. Los dibujos comprenden las siguientes figuras:

Figura 1: una ilustración esquemática de una instalación de energía eólica conectada a una red para la distribución de energía.

5            Figura 2: un diagrama de bloques que ilustra un controlador 3 de una instalación de energía eólica según una posible realización de la invención.

Figura 3: un diagrama de bloques que ilustra, en mayor detalle, una posible realización de dicho controlador.

10           Figura 4: un diagrama que ilustra esquemáticamente la potencia suministrada a la red por una instalación de energía eólica operada según una posible realización de la invención.

Figura 5: un diagrama que ilustra esquemáticamente la potencia suministrada a la red por una instalación de energía eólica operada según otras dos posibles realizaciones de la invención.

15           Figuras 6A y 6B: diagramas que ilustran esquemáticamente el efecto del control de turbina eólica que implica una componente (D) derivativa.

Figuras 7A y 7B: diagramas que ilustran esquemáticamente dos conceptos de controlador básicos que pueden ser útiles para implementar diferentes realizaciones de la invención.

20

### **Descripción de realizaciones preferentes de la invención**

25           La figura 1 ilustra esquemáticamente una instalación de energía eólica que comprende una pluralidad de turbinas eólicas o generadores 1 de energía eólica, estando conectados cada uno de ellos por un primer transformador 4, a un segundo transformador 5 por medio del cual las turbinas 1 eólicas se conectan a un red o malla 2 para la distribución de energía eléctrica a una pluralidad de consumidores (no ilustrados) conectados a la red. Convencionalmente, otros productores de energía (no ilustrados) también están conectados a la red.

30           Además, se proporciona un sistema de control o controlador 3 (puede utilizarse un controlador para toda la instalación, o puede proporcionarse un

controlador individual para cada turbina 1 eólica o para un grupo de turbinas eólicas). El controlador 3 recibe (por ejemplo, desde una memoria interna o desde una estación de control remota) un valor de referencia indicativo de la frecuencia ( $f_n$ ) nominal de la red 2, es decir, de la frecuencia a la que la red 2 debería operar preferiblemente. Normalmente, esta frecuencia puede ser de 50 Hz o 60 Hz.

Además, el controlador recibe una entrada adicional correspondiente a una "frecuencia real" ( $f_a$ ) medida a la que la red está operando realmente. Obviamente, esta frecuencia real puede desviarse de la frecuencia nominal (por ejemplo, debido a un exceso de potencia activa inyectada o debido a insuficiente potencia activa inyectada). El controlador 3, como se ilustra en la figura 2, está diseñado para determinar la diferencia  $E$  entre la frecuencia nominal y la frecuencia real (esto puede realizarse mediante un sencillo circuito restador), y para producir (mediante hardware y software adecuados representados por el módulo 32) una señal ( $P_{ref}$ ) de referencia de potencia que determina el funcionamiento de la(s) turbina(s) 1 (incluyendo su(s) sistema(s) conversor(es)) de una manera para regular la potencia  $P_A$  activa inyectada en la red 2 por la instalación de energía eólica, de la manera definida en las reivindicaciones y descrita anteriormente (véase también la figura 3).

El controlador según una posible realización se ilustra con mayor detalle en la figura 3. Puede observarse cómo el módulo 32 de hardware y software comprende un módulo P (proporcional), un módulo I (integral) y un módulo D (derivativo), realizando por tanto un controlador PID. Las ganancias correspondientes a las partes P, I y D pueden ajustarse por un experto (o ajustarse según los requisitos de/acuerdos con el operador del sistema) a la vista de las características específicas del sistema. El controlador PID como tal es muy conocido en la técnica, y el experto podrá ajustar los parámetros de control de una manera adecuada. Por tanto, no se considera necesaria ninguna descripción adicional de los detalles del control PID (o PD, o PI, o ID, o D o I).

Por tanto, el controlador 32 produce la señal ( $P_{ref}$ ) de referencia que se toma como un valor de entrada para el control de la instalación 1 de energía



eólica, para ajustar en consecuencia la potencia  $P$  activa que se inyecta en la red.

Las figuras 6A y 6B ilustran esquemáticamente la importancia o efecto de una componente (D) derivativa del controlador 32 con el fin de ayudar a impedir un aumento excesivo en el error de frecuencia, por ejemplo, cuando hay una caída repentina en la potencia consumida desde la red.

La figura 6A incluye un diagrama de frecuencia que ilustra cómo la frecuencia ( $f_a$ ) real varía en el tiempo ( $t$ ) (el diagrama superior de la figura 6A), como resultado de la variación del consumo ( $P_c$ ) de potencia en la red, la cantidad total de potencia ( $P_T$ ) activa inyectada en la red desde los diferentes proveedores de energía conectados a la red, y la potencia ( $P_W$ ) inyectada desde la instalación de energía eólica controlada (las figuras son simplemente representaciones esquemáticas, y la "proporción" entre los niveles de las diferentes curvas no corresponde a ninguna situación real), en el caso de una instalación de energía eólica sin una componente de control derivativa. La figura 6B ilustra los mismos elementos pero para una instalación de energía eólica con una componente de control derivativa (D) ajustada apropiadamente. Por tanto, las figuras 6A y 6B ilustran cómo una componente de control derivativa puede proporcionar una respuesta muy rápida y firme a un aumento en el error de frecuencia, proporcionando por tanto una variación adecuadamente rápida y suficiente en la cantidad de potencia ( $P_W$ ) inyectada desde la instalación de energía eólica, reduciendo de ese modo el nivel máximo del error de frecuencia (el nivel máximo del error de frecuencia es mucho menor en la figura 6B que en la figura 6A).

El módulo 32 de control puede configurarse adicionalmente o como alternativa para implementar histéresis. Por ejemplo, como se ilustra en la figura 4 (la curva  $P_1$  representa la manera en la que la potencia activa inyectada en la red desde una instalación de energía eólica varía según la frecuencia de red real), el módulo de control puede configurarse para controlar la potencia  $P_A$  activa que se inyecta en dicha red desde dicha instalación de energía eólica a la vista de la frecuencia ( $f_a$ ) de red real medida a la que la red

está operando,

- reduciendo la cantidad de potencia activa inyectada en la red (por ejemplo, a partir de un nivel  $P_{\max}$  correspondiente a la cantidad máxima de potencia activa que puede generarse y emitirse desde la instalación de energía eólica), en función de la frecuencia de red real (es decir, según “reglas” basadas en dicha frecuencia de red real, como se mencionó anteriormente), si dicha frecuencia de red real aumenta más allá de un primer valor ( $f_1$ ) umbral superior de frecuencia de red (que podría corresponder a, por ejemplo, 50,2 Hz), y
- deteniendo la inyección de potencia activa en la red si dicha frecuencia de red real aumenta más allá de un segundo valor ( $f_2$ ) umbral superior de frecuencia de red mayor que dicho primer valor ( $f_1$ ) umbral superior de frecuencia.

Además, el módulo 32 de control puede configurarse de manera que una vez que dicha frecuencia de red real ha aumentado más allá de dicho segundo valor ( $f_2$ ) umbral superior de frecuencia de red (este segundo valor ( $f_2$ ) umbral superior de frecuencia de red puede ser, por ejemplo, 51,5 Hz), no se reanuda la inyección de potencia activa en la red hasta que la frecuencia de red real haya disminuido por debajo de un tercer valor ( $f_3$ ) umbral superior de frecuencia menor que dicho segundo valor ( $f_2$ ) umbral superior de frecuencia. Es decir, si  $f_1 = 50,2$  Hz y  $f_2 = 51,5$  Hz,  $f_3$  podría ajustarse a un valor ligeramente por debajo de 51,5 Hz, tal como a 51,2 ó 51,0 Hz. Al utilizar este tercer valor umbral superior de frecuencia, se consigue que no se reanude la inyección de potencia activa hasta que la frecuencia de red real haya disminuido suficientemente por debajo del segundo valor umbral superior de frecuencia, para “garantizar” o al menos hacer probable que un reinicio de la inyección de potencia activa no “empujará” inmediatamente hacia arriba la frecuencia de red más allá del segundo valor umbral superior de frecuencia. Por tanto, pueden evitarse las “oscilaciones” en el estado de conectado/desconectado de la inyección de potencia activa, lo que puede servir para aumentar la estabilidad del sistema.

Además, tal como se ilustró en la parte izquierda de la figura 4, el

módulo 32 de control puede configurarse además para

- reducir la potencia activa inyectada en la red, en función de la frecuencia de red real, si dicha frecuencia de red real disminuye por debajo de un primer valor ( $f_4$ ) umbral inferior de frecuencia de red (que podría ser, por ejemplo, 49,8 Hz), y
- detener la inyección de potencia activa en la red si dicha frecuencia de red real disminuye por debajo de un segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia de red menor que dicho primer valor ( $f_4$ ) umbral inferior de frecuencia,

10 y además para que

- una vez que dicha frecuencia de red real haya disminuido por debajo de dicho segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia de red (que puede ser, por ejemplo, 47,5 Hz), no se reanude la inyección de potencia activa en la red hasta que la frecuencia de red real haya aumentado más allá de un tercer valor ( $f_6$ ) umbral inferior de frecuencia mayor que dicho segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia. Por tanto, pueden evitarse las “oscilaciones” en el estado de conectado/desconectado de la inyección de potencia activa también en el intervalo de frecuencias inferiores a la frecuencia de red nominal, lo que puede servir para aumentar adicionalmente la estabilidad del sistema.

20 Como alternativa, el módulo de control puede configurarse para aumentar (en lugar de reducir) la cantidad de potencia activa inyectada en la red, en función de la frecuencia de red real (y siempre que sea posible un aumento a la vista de las limitaciones de salida de la instalación de energía eólica), si dicha frecuencia de red real disminuye por debajo de un primer valor

25 ( $f_4$ ) umbral inferior de frecuencia de red, hasta que, por ejemplo, dicha frecuencia de red real baje por debajo del segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia. Una vez por debajo de dicho segundo valor umbral inferior de frecuencia, la potencia activa inyectada puede, por ejemplo, mantenerse

30 constante, reducirse, aumentarse adicionalmente o incluso ajustarse a cero, dependiendo de los códigos de red o de las preferencias del operador de la red

o el operador de la instalación de energía eólica. Por ejemplo, según una posible realización, el módulo de control puede configurarse para detener la inyección de potencia activa en la red si dicha frecuencia de red real disminuye por debajo de dicho segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia de red menor que dicho primer valor ( $f_4$ ) umbral inferior de frecuencia, y puede configurarse además de manera que, una vez que dicha frecuencia de red real haya disminuido por debajo de dicho segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia de red, no se reanude la inyección de potencia activa en la red hasta que la frecuencia de red real haya aumentado más allá de un tercer valor ( $f_6$ ) umbral inferior de frecuencia mayor que dicho segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia.

La figura 5 ilustra dos posibles realizaciones de la invención. En una primera, correspondiente a la curva  $P_2$  de potencia, la potencia inyectada en la red desde la instalación de energía eólica está al nivel  $P_{\max}$  máximo cuando la frecuencia de red real corresponde a la frecuencia  $f_n$  de red nominal. Cuando la frecuencia de red real aumenta más allá de  $f_1$ , se reduce la inyección de potencia y finalmente se detiene cuando la frecuencia aumenta más allá de  $f_2$ , y no se reanuda de nuevo hasta que la frecuencia haya disminuido por debajo de  $f_3$ , tal como se describió en relación a la figura 4.

Sin embargo, la diferencia en comparación con la realización  $P_1$  es que según la realización  $P_2$ , la potencia inyectada no se disminuye cuando la frecuencia real baja por debajo de  $f_4$ ; en su lugar, la potencia activa máxima disponible continua inyectándose en la red, hasta que la frecuencia real baje por debajo de  $f_5$ , en cuyo caso se detiene la inyección de potencia, que no va a reanudarse de nuevo hasta que la frecuencia suba por encima de  $f_6$ .

Una realización adicional se ilustra mediante la curva  $P_3$  de potencia, similar a  $P_2$  pero con la diferencia de que a frecuencias de red desde  $f_n$  y hasta  $f_1$ , la cantidad de potencia activa inyectada en la red no es la potencia máxima que podría suministrar la instalación de energía eólica, sino una cantidad menor de potencia activa, reducida en una cantidad  $X$  que constituye una denominada “reserva de potencia” o “reserva conectada y lista para su

utilización”. Esto hace posible aumentar la cantidad de potencia activa cuando la frecuencia de red real baja por debajo del primer valor ( $f_4$ ) umbral inferior de frecuencia de red, hasta que se alcanza la  $P_{\max}$  máxima, como se muestra en la figura 5 (también en este caso, puede detenerse la inyección en  $f_5$  y reanudarse en  $f_6$ ). De esta manera, la disposición ayuda a estabilizar adicionalmente el sistema, ya que la inyección insuficiente de potencia activa que provocó la disminución de la frecuencia de red real puede compensarse al menos parcialmente por la “reserva de potencia”.

En situaciones en las que se está por debajo de la frecuencia, la reducción frecuentemente empleada de la potencia activa inyectada está a menudo relacionada básicamente con limitaciones internas en la turbina. Sin embargo, desde un punto de vista del sistema/red, cuando la frecuencia real en la red baja por debajo del valor deseado, puede ser mejor aumentar la cantidad de potencia activa inyectada en la red. Por supuesto, esto requiere algún tipo de “reserva de potencia” en la turbina eólica, es decir, una capacidad para producir e inyectar en la red más potencia activa de la que se produjo anteriormente.

Las figuras 7A y 7B ilustran esquemáticamente dos conceptos de controlador básicos que pueden ser útiles para implementar diferentes realizaciones de la invención. En la figura 7A se ilustra un controlador de histéresis de dos niveles, con una primera señal  $f_{ref}$  de entrada (que podría corresponder a un valor “deseado” de, por ejemplo, una frecuencia, tal como la frecuencia  $f_n$  nominal a la que se hizo referencia anteriormente) y una segunda señal  $f_m$  de entrada (que podría ser un valor “verdadero” medido de una frecuencia, tal como la frecuencia  $f_a$  de red real a la que se hizo referencia anteriormente), y una señal de salida que puede tener dos niveles diferentes (por ejemplo, “0” ó “1”), mediante el que el nivel de la señal de salida depende de la diferencia entre las dos señales de entrada.

La figura 7B ilustra un concepto similar, pero con una señal de salida que puede tener tres niveles diferentes, tal como “-1”, “0” y “1”.

## Reivindicaciones

1. Procedimiento para operar una instalación de energía eólica conectada a una red (2) para la distribución de energía eléctrica, comprendiendo dicha instalación de energía eólica al menos un generador (1) de energía eólica, estando relacionada dicha instalación de energía eólica con dicha red para la inyección de potencia en dicha red, teniendo dicha red una frecuencia ( $f_n$ ) de red nominal y estando dispuesta dicha red para operar a dicha frecuencia de red nominal, comprendiendo dicho procedimiento controlar la potencia activa que se inyecta en dicha red desde dicha instalación de energía eólica a la vista de una frecuencia ( $f_a$ ) de red real medida a la que la red está operando, comprendiendo dicho procedimiento las etapas de

- reducir la potencia activa inyectada en la red, en función de la frecuencia de red real, si dicha frecuencia de red real aumenta más allá de un primer valor ( $f_1$ ) umbral superior de frecuencia de red, y
- detener la inyección de potencia activa en la red si dicha frecuencia de red real aumenta más allá de un segundo valor ( $f_2$ ) umbral superior de frecuencia de red mayor que dicho primer valor ( $f_1$ ) umbral superior de frecuencia,

caracterizado porque

una vez que dicha frecuencia de red real haya aumentado más allá de dicho segundo valor ( $f_2$ ) umbral superior de frecuencia de red, no se reanuda la inyección de potencia activa en la red hasta que la frecuencia de red real haya disminuido por debajo de un tercer valor ( $f_3$ ) umbral superior de frecuencia menor que dicho segundo valor ( $f_2$ ) umbral superior de frecuencia

2. Procedimiento según la reivindicación 1, en el que dicho procedimiento comprende además las etapas de

- reducir la potencia activa inyectada en la red, en función de la frecuencia de red real, si dicha frecuencia de red real disminuye por

debajo de un primer valor ( $f_4$ ) umbral inferior de frecuencia de red, y

- 5
- detener la inyección de potencia activa en la red si dicha frecuencia de red real disminuye por debajo de un segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia de red menor que dicho primer valor ( $f_4$ ) umbral inferior de frecuencia, en el que, una vez que dicha frecuencia de red real haya disminuido por debajo de dicho segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia de red, no se reanuda la inyección de potencia activa en la red hasta que la frecuencia de red real haya aumentado más allá de un tercer valor ( $f_6$ ) umbral inferior de frecuencia mayor que dicho segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia.
- 10

3. Procedimiento según la reivindicación 1, en el que dicho procedimiento comprende además la etapa de

- 15
- aumentar la potencia activa inyectada en la red, en función de la frecuencia de red real, si dicha frecuencia de red real disminuye por debajo de un primer valor ( $f_4$ ) umbral inferior de frecuencia de red.

4. Procedimiento según la reivindicación 3, que comprende además la

20

etapa de detener la inyección de potencia activa en la red si dicha frecuencia de red real disminuye por debajo de un segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia de red menor que dicho primer valor ( $f_4$ ) umbral inferior de frecuencia, en el que, una vez que dicha frecuencia de red real haya disminuido por debajo de dicho segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia de red, no

25

se reanuda la inyección de potencia activa en la red hasta que la frecuencia de red real haya aumentado más allá de un tercer valor ( $f_6$ ) umbral inferior de frecuencia mayor que dicho segundo valor ( $f_5$ ) umbral inferior de frecuencia.

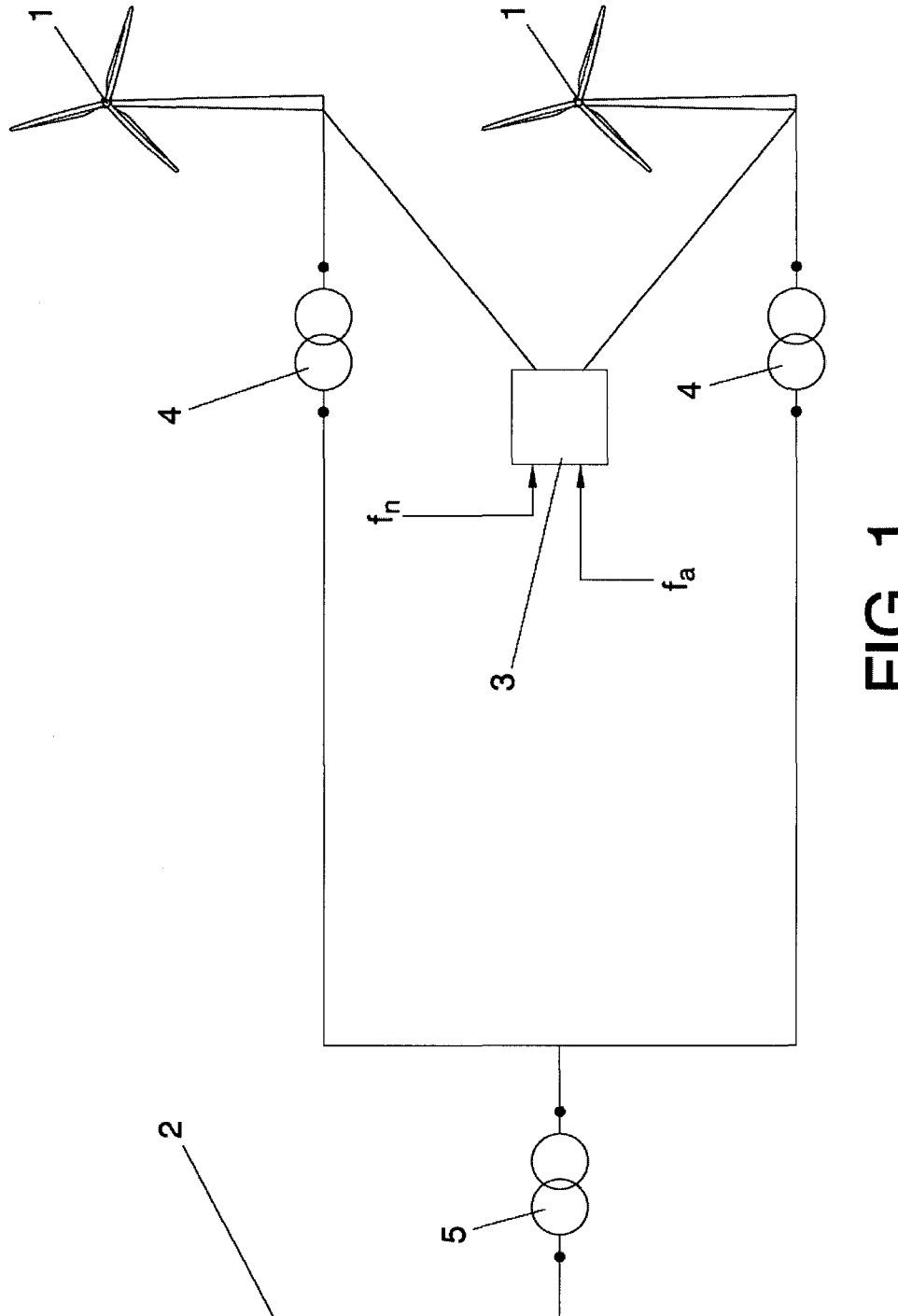


FIG. 1



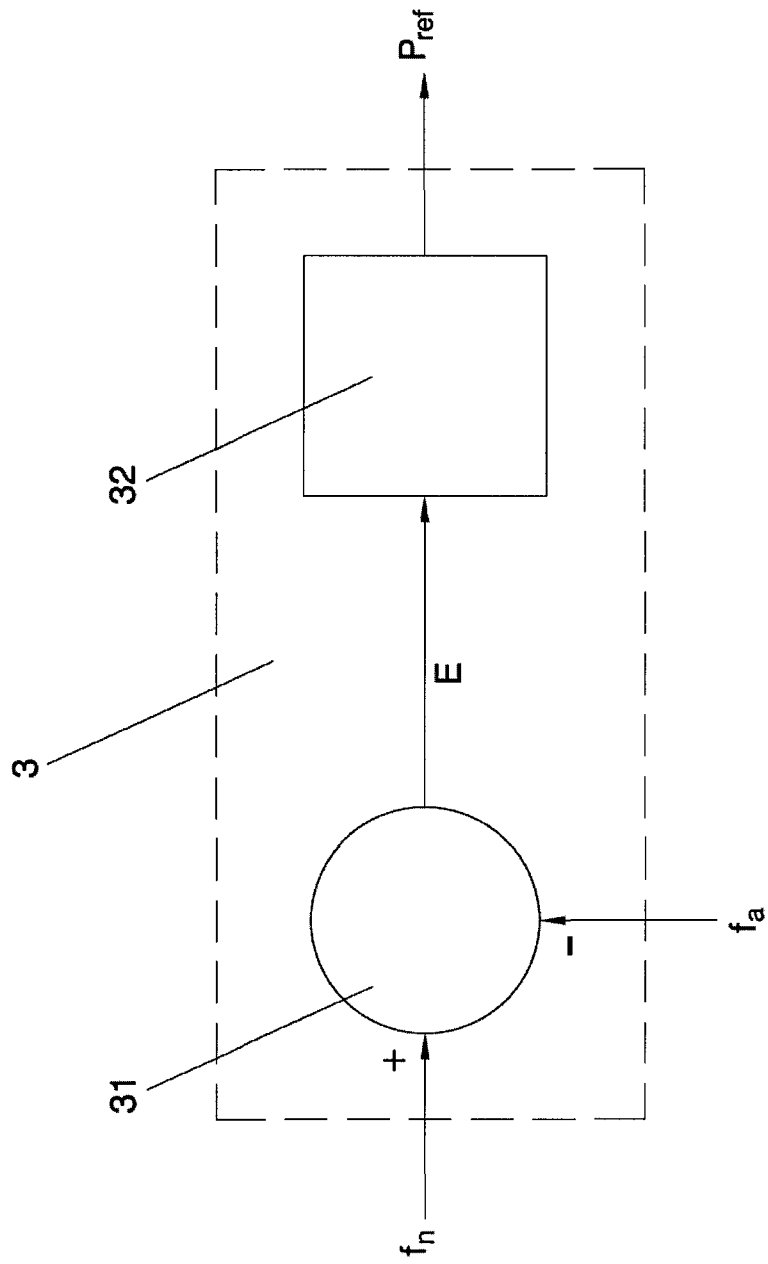


FIG. 2

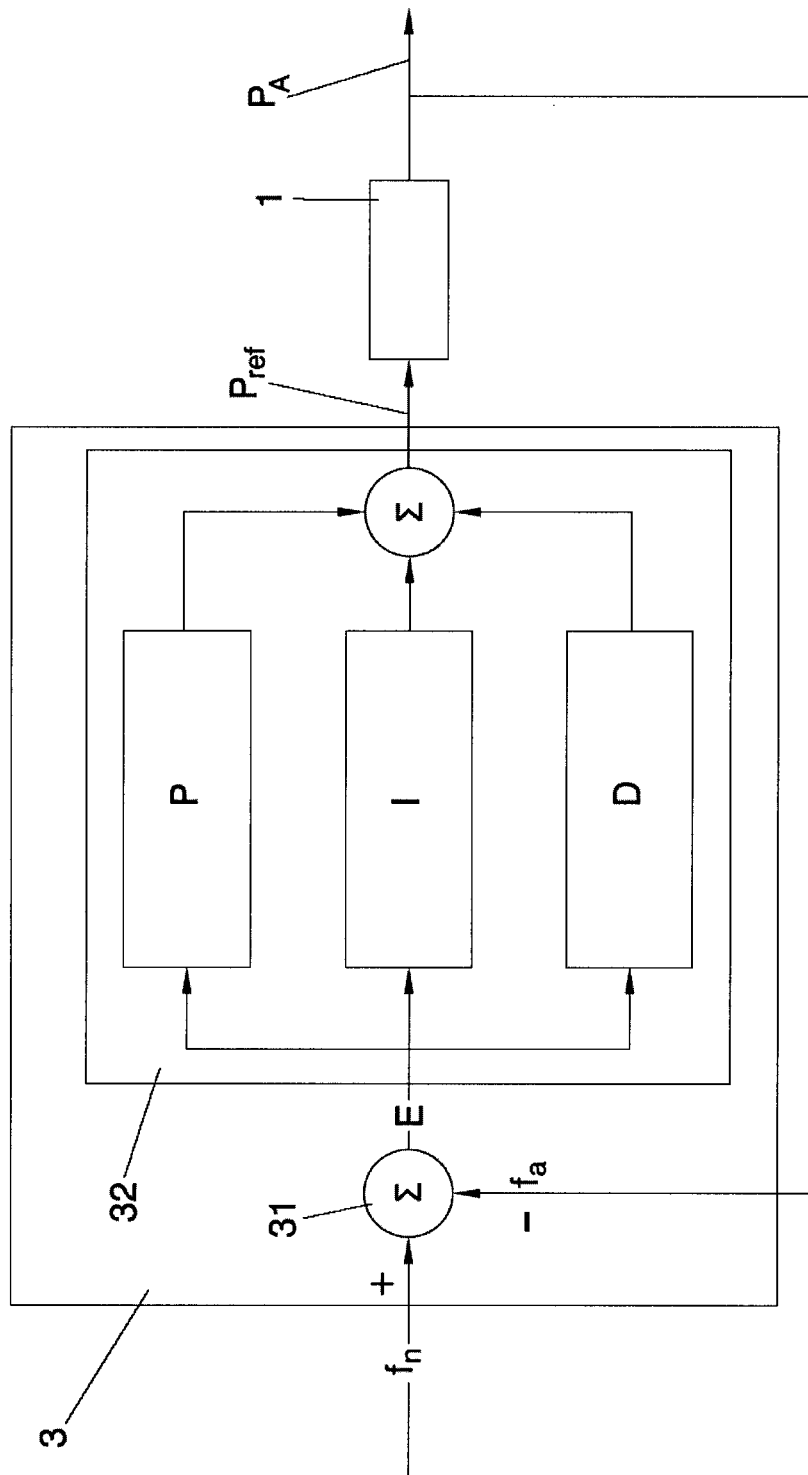


FIG. 3

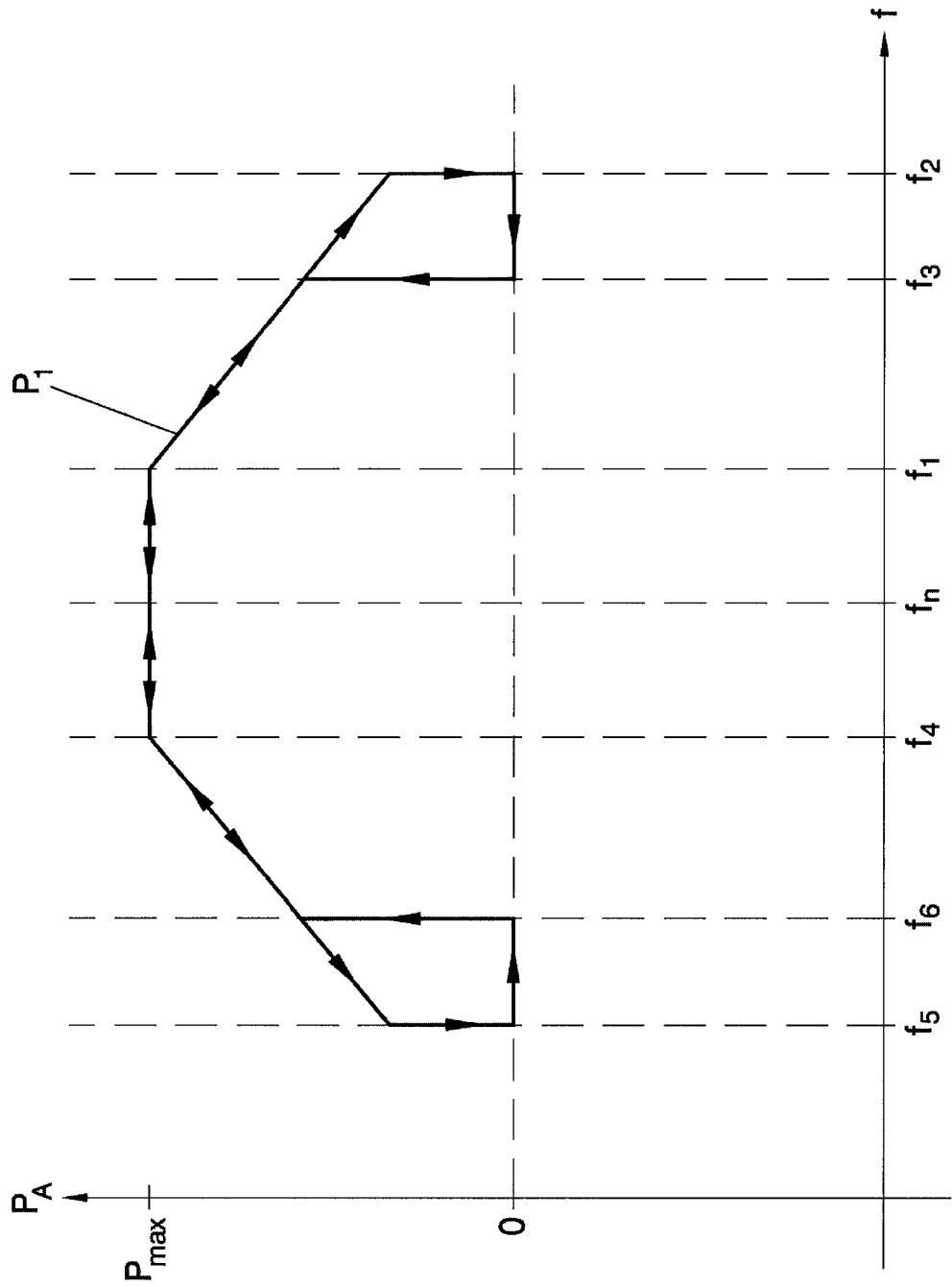


FIG. 4

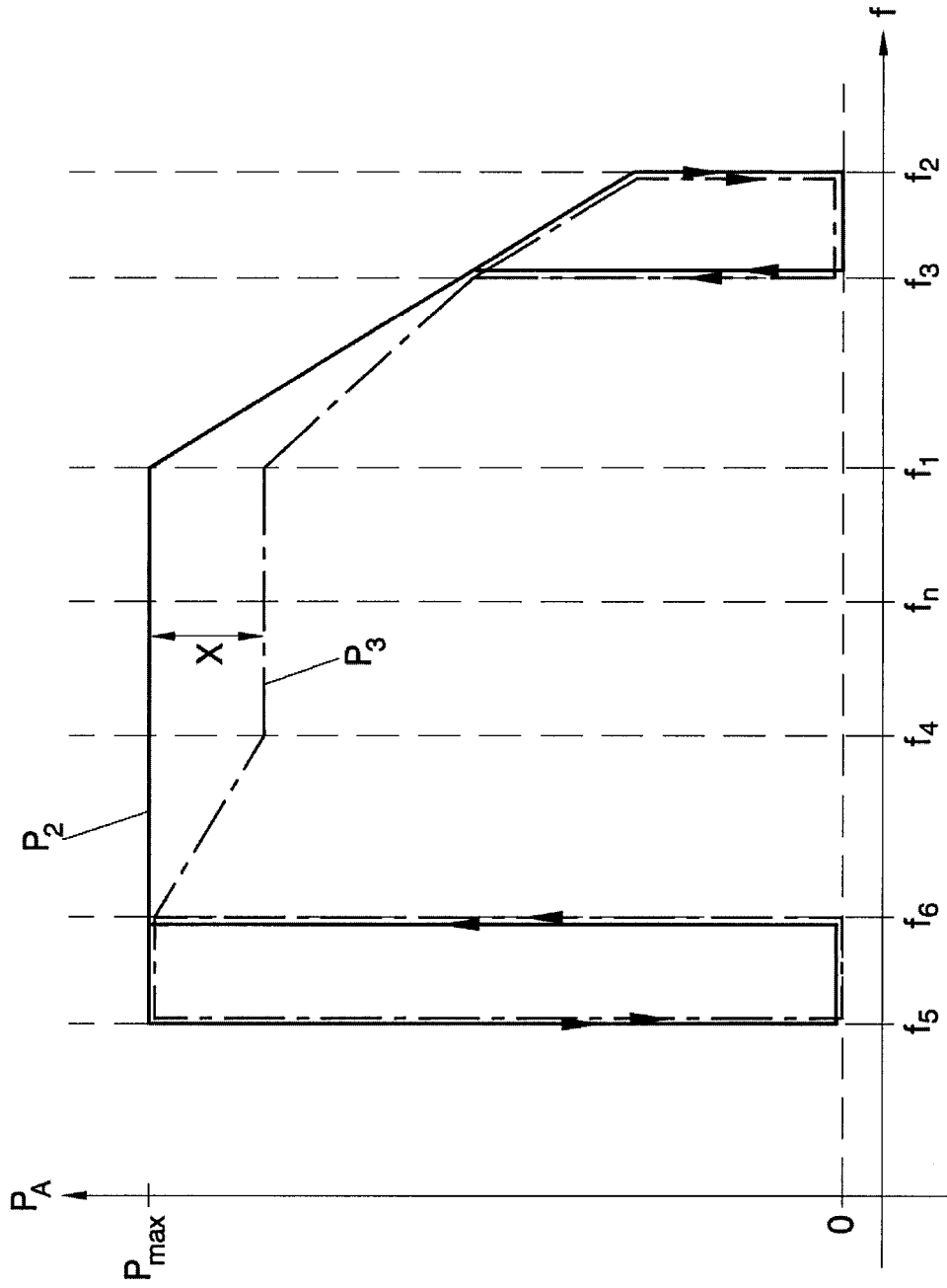


FIG. 5

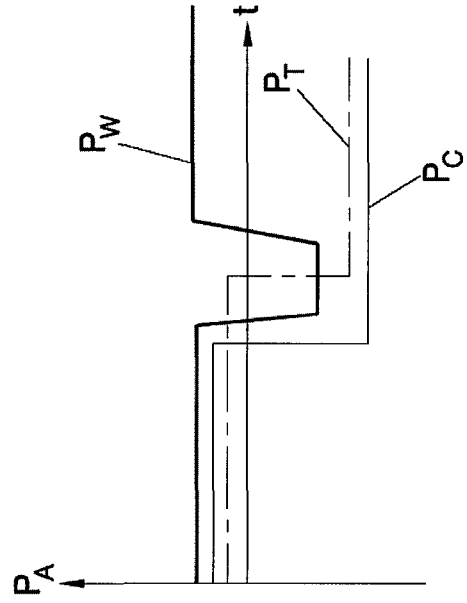
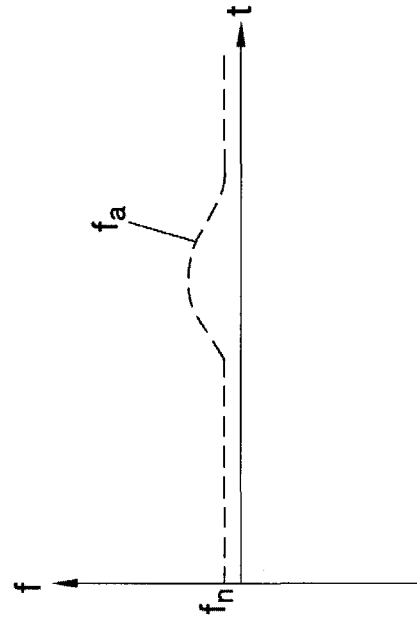


FIG. 6B

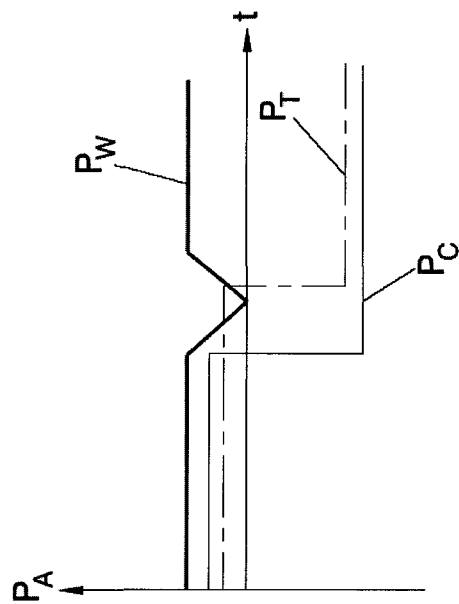
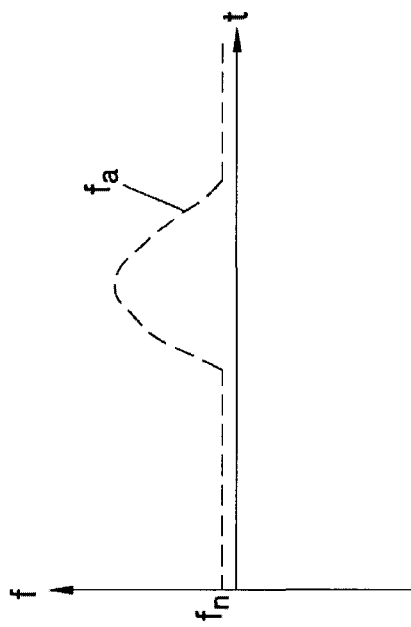
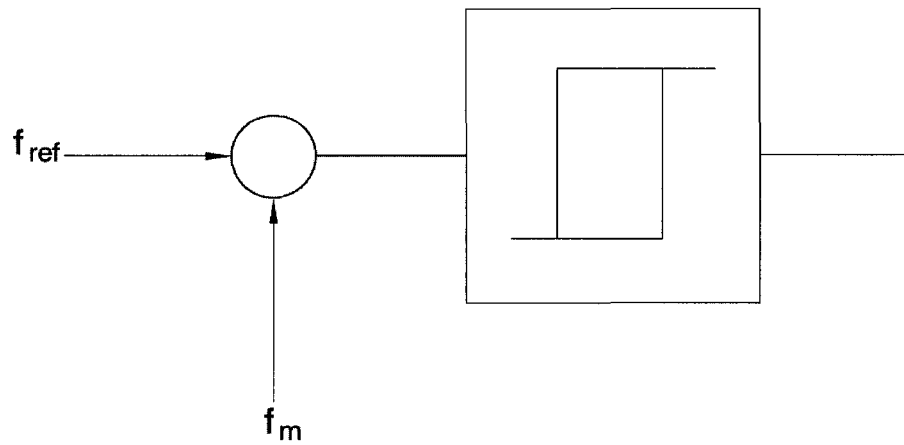
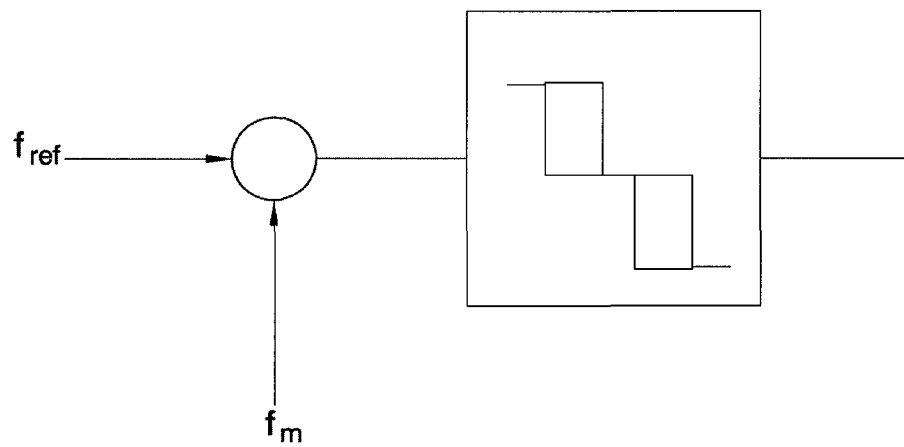


FIG. 6A



**FIG. 7A**



**FIG. 7B**