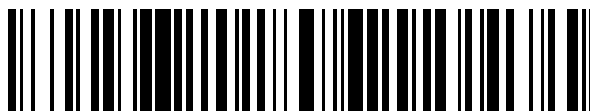


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 509 886**

51 Int. Cl.:

F24D 19/10 (2006.01)

F24D 12/02 (2006.01)

F01K 13/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **10.09.2009** **E 09169930 (6)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **23.07.2014** **EP 2299189**

54 Título: **Control optimizado de un sistema suministrador de energía o un sistema consumidor de energía**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
20.10.2014

73 Titular/es:

**VITO (100.0%)
Boeretang 200
B-2400 Mol, BE**

72 Inventor/es:

DE RIDDER, FEDOR

74 Agente/Representante:

VALLEJO LÓPEZ, Juan Pedro

ES 2 509 886 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

Control optimizado de un sistema suministrador de energía o un sistema consumidor de energía

La presente invención se refiere a sistemas y un método para el control de un sistema suministrador de energía o un sistema consumidor de energía, en particular de dicho sistema que tiene un almacenamiento intermedio en el que puede almacenarse energía de modo que pueda suministrarse energía a la red o tomarse energía de la red. La invención es particular, aunque no exclusivamente, aplicable a sistemas generadores de energía en los que está implicada una instalación CHP (calor y potencia combinados) que puede suministrar simultáneamente calor y potencia eléctrica.

Estado de la técnica

Se han propuesto soluciones técnicas para superar los inconvenientes del incremento de los precios de la energía y las consecuencias medioambientales de la generación de energía y la conversión de energía. Una solución, que se aplica cada vez más, es el uso de instalaciones CHP (calor y potencia combinados) que hacen posible recuperar pérdidas de energía - el calor perdido durante la producción de electricidad - como una fuente útil de calor. Un ejemplo típico de la aplicación de CHP puede encontrarse en la industria hortícola con invernaderos para la producción de verduras, plantas, flores, etc. En dichas aplicaciones, el calor "residual" se usa para calentar los invernaderos, mientras que la electricidad generada es vendida al mercado eléctrico.

Sin embargo, el tiempo en que se necesita calor no coincide con el tiempo en que la electricidad puede venderse y podría darse la situación en la que el propietario tenga una gran necesidad de calentar los invernaderos en un momento en el que la necesidad de potencia eléctrica es muy baja y el precio que el propietario puede conseguir por la electricidad es también muy bajo, por ejemplo durante la noche. Como consecuencia, la eficiencia de toda la instalación podría caer e incluso podría ser negativa. Una manera de satisfacer esta posible falta de eficiencia de la instalación es proporcionar un almacenamiento intermedio en el que puede almacenarse energía térmica de modo que el CHP pueda ponerse en marcha en momentos de elevada necesidad de electricidad pero la energía térmica "perdida" pueda usarse en momentos de baja necesidad de electricidad.

Para conseguir una seguridad razonable, una unidad calefactora convencional siempre está prevista en dichas instalaciones. De hecho, no puede descartarse que en ciertos momentos, cuando no hay ninguna posibilidad de suministrar potencia eléctrica al mercado, exista una demanda de calor mientras el almacenamiento intermedio está casi vacío. Para superar dichas situaciones, se proporciona una unidad calefactora convencional (CHU). Gestionar dicha instalación bastante compleja - una unidad CHP, un almacenamiento intermedio, una unidad CHU y un usuario de energía térmica, estando la instalación conectada además con la red de potencia eléctrica - no es fácil y, a intervalos regulares, hay que tomar una decisión sobre que unidad debe estar funcionando y con que capacidad, de modo que el almacenamiento intermedio no esté desbordado y no esté vacío mientras que, al mismo tiempo, la demanda de calor debe ser satisfecha. Para empeorar las cosas, a menudo ocurre, durante los fríos días de invierno, que un almacenamiento intermedio lleno es consumido durante una noche. El invernadero solamente permanecerá caliente si dichas situaciones están previstas, de modo que el almacenamiento intermedio esté lleno al amanecer y ambas instalaciones estén listas para suministrar calor adicional.

El sistema es aún más complicado debido a los precios fluctuantes en el mercado eléctrico. Un productor de energía eléctrica que desea vender la energía que está generando se enfrenta con una demanda de electricidad fluctuante y con precios de mercado que, como consecuencia, también fluctúan a lo largo del tiempo. Se organizan procesos de subasta especiales para unir a compradores y vendedores. Debido a estas fluctuaciones, la ganancia de eficiencia global de la instalación puede reducirse debido a los resultados más bajos en el mercado de venta. Se han propuesto diferentes soluciones para solucionar los problemas de productores que tienen una pluralidad de energías de generación de electricidad pura y que operan en uno o más mercados.

El artículo de Javad Sadeh e.a.: "A risk-based approach for bidding strategy in an electricity pay-as-bid auction" en "European Transactions on electrical power", 2009, páginas 39-55, describe un proceso de optimización que será usado por una compañía generadora que tiene múltiples unidades de producción y que opera en un único mercado. El proceso de optimización usa una función de densidad de probabilidad (pdf) para estimar el precio en cada hora.

El artículo de Chefi Treki e.a.: "Optimal capacity allocation in multiauction electricity markets under uncertainty" en "Computers & Operations Research", Vol. 32, 2005, páginas 201-217 describe un método, que será usado por un vendedor que tiene una pluralidad de unidades de producción y que opera en diferentes mercados. El método resuelve el problema de decidir en que unidad de producción confiar durante un periodo de tiempo dado y qué cantidad de energía eléctrica ofertar en los diferentes mercados.

El artículo de H. Lund e.a. "Management of fluctuations in wind power and CHP comparing two possible Danish strategies" en "Energy", 2002, volumen 27, no 5, páginas 471-483 describe los problemas vinculados con la integración de CHP y la energía eólica. De acuerdo con este artículo, podría encontrarse una solución mediante inversiones en almacenamientos térmicos y propone añadir bombas térmicas a las unidades CHP.

En ninguno de estos artículos se describe el problema de optimización de una instalación CHP, que comprende una unidad CHP y que suministra energía a un cliente local y electricidad a diferentes mercados.

En el caso de los invernaderos, que se proporciona en el presente documento como ejemplo, el problema de optimización es aún más complicado por el hecho de que, en la mayoría de estas instalaciones, también se proporciona una unidad calefactora convencional para estabilizar adicionalmente todo el sistema contra fluctuaciones de la necesidad de energía térmica, fluctuaciones de los precios de mercado, etc.

En tal caso, alcanzar una eficiencia optimizada es difícil de conseguir dado que la instalación está suministrando dos tipos de energía diferentes: calor y electricidad y se usan dos generadores independientes: uno que produce solamente energía térmica y otro que produce energía térmica y energía eléctrica. La demanda de calor se desarrolla independientemente de la demanda de energía eléctrica. La demanda de calor y la demanda de energía eléctrica también son fluctuantes a lo largo del día y a lo largo del año. Algunas instalaciones necesitan más energía durante la noche que durante el día, dado que las temperaturas nocturnas normalmente son más bajas que las temperaturas a lo largo del día, mientras que el consumo de electricidad normalmente desciende durante la noche. Esta dificultad también se complica por la existencia de diferentes mercados para energía eléctrica: los productores de electricidad normalmente suministran energía eléctrica basándose en contratos de duración bastante diferente: hay contratos que abarcan meses, otros abarcan un día e incluso una sola hora.

Otro ejemplo puede encontrarse en instalaciones de refrigeración. Considerando cierta cantidad de "sobreenfriamiento" como un almacenamiento intermedio (digamos que normalmente está previsto un enfriamiento hasta -20°C , cuando el enfriamiento es a -25°C hay un almacenamiento intermedio entre -20°C y -25°C). En este ejemplo, puede ser más eficiente sobreenfriar hasta -25°C cuando los precios de la electricidad son bajos y usar la "capacidad de enfriamiento almacenada" para momentos en los que la electricidad es cara. Por supuesto, los dispositivos de refrigeración funcionarán de forma menos eficiente si debe alcanzarse un enfriamiento a -25°C . Así que, de nuevo, hay que realizar cuidadosas consideraciones para decidir cuándo se usa esta estrategia.

El documento de la técnica anterior GB 2440281 desvela un sistema CHP que tiene una fuente de calor, una carga térmica y un intercambiador de calor para transferir calor desde dicha fuente de calor a dicha carga térmica, en el que un cambio de la eficiencia térmica del intercambiador de calor se determina midiendo la eficiencia térmica en un primer momento y un segundo momento y se usa para predecir cuándo alcanzará el intercambiador de calor una eficiencia térmica predeterminada.

En todos los ejemplos dados, es importante para los productores y los consumidores hacer funcionar las instalaciones de producción o consumo con eficiencia optimizada para maximizar sus beneficios o para minimizar sus pérdidas.

Sumario de la invención.

Es un objetivo de la presente invención proporcionar un sistema de control de combustible para un sistema local suministrador de energía y/o consumidor de energía, en particular teniendo dicho sistema un almacenamiento intermedio para almacenar energía, de modo que la demanda de energía por el sistema consumidor siempre esté satisfecha mientras el nivel de energía almacenada en el almacenamiento intermedio permanece entre un máximo dado y un mínimo dado.

Es un objetivo adicional de esta invención proporcionar un control optimizado de un sistema suministrador de energía o un sistema consumidor de energía, en particular para dicho sistema que tiene un almacenamiento intermedio en el que puede almacenarse energía, de modo que pueda suministrarse energía a la red o tomarse energía de la red de manera que el sistema esté funcionando de manera optimizada.

Este objetivo se consigue mediante un sistema de control de combustible para un sistema local suministrador de energía y/o consumidor de energía, en el que el sistema local de energía comprende una primera unidad eléctrica controlable que emite potencia eléctrica y que genera un primer flujo de calor en una serie de periodos de tiempo y/o a segunda unidad eléctrica controlable que recibe potencia eléctrica y absorbe un segundo flujo de calor en la serie de periodos de tiempo, ambas primera y segunda redes eléctricas estando conectadas a una red eléctrica. La potencia eléctrica recibida o generada en cualquier periodo de tiempo es al menos parcialmente de forma estocástica variable en una primera función de distribución de probabilidad y la demanda de potencia eléctrica estando controlada por un mecanismo híbrido regulador de bucle abierto/bucle cerrado, siendo parte de la energía eléctrica recibida o emitida en cualquier periodo de tiempo. El sistema local de energía comprende, además, una unidad calefactora alimentada por combustible controlable para emitir un tercer flujo de calor en la serie de periodos de tiempo y un almacenamiento intermedio de calor controlable para almacenar cualquiera o todos de los primer a tercer flujos de calor y emitir un cuarto flujo de calor en la serie de periodos de tiempo. La unidad calefactora alimentada por combustible está acoplada al almacenamiento intermedio de calor. El sistema local de energía comprende además un usuario del flujo de calor acoplado térmicamente al almacenamiento intermedio de calor. La demanda de potencia térmica por parte del usuario del flujo de calor en la serie de periodos de tiempo es estocásticamente variable en una segunda distribución de probabilidad. Un controlador está acoplado a la primera

y/o segunda unidad eléctrica, la unidad calefactora alimentada por combustible y el usuario del flujo de calor para intercambiar variables de control con ellos y para controlar el suministro de combustible a la unidad calefactora alimentada por combustible, de modo que

- a) la demanda de potencia térmica por parte del usuario del flujo de calor se satisfaga en cualquiera de los periodos de tiempo y
- b) el almacenamiento intermedio de calor no esté saturado o vacío en ninguno de los periodos de tiempo. De acuerdo con la presente invención, la primera unidad eléctrica controlable puede ser una unidad CHP, y cada periodo de tiempo puede dividirse en subperiodos sucesivos. El sistema local de energía y, en particular, el mecanismo híbrido regulador de bucle abierto/bucle cerrado puede comprender, además, un medio para determinar para cada subperiodo, en una base histórica, un precio estadístico de la energía eléctrica en al menos un mercado servido por la red eléctrica, un medio para determinar para cada subperiodo, en una base histórica, un valor estadístico de la demanda de flujo de calor por el usuario y un medio para derivar, para cada subperiodo, a partir de dicho precio estadístico y dicho valor estadístico, la cantidad de combustible requerida por la unidad CHP de modo que el funcionamiento del sistema local suministrador de energía y/o consumidor de energía esté optimizado. De acuerdo con la presente invención, el sistema local de energía puede comprender, además, un medio para derivar, para cada subperiodo, a partir de dicho precio estadístico y dicho valor estadístico, la cantidad de combustible requerida por la unidad calefactora o una unidad de refrigeración de modo que el funcionamiento del sistema local suministrador de energía y/o consumidor de energía esté optimizado.

De acuerdo con la presente invención, la determinación del precio estadístico puede realizarse sobre la base de una función de densidad de probabilidad temporal. De acuerdo con la presente invención, la determinación del valor estadístico de la demanda de calor puede realizarse sobre la base de una función de densidad de probabilidad temporal.

De acuerdo con la invención, la red eléctrica puede estar sirviendo al menos a dos mercados diferentes en los que la energía eléctrica es tratada a diferentes precios, y el medio para determinar el precio estadístico, puede determinar el precio en cada uno de estos mercados.

De acuerdo con la presente invención, la derivación de la cantidad de combustible requerida por la unidad CHP y la cantidad de combustible requerida por la unidad calefactora puede realizarse a dos niveles: un primer nivel que deriva el combustible requerido por la unidad CHP para cubrir la producción de electricidad, demandada por uno de los mercados y un segundo nivel que deriva el combustible requerido por la unidad CHP para cubrir la producción de electricidad, demandada por el otro de los dos mercados y que deriva el combustible requerido por la unidad calefactora.

También es un objetivo de la presente invención proporcionar un producto de programa informático que comprende un medio que constituye un código de programa almacenado en un medio legible por ordenador y adaptado para realizar la derivación de la cantidad de combustible requerida por la unidad CHP y la cantidad de combustible requerida por la unidad calefactora o la unidad de refrigeración, tal como se ha descrito anteriormente, cuando dicho programa es ejecutado en un ordenador.

Es un objetivo adicional de la presente invención proporcionar un sistema local suministrador de energía y/o consumidor de energía que comprende una primera unidad eléctrica controlable que emite potencia eléctrica y que genera un primer flujo de calor en una serie de periodos de tiempo y/o una segunda unidad eléctrica controlable que recibe potencia eléctrica y que absorbe un segundo flujo de calor en la serie de periodos de tiempo, estando ambas primera y segunda redes eléctricas conectadas a una red eléctrica. La potencia eléctrica recibida o generada en cualquier periodo de tiempo es al menos parcialmente de forma estocástica variable en una primera función de distribución de probabilidad y la demanda de potencia eléctrica está controlada por un mecanismo híbrido regulador de bucle abierto/bucle cerrado. Parte de la energía eléctrica es recibida o emitida en cualquier periodo de tiempo. El sistema local suministrador de energía y/o consumidor de energía comprende, además, una unidad calefactora alimentada por combustible controlable para emitir un tercer flujo de calor en la serie de periodos de tiempo, un almacenamiento intermedio de calor controlable para almacenar cualquiera o todos de los primer a tercer flujos de calor y emitir un cuarto flujo de calor en la serie de periodos de tiempo. La unidad calefactora alimentada por combustible está acoplada al almacenamiento intermedio de calor. El sistema local suministrador de energía y/o consumidor de energía comprende también un usuario del flujo de calor acoplado térmicamente al almacenamiento intermedio de calor, siendo la demanda de potencia térmica por parte del usuario del flujo de calor en la serie de periodos de tiempo estocásticamente variable en una segunda distribución de probabilidad. El sistema local suministrador de energía y/o consumidor de energía comprende, además, un sistema de control de combustible, tal como se ha descrito anteriormente.

Es un objetivo adicional más de la presente invención proporcionar un método para optimizar el control de una instalación CHP. La instalación comprende una unidad CHP y un almacenamiento intermedio y la instalación está suministrando energía a un consumidor y energía eléctrica a una red eléctrica. El método está adaptado para controlar la instalación CHP durante un periodo de tiempo dado, estando el periodo de tiempo dado dividido en

subperiodos sucesivos. El método comprende las etapas de determinar para cada subperiodo, en una base histórica, un precio estadístico de la energía eléctrica en al menos un mercado servido por la red eléctrica, determinar para cada subperiodo, en una base histórica, un valor estadístico de la demanda de energía por parte del consumidor y derivar, para cada subperiodo, a partir de dicho precio estadístico y dicho valor estadístico la cantidad de combustible requerida por la unidad CHP.

De acuerdo con la presente invención, la instalación puede suministrar energía calefactora a un consumidor y la instalación puede comprender, además, una unidad calefactora convencional. El método puede comprender, además, la etapa de derivar, para cada subperiodo, a partir de dicho precio estadístico y dicho valor estadístico la cantidad de combustible requerida por el aparato calefactor convencional. De acuerdo con la presente invención, la determinación del precio estadístico puede realizarse basándose en una función de densidad de probabilidad temporal. De acuerdo con la presente invención, la determinación del valor estadístico de la demanda de calor puede realizarse basándose en una función de densidad de probabilidad temporal.

De acuerdo con la presente invención, la red eléctrica puede estar sirviendo a diferentes mercados en los que la energía eléctrica es tratada a diferentes precios (durante el mismo subperiodo), y el método puede comprender la etapa de determinación de un precio estadístico en cada uno de estos mercados.

De acuerdo con la presente invención, la derivación de la cantidad de combustible requerida por la unidad CHP y la cantidad de combustible requerida por el aparato calefactor convencional puede realizarse en dos niveles: un primer nivel que deriva el combustible requerido por la unidad CHP para cubrir la producción de electricidad, demandada por el mercado diario y un segundo nivel que deriva el combustible requerido por la unidad CHP para cubrir la producción de electricidad, demandada por el mercado intradiario continuo (CIM).

Breve descripción de los dibujos

La figura 1 ilustra una instalación CPH típica, usada para calentamiento de un invernadero.

La figura 2 ilustra la cronología de la puja diaria y la cronología de la puja CIM.

La figura 3 proporciona la probabilidad de conseguir, en el mercado diario, un precio dado en función del tiempo.

La figura 4 proporciona la probabilidad de conseguir, en el mercado CIM, un precio dado en función del tiempo.

La figura 5 proporciona el desarrollo de la demanda de calor durante 24 horas.

La figura 6 muestra un sistema informático esquemáticamente tal como para su uso con la presente invención.

Descripción detallada de las realizaciones

La presente invención se describirá en detalle con respecto a algunas realizaciones particulares y con referencia a ciertos dibujos, pero la invención no está limitada a ello sino solamente por las reivindicaciones. Los dibujos descritos son solamente esquemáticos y no son limitantes.

Además, los términos primero, segundo, tercero y similares en la descripción y en las reivindicaciones, se usan para distinguir entre elementos similares y no necesariamente para describir una secuencia, de forma temporal, espacial, en clasificación jerárquica o de cualquier otra manera. Debe entenderse que los términos usados de este modo son intercambiables en circunstancias apropiadas y que las realizaciones de la invención descritas en el presente documento son capaces de funcionar en secuencias diferentes a las descritas o ilustradas en el presente documento.

Debe observarse que la expresión “que comprende”, usada en las reivindicaciones, no debe interpretarse como restringida a los medios enumerados seguidamente; no excluye otros elementos o etapas. Debe interpretarse, por lo tanto, que especifica la presencia de las características, números enteros, etapas o componentes indicados tal como se mencionan, pero no excluye la presencia o adición de una o más características, números enteros, etapas o componentes diferentes, o grupos de los mismos. Por lo tanto, el alcance de la expresión “un dispositivo que comprende medios A y B” no debe estar limitado a dispositivos que constan solamente de componentes A y B. Significa que, con respecto a la presente invención, los únicos componentes relevantes del dispositivo son A y B.

En la presente solicitud, por “optimización del funcionamiento de un sistema” se entiende el control del sistema, de modo que la eficiencia se optimice y que los beneficios se maximicen o los costes se minimicen.

Las expresiones “control durante un periodo de tiempo” y “subperiodos” también se usan en la descripción y las reivindicaciones. Por “periodo de tiempo” o “periodo temporal” se entiende cierto periodo, que empieza en un momento dado por ejemplo 0 h y que termina en otro momento por ejemplo 24 h más tarde. En el ejemplo dado, el periodo de tiempo abarca, por lo tanto, un día normal. El periodo de tiempo puede subdividirse en una serie de subperiodos: por ejemplo el periodo de tiempo puede comprender 24 subperiodos sucesivos de una hora. Las variables usadas en el método de control, de la presente invención, pueden variar en el periodo de tiempo y pueden permanecer estables durante cada subperiodo. Aún de acuerdo con el ejemplo proporcionado a continuación, el periodo de tiempo de 24 h se subdivide en 24 subperiodos sucesivos, teniendo cada subperiodo una duración de una hora.

Por "almacenamiento intermedio" se entiende, en la presente descripción y en las reivindicaciones adjuntas, un dispositivo en el que puede almacenarse cierta cantidad de energía. Éste puede ser un dispositivo independiente, por ejemplo, una caldera en la que se almacena energía térmica pero también puede ser un propio dispositivo consumidor, por ejemplo un edificio puede representar un almacenamiento intermedio de almacenamiento de energía cuando está permitido calentar ese edificio superando la temperatura normal en cierta cantidad de grados.

La invención se explicará con más detalle basándose en una instalación CHP usada para el calentamiento de invernaderos y la venta de energía eléctrica en un mercado doble. Tal como se ilustra en la figura 1, la instalación completa comprende una unidad CHP (CHP), una unidad calefactora convencional (CHU), un almacenamiento intermedio (almacenamiento intermedio) y uno o más invernaderos (invernadero). En el ejemplo, la CHP usa gas como combustible, pero otros tipos de combustible también son posibles como combustible sólido o líquido, material de desecho o basura por ejemplo madera, paja, etc. La energía eléctrica (P_{el}), generada por la CHP es proporcional a la cantidad de combustible, alimentado a la CHP (q). La energía térmica (P_{th}), suministrada por la CHP, también es proporcional a la cantidad de combustible, alimentado a la CHP (a).

El calor (P_H) suministrado por la instalación calefactora convencional es proporcional a la cantidad de combustible que la alimenta (q).

El calor, producido por la unidad CHP y por la unidad calefactora convencional se almacena en el almacenamiento intermedio (almacenamiento intermedio); la cantidad de calor almacenado en el almacenamiento intermedio al comienzo de cierto subperiodo k se representa mediante x_k . La cantidad de calor, requerida por los invernaderos durante cierto subperiodo k se representa mediante W_k .

En el ejemplo, la instalación está suministrando energía eléctrica a dos submercados: el mercado diario y el mercado CIM o mercado intradiario continuo. Dichos mercados están modelados como un mecanismo híbrido regulador de bucle abierto/bucle cerrado.

Normalmente, el mercado de la electricidad puede incluir diferentes submercados, por ejemplo:

- un mercado basado en contratos a largo plazo, donde energía eléctrica puede venderse con meses de antelación;
- el mercado diario donde la energía eléctrica se comercializa un día antes del suministro;
- el mercado intradiario continuo (CIM) donde la energía eléctrica puede comercializarse el mismo día hasta 10 minutos antes del suministro.

También existen otros submercados para el suministro de energía eléctrica (por ejemplo el mercado de ajuste, el mercado de equilibrio, etc.). Cada mercado tiene su propio precio y reglas comerciales, válidas para cierto subperiodo. En el ejemplo proporcionado, solamente están implicados dos submercados: el diario y el mercado CIM, aunque los principios de la invención también pueden aplicarse a otros submercados.

La invención también puede usarse para controlar flujos de energía si no hay mercados (temporalmente) disponibles o si solamente se usa un mercado.

En el caso de una CHP, un mercado de contrato a largo plazo no siempre es la elección más interesante; de hecho, en este mercado los precios son siempre más bajos aunque garantizan cierta seguridad.

A corto plazo, sin embargo, existen precisiones generalmente bastante precisas respecto a temperatura, velocidad y dirección del viento, etc., de modo que la necesidad de calor pueda predecirse con una precisión relativa. Incluso la evolución de la necesidad de calor durante un periodo de 24 horas de un día es muy bien predecible, teniendo en cuenta datos históricos. La figura 5 muestra la evolución estadística de la demanda de calor por un parte de un invernadero para un día particular (24 h) del año.

Un ejemplo típico del proceso de venta de potencia eléctrica en los dos mercados del ejemplo, el mercado diario y el mercado CIM, se ilustra en la figura 2. En el mercado diario, puede ofertarse energía eléctrica hasta las 6 a.m. del día anterior (D-1) y la electricidad se suministrará el día D. La oferta está limitada a una hora particular (subperiodo) del día D, es decir hay una oferta de cierta cantidad de energía eléctrica, que se suministrará durante cierta hora a cierto precio. Para un popular mercado diario en Bélgica, es decir el mercado Belpex, estas pujas deben ser recibidas por el mercado antes de las 6 am del D-1. El mercado empareja demanda y suministro calculando un precio de equilibrio y proporciona asignaciones a todos los actores a las 11 a.m. del día D-1. Este mercado está modelado como un mecanismo regulador de bucle abierto, dado que la cantidad de energía a suministrar se establece por adelantado.

En el mercado intradiario continuo (CIM) en Bélgica una oferta para el suministro de electricidad durante una hora particular puede ir desde 24 horas antes de la hora hasta 10 minutos antes de esa hora particular. En este caso, la potencia se comercializa si se encuentra una "correspondencia".

Respecto a la producción de electricidad el día D, el proceso de venta se desarrolla de la siguiente manera:

- a partir de las 0 a.m. del D-1, puede realizarse una oferta en el mercado CIM por electricidad a suministrar a las 0 a.m. del día D; dicha oferta puede ser aceptada, lo que tiene consecuencias para futuras ofertas y precios respecto al día D;
- cada hora siguiente del D-1, una nueva oferta CIM puede salir para el día D y ésta puede incluir energía y precios para la siguiente hora del día D;
- hasta las 6 a.m. del D-1, puede emitirse una oferta diaria para cada hora del día D; a esta hora el mercado diario cierra;
- a las 11 a.m. del D-1, el mercado diario cierra;
- desde las 0 a.m. del día D, las cantidades de energía eléctrica, acordadas en el mercado diario y en el mercado CIM, deben ser suministradas.

El mercado CIM está modelado como un mecanismo regulador de bucle cerrado dado que la demanda se actualiza a intervalos regulares y estos se retroalimentan desde el mercado en tiempo real.

Por consiguiente, la combinación de un primer mercado como el mercado CIM y un segundo mercado como el mercado diario está modelada como un mecanismo híbrido regulador de bucle abierto/bucle cerrado.

La figura 3 muestra un ejemplo de la evolución durante 24 horas de la probabilidad de conseguir cierto precio en el mercado diario. Tal como puede esperarse, los precios más bajos están situados sobre las 4 a.m. y los precios más elevados sobre las 10 a.m. Normalmente, la diferencia de precio (que corresponde a la incertidumbre) es mayor durante el día que durante la noche. La línea vertical negra representa los puntos de equilibrio: no hay ganancia ni pérdida por parte del sistema.

La figura 4 muestra un ejemplo de la evolución durante 24 horas de la probabilidad de conseguir cierto precio en el mercado CIM. En el ejemplo mostrado, existe una gran probabilidad de que no haya compradores, lo que explica la elevada probabilidad de conseguir un precio de 0 €/MWh. La línea vertical negra representa de nuevo los puntos de equilibrio: no hay ganancia ni pérdida por parte del sistema.

La figura 5 ilustra una evolución típica durante 24 horas de la probable demanda de calor. En este ejemplo, existe una elevada demanda durante la noche. La diferencia de precio, sin embargo, es relativamente estable.

A partir de lo anterior, puede deducirse que la cantidad de energía eléctrica, que será generada por el CHP, puede cambiar cada hora y que el precio, pagado por la energía eléctrica generada, también puede cambiar cada hora. Esto es válido en ambos mercados: el mercado diario y el mercado CIM. Tal como se ha indicado anteriormente, en el ejemplo, el periodo de tiempo es de 24 horas (comenzando a las 0 h) y este periodo de tiempo se subdivide en 24 subperiodos. Cualquier optimización tiene que tener esto en cuenta: cuando se optimiza durante un día de 24 h (el periodo de tiempo), esto debe hacerse en etapas discretas, una etapa por hora.

Se ha desarrollado un algoritmo para optimizar el control de la instalación determinando la cantidad de combustible necesaria para alimentar la instalación cuando se debe maximizar el beneficio. La novedad de este algoritmo es que puede garantizar encontrar una solución óptima, es decir no existe mejor solución, y que es capaz de combinar mercados, que actúan en diferentes escalas temporales, como el mercado diario (días) y CIM (horas). El control del sistema local suministrador de energía y/o consumidor de energía, teniendo en cuenta las condiciones del mercado diario, puede considerarse un mecanismo regulador de bucle abierto sin retroalimentación de la situación real del sistema, al contrario que el control del sistema local suministrador de energía y/o consumidor de energía, teniendo en cuenta las condiciones de CIM que es un mecanismo regulador de bucle cerrado en el que las variables en tiempo real del sistema también son tenidas en cuenta.

Un control optimizado de la instalación depende de las siguientes variables:

- variables generales:

t tiempo; en el cálculo el tiempo se representa mediante el subíndice "k", que indica el subperiodo késimo;
 $k = 0, 1, 2, \dots, N$.
 x_k estado de carga del almacenamiento intermedio al comienzo del subperiodo késimo;

- variables estocásticas: p_k precio diario durante el subperiodo késimo;

r_k precio CIM durante el subperiodo késimo;
 w_k demanda de calor por parte de los invernaderos durante el subperiodo késimo;

- variables de control:

u_k cantidad de combustible usado para generar la energía eléctrica para el mercado diario durante el

subperiodo késimo;

v_k cantidad de combustible usado para generar la energía eléctrica para el mercado CIM durante el subperiodo késimo;

q_k cantidad de combustible alimentado a la CHU (unidad calefactora convencional) durante el subperiodo késimo;

De acuerdo con la invención, el control optimizado de la instalación puede alcanzarse determinando para qué valores de estas variables de control (es decir la cantidad de combustible necesaria para alimentar la CHP y la cantidad para alimentar la CHU) el beneficio se maximiza. Obviamente, dichos valores dependen de las otras variables.

Teniendo el sistema global en cuenta, ha de resolverse el siguiente problema:

$$\begin{aligned} & [u_1, v_1, q_1, \dots, u_k, v_k, q_k, \dots, u_N, v_N, q_N]^T = \\ & \arg \min_{u_1, v_1, q_1, \dots, u_k, v_k, q_k, \dots, u_N, v_N, q_N} \left(\sum_{k=1}^{N-1} E_{p_k, r_k} \{C_k^s(u_k, v_k, q_k, p_k, r_k)\} + E_x[C_N(x)] \right) \end{aligned} \quad (B1)$$

sujeto a

$$u_k + q_k + v_k \leq 1,5MW, \quad (B2)$$

$$0 \leq x_k \leq 12MWh, \quad (B3)$$

$$0,37 \leq q_k \leq 1,5MW \vee q_k = 0, \quad (B4)$$

$$0,84 \leq u_k \leq 1,2MW \vee u_k = 0, \quad (B5)$$

$$0,84 \leq v_k \leq 1,2MW \vee v_k = 0, \quad (B6)$$

$$x_1 - x_{inicial} = 0 \text{ y} \quad (B7)$$

$$P_{k+1}(x) - P_{k+1}(x(x_k, u_k, v_k, q_k, w_k)) = 0 \quad (B8)$$

con

$$u_k = u_k(p_k), \quad (B9)$$

$$v_k = v_k(x_k, u_k, p_k, r_k, w_k) \quad y \quad (B10)$$

$$q_k = q_k(x_k, u_k, p_k, r_k, w_k). \quad (B11)$$

$$x_{k+1}(x_k, u_k, v_k, q_k, w_k) = x_k + \eta_{th}(u_k + v_k) + \eta_{Hf} q_k - w_k \quad (B12)$$

$$C_k^s(u_k, v_k, q_k, p_k, r_k) = p_{gas}(u_k + v_k + q_k) + M(u_k \neq 0 \vee v_k \neq 0) - \eta_{el}(u_k p_k + v_k r_k) \quad (B13)$$

$$C_N(x) = 0$$

en el que:

- 5 (B1) es la ecuación general a optimizar. Las variables de control (u , v , q), pueden encontrarse en el lado izquierdo: la cantidad de combustible correspondiente a la energía eléctrica suministrada en el mercado diario, la cantidad de combustible correspondiente a la energía eléctrica suministrada al mercado CIM y la cantidad de combustible usado por la CHU respectivamente. Mediante el índice k se indica que estas tres variables pueden cambiar para cada subperiodo. Los valores óptimos de estas variables de control se encuentran maximizando el
- 10 lado derecho de la ecuación, teniendo en cuenta las limitaciones que se proporcionan en (B2) a (B8). El símbolo E representa el valor esperado de la función entre paréntesis y $\arg \min$ representa el algoritmo que descubre esas (u , v , q) para las cuales la función (en el presente ejemplo la suma de dos valores esperados) se convierte en un mínimo.
- 15 • (B2): indica que la energía total de la instalación completa (CHP y CHU) es limitada.
 • (B3): indica que el almacenamiento intermedio tiene un 'estado de carga' mínimo y máximo.
 • (B4): indica que la energía de la CHU, expresada como una cantidad de combustible usado, puede variar entre un mínimo de 0,37 MW y un máximo de 1,2 MW. Los valores de 0,37 MW y 1,2 MW se proporcionan solamente en el presente documento como ejemplo y pueden diferir de una instalación a otra.
- 20 • (B5-B6): son ecuaciones, análogas a la ecuación (B4), pero para la CHP.
 • (B7): dice que la situación inicial del sistema es conocida.
 • (B8): es una garantía de continuidad: la probabilidad de que el sistema durante el subperiodo k esté evolucionando a una situación x debe ser igual a la probabilidad de que el sistema esté en una situación x al comienzo del subperiodo $k+1$.
- 25 • (B9): la cantidad de combustible correspondiente a la energía eléctrica suministrada en el mercado diario depende solamente del precio en el mercado diario.
 • (B10-B11): la cantidad de combustible correspondiente a la energía eléctrica suministrada en el mercado CIM y la cantidad de combustible usado por la CHU dependen ambas de (x_k , u_k , v_k , q_k , w_k). Así que, dependiendo de la evolución intradiaria del sistema, el resultado de estas variables puede cambiar.

30 Las ecuaciones (B 12-B 14) representan características específicas del sistema. En el caso de una CHP es:

- 35 • (B12): la ecuación de evolución (la determinación del estado del almacenamiento intermedio al comienzo del subperiodo ($k+1$) en función de su estado al comienzo del subperiodo (k)).
 • (B13): el beneficio, obtenido durante el subperiodo k .
 • (B14): la función de beneficio terminal (una suposición).

Todos los valores proporcionados en las ecuaciones (B2) a (B6) se proporcionan como ejemplo y dependen de la instalación real.

40 La ecuación (B1) puede minimizarse usando programación dinámica. Este método es bien conocido *per se* y puede encontrarse en la bibliografía especializada, por ejemplo el artículo original de Bellman: "Dynamic Programming" o el libro: "Dynamic Programming and Optimal Control" de D.P. Bertsekas.

Como resultado de esta minimización, se encuentran valores para las variables de control (u , v , q) en cada subperiodo y se determina la cantidad correspondiente de combustible para alimentar la unidad CHP y la unidad CHU.

5 Otro ejemplo de la presente invención puede encontrarse en instalaciones de refrigeración industriales. Dado que dichas instalaciones el almacenamiento de la energía de refrigeración en un almacenamiento intermedio particular puede ser problemático, se propone usar la propia unidad de refrigeración como un almacenamiento intermedio permitiendo que la temperatura varíe entre dos valores. Por ejemplo, permitiendo una diferencia de temperatura entre -20°C y -25°C , el almacenamiento intermedio alcanza su máximo estado de carga cuando la temperatura de la unidad de refrigeración es de -25°C y su mínimo estado de carga cuando la temperatura de la unidad de refrigeración es de -20°C .

En este ejemplo las ecuaciones se convierten en:

$$x_{k+1}(x_k, u_k, v_k, w_k) = x_k - \eta(u_k + v_k)/c + w_k/c \quad (\text{B15})$$

$$C_k^s(u_k, v_k, p_k, r_k) = \eta(u_k p_k + v_k r_k) \quad (\text{B16})$$

$$C_N(x) = 0 \quad (\text{B17})$$

con lo que η es la eficiencia de la unidad de refrigeración y c la capacidad térmica. Como ejemplo, las limitaciones podrían ser:

$$-25 \leq x_k \leq -20^{\circ}\text{C}, \quad (\text{B18})$$

$$m_1 \leq u_k \leq M_2 \vee u_k = 0, \quad (\text{B19})$$

$$m_1 \leq v_k \leq M_2 \vee v_k = 0, \quad (\text{B20})$$

$$x_1 - x_{\text{inicial}} = 0 \text{ y} \quad (\text{B21})$$

$$P_{k+1}(x) - P_{k+1}(x(x_k, u_k, v_k, w_k)) = 0 \quad (\text{B22})$$

con lo que m_1 representa la energía mínima de la unidad de refrigeración y M_2 la energía máxima.

De nuevo en este caso, una ecuación general como (B1) puede escribirse y esta ecuación atenuarse para ciertos valores de u y v (ninguna variable q , dado que no hay unidad de refrigeración independiente).

Las realizaciones del método descrito anteriormente de la presente invención pueden implementarse en un sistema de procesamiento 200, tal como se muestra en la figura 6. La figura 6 muestra una configuración del sistema de procesamiento 200 que puede implementarse en un teléfono móvil, una PDA, un portátil, un ordenador personal, etc. Incluye al menos un procesador programable 203 acoplado a un subsistema de memoria 205 que incluye al menos una forma de memoria, por ejemplo, RAM, ROM y demás. Debe observarse que el procesador 203 o procesadores pueden ser un procesador de uso general, o para un uso especial, y puede ser para inclusión en un dispositivo, por ejemplo, un chip que tiene otros componentes que realizan otras funciones. El procesador también puede ser un FPGA u otro dispositivo lógico programable. Por lo tanto, uno o más aspectos de la presente invención puede implementarse en circuitos electrónicos digitales, o en hardware, firmware, software informático, o en combinaciones de ellos. El sistema de procesamiento puede incluir un subsistema de almacenamiento 207 que tiene al menos una unidad de disco y/o unidad de CD-ROM y/o unidad de DVD. En algunas implementaciones, un sistema de

visualización, un teclado y un dispositivo de señalización puede estar incluido como parte de un subsistema de interfaz del usuario 209 para permitir a un usuario introducir manualmente información. Los puertos para introducir y emitir datos también pueden estar incluidos, especialmente interfaces para capturar valores físicos relevantes para el consumo o la generación de energía, por ejemplo una interfaz con una unidad CHP, y/o una unidad calefactora convencional, y/o un almacenamiento intermedio y/o uno o más usuarios de energía, tales como un invernadero. También pueden estar provistas interfaces para el control del uso de combustible por parte de una CHP, por ejemplo gas como combustible, o combustible sólido o líquido, material de desecho o basura por ejemplo madera, paja, etc. Más elementos tales como conexiones de red, interfaces con diversos dispositivos y demás, pueden estar incluidos, mediante conexiones por cable o inalámbricas, pero no se ilustran en la figura 6. Los diversos elementos del sistema de procesamiento 200 pueden estar acoplados de diversas maneras, incluyendo mediante un subsistema de bus 213 mostrado en la figura 8 por sencillez como un único bus, pero los expertos en la materia entenderán que incluye un sistema de al menos un bus. La memoria del subsistema de memoria 205 puede, en algún momento, contener parte o todo (en cualquier caso mostrado como 201) de un conjunto de instrucciones que, cuando son ejecutadas en el sistema de procesamiento 200 implementan las etapas de las realizaciones del método descritas en el presente documento. Por lo tanto, aunque un sistema de procesamiento 200 tal como el mostrado en la figura 6 es técnica anterior, un sistema que incluye las instrucciones para implementar aspectos de los métodos para el control de una CHP de acuerdo con la presente invención no lo es y, por lo tanto, la figura 6 no se cataloga como técnica anterior.

La presente invención también incluye un producto de programa informático, que proporciona la funcionalidad de cualquiera de los métodos de acuerdo con la presente invención cuando se ejecuta en un dispositivo informático. Dicho producto de programa informático puede estar incluido de forma tangible en un medio portador que porta un código legible por una máquina para ejecución por un procesador programable. La presente invención se refiere, por lo tanto, a un medio portador que porta un producto de programa informático que, cuando es ejecutado en un medio informático, proporciona instrucciones para ejecutar cualquiera de los métodos tal como se han descrito anteriormente. La expresión "medio portador" se refiere a cualquier medio que participa en proporcionar instrucciones a un procesador para su ejecución. Dicho medio puede asumir muchas formas, incluyendo aunque sin limitarse a, un medio no volátil y un medio de transmisión. El medio no volátil incluye, por ejemplo, discos ópticos o magnéticos, tales como un dispositivo de almacenamiento que es parte del almacenamiento en masa. Las formas habituales de un medio legible por ordenador incluyen, un CD-ROM, un DVD, un disco flexible o disquete, una cinta, un chip o cartucho de memoria o cualquier otro medio a partir del cual pueda leer un ordenador. Diversas formas de medio legible por ordenador pueden estar implicadas en portar uno o más secuencias de una o más instrucciones a un procesador para su ejecución. El producto de programa informático también puede transmitirse mediante una onda portadora en una red, tal como una LAN, una WAN o Internet. Los medios de transmisión pueden asumir la forma de ondas acústicas o lumínicas, tales como las generadas durante comunicaciones de datos por onda de radio e infrarrojos. Los medios de transmisión incluyen cables coaxiales, alambre de cobre y fibra óptica, incluyendo los cables que componen un bus en un ordenador. La presente invención no está limitada a los ejemplos proporcionados anteriormente sino que otras realizaciones de la invención son posibles. El almacenamiento intermedio de instalaciones calefactoras que incluyen una CHP puede estar constituido por la inercia térmica de un edificio que debe calentarse. En dicha realización, la temperatura del edificio puede variar entre dos temperaturas y la energía térmica puede almacenarse incrementando la temperatura del edificio más allá de la más baja de estas dos temperaturas.

REIVINDICACIONES

1. Un sistema de control de combustible para un sistema local suministrador de energía y/o consumidor de energía, en donde el sistema local de energía comprende:

una primera unidad eléctrica controlable para emitir potencia eléctrica y para generar un primer flujo de calor en una serie de periodos de tiempo y/o una segunda unidad eléctrica controlable para recibir potencia eléctrica y para absorber un segundo flujo de calor en la serie de periodos de tiempo, estando ambas primera y segunda unidades eléctricas conectadas a una red eléctrica, y en donde la potencia eléctrica recibida o generada en cualquier periodo de tiempo es al menos parcialmente una variable estocástica, con lo que dicha variable estocástica es una variable cuyo valor resulta de la determinación de la magnitud de una cantidad en una primera función de distribución de probabilidad, y
un medio para controlar una demanda de potencia eléctrica mediante un mecanismo híbrido regulador de bucle abierto/bucle cerrado, siendo parte de la energía eléctrica recibida o emitida en cualquier periodo de tiempo, una unidad calefactora alimentada por combustible controlable para emitir un tercer flujo de calor en la serie de periodos de tiempo,
un almacenamiento intermedio de calor controlable para almacenar cualquiera o todos de los primer a tercer flujos de calor y emitir un cuarto flujo de calor en la serie de periodos de tiempo, estando la unidad calefactora alimentada por combustible acoplada al almacenamiento intermedio de calor, y
un usuario del flujo de calor acoplado térmicamente al almacenamiento intermedio de calor, siendo la demanda de potencia térmica por parte del usuario del flujo de calor en la serie de periodos de tiempo una variable estocástica, con lo que dicha variable estocástica es una variable cuyo valor resulta de la determinación de la magnitud de una cantidad en una segunda distribución de probabilidad, y
estando un controlador acoplado a la primera y/o a la segunda unidades eléctricas, a la unidad calefactora alimentada por combustible y al usuario del flujo de calor para intercambiar variables de control con ellos y para controlar el suministro de combustible a la unidad calefactora alimentada por combustible de modo que a) la demanda de potencia térmica por parte del usuario del flujo de calor se satisfaga en cualquiera de los periodos de tiempo y b) el almacenamiento intermedio de calor no esté saturado o vacío en ninguno de los periodos de tiempo y
estando el sistema de control de combustible adaptado para derivar la cantidad de combustible requerida por la unidad calefactora alimentada por combustible controlable.

2. El sistema de control de combustible de la reivindicación 1, en el que la primera unidad eléctrica controlable es una unidad CHP, y estando cada periodo de tiempo dividido en subperiodos sucesivos, comprendiendo el sistema además:

- un medio para determinar para cada subperiodo, en una base histórica, un precio estadístico de la energía eléctrica en al menos un mercado servido por la red eléctrica;
- un medio para determinar para cada subperiodo, en una base histórica, un valor estadístico de la demanda de flujo de calor por parte del usuario;
- un medio para derivar, para cada subperiodo, a partir de dicho precio estadístico y dicho valor estadístico la cantidad de combustible requerida por la unidad CHP, de modo que el funcionamiento del sistema local suministrador de energía y/o consumidor de energía esté optimizado.

3. El sistema de control de combustible de la reivindicación 2, que comprende además:

- un medio para derivar, para cada subperiodo, a partir de dicho precio estadístico y dicho valor estadístico la cantidad de combustible requerida por la unidad calefactora alimentada por combustible controlable o una unidad de refrigeración, de modo que el funcionamiento del sistema local suministrador de energía y/o consumidor de energía esté optimizado.

4. El sistema de control de combustible de cualquiera de las reivindicaciones 2-3, en el que la determinación del precio estadístico se realiza basándose en una función de densidad de probabilidad temporal.

5. El sistema de control de combustible de cualquiera de las reivindicaciones 2-4, en el que la determinación del valor estadístico de la demanda de calor se realiza basándose en una función de densidad de probabilidad temporal.

6. El sistema de control de combustible de cualquiera de las reivindicaciones 2-5, en el que la red eléctrica está sirviendo a al menos dos mercados diferentes en los que la energía eléctrica es tratada a diferentes precios, y en el que el medio para determinar el precio estadístico, determina el precio en cada uno de estos mercados.

7. El sistema de control de combustible de la reivindicación 6, en el que la derivación de la cantidad de combustible requerida por la unidad CHP y la cantidad de combustible requerida por la unidad calefactora alimentada por combustible controlable se realiza a dos niveles: un primer nivel que deriva el combustible requerido por la unidad CHP para cubrir la producción de electricidad, demandada por uno de los mercados y un segundo nivel que deriva el

combustible requerido por la unidad CHP para cubrir la producción de electricidad, demandada por el otro de los dos mercados y que deriva el combustible requerido por la unidad calefactora.

- 5 8. Un producto de programa informático que comprende un medio que constituye un código de programa almacenado en un medio legible por ordenador y adaptado para realizar la derivación de la cantidad de combustible requerida por la unidad CHP y la cantidad de combustible requerida por la unidad calefactora alimentada por combustible controlable o la unidad de refrigeración de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 3 a 7, cuando dicho programa se ejecuta en un ordenador.
- 10 9. Un sistema local suministrador de energía y/o consumidor de energía que comprende:

15 una primera unidad eléctrica controlable que emite potencia eléctrica y que genera un primer flujo de calor en una serie de periodos de tiempo y/o una segunda unidad eléctrica controlable que recibe potencia eléctrica y que absorbe un segundo flujo de calor en la serie de periodos de tiempo, estando ambas primera y segunda unidades eléctricas conectadas a una red eléctrica, siendo la potencia eléctrica recibida o generada en cualquier periodo de tiempo al menos parcialmente de forma estocástica variable en una primera función de distribución de probabilidad y estando la demanda de potencia eléctrica de la primera unidad eléctrica controlable controlada por un mecanismo híbrido regulador de bucle abierto/bucle cerrado, siendo parte de la energía eléctrica recibida o emitida en cualquier periodo de tiempo,
20 una unidad calefactora alimentada por combustible controlable para emitir un tercer flujo de calor en la serie de periodos de tiempo,
un almacenamiento intermedio de calor controlable que almacena cualquiera o todos de los primer a tercer flujos de calor y que emite un cuarto flujo de calor en la serie de periodos de tiempo, estando la unidad calefactora alimentada por combustible acoplada al almacenamiento intermedio de calor, y
25 un usuario del flujo de calor acoplado térmicamente al almacenamiento intermedio de calor, siendo la demanda de potencia térmica por parte del usuario del flujo de calor en la serie de periodos de tiempo estocásticamente variable en una segunda distribución de probabilidad, y que comprende además: un sistema de control de combustible de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 1-7.

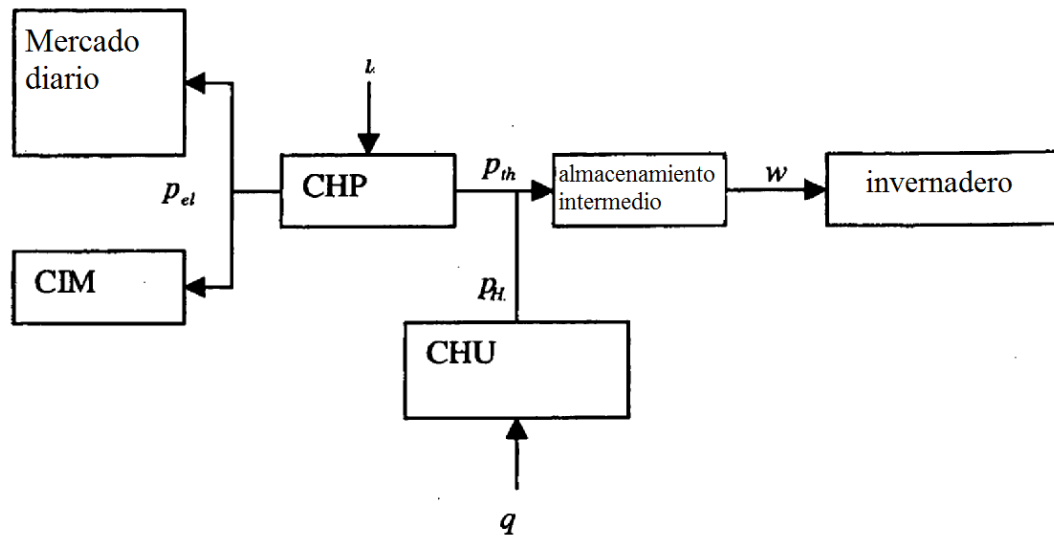


Figura 1

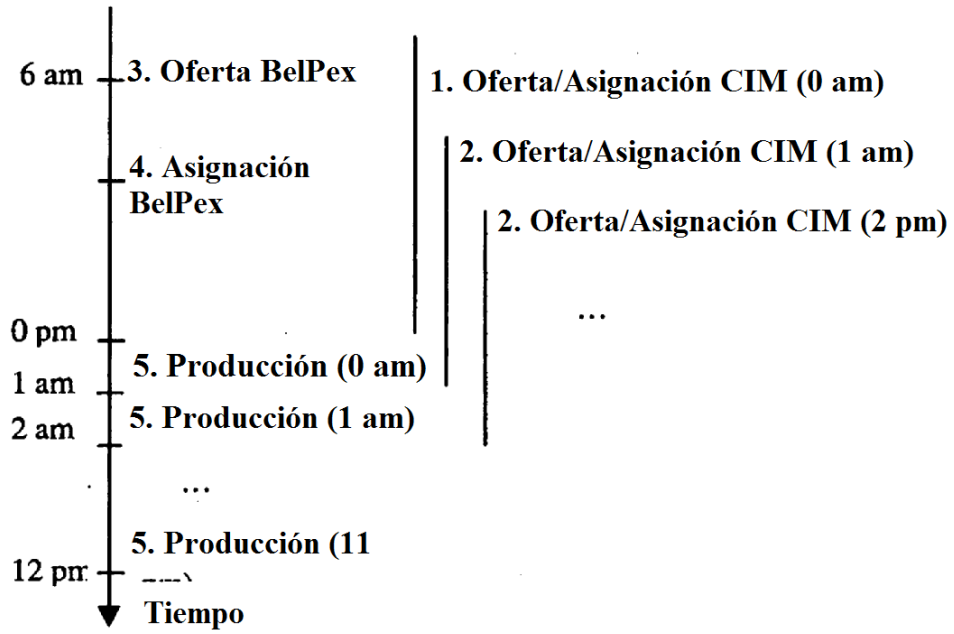


Fig 2

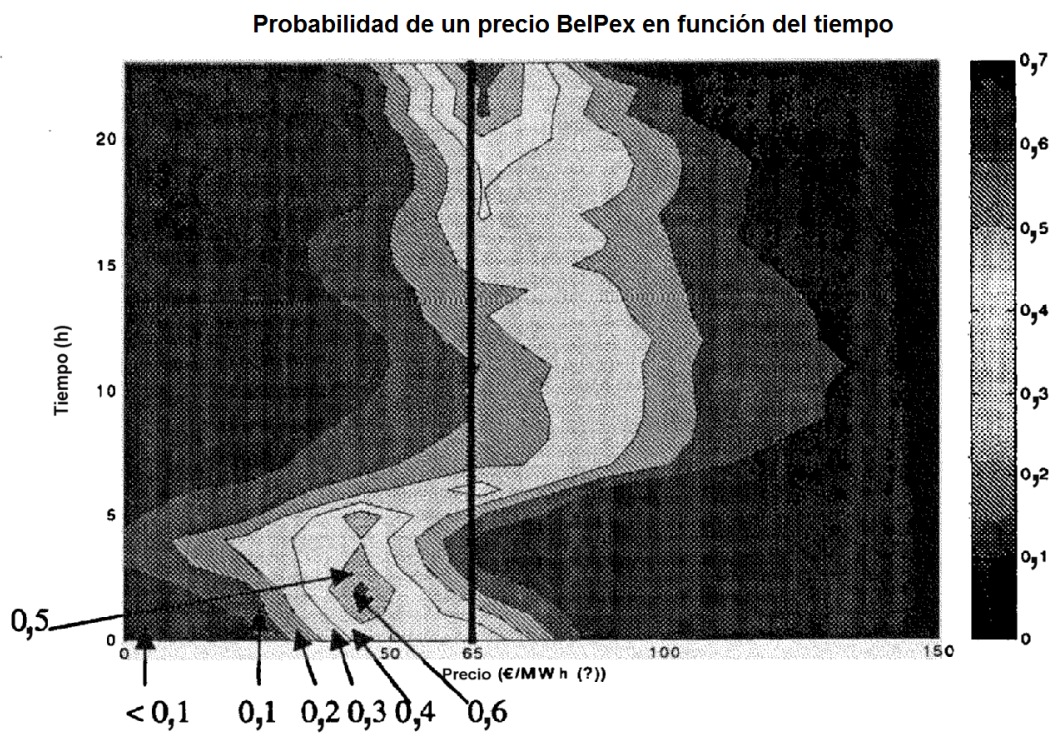


Figura 3

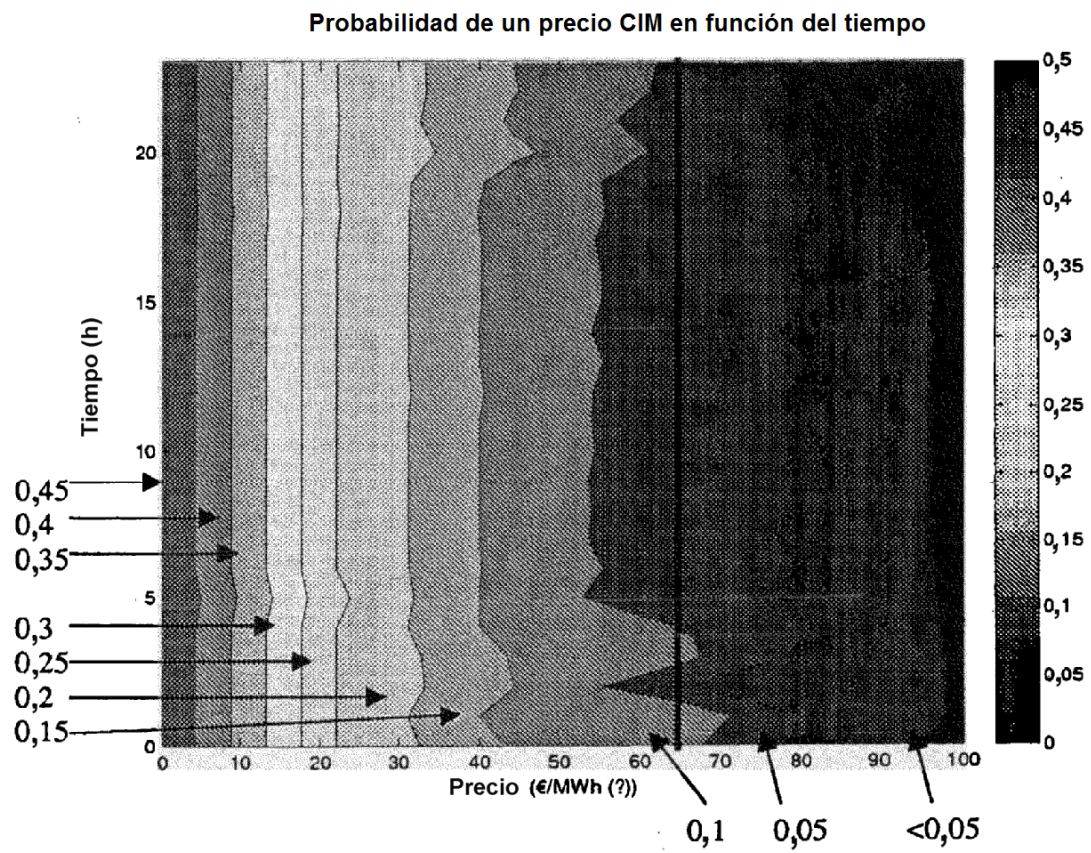


Figura 4

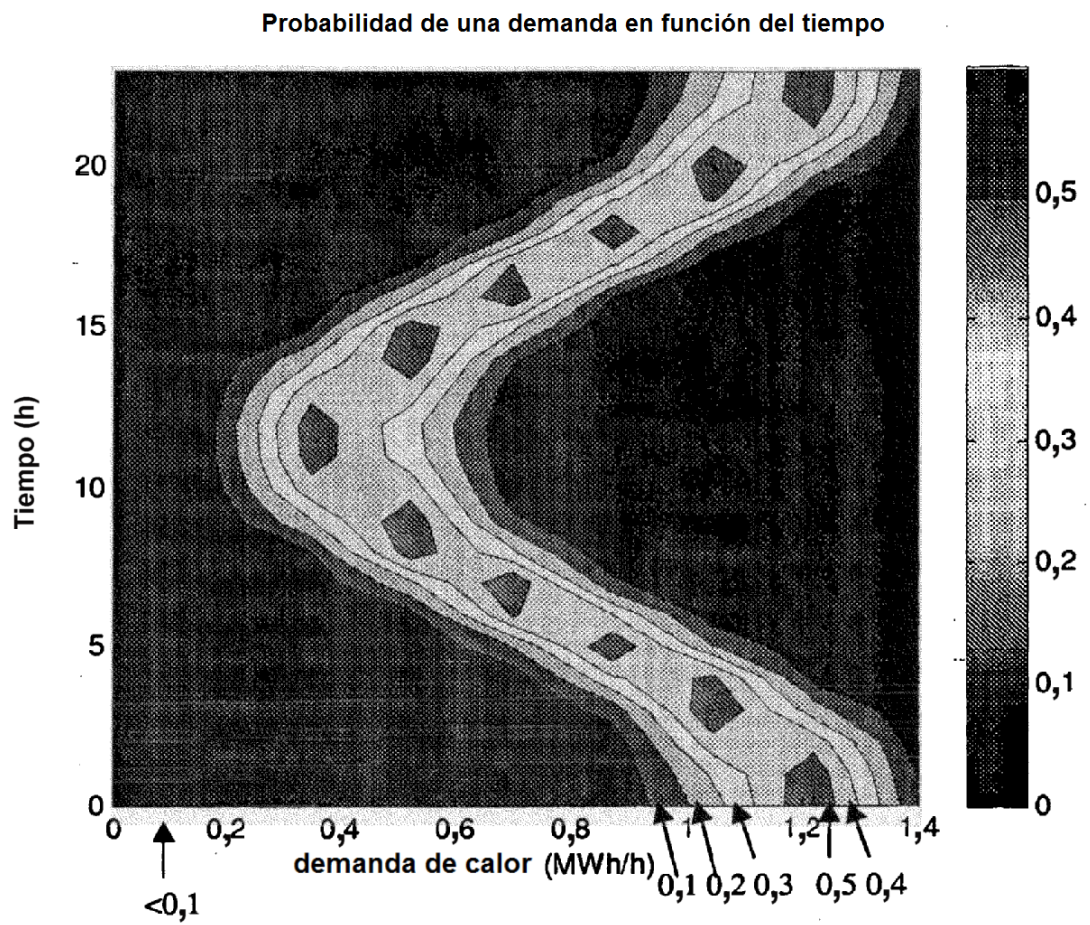


Figura 5

Fig. 6

