

Comparativa de algoritmos de Control Predictivo Distribuido aplicado a microrredes interconectadas

G. Teno (gteno@us.es), M. A. Ridaó (miguelridao@us.es), C. Bordons (bordons@us.es), J. J. Marquez (jmarquez20@us.es), Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática, Universidad de Sevilla, Camino de los Descubrimientos s/n, 41092, Sevilla, España.

Resumen

Las microrredes son sistemas de distribución de energía eléctrica que favorecen la integración de fuentes de energía renovable de distintos tipos, e incorporando también, sistemas de almacenamiento de energía, para posteriormente, ser consumida en momentos de mayor necesidad. En estos sistemas, es de vital importancia implementar una estrategia de control que regule la distribución de la energía entre los distintos equipos. Los controladores basados en Model Predictive Control (MPC) funcionan de una manera muy satisfactoria debido a su carácter óptimo y previsor ante los cambios en las situaciones.

Resulta interesante conectar varias microrredes para que funcionen de manera conjunta, transportando energía de una a otra cuando alguna de ellas lo necesite y a otra le sobre. El problema de control para este caso es de una complejidad mayor, pudiendo seguir distintas estrategias basadas en controladores tipo MPC. En este trabajo se ofrece una comparativa entre distintas estrategias de control distribuido, implementadas en un simulador de microrredes desarrollado en Matlab.

Palabras clave: microrred, MPC, control distribuido.

1 INTRODUCCIÓN

Desde hace años, el panorama energético está sufriendo una gran transición. Debido a cambios en recientes normativas medioambientales, las grandes industrias energéticas, basadas tradicionalmente en el uso de combustibles fósiles, se están viendo cada vez más mermadas y forzadas a evolucionar a un sistema de generación de energía más sostenible desde el punto de vista medioambiental. En los últimos años, los distintos sistemas de energía renovable están teniendo un gran auge. Tanto es así, que incluso algunas poblaciones han llegado a abastecerse durante días únicamente con el uso de energías renovables (véase el caso de la isla de El Hierro, en Canarias, durante 18 días consecutivos).

Estas energías “limpias” o renovables, ofrecen nuevos retos a la comunidad científica. Estas fuentes de

energía, aunque potentes, no pueden ser controladas del todo, por ello, es de especial importancia desarrollar equipos de almacenamiento potentes, capaces de almacenar grandes cantidades de energía cuando no sea necesario su consumo, para posteriormente suministrarla cuando sea necesario. Así mismo, es de vital importancia reducir las pérdidas asociadas al transporte de la energía eléctrica.

Como consecuencia de todo lo comentado anteriormente, y un nuevo modo de consumo más modular, pero a la vez, integrado en un conjunto, aparece el fenómeno de las microrredes. Una microrred es un grupo de cargas interconectadas y recursos de energía distribuidos dentro de límites eléctricos claramente definidos que actúa como una única entidad controlable con respecto a la red [1]. Una microrred puede ser conectada y desconectada de la red eléctrica para que pueda operar en ambos casos.

Asociados a las microrredes aparecen problemas de control interesantes y necesarios sobre cómo distribuir la energía entre los distintos equipos que conforman la microrred de manera más eficiente. Una estrategia muy interesante es la asociada al control predictivo basado en modelo, o más comúnmente conocido como MPC. El carácter óptimo de esta estrategia, junto con la capacidad de anticipar las respuestas gracias al modelo dinámico, nos permite realizar un control eficiente de las variables que queramos, ya sea potencia, o desde el punto de vista económico [2].

Con el auge de las microrredes, surge la posibilidad de realizar una “red de microrredes”, de manera que se abastezcan entre ellas, consiguiendo aislarse prácticamente de la red eléctrica. Junto con esto, aparecen nuevos problemas de control para coordinar las acciones entre las distintas microrredes. En este trabajo se presentan distintas alternativas, dependiendo de la jerarquía que se quiera establecer. Un único controlador de tipo centralizado nos permite calcular todas las variables de actuación de todas las microrredes de forma simultánea, alcanzando un óptimo global, pero no resulta muy práctico a la hora de llevarlo al mundo real. Por ello, se realizan estrategias de control de tipo distribuido que tratan de emular los resultados del centralizado, en las que cada agente (en este caso cada microrred) tiene un controlador propio, y estos se comunican entre ellos.

Dependiendo de cómo se realice esta comunicación surgen las distintas estrategias de control que se discutirán en este trabajo. Las estrategias que se siguen en este trabajo están basadas en las estudiadas en [3].

2 DESCRIPCIÓN DEL MPC Y MODELO DEL SISTEMA

El Model Predictive Control [4] es una estrategia de control óptima basada en el uso explícito de un modelo dinámico para predecir el proceso de salida en instantes de tiempo futuro. El intervalo de tiempo futuro considerado en la optimización se conoce como *horizonte de predicción* (N). el conjunto de señales de control futuras se calcula mediante la optimización de un criterio determinado o función objetivo (J) que generalmente es cuadrática. Las salidas predichas dependen de las entradas pasadas conocidas y de los valores de salida hasta el instante t y de las señales de control futuras. Solamente la señal de control calculada para el instante t se envía al proceso, las demás señales son rechazadas. Por lo tanto, el problema de optimización se resuelve en cada instante de tiempo.

El controlador desarrollado, expresado en espacio de estados, toma la siguiente forma.

$$\begin{aligned} x(k+1) &= A x(k) + B u(k) + B_d d(k) \\ y(k) &= C x(k) \end{aligned} \quad (1)$$

Siendo x , u , y , d los vectores asociados al estado, entradas controlables, salidas y perturbaciones, respectivamente.

La microrred tiene los mismos componentes de HyLab, considerados en la tesis de Valverde [5]. Consta de generación renovable (fotovoltaica y eólica), un simulador de demanda, un banco de baterías y un circuito de Hidrógeno, formado por un electrolizador, unos depósitos de hidruros metálicos y una pila de combustible de hidrógeno. El circuito de hidrógeno tiene una funcionalidad similar a la de las baterías. Con la energía sobrante (la no demandada), se activa el electrolizador, produciéndose hidrógeno, y almacenándose en forma de hidruro metálico. Cuando sea necesaria más energía (mayor demanda que generación renovable), los hidruros metálicos, a través de la pila de combustible, transforman el hidrógeno en potencia eléctrica. También se dispone de una conexión con la red de distribución que permite la compra y venta de energía. Para estudiar con más detalle las propiedades de la microrred, ver [6].

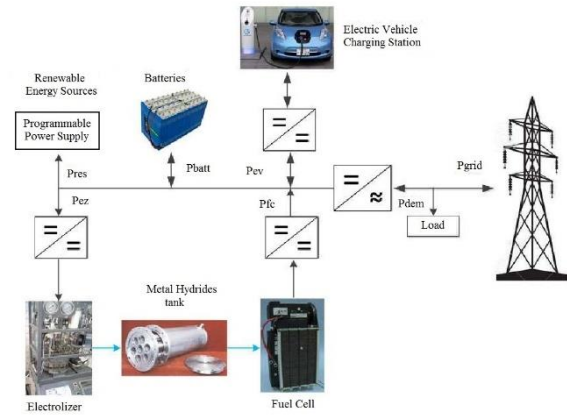


Figura 1: Esquema de la red HyLab

Descritos los componentes de la microrred, se puede definir las distintas entradas, salidas y estados que se consideran en el controlador. El vector de estados está conformado por el SOC y el LOH, los estados de carga de las baterías y los hidruros metálicos respectivamente. $x = [SOC; LOH]$. El vector u de entradas controlables, en el caso de una microrred, está formado por la potencia destinada al circuito de hidrógeno (P_{H_2}) y la que se compra o vende a la red de distribución (P_{grid}). Estas potencias se calculan minimizando una función de costes J . La potencia del circuito de hidrógeno, dependiendo de si es positiva o negativa, activará la pila de combustible o el electrolizador respectivamente. $u = [P_{H_2}; P_{grid}]$. El vector de perturbaciones d es un vector unidimensional. La P_{neta} resultado de la diferencia entre la potencia generada de forma renovable (la fotovoltaica y la eólica) y la potencia demandada, se consideran dentro de las perturbaciones. Se considera que las salidas del sistema son los estados del mismo, siendo la matriz C equivalente a $I_{2 \times 2}$. Siendo el resto de matrices del modelo, para una única microrred, y discretizadas a 30s de la siguiente forma.

$$A = I_{2 \times 2} \quad B = \begin{bmatrix} 2.8087 & 2.8087 \\ -10.1921 & 0 \end{bmatrix} \quad B_d = \begin{bmatrix} 2.8087 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2)$$

Es a través de este modelo, donde se incluyen la ecuación de balance de potencia de nuestro sistema, que queda de la siguiente manera.

$$P_{neta} + P_{H_2} + P_{grid} + P_{bat} = 0 \quad (3)$$

La P_{bat} se considera variable libre del sistema, calculándose como resultado del cumplimiento de la ecuación de balance (nótese que P_{neta} es dato y tanto P_{H_2} como P_{grid} son resultado de la minimización de J).

Este modelo se pasa a una forma ampliada, integrando las perturbaciones d , en el estado \bar{x} . Quedando las matrices de la siguiente manera

$$\bar{x} = \begin{bmatrix} SOC \\ LOH \\ P_{neta} \end{bmatrix} \quad \bar{A} = \begin{bmatrix} A & B_d \\ 0 & I \end{bmatrix} \quad \bar{B} = \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} \quad \bar{C} = [C \quad 0] \quad (4)$$

Y, a su vez, este modelo ampliado, se pasa a espacio de estados incremental, quedando de la siguiente forma

$$\begin{aligned} \bar{\bar{x}}(k+1) &= M \bar{\bar{x}}(k) + N \Delta u(k) \\ y(k) &= Q \bar{\bar{x}}(k) \end{aligned} \quad (5)$$

Siendo

$$\begin{aligned} \bar{\bar{x}} &= \begin{bmatrix} \bar{x} \\ u(k-1) \end{bmatrix} \quad M = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ 0 & I \end{bmatrix} \quad N = \begin{bmatrix} \bar{B} \\ 0 \end{bmatrix} \\ Q &= [\bar{C} \quad 0] \end{aligned} \quad (6)$$

3 CONTROLADORES

A la hora de enfrentarse a un problema de estas características se pueden adoptar diferentes estrategias dependiendo de las estructuras de control que adoptemos [7]. Se han ensayado cuatro controladores distintos para el mismo problema: una solución centralizada y tres distintos métodos para resolver el problema de forma distribuida.

3.1 CONTROLADOR CENTRALIZADO

En un esquema de control centralizado se cuenta únicamente con un controlador, que tiene una vista global de todo el sistema y calcula las acciones de control de todos los componentes del mismo. El vector de estado x incorpora los estados de todas las microrredes, así como el vector de salida y . En el vector de acciones de control u aparecen todas las acciones de control de cada una de las microrredes, más unas nuevas, que caracterizan los intercambios de potencia entre ellas. En este caso, se consideran tres microrredes interconectadas entre ellas, por lo tanto, habrá tres potencias de intercambio (Pinter₁₂, Pinter₂₃, Pinter₃₁).

$$X = [\bar{x}_1 \quad \bar{x}_2 \quad \bar{x}_3] \quad Y = [y_1 \quad y_2 \quad y_3] \quad (7)$$

$$U = [u_1 \quad u_2 \quad u_3 \quad Pinter_{12} \quad Pinter_{23} \quad Pinter_{31}]$$

Siendo la función de coste J de la siguiente manera

$$\begin{aligned} J &= \sum_{j=1}^N \delta(j) [\hat{y}(k+j) - w(k+j)]^2 \\ &+ \sum_{j=1}^{Nu} \lambda(j) [\Delta u(k+j-1)]^2 \\ &+ \sum_{j=1}^{Nu} \alpha(j) [u(k+j-1)]^2 \end{aligned} \quad (8)$$

Considerando w como la referencia.

3.2 COMMUNICATION-BASED MPC

En esta estrategia de control se tiene un controlador por cada microrred, todos al mismo nivel. Cada controlador se encarga de calcular las variables de actuación u de su microrred y una de las dos potencias de intercambio que tiene la microrred, considerando la otra potencia de intercambio en las perturbaciones. Por tanto, en esta arquitectura de control, cada controlador solo “ve” su propia microrred. Siendo la función de costes J la misma que en el caso anterior.

La peculiaridad de esta técnica es que se establece un método iterativo síncrono y paralelo, en el que, en cada iteración, los controladores calculan sus acciones de control y mandan a las microrredes vecinas el nuevo valor calculado de la *Pinter*. Al comienzo de la siguiente iteración, se actualizan los valores de la *Pinter* recibida (tomadas como perturbación) y se vuelve a minimizar la función de costes. Este proceso se repite hasta que la diferencia entre las *Pinter* calculadas con respecto a la iteración anterior sea inferior a un margen dado, o cuando sobrepase un número establecido de iteraciones. Con esta estrategia, si el algoritmo converge, se asegura estabilidad pero no el criterio de optimización de Pareto.

3.3 FEASIBLE COOPERATION MPC

Este caso es parecido al anterior pero se reemplaza cada función de costes local por una que recoja el impacto global de las acciones de control calculadas. En el modelo de cada controlador se tiene una visión global del sistema al completo (parecido al centralizado) pero solamente se calculan las variables de entrada manipulables asociadas a esa microrred (la P_{H2} , P_{grid} y *Pinter* correspondiente). Para poder tener en cuenta el resto de acciones de control no calculadas por el controlador en cuestión (las de los otros controladores) se incorporan en el modelo forma de perturbación (con la P_{neta} correspondiente).

Cada instante de muestreo, cada microrred manda la información de su estado y sus acciones de control a sus vecinas, actualizando el conocimiento que se tiene del sistema al completo. En cada iteración, se van actualizando los valores de las *Pinter*, como sucedía

en el caso anterior. Este proceso iterativo, finalizará, al igual que antes, al llegar a un mínimo establecido de la diferencia entre el valor actual calculado de la *Pinter* y de la iteración anterior, o, al alcanzar un número máximo de iteraciones.

$$X_i = [\bar{x}_1 \ \bar{x}_2 \ \bar{x}_3] \quad Y_i = [y_1 \ y_2 \ y_3] \quad (9)$$

$$U_i = [u_i \ Pinter_{12}] \quad W_i = [Pneta1 \ Pneta2 \ Pneta3]$$

Teniendo la función de coste J la misma forma que en el caso anterior.

3.4 LAGRANGE-BASED MPC

Este método consiste en aplicar multiplicadores de Lagrange a las *Pinter* para penalizar en la función de coste la diferencia entre los valores de las *Pinter* calculadas por los distintos controladores, forzando así una convergencia. En este caso cada microrred calcula las potencias de intercambio con todas las microrredes a las que está conectada, y no solo una de ellas, como en los casos anteriores. Para esta estrategia cada controlador es un agente separado, lo que quiere decir que solo conoce el estado de su microrred y únicamente se comunica con el resto de microrredes con las potencias de intercambio.

Los términos a añadir a la función de coste anterior quedarían de la siguiente forma.

$$J_{LG} = \sum_{i=1}^{Nmg} \lambda_i^p \text{Pint}_i^p + \sum_{i=1}^{Nmg} \frac{\gamma c}{2} (\text{Pint}_i^p - \text{Pint}, \text{perturb}_i^{p-1})^2 + \sum_{i=1}^{Nmg} \frac{\gamma b - \gamma c}{2} (\text{Pint}_i^p - \text{Pint}_i^{p-1})^2 \quad (10)$$

Siendo γc y γb dos constantes positivas ($\gamma b > 2 \gamma c$) y λ_i^T el vector de multiplicadores de Lagrange (de tamaño igual al número de *Pint* que tenga esa microrred) que se irá actualizando a cada iteración p de la siguiente manera.

$$\lambda_i^p = \lambda_i^{p-1} + \gamma c (\text{Pint}_i^{p-1} - \text{Pint}, \text{perturb}_i^{p-1}) \quad (11)$$

Pint, perturb hace referencia a las *Pint* calculadas por los otros controladores (recordemos que en este caso cada controlador calcula todas las *Pinter* que tiene esa microrred y no toma ninguna como perturbación).

La estrategia establece un método iterativo en cada instante de muestreo k que funciona de la siguiente manera: en cada instante de iteración p y partiendo de un valor de λ_i^{p-1} fijo para esa iteración, calcula las acciones de control minimizando la función de coste $J_{total} = J + J_{LG}$. En el término correspondiente a LG aparecen términos que hacen referencia a las *Pinter* calculadas por otras microrredes que se habrán

comunicado entre las microrredes previamente. Una vez calculadas las acciones de control, se actualiza el valor de λ_i^p y se mandan las *Pinter* calculadas a las microrredes vecinas. Este proceso se repite hasta que se considera que las λ_i^p no varían mucho con respecto al instante anterior (estableciendo un error mínimo) o se supera un número máximo de iteraciones.

4 SIMULADOR NO LINEAL

Se ha desarrollado un simulador de microrredes en Matlab en el marco de los proyectos CONFIGURA (DPI2016-78338-R) financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad y AGERAR, financiado por la Comisión Europea. Este simulador no lineal permite diseñar y simular el funcionamiento de una microrred con los equipos deseados. Estos equipos están implementados en forma de bloque de simulink a partir de los modelos dinámicos no lineales que caracterizan cada equipo, pudiendo modificar sus especificaciones para dimensionar dichos equipos. Utilizando los bloques que queramos, podemos configurar una topología de microrred deseada y poder probar sobre esta nuestros controladores diseñados. Actualmente se dispone de bloques de generación renovable con distintas curvas (fotovoltaicas y eólicas); curvas de distintas demandas; bancos de baterías; circuito de almacenamiento de energía por medio de Hidrógeno (electrolizador, pila de combustible y depósito de hidruros metálicos); turbinas y supercondensadores. La Figura 2 muestra el modelo de una microrred. El caso de estudio está formado por tres microrredes interconectadas entre sí. Los algoritmos propuestos van a ser ensayados utilizando este controlador.

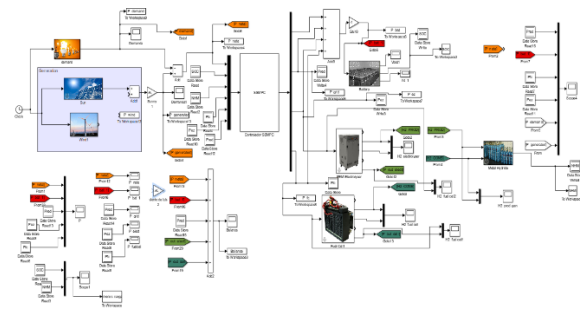


Figura 2: Ejemplo de Microrred en el simulador NL

5 RESULTADOS

En este apartado se van a mostrar en primer lugar imágenes de los balances de potencias de las tres microrredes para el caso del algoritmo centralizado, teniendo cada una de ellas una situación de generación de energía y de demanda distinta. Después, se comparará la situación del balance de potencias de la

primera microrred entre los distintos algoritmos. Finalmente, se mostrará una tabla con distintos indicadores para poder realizar una comparativa entre los algoritmos.

Las situaciones elegidas para las microrredes son, para la primera (Figura 3), una curva de generación fotovoltaica de día soleado y una curva de demanda de una vivienda; para la segunda (Figura 4), una curva de generación fotovoltaica de día nublado y una curva de demanda de una vivienda; y para la tercera (Figura 5) microrred se considera una generación exclusivamente eólica con viento moderado, y una curva de demanda de dos habitaciones. Las curvas tienen una duración de 24 horas, comenzando a las 5:00 am.

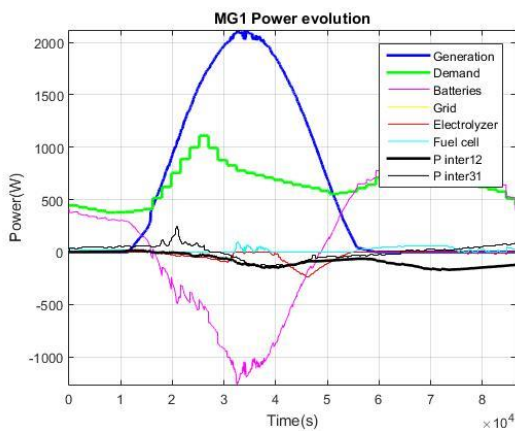


Figura 3: Balance en la MG1 control centralizado

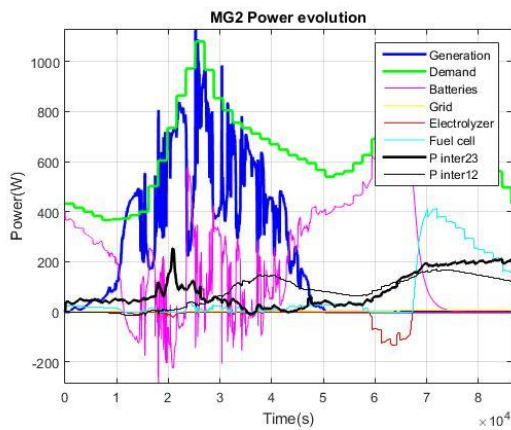


Figura 4: Balance en la MG2 control centralizado

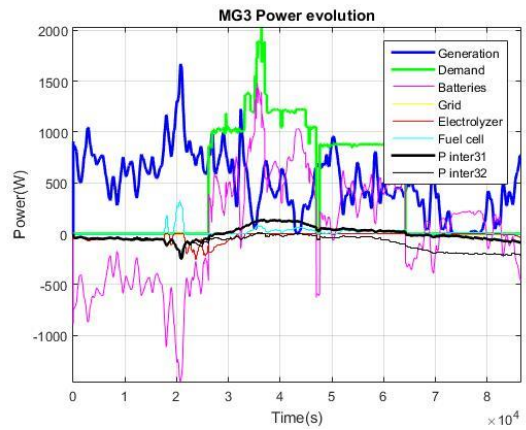


Figura 5: Balance en la MG3 control centralizado

Como se puede apreciar en las imágenes anteriores, la filosofía del controlador es aprovechar al máximo las baterías y los intercambios entre las microrredes, dejando el uso de la red de distribución para cuando es imprescindible, pues es más costoso. También, se aprecia un uso conservador de los equipos de hidrógeno, un uso continuado pero de baja potencia, evitando así paradas y encendidos continuos junto con picos de potencia, que resultan dañinos para estos equipos tan caros.

Comparando la imagen anterior de la primera microrred, correspondiente al algoritmo centralizado, con la del algoritmo Comm-MPC (Figura 6) observamos algunas diferencias. Las curvas resultan más abruptas, menos suaves, teniendo en algunos instantes, picos bastante mayores a los del caso del centralizado. Las potencias de intercambio parecen más independientes, seguramente por el hecho que este algoritmo no tiene conocimiento de la red en su totalidad, y calcula su potencia de intercambio con la microrred segunda (la línea gruesa) prácticamente sin tener en cuenta lo que le llega de la microrred tercera en forma de perturbación (la línea fina). La del FC-MPC (Figura 7), al tener un conocimiento global del sistema, y saber cómo repercute la potencia de intercambio calculada en la microrred destinataria, tiene un carácter óptimo más parecido al del centralizado que en el caso del Comm-MPC. El método de los multiplicadores de Lagrange (Figura 8) es el que resulta más parecido al centralizado, debido a que cada microrred calcula las dos potencias de intercambio con las otras dos microrredes y el algoritmo fuerza a que converjan a las que calculan las otras microrredes, alcanzando así un óptimo global similar al del centralizado.

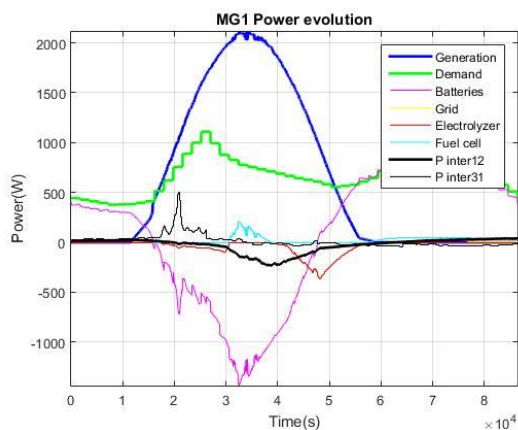


Figura 6: Balance en la MG1 Comm-MPC

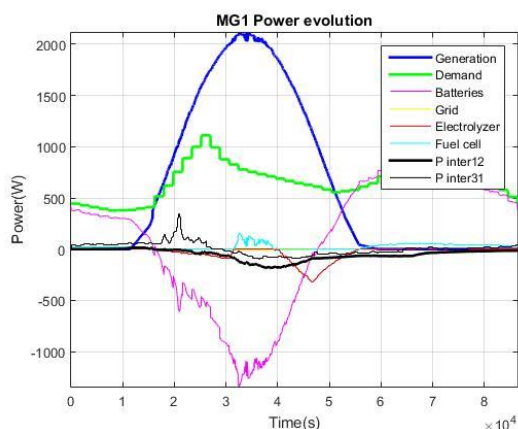


Figura 7: Balance en la MG1 FC-MPC

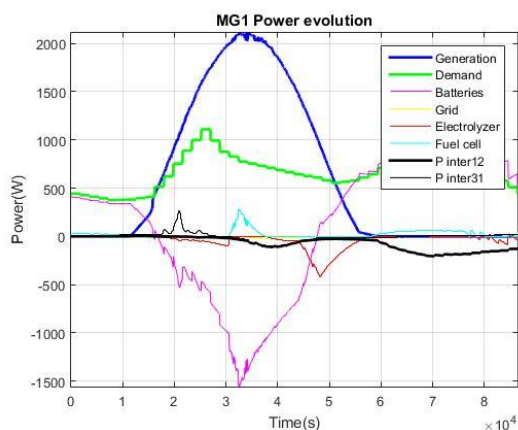


Figura 8: Balance en la MG1 LG-MPC

Para realizar un análisis cuantitativo comparativo, se han elegido una serie de indicadores para comparar los resultados de los distintos algoritmos. En concreto, se ha decidido calcular una función de coste (J) en la que se refleja el coste de las acciones de control (P_{H_2} , P_{grid} y P_{inter}) al cuadrado y multiplicadas por su peso en el MPC, junto con el incremento de las acciones de control y el seguimiento de referencia; el uso que cada

uno de los algoritmos hace de las variables de actuación anteriores (en kW); y finalmente, la cantidad de tiempo (en segundos) en la que se está ejecutando cada algoritmo por muestra. Todos estos datos quedan reflejados en la Tabla 1.

Tabla 1: KPI algoritmos

KPI	Central	Comm	FC	LG
J	4.2269	6.0509	4.7249	5.1172
P_{grid}	9,0507	1,5650e1	1,2800e1	3,7789e1
P_{inter}	4,7723e2	4,4485e2	4,6053e2	3,8954e2
P_{H_2}	5,1535e2	6,5285e2	6,0378e2	6,8480e2
Comp	0,0262	0,1724	0,1929	0,1836

El algoritmo que más intercambia entre las distintas microrredes es el centralizado, seguido muy de cerca por el FC-MPC, siendo el que menos intercambia el LG-MPC. Observando los intercambios con la red de distribución eléctrica, el que más intercambia es el LG, siendo el que menos el centralizado, seguido de por el FC-MPC. El algoritmo que hace menor uso del circuito de Hidrógeno es el centralizado, siendo el que más el de Lagrange. Mirando los datos de intercambio con los distintos equipos se puede deducir de forma indirecta el intercambio de potencia con las baterías. El que menos potencia intercambie con la red eléctrica, el circuito de hidrógeno, o las otras microrredes, es el que más utiliza su banco de baterías, siendo el método centralizado el que más las aprovecha, seguido de cerca por el FC. Todo esto justifica que el algoritmo que tiene como resultado una función de coste (J) menor sea el centralizado, seguido por el FC, teniendo en cuenta que el orden que siguen los pesos que penalizan las acciones de control es el siguiente $P_{H_2} < P_{inter} < P_{grid}$. Atendiendo al coste computacional, resulta claro que el centralizado es mucho más rápido, siendo el más lento el FC-MPC, seguido por el método de multiplicadores de Lagrange. Atendiendo al coste computacional parece mejor el centralizado, aunque se deben hacer una serie de consideraciones. Este tiempo representa el tiempo de cálculo total de los algoritmos por muestra, que en el caso de los distribuidos, corresponde al de tres controladores, por lo que, para hacer una comparación justa con el centralizado, debería dividirse entre tres. Aún así, sigue resultando mejor el centralizado, pero esto es simplemente porque nuestra “red de microrredes” es muy pequeña. Si añadiéramos más microrredes, y con ello, más variables para el centralizado, el tiempo de este algoritmo crecería de forma casi exponencial. En cambio, el tiempo de los controladores distribuidos, sería muy similar, pues a pesar del tamaño total de la red, cada microrred no estaría conectada, previsiblemente, a más de dos o tres microrredes, por lo que el tiempo de cálculo sería similar al mostrado.

El centralizado, dado su visión global de todo el sistema, debería encontrar siempre la mejor solución (una J menor), pero en grandes sistemas con muchas variables de cálculo, no se podría implementar desde el punto de vista computacional. También se debe tener en cuenta, que las microrredes interconectadas entre sí, pueden tener propietarios distintos, por lo que un único controlador centralizado no es la solución adecuada. Por ello surgen los algoritmos distribuidos, haciendo el problema posible desde el punto de vista computacional, y aportando técnicas que asemejen el resultado al del centralizado. El Comm-MPC resulta más rápido que los otros dos, pero debido a que no tiene en cuenta el resto de microrredes en su algoritmia, da el peor resultado. El FC-MPC en cambio, añade al Comm-MPC una visión global del sistema, o al menos, de las microrredes a las que está interconectado, acercándose más así en su respuesta al centralizado, asegurando un resultado óptimo. El algoritmo de multiplicadores de Lagrange, tiene una visión local del problema, se centra únicamente en la microrred que controla, parecido al Comm-MPC, pero en cambio, añadiendo los términos de los multiplicadores en la función de coste, asegura la convergencia de las microrredes, logrando un resultado prácticamente igual al del centralizado.

Conclusiones

En este trabajo se establece una comparativa de distintos algoritmos de tipo distribuido para ofrecer una alternativa viable al método de control centralizado. El control centralizado tiene los mejores resultados, pero como se comenta en el artículo, por motivos de cálculo computacional y de distintos propietarios, no siempre es la mejor solución, por lo que se buscan estrategias que se acerquen a los resultados del centralizado pero mejorando sus limitaciones. Los tres algoritmos comparados en este trabajo (Communication Based MPC, Feasible Cooperation MPC y Lagrange Based MPC) dan unos resultados aceptables, siendo el método de Lagrange y del FC bastante buenos. El algoritmo FC ofrece unos resultados más cercanos al centralizado comparando la función de coste, pero al precio de un poco más de coste computacional comparado con el método de Lagrange, que también ofrece buenos resultados desde el punto de vista de la función de coste.

Agradecimientos

Agradecimientos especiales a María del Mar Castilla. Este proyecto ha sido realizado en el marco del programa de Garantía Juvenil en la Universidad de Sevilla de la Junta de Andalucía, con financiación del Fondo Social Europeo; y a su vez, de los proyectos CONFIGURA (DPI2016-78338-R) financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad y AGERAR, financiado por la Comisión Europea.

English summary

COMPARISON OF DISTRIBUTED PREDICTIVE CONTROL ALGORITHMS APPLIED TO INTERCONNECTED MICROGRIDS

Abstract

Microgrids are electric energy distribution systems that facilitate the integration of renewable energy sources, and incorporate energy storage systems to be used when needed. In these systems, it is vital to implement a control strategy that manipulates the energy distribution between the equipment. Controllers based on Model Predictive Control have a very successful response due to their optimum results and their anticipatory behavior.

It is interesting to connect several microgrids, working together, so they can exchange energy one to another when one needs more energy and other has exceeds. The control problem in this case is more complex but there are different strategies, based on MPC, that can solve this problem. This paper offers a comparative between a centralized strategy and three multi-agent strategies, tested in a "microgrid simulator" developed in Matlab Simulink.

Keywords: Microgrid, MPC, Multi-agent control.

Referencias

- [1] Lasseeter, B., 2001. Microgrids (distributed power generation). In Proc. IEEE Power Engineer. Soc. Winter Meet 1, 146-149.
- [2] Pereira, M., Limon, D., Alamo, T., Valverde, L., Bordons, C., Nov 2013. Economic model predictive control of a smartgrid with hydrogen storage and PEM fuel cell. In: Proceedings of Industrial Electronics Society. IECON 2013 – 29th Annual Conference of the IEEE, Vienna, Australia. pp. 7920-7925.
- [3] A. J. del Real, 2011. "An Integrated Framework for Distributed Model Predictive Control of Large Scale Networks, Applications to Power Networks".
- [4] Camacho, E. F., Bordons, C., 2004. Model Predictive Control. Second Edition. Springer-Verlag, London, England.
- [5] Valverde, Luis. 2013. "Gestión de Energía en Sistemas con Fuentes Renovables y

Almacenamiento de Energía Basado en Hidrógeno Mediante Control Predictivo”.

- [6] Bordons, C., García-Torres, F., Valverde, L., 2015. Gestión óptima de la energía en microrredes con generación renovable. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI 12 (2), 117-132.

- [7] Negenborn, R. R., 2007. “Multi-Agent Model Predictive Control with Applications to Power Networks”.



© 2018 by the authors.
Submitted for possible open
access publication under
the terms and conditions of the Creative Commons
Attribution CC-BY-NC 3.0 license
(<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>).