

SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA PARA MICRORREDES BASADO EN CONTROL PREDICTIVO

A. Martínez-Molina, C. Ariño, O. Flors-Mas, J. C. Alfonso-Gil, D. Moya-López, E. Pérez, H. Beltrán
Departamento de Ingeniería de Sistemas Industriales y Diseño, Universitat Jaume I, Av. Vicent Sos Baynat,
s/n 12071 Castellón de la Plana, España, molinaa@uji.es

Resumen

En este artículo se presenta un sistema de gestión de energía para microrredes a partir de un control Predictivo basado en Modelos (MPC), el cual tiene como tarea la optimización de las operaciones de una microrred, al tiempo que cumple una serie de restricciones de funcionamiento. Para ello, el problema ha sido formulado empleando Programación Lineal Entera-Mixta (MILP), la cual ha sido resuelta de manera eficiente. Se han estudiado diferentes escenarios, comparando el MPC con una estrategia fija y se han calculado costes de funcionamiento e inversión, mostrando finalmente los resultados.

Palabras Clave: Microrred, MPC, gestión de energía, optimización, sistemas de generación distribuidos.

1 INTRODUCCIÓN

La necesidad de satisfacer de un modo sostenible y eficaz la creciente demanda de energía, podría dar pie a un modelo energético diferente, en el que los grandes sistemas de generación eléctrica centralizados, pierdan importancia frente a sistemas de generación distribuidos, en los que el uso de energías renovables y sistemas de gestión inteligentes son clave.

En este contexto, el concepto de microrred cobra sentido, entendida como un sistema que integra fuentes de energía distribuida, diferentes tipos de cargas y sistemas de almacenamiento energético, todo ello interconectado entre sí y que además, cuenta con la posibilidad de interaccionar en paralelo con la red o bien funcionar en modo isla, es decir, con independencia de la red, como en [1].

Un sistema de gestión de la energía adecuado es de gran importancia si se pretende conseguir una microrred eficiente, que consiga operar siempre al menor coste posible, a pesar de la incerteza que provoca contar con energías renovables difíciles de predecir como es el caso de la eólica. Para ello, se

requiere un sistema flexible que cuente con muchas posibilidades para poder escoger siempre la óptima [9].

Así pues, el objetivo de este artículo es diseñar un sistema de gestión de la energía óptimo. Para ello se va a abordar el problema mediante un Control Predictivo basado en Modelos (MPC), debido a que este tipo de optimización permite predecir el comportamiento de la red y tomar decisiones de control como almacenar energía en las baterías en base a predicciones de consumo y generación. Por otro lado, la naturaleza de las cargas y los generadores hace necesario emplear Programación Lineal Entera-Mixta (MILP) para resolver el problema que plantea el MPC [5].

Los autores de [8] aplicaron un control predictivo basado en modelos para la gestión de la energía en una microrred que contaba con una combinación de baterías y pilas de hidrogeno. En [7] se propuso un modelo para el sistema de gestión de una microrred, desarrollando un MPC para minimizar costes de funcionamiento, y mostraron resultados muy positivos. En el presente artículo, además del desarrollo del sistema de gestión, se ha propuesto comparar el MPC con otras estrategias, y en diferentes escenarios, para ver lo que se puede llegar ahorrar con un control óptimo.

El artículo está organizado como sigue: en la sección 2 se explica la microrred propuesta y los elementos que la componen; en la sección 3 se formula el control predictivo y el problema de optimización; en la sección 4 se explican las diferentes inversiones y estrategias escogidas; en la sección 5 se comparan de forma económica las inversiones y estrategias explicadas en el apartado anterior. Finalmente, en la sección 6 se explican los resultados y se comentan posibles pasos futuros a realizar.

2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La microrred propuesta, mostrada en la Figura 1, está formada por generadores distribuidos de distintas clases, diferentes tipos de cargas, un sistema de almacenamiento energético del que se podrá extraer e

inyectar energía, y por la conexión con la red general, que da la posibilidad de comprar y vender energía.

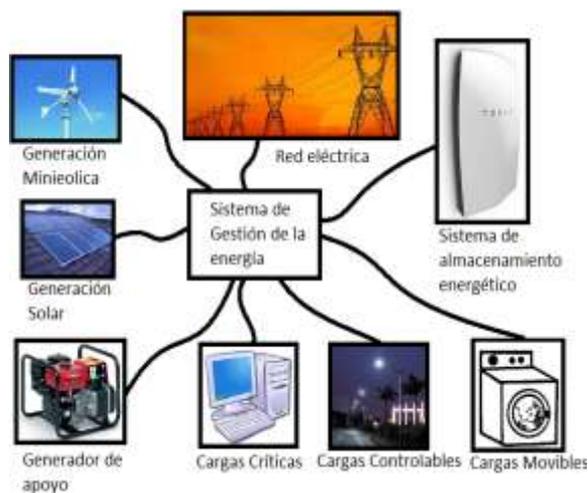


Figura 1: Ejemplo de microrred

2.1 ELEMENTOS DE LA MICRORRED

A continuación, se hace una breve descripción de cada uno de los elementos que forman la microrred.

2.2.1 Generadores distribuidos

La microrred dispone de generadores distribuidos, entre los que se diferencia la generación obtenida a partir de fuentes renovables (turbinas eólicas y paneles solares) y generación no renovable (generador diésel).

2.2.2 Cargas

La demanda de energía de la microrred vendrá impuesta por diferentes tipos de cargas. Las cargas críticas, a las cuales siempre se les debe suministrar energía, las cargas controlables, a las que se les puede dejar de suministrar un porcentaje de energía, con la consiguiente penalización económica por perjuicio al usuario, y finalmente las cargas móviles, a las cuales a lo largo del día se les ha de suministrar una cantidad determinada de energía durante una cantidad determinada de tiempo, sin requerir que esto suceda a una hora concreta del día.

2.2.3 Sistema de almacenamiento energético

El sistema de almacenamiento de energía está compuesto por un conjunto de baterías que se pueden cargar y descargar cuando se requiera, dentro de unos límites de carga máxima y mínima.

2.2.4 Conexión con la red general

Mediante la conexión a la red general se tiene la posibilidad de comprar la energía cuando el balance entre generación y consumo sea negativo, mientras que cuando ocurra lo contrario, y se tenga excedente de energía, ésta se puede vender.

2.2 NOMENCLATURA

Los parámetros, las predicciones y las variables de decisión, usadas en el problema de optimización, se describen en las tablas 1, 2 y 3 respectivamente.

En la Tabla 1 se encuentran los parámetros que deberán ser configurados antes de la ejecución del programa, por el usuario de la microrred, según sean las prestaciones de ésta.

Tabla 1: Parámetros.

Parámetros	Descripción
ID	Número de veces al día en que se ejecuta la optimización
NG	Número de generadores lineales
$P_{Max\ i}$	Potencia máxima que puede dar el generador i [kW]
$P_{Min\ i}$	Potencia mínima que puede dar el generador i [kW]
CG_i	Coste de combustible del generador i [€/kWh]
FV_{Max}	Flujo máximo de venta de energía [kW]
FC_{Max}	Flujo máximo de compra de energía [kW]
CO_i	Coste fijo por mantener encendido el generador i [€]
CE_i	Coste de encendido del generador i [€]
CN	Coste de penalización por dejar de suministrar energía a la demanda controlable [€]
FB_{Max}	Flujo máximo de energía que pueden entregar las baterías [kW]
CapB	Cantidad de energía que pueden almacenar las baterías [kWh]
η_c, η_D	Rendimientos de carga y descarga de las baterías
PF	Pérdida fisiológica de energía de las baterías (no debida al uso) en cada intervalo
CM	Consumo predeterminado de energía de la carga móvil [kWh]
IDCM	Número de intervalos del día durante los que la carga móvil debe estar conectada

En la Tabla 2 se pueden ver las predicciones, las cuales debe calcular el sistema de gestión en base a algún algoritmo de predicción, que sobrepasa el alcance de este trabajo. Cuanto más parecidas sean estas predicciones a los datos reales, más óptimo será el control.

Tabla 2: Predicciones.

Predicciones	Descripción
$D_{cr}(k)$	Demanda de energía de las cargas críticas en el instante k [kWh]
$D_{con}(k)$	Demanda de energía de las cargas controlables en el instante k [kWh]
$GR(k)$	Generación Renovable en el instante k [kWh]
$CC(k), CV(k)$	Precios de compra y venta de la energía en el instante k [€/kWh]

En la Tabla 3 se muestran las variables que devolverá el control con las decisiones óptimas que deberá tomar el sistema.

Tabla 3: Variables de decisión.

Variables	Descripción
$G_i(k)$	Porcentaje de generación del generador i en el instante k
$C(k), V(k)$	Porcentajes de compra y venta de energía a la Red en el instante k
$E_i(k)$	Estado del generador i en el instante k (encendido/apagado)
$\Delta E_i(k)$	Incremento de estado del generador i en el instante k
$\delta_i(k)$	Porcentaje de encendido de la demanda controlable durante k
$CB(k), DB(k)$	Porcentajes de carga y descarga de las baterías en el instante k
$\beta(k)$	Porcentaje del estado de carga de las baterías en el instante k
$ECM(k)$	Estado de las cargas móviles (encendido/apagado) durante k

3 SOLUCIÓN ADOPTADA

En esta sección, se formula el control predictivo cuyas salidas marcarán las decisiones, a 24 horas vista, sobre el estado y comportamiento de los dispositivos de la microrred, de manera que se cumplan una serie de restricciones a la vez que se optimiza el coste de funcionamiento. Esto significa que el control realiza un plan óptimo de las próximas 24 horas, basándose en predicciones de la demanda, de la producción de los generadores renovables y de los precios de compra y venta de energía de la red. Al día siguiente se repite la optimización, tomando como valores iniciales los valores finales del día anterior.

A continuación, se plantea el problema de optimización. En cada instante, el controlador de la microrred toma las siguientes decisiones de alto nivel:

- El momento en el que debe encenderse o apagarse cada generador y qué cantidad de energía deberá proporcionar.
- Cuánto debe cargarse o descargarse el dispositivo de almacenamiento y en qué momento.
- Cuando y cuánta energía debe ser comprada o vendida a la red (si estamos conectados a esta).
- El porcentaje de corte de las cargas controlables.
- En qué intervalos se debe dar suministro a las cargas móviles.

Para formular el MPC, lo primero será definir la función de coste asociada al MILP que, como se puede ver en (1), consiste en la minimización de la suma de todos los factores que introducen coste, como son: la generación, el estado y el arranque de cada uno de los generadores diésel, la compra de energía a la red y la penalización por reducir el suministro de energía de una carga controlable. La venta de energía a la red aparece restando ya que aporta beneficio económico.

$$\begin{aligned}
 J = \min \sum_{k=1}^{ID} \left(\sum_{i=1}^{NG} (CG_i \cdot G_i(k) \cdot P_{Max_i}) \right. \\
 + CC(k) \cdot C(k) \cdot FC_{Max} - CV(k) \cdot V(k) \cdot FV_{Max} \\
 + CN \cdot (1 - \delta(k)) + \sum_{i=1}^{NG} (CE_i \cdot \Delta E_i(k)) \\
 \left. + \sum_{i=1}^{NG} (CO_i \cdot E_i(k)) \right) \quad (1)
 \end{aligned}$$

Sujeto a un conjunto de restricciones para cada instante k. En primer lugar, las variables de decisión que son porcentajes toman valores entre 0 y 1, y las binarias toman el valor de 0 ó 1.

En (2) se muestra la restricción de balance energético, que iguala la producción a la demanda de energía:

$$\begin{aligned}
 \sum_{i=1}^{NG} (G_i(k) \cdot P_{Max_i}) + GR(k) + C(k) \cdot FC_{Max} \\
 - V(k) \cdot FV_{Max} - CB(k) \cdot FB_{Max} + DB(k) \cdot FB_{Max} \\
 = D_{cr}(k) + D_{con}(k) \cdot (1 - \delta(k)) + ECM(k) \cdot CM \quad (2)
 \end{aligned}$$

En (3) se muestran las restricciones que obligan a que el estado del generador sea 1 cuando éste está generando:

$$\begin{aligned} E_i(k) &\geq G_i(k) \\ \dots \\ E_{NG}(k) &\geq G_{NG}(k) \end{aligned} \quad (3)$$

Con (4) se obliga a que el estado del generador sea 0 cuando no genera y se fija una potencia mínima de generación:

$$\begin{aligned} G_i(k) \cdot P_{Max_i} &\geq E_i(k) \cdot P_{Min_i} \\ \dots \\ G_{NG}(k) \cdot P_{Max_i} &\geq E_{NG}(k) \cdot P_{Min_i} \end{aligned} \quad (4)$$

Las restricciones en (5) obligan a que el incremento de estado sea 1 cuando el estado en el periodo actual vale 1 y en el anterior valía 0:

$$\begin{aligned} \Delta E_i(k) &\geq E_i(k) - E_i(k-1) \\ \dots \\ \Delta E_{NG}(k) &\geq \Delta E_{NG}(k) - E_{NG}(k-1) \end{aligned} \quad (5)$$

En la restricción (6) se el nuevo estado de carga de las baterías tras la carga o descarga del periodo anterior:

$$\begin{aligned} \beta(k) \cdot CapB &= \beta(k-1) \cdot CapB \cdot PF \\ + CB(k) \cdot FB_{Max} \cdot \eta_C &- DB(k) \cdot FB_{Max} \cdot \eta_D \end{aligned} \quad (6)$$

Finalmente, (7) fija el número de horas que se le debe estar suministrando energía al consumo móvil a lo largo del día:

$$\sum_{k=1}^{ID} ECM(k) = IDCM \quad (7)$$

Para probar el algoritmo, se utilizan datos de consumos de un edificio de 10 viviendas durante un año, que se han obtenido de [2]. Los datos de velocidad del viento se han obtenido de [4]. Finalmente, los de irradiación solar se han obtenido de una planta de generación solar ubicada cerca de Sevilla.

La generación eólica se obtiene a partir de los datos de viento y de la curva de potencia dada por el fabricante, del un generador eólico de 3,5kW de potencia nominal. La generación solar se obtiene a partir de los datos de irradiación solar y de la eficiencia dada por el fabricante, para 10 paneles fotovoltaicos con una eficiencia media de 21,5%.

La implementación se ha realizado en Matlab a través del solver 'glpk' [6], el cual permite resolver de manera eficiente problemas de programación lineal mixta entera. La solución de cada problema MILP requiere como mucho unos 3 segundos, un tiempo mucho menor que el tiempo de muestreo de una hora, y por tanto la carga computacional es asumible.

En la Figura 2 se puede observar el funcionamiento de la microrred, funcionando en modo conectada a la red, durante 24 horas.

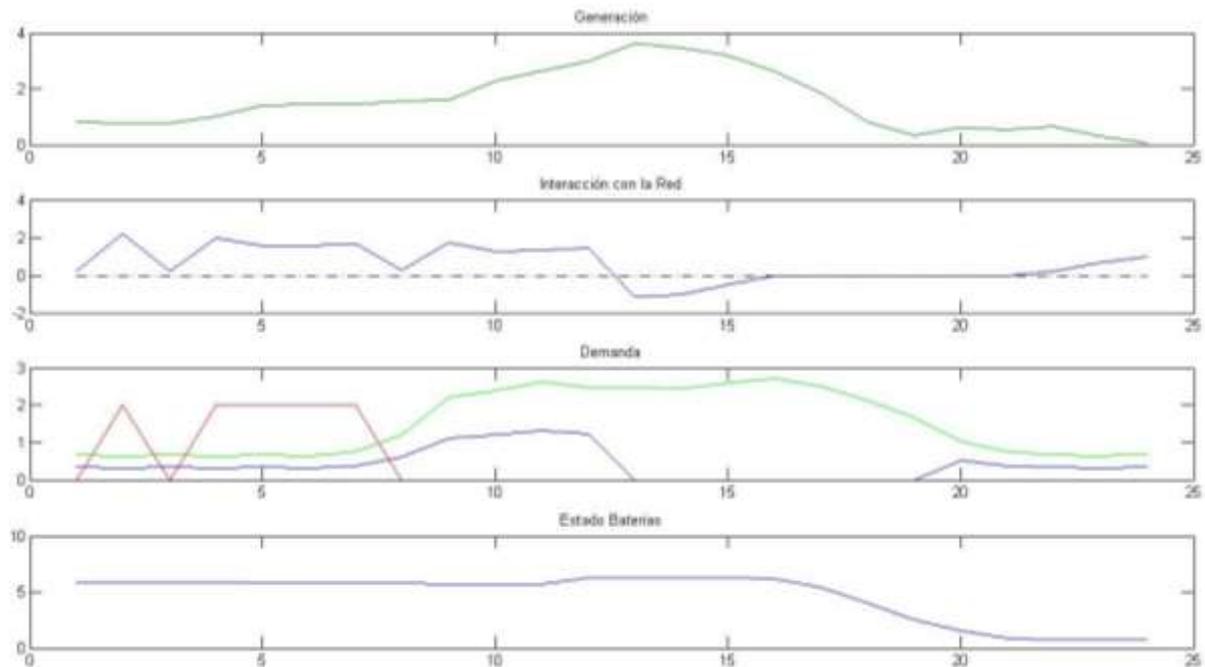


Figura 2: Funcionamiento de la MicroRed durante un día

En la primera gráfica se observa la generación de la microrred mediante los generadores distribuidos: en verde se muestra la generación renovable (suma de eólica más solar) y en azul (aunque en este caso este a 0 debido a sus altos costes) está el generador diésel. En la segunda gráfica, se puede ver la interacción con la red: cuando ésta es positiva se está comprando energía y cuando es negativa se está vendiendo. Los precios de la energía se han obtenido en [3].

En la tercera gráfica se ven los tres tipos de carga: en rojo la carga móvil, a la que se le ha dado suministro cuando el precio de comprar energía es más económico, en verde la carga crítica y en azul la carga controlable, a la cual no se le suministra energía desde las 13 hasta las 19 horas.

Finalmente, en la última gráfica se representa el estado de carga de las baterías, las cuales se mantienen cargadas hasta las 16 horas, momento en el que empiezan a descargarse.

Como se puede apreciar la microrred tiene un comportamiento lógico, realizando siempre las acciones que optimizan su coste de funcionamiento.

4 ESTUDIO DE DIFERENTES ESCENARIOS

En este apartado se explican las diferentes inversiones escogidas, estimando el precio de cada elemento de la instalación, los costes de mantenimiento y costes de puesta en marcha y las estrategias que se van a comparar en el apartado siguiente.

4.1 INVERSIONES

Se proponen tres posibles inversiones para comprobar que efectivamente el MPC se adaptará a cada una de ellas con un coste de funcionamiento óptimo.

Cada una de las inversiones contará con un generador diésel para emergencias y para permitir el funcionamiento de la microrred en modo isla, de potencia nominal de 5 kW y un precio de 1067,75 €.

Como fuentes generación de energía renovable se emplean un aerogenerador eólico con una potencia nominal de 3,5 kW a un viento de 11 m/s y un precio de 8.935,85 €, y un conjunto de 10 m² de paneles solares con una eficiencia media durante el funcionamiento de 21,5 %, es decir, en condiciones de prueba estándar (irradiación solar de 1000 W/m², AM 1,5, 25 °C) se considera que el conjunto da 2,15 kW. Las tienen un precio de 9.824,90 €.

Como sistemas de almacenamiento de la energía se consideran dos posibilidades: dos conjuntos de baterías capaces de almacenar una energía de 7 kWh o 10 kWh con una potencia continua de 2 kW a un precio de 3.000 € o 3.500 € respectivamente.

Además, la microrred funciona conectada a la red con la posibilidad de poder comprar o vender un máximo de 10 kWh en una hora. Los precios de la energía se han obtenido de [3] aplicando una tarifa horaria.

A los costes finales se les añadirá un coste de instalación del 15 % de la inversión total y un coste de mantenimiento anual del 5 % durante 10 años

4.1.1 Inversión 1 (Solar + Eólica + Baterías Grandes)

Para el primer caso la inversión total de la microrred es de 23.328,50 €, más los costes de mantenimiento e instalación, tenemos un coste final de la microrred en 10 años (sin contar con los costes de funcionamiento) de 38.492,03 €.

4.1.2 Inversión 2 (Solar + Baterías Pequeñas)

Para el segundo caso la inversión total de la microrred es de 13.892,65 €, más los costes de mantenimiento e instalación, tenemos un coste final de la microrred en 10 años (sin contar con los costes de funcionamiento) de 22.922,87 €.

4.1.3 Inversión 3 (Eólica + Baterías Pequeñas)

Para el tercer caso la inversión total de la microrred es de 13.003,60 €, más los costes de mantenimiento e instalación, tenemos un coste final de la microrred en 10 años (sin contar con los costes de funcionamiento) de 21.455,94 €.

4.2 ESTRATEGIAS

A continuación se exponen las diferentes estrategias que se simulan.

4.2.1 MPC con previsión imperfecta

Este control como ya se ha comentado, realizará un plan de trabajo óptimo a partir de las previsiones de la demanda de energía, de generación renovable y de los precios de compra y venta de la Red. Las previsiones empleadas, en el caso de la demanda y la generación, se han obtenido a partir de los datos reales más un porcentaje de error entorno al 10% añadido de forma aleatoria. El error debido a estas previsiones se compensa preferentemente con las baterías y a continuación con la Red.

4.2.2 MPC con previsión perfecta

Esta estrategia será igual que la anterior pero sin introducir un error en la previsión. De esta manera se pretende ver cómo influyen los errores de las previsiones en el coste final.

4.2.3 Estrategia fija

La estrategia fija consiste en el uso de los dispositivos de la microrred por orden de preferencia hasta que se pueda satisfacer la demanda de energía. El orden de preferencia es el que sigue:

1. Generadores renovables
2. Dispositivo de almacenamiento energético
3. Interacción con la Red
4. Generador diésel
5. Desconexión de cargas controlables

De esta manera, si los generadores renovables producen más o menos energía que la que demandan las cargas, las baterías absorberán o darán esa energía y en el caso que no puedan, será la Red la que se encargará de comprar o vender lo requerido, entrando en funcionamiento el generador diésel y la desconexión de cargas controlables cuando la Red no pueda hacer frente a la demanda.

5 RESULTADOS

En la Figura 3 se muestra un histograma con los costes de funcionamiento durante un año para cada una de las estrategias a diferentes inversiones.

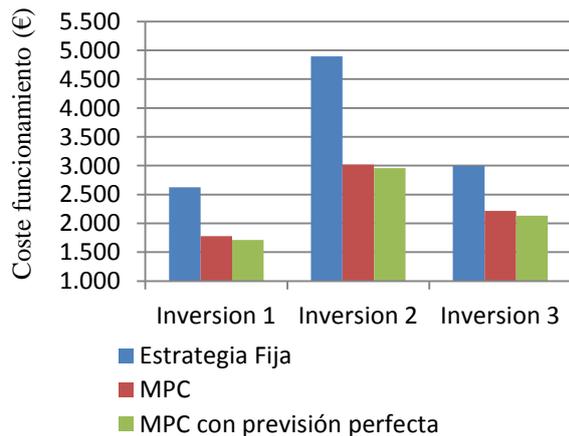


Figura 3: Gráfica costes de funcionamiento durante un año

Mediante esta gráfica, se puede comparar fácilmente las distintas estrategias en diferentes inversiones. La estrategia fija es superada por el MPC en todos los

casos, dando un ahorro anual de 847 €, 1.876,5 € y 781,1 €, o lo que es lo mismo, 32,3 %, 38,3 % y 26,1 %, en las inversiones 1, 2 y 3 respectivamente. En el caso de la inversión 2, el ahorro que proporciona el MPC, es mucho mejor, debido a la gran flexibilidad que este aporta, ya que en este caso se tiene poca generación renovable y por tanto la estrategia fija decide en demasiadas ocasiones encender el generador diésel de emergencia con el consiguiente gasto, mientras que el MPC hace una mejor gestión de las baterías evitando su uso en tantas ocasiones.

Esta gráfica también permite comprobar la importancia de las previsiones en el MPC y la cantidad de dinero que se puede ahorrar si se logran unas buenas previsiones. Teniendo ahorros del 2,5 %, del 1,3 % y del 2,6 % para las inversiones 1, 2 y 3 respectivamente. No son muy elevados puesto que sólo se ha introducido un error de 10 % en las previsiones.

El coste anual que tendríamos sin realizar ninguna inversión, es decir, si se comprara toda la energía necesaria teniendo la misma demanda, sería de 5395,0 € (sin contar el gasto que supondría el incremento de la posibilidad de comprar una mayor cantidad de energía). Lo que supondría un coste extra anual respecto al MPC (sin contar la inversión) de 3617,7 €, de 2375,2 € ó de 3181,5 € dependiendo del caso en el que nos encontráramos.

En la Figura 4 se muestra un histograma con los costes totales, es decir, los de inversión e instalación junto con los de funcionamiento y mantenimiento durante 10 años para cada una de las estrategias a diferentes inversiones.

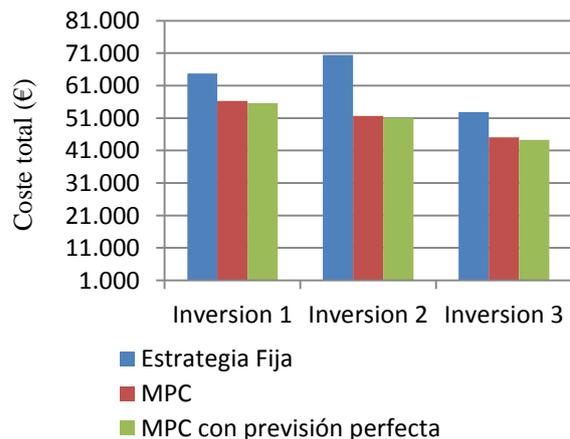


Figura 4: Gráfica costes totales durante diez años

En cuanto al coste acumulado en 10 años, se observa que la inversión 3 es la mejor opción, dando un ahorro con el MPC del 17,3 % y del 10,2 % con respecto a las inversiones 1 y 2 respectivamente, por

tanto se recomienda la inversión 3 (empleo de sólo eólica y baterías pequeñas) para este caso.

Si se calcula el coste acumulado que se tendría si se hubiese comprado a la red general toda la energía necesaria para satisfacer la misma demanda, tenemos un gasto de 53.950 €. Es un coste mayor que el de las inversiones 2 y 3, por lo tanto éstas ya se habrían amortizado y estarían dando beneficios. Respecto a la inversión 1, que tiene un coste acumulado parecido, decir, que necesitaría un poco más de tiempo para amortizarse, pero luego reportaría mayores beneficios, debido a tener unos costes de funcionamiento menores.

6 CONCLUSIONES

En este trabajo, hemos propuesto un sistema de gestión de la energía de una microrred, basado en un control a través de un MPC y empleando MILP.

La microrred mediante este control, consigue un aprovechamiento óptimo de los recursos con los que cuenta, ya sea, el sistema de almacenamiento de energético, los generadores auxiliares, la interacción con la red principal, la desconexión de cargas controlables o el desplazamiento de cargas móviles. Realizando en cada momento las operaciones que mayor beneficio reporten.

Tras comprobar su funcionamiento y compararlo con un control fijo, ha quedado claro que es una opción factible, mediante la cual se consigue un ahorro importante.

En próximos trabajos, nos centraremos en realizar un acercamiento más realista del control de la microrred, mediante la mejora del algoritmo con el uso de un mayor número de tipos de cargas, el uso de predicciones reales realizadas en nuestro propio algoritmo, e interacción con otras microrredes.

También en siguientes trabajos, propondremos el uso del MPC para el dimensionado de la propia microrred, teniendo como variables a optimizar la potencia instalada de generación eólica o solar, la capacidad de las baterías o cuánto se debe poder comprar y vender a la red principal como máximo. Así además de lograr un uso óptimo de la microrred tendremos una microrred dimensionada óptimamente.

Agradecimientos

Los autores quieren agradecer a la Universitat Jaume I y a la Generalitat Valenciana el apoyo recibido y materializado en los proyectos P11B2013-34 y GV/2014/117 respectivamente.

Referencias

- [1] Hatziargyriou, N. Asano, H. Iravani, R. and Marnay, C., (2007) "Microgrids," IEEE Power & Energy Magazine.
- [2] <http://data.gov.uk/dataset/energy-consumption-for-selected-bristol-buildings-from-smart-meters-by-half-hour>
- [3] <http://www.esios.ree.es/web-publica/pvpc>
- [4] <http://www.sotaventogalicia.com/es/datos-tiempo-real/historicos>
- [5] Maciejowski, J., (2002) Predictive Control with Constraints. Harlow, UK: Prentice Hall.
- [6] Makhorin, A., (2000) "The GNU Linear Programming Kit (GLPK)". GNU Software Foundation. <http://www.gnu.org/software/glpk/glpk.html>
- [7] Parisio, A. Glielmo, L., (2011) "Energy Efficient Microgrid Management using Model Predictive Control," IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference (CDC-ECC) Orlando, FL, USA.
- [8] Valverde, L. Bordons, C. Rosa, F., (2012) "Power Management using Model Predictive Control in a hydrogen-based microgrid", IECON 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society.
- [9] Zong, Y. Kullmann, D. Thavlov, A. Gehrke, O. and Bindner, H. W., (2011) "Model predictive control strategy for a load management research facility in the distributed power system with high wind penetration-towards a danish power system with 50% wind penetration," Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf., p. 106494.