

Control Predictivo Económico para la gestión de energía en una microrred

Economic Model Predictive Control for energy management in a microgrid

Presentación: 06/10/2020 y 07/10/2020

Doctorando:

Martín Alejandro Alarcón

GIPEC - Grupo de Investigación en Programación Electrónica y Control, Facultad Regional Reconquista, Universidad Tecnológica Nacional - Argentina, martinalarcon11@gmail.com

Director:

Antonio Ferramosca

Co-Director:

Alejandro H. González

Resumen

En este artículo se propone una estrategia de diseño para sistemas de control de flujos de energía en microrredes eléctricas con generación renovables, aplicando el Control Predictivo Económico basado en Modelo (EMPC).

El modelo de microrred utilizado se compone por un sistema de almacenamiento, una fuente de generación renovable, un perfil de consumo tipo residencial y se considera la posibilidad de intercambiar energía con la red principal, permitiéndole así a la microrred, la posibilidad de actuar y participar dentro del mercado eléctrico.

El funcional propuesto para el controlador, considera los costos de uso para los sistemas de la microrred, como también el beneficio por la venta de energía hacia la red eléctrica principal. Se comprueba el funcionamiento del sistema, simulándolo en distintos escenarios.

Palabras claves: Microrred, Gestión de Energía, Recursos Energéticos Distribuidos, Control Predictivo.

Abstract

This article proposes a design strategy for energy flow control systems in electrical microgrids with renewable generation, applying Economic Model Predictive Control (EMPC).

The microgrid model used is made up of a storage system, a renewable generation source, a residential-type consumption profile and the possibility of exchanging energy with the main network is considered, thus allowing the microgrid the possibility of acting and participating within the electricity market.

The proposed functional for the controller considers costs of use for the microgrid systems, as well the benefit from sale of energy to the main electrical network. The operation of the system is checked by simulating it in different scenarios.

Keywords: Microgrid, Energy Management, Distributed Energy Resources, Predictive Control.

Introducción

Las microrredes aparecen como una solución estructural para facilitar la correcta y efectiva implementación de los recursos energéticos distribuidos (DER), permitiendo al mismo tiempo la inclusión eficiente y segura para las fuentes de energía renovables. En este sentido, en el concepto de microrred introducido por (Lasseter, 2001), la cual puede operar en modo aislado o conectada a la red eléctrica principal, la estrategia de control a utilizar es un componente vital para la realización segura, efectiva y sustentable.

Los objetivos de control a lograr por la estrategia implementada, pueden resumirse por lo presentado en (Vasquez et al., 2010) y (Bidram and Davoudi, 2012), como:

- Control de tensión y frecuencia en ambos modos de operación.
- Satisfacer la demanda, mediante la coordinación de los distintos recursos energéticos distribuidos (DER) disponibles en la microrred, junto con la red principal.
- Conexión y sincronización de la microrred con la red principal.
- Control de flujos de potencia entre la microrred y la red.
- Optimización de los costos de operación y mantenimiento.

Debido a que estos objetivos tienen características y escalas de tiempo bien diferentes, los mismos son abordados mediante una estructura de control jerárquica, donde cada objetivo u objetivos son resueltos en un nivel jerárquico establecido (Vasquez et al., 2010) (Bidram and Davoudi, 2012). Esta estructura se conforma generalmente de tres niveles: primario, secundario y terciario.

En el nivel primario, se controla la tensión y frecuencia de la microrred y se trata de mitigar las corrientes de circulación entre los distintos DER, las cuales pueden causar serios inconvenientes en el sistema de protecciones. El nivel secundario, elimina cualquier desviación de la tensión y frecuencia en estado estacionario causada por el nivel primario, y además se puede utilizar para la conexión y sincronización con la red principal. El tercero y último nivel, es el encargado de gestionar los flujos de potencia entre la microrred y la red principal, optimizando los costos de operación asociados a la microrred. En los dos primeros niveles, se suelen aplicar la técnica denominada *Control de Caída* o *Droop Control* (Vasquez et al., 2010) (Bidram and Davoudi, 2012), mientras que en el tercero, se pueden encontrar, entre otros, algunos trabajos en base a algoritmos del tipo heurístico (Gu et al., 2010) o con lógica difusa (Bilodeau and Agbossou, 2006).

En este artículo, se propone una estrategia para el último nivel, aplicando el enfoque de Control Predictivo basado en Modelo (MPC) (Rawlings and Mayne, 2009). Como ventajas del método y focalizando en el tipo de sistema a controlar, se pueden resaltar la formulación directa para sistemas multivariables, el poder considerar directamente en el diseño del controlador las restricciones de operación, tanto en los estados como en las variables de control y el tener en cuenta predicciones externas en las entradas no manipuladas de manera natural, como ser en este caso, los perfiles de generación para las fuentes de energía renovables y los de consumo. Además, dentro de las posibles formulaciones del MPC, se encuentra el Control Predictivo Económico (EMPC) (Rawlings et al., 2012) (Ferramosca et al., 2010), donde el costo de etapa del MPC, es directamente un funcional relacionado a parámetros y variables económicas, por lo que, el controlador optimiza directa y dinámicamente en tiempo real, el desempeño económico definido en esta función. Este enfoque resulta muy atractivo para el sistema en discusión, ya que en este marco, corresponde a poder considerar, por ejemplo, costo de operación y mantenimiento para los componentes de la microrred, como así también, optimizar el intercambio de energía con la red principal.

Desarrollo

Modelo de la microrred

El modelo de la microrred que se utiliza para simular el comportamiento del controlador diseñado se observa en la Figura 1. En ella se puede identificar una fuente de generación renovable (arreglo de paneles solares), el sistema de almacenamiento de energía (banco de baterías de Ion-Litio), un perfil de consumo definido para una residencia y el inversor híbrido. Este último realiza las transformaciones necesarias y actúa como nodo o bus DC de la microrred.

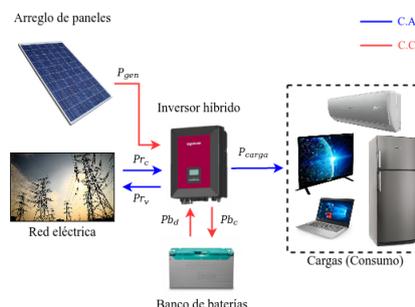


Figura 1: Arquitectura de la microrred

En (Alarcón et al., 2020), enviando para ser considerado como posible contribución en la conferencia de AADECA 2020, se muestra en detalle la obtención de este modelo. La microrred es del tipo residencial, ya que el consumo considerado y por ende el dimensionamiento de los demás componentes, fueron realizados para una vivienda familiar tipo. En esta oportunidad, por los objetivos que persigue el presente artículo, solamente se lo presenta y se brinda una breve descripción para su posterior utilización.

El modelo lineal en espacio de estados en tiempo discreto, discretizado por el método de Tustin y con un período de muestreo de $T_s = 3600 [s]$, es:

$$x(k+1) = x(k) + [-7, 11e^{-3} \quad 6, 48e^{-3} \quad 0 \quad 0] u(k) \quad (1)$$

$$[1 \quad -1 \quad 1 \quad -1] u(k) + [1 \quad -1] d(k) = 0 \quad (2)$$

Donde, $x(k) = SOC$ es el estado de carga del banco de baterías, $u(k) = [Pb_d \quad Pb_c \quad Pr_c \quad Pr_v]^T$ son las variables de entrada manipuladas y $d(k) = [P_{gen} \quad P_{carga}]^T$ corresponden a las variables de entrada no manipuladas o perturbaciones. En el vector de las manipuladas, Pb_d/Pb_c son las potencias de descarga/carga del banco de baterías, mientras que Pr_c/Pr_v representan a las potencias de compra/venta a la red principal. En las entradas no manipuladas, P_{gen} es la potencia generada por paneles solares y P_{carga} corresponde a la demanda de las cargas.

La ecuación (1) describe la dinámica del estado de carga del sistema de almacenamiento, mientras que la (2) representa el balance energético en el nodo de la microrred.

Formulación del controlador

El controlador que se propone es formulado utilizando el enfoque del Control Predictivo Económico (EMPC) (Rawlings et al., 2012) (Ferramosca et al., 2010), por lo cual, la convergencia y estabilidad del sistema en lazo cerrado esta garantizada por lo allí formulado.

El funcional a optimizar considera criterios económicos asociados al desempeño del sistema, de esta manera, se propone una expresión matemática, denominada *Función de Costo del EMPC* que pueda captar los objetivos a optimizar por el controlador.

Función de Costo del EMPC

El funcional del EMPC estará compuesto por dos términos. El primero de ellos, denominado "*Costo económico*", el cual considera los costos asociados a la acción de las variables manipuladas, es decir, que tendrán en consideración el costo de la descarga/carga del banco de baterías, como también, el costo referido a la compra de energía a la red principal y el beneficio debido a la venta de esta. El otro termino, identificado como "*Suavidad en las acciones de control*", penalizara los cambios bruscos de la variables manipuladas. El objetivo de este, es preservar y maximizar la vida útil de los componentes, sobre todos la del inversor de energía. Además, esta condición favorece el efectivo cumplimiento del balance energético en el nodo de la microrred.

1. "*Costo económico*". Los objetivos que persigue este costo serán:

- Minimizar la degradación del banco de baterías, por lo tanto, maximizar la vida útil de estas.
- Minimizar la compra de energía a la red eléctrica principal.
- Maximizar la venta de energía por parte de la microrred.

Estos son expresados matemáticamente, mediante la siguiente expresión:

$$J_{eco}(k) = c \cdot u(k) \quad (3)$$

El vector c , que es fijo en todo el horizonte de predicción, considera los costos de las acciones de control, por lo que:

$$c = [cb_d \quad cb_c \quad cr_c \quad cr_v] \quad (4)$$

Donde cb_d y cb_c son los costos de la descarga y carga del banco de baterías, considerados como:

$$cb_d = \frac{C_{ibat}}{N_c \cdot \eta_{inv}} \quad , \quad cb_c = \frac{C_{ibat} \cdot \eta_{inv}}{N_c} \quad (5)$$

Siendo C_{ibat} , que representa el costo de inversión del banco de baterías, N_c es el numero de ciclos de vida y η_{inv} es el rendimiento de carga/descargar del inversor. El porque de considerar el η_{inv} en el denominador para la descarga y en el numerador para la carga, es debido a que el punto de observación, es el nodo de la microrred.

También en (4), cr_c y cr_v representan los costos de compra y venta de energía a la red principal, siendo representados por las siguientes expresiones:

$$cr_c = p \cdot t_s \quad , \quad cr_v = -p \cdot t_s \quad (6)$$

Donde p es el precio de la energía expresado en $[\$/kWh]$ y t_s es el periodo de muestreo en $[hs]$. Se considera el mismo precio tanto para la compra como para la venta. El signo negativo de cr_v , se debe a que la venta de energía es un beneficio para la gestión de la microrred, por lo tanto, se debe maximizar.

2. “Suavidad en las acciones de control” Para minimizar las variaciones bruscas en las acciones de control, se utiliza el termino cuadrático indicado a continuación:

$$J_{\Delta u}(k) = \Delta u(k)^T \Delta u(k) \quad (7)$$

Donde $\Delta u(k) = u(k) - u(k-1)$, es la razón de cambio para las variables de control.

El funcional del EMPC sera la suma del ambos términos presentados, afectando en cada unos ellos, por un coeficiente λ_i , $i = 1, 2$, que materializa el peso de priorización dentro del funcional. Además, $N \in \mathbb{N}$ indica el horizonte de predicción del controlador, por lo tanto, se tiene, que el funcional a minimizar en cada periodo de muestreo es:

$$J(k) = \sum_{k=1}^N \lambda_1 \cdot J_{eco}(k) + \lambda_2 \cdot J_{\Delta u}(k) \quad (8)$$

Problema de optimización del EMPC

Ya definido el funcional del EMPC, se presenta el problema de optimización a resolver en cada periodo de muestreo por el controlador:

$$\begin{aligned} & \text{mín} && J(k) \\ & \mathbf{u} && \\ \text{s.t.} & && x(0) = x \\ & && x(k+1) = Ax(k) + Bu(k) + Cd(k) \\ & && E_u u(k) + E_d d(k) = 0 \\ & && x(k) \in \mathbb{X} \\ & && u(k) \in \mathbb{U} \\ & && x(N) = x_s \end{aligned} \quad (9)$$

Donde las matrices A , B , C , E_u y E_d se corresponden de acuerdo al modelo indicado en (1) y (2).

La variable de decisión del problema matemático, es el vector de las manipuladas \mathbf{u} , debiendo minimizarse el funcional de (8), sujeto a las restricciones indicadas en (9).

El EMPC resuelve el problema de optimización en cada periodo de muestreo, es decir, en cada instante se obtiene la secuencia de actuaciones optimas \mathbf{u}^* para todo el horizonte de predicción N , pero por la estrategia del horizonte deslizante, solamente se aplica al sistema la actuación obtenida para el siguiente instante $u^*(k|k)$, descartándose la demás y volviéndose a resolver el problema de optimización, previo haber tomado el nuevo estado del sistema. Esto le otorga realimentación a la formulación basada en el problema en lazo abierto, confiriéndole cierto grado de robustez. Por lo tanto, la ley de control del EMPC, viene dada de forma implícita por:

$$u_k = K(x_k) = u^*(k|k) \quad (10)$$

Por otro lado, para definir el conjunto de valores para las restricciones de estado y en las variables manipuladas, se considera los límites y recomendaciones suministrada por los fabricantes de los equipos involucrados. En el modelo utilizado, solamente se tiene un estado, que como se indico, corresponde a la carga del banco de baterías. Con la premisa de maximizar la vida útil de estas, el fabricante recomienda, para poder alcanzar los 3500 ciclos de vida, que las mismas trabajen con una profundidad de descarga del 80% ($DOD = 80\%$), indicándonos con esto, que el estado de carga deben mantenerse entre:

$$20\% \leq [SOC] \leq 80\% \quad (11)$$

El vector $u(k) = [P_{bd} \ P_{bc} \ P_{rc} \ P_{rv}]^T$ representa las variables de entrada manipuladas, por lo que, para definir el conjunto de restricciones se analiza cada entrada en particular. Las dos primeras corresponden a la descarga y carga del banco de baterías y el fabricante recomienda, que las corrientes no deben ser mayor a 120[A]; por otro lado, el inversor seleccionado, admite para la conexión de estas, una corriente nominal de 50[A], por lo que, considerando que la tensión nominal del banco es de 48[V], se tiene que estas no debe superar los 2400[W] (Alarcón et al., 2020).

En cuanto a las restricciones para la compra de energía a la red principal P_{rc} , se adopta como máxima al valor nominal de potencia en corriente alterna del inversor, es decir 3000[W], la cual es mayor a los picos de consumo del perfil de demanda predicho. Por ultimo, en cuanto a la venta de energía a la red eléctrica principal por parte de la microrred P_{rv} , al no existir normativas vigentes en cuanto a la participación de estas en el mercado eléctrico, se considera que solo se podrá vender como máximo el 50% de P_{rc} , considerándolo a este un escenario primario y posible en el futuro venidero.

Resumiendo, el conjunto de restricciones para las variables manipuladas son:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} P_{bd} \\ P_{bc} \\ P_{rc} \\ P_{rv} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} 2400 \\ 2400 \\ 3000 \\ 1500 \end{bmatrix} \quad (12)$$

Resultados

Para poder observar el comportamiento del sistema de control propuesto, se realizan una serie de simulaciones en dos escenarios de generación diferentes. Las mismas fueron realizadas en **Matlab 2016b**, donde el problema de optimización fue resuelto utilizando la herramienta de código abierto para la optimización no lineal y diferenciación logarítmica **CasADi** (Andersson et al., 2019).

Para el primer escenario, se utiliza un horizonte de predicción $N = 24 [hs]$ y se consideran valores de irradiancia y temperatura de celda obtenidos de (Laboratory, 2019), para lograr el perfil de potencia generada por el arreglo de paneles solares en un día de enero (verano) soleado para la ciudad de Avellaneda, Santa Fe - Argentina. Los demás parámetros de la simulación son los indicados en la Tabla 1.

Parámetro	Valor
Precio de la energía, p	4,615 [\$/kWh]
Periodo de muestreo, t_s	1 [h]
Horizonte de predicción, N	24 [hs]
Peso del costo económico, λ_1	20
Peso de suavidad en las acciones de control, λ_2	5
Condición inicial, $x(0)$	40%

Tabla 1: Parámetros para la simulación I

Los resultados se pueden observar en la Figura 2. En (a) se aprecia la evolución de las variables manipuladas, tanto la potencia del banco de baterías P_{bat} como la intercambiada con la red P_{red} . Los valores positivos corresponden a la descarga del banco P_{bd} y la compra a la red principal P_{rc} , mientras que los negativos, a la carga del banco P_{bc} y a la venta por parte de la microrred. También allí se observan el perfil de la potencia generada P_{gen} y del consumo de la residencia P_{carga} . En (b) se presentan la evolución del estado de carga del banco de baterías.

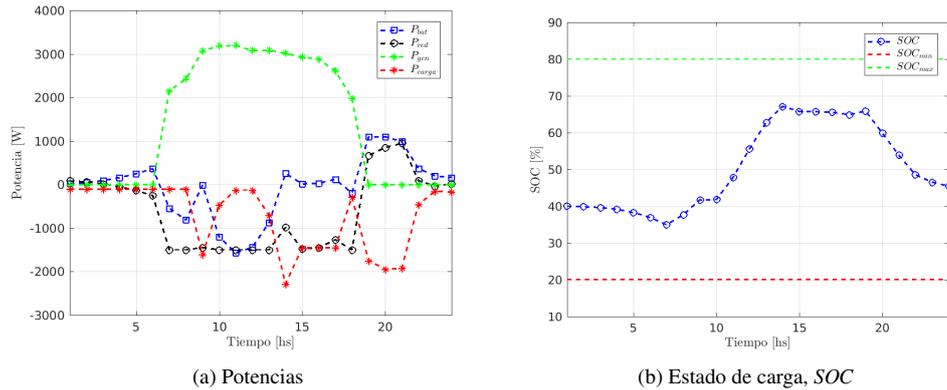


Figura 2: Resultados de la simulación I para $N = 24 [hs]$

Se aprecia como el EMPC decide en tiempo real la opción óptima desde el punto de vista del funcional propuesto, cumpliendo en todo momento las restricciones impuestas. Se observa como se logra alcanzar los objetivos planteados, donde en los horarios de mayor generación, el controlador decide vender energía a la red y cargar por momentos al banco de baterías, es decir maximizar la venta y evitar cargas/descargas sucesivas de parte del sistema de almacenamiento. También, se aprecia, como en la zona horaria de mayor consumo, decide utilizar en forma conjunta el banco y la red, para cumplir con el consumo requerido, minimizando la compra de energía.

Para el segundo escenario, se considero un horizonte de predicción de 3 días. En este, se tuvo en cuenta distintas estaciones y condiciones climáticas, donde el primer día, corresponde a uno de octubre parcialmente nublado, el segundo a uno soleado de enero, mientras que el tercero y último, a uno nuboso de julio. Los demás parámetros de la simulación son los mismo que para la primera.

Los resultados se muestran en la Figura 3. En ellas se observa el correcto comportamiento del sistema controlado. Se puede apreciar, como el controlador decide cargar el sistema de almacenamiento con gran énfasis en el día de mayor radiación solar, para luego ir utilizado esta energía almacenada en diferentes momentos, resaltando, como en los horarios de mayor consumo, nuevamente decide satisfacer la demanda, mediante el uso conjunto de las baterías y la red eléctrica. Durante todo el horizonte de predicción, la microrred cumplió con las restricciones impuestas.

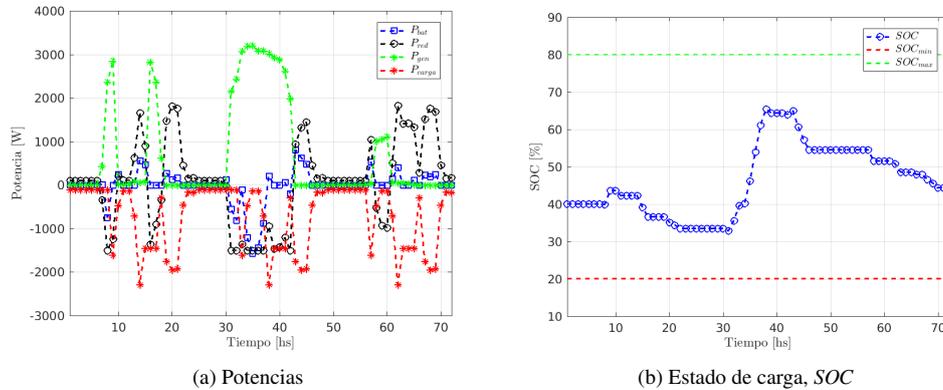


Figura 3: Resultados de la simulación II para $N = 72$ [hs]

En este trabajo, se propuso una estrategia de control basada en EMPC, para el manejo y gestión de flujos de energía en una microrred. Las condiciones de operación, consideraban el poder trabajar conectada a la red eléctrica, por lo que, la energía intercambiada con esta, es una variable de decisión en el problema de optimización del EMPC. Esto permite a la microrred poder participar en el mercado eléctrico diario.

Para futuros trabajos, se pretende poder aplicar esta estrategia en microrredes con mayor complejidad, con otros tipos de consumo, con mas sistemas de almacenamiento, otras fuentes de generación renovables y con variabilidad del precio de la energía en los diferentes horarios, donde el controlador tenga mas opciones a la hora de tomar la decisión, considerándolo a este, un mejor escenario para el aprovechamiento de las virtudes del sistema de control propuesto.

Referencias

- Alarcón, M., Alarcón, R., González, A., and Ferramosca, A. (2020). Modeling of a residential microgrid for energy management. *In review by AADECA 2020*.
- Andersson, J. A. E., Gillis, J., Horn, G., Rawlings, J. B., and Diehl, M. (2019). CasADi – A software framework for nonlinear optimization and optimal control. *Mathematical Programming Computation*, 11(1):1–36.
- Bidram, A. and Davoudi, A. (2012). Hierarchical structure of microgrids control system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4):1963–1976.
- Bilodeau, A. and Agbossou, K. (2006). Control analysis of renewable energy system with hydrogen storage for residential applications. *Journal of power sources*, 162(2):757–764.
- Ferramosca, A., Rawlings, J. B., Limón, D., and Camacho, E. F. (2010). Economic mpc for a changing economic criterion. In *49th IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, pages 6131–6136. IEEE.
- Gu, W., Wu, Z., and Yuan, X. (2010). Microgrid economic optimal operation of the combined heat and power system with renewable energy. In *Ieee pes General Meeting*, pages 1–6. IEEE.
- Laboratory, N. R. E. (2019). Pvwatts calculator. Recuperado de <https://pvwatts.nrel.gov/index.php>.
- Lasseter, B. (2001). Microgrids [distributed power generation]. In *2001 IEEE power engineering society winter meeting. Conference proceedings (Cat. No. 01CH37194)*, volume 1, pages 146–149. IEEE.
- Rawlings, J. B., Angeli, D., and Bates, C. N. (2012). Fundamentals of economic model predictive control. In *2012 IEEE 51st IEEE conference on decision and control (CDC)*, pages 3851–3861. IEEE.
- Rawlings, J. B. and Mayne, D. Q. (2009). *Model predictive control: Theory and design*. Nob Hill Pub.
- Vasquez, J. C., Guerrero, J. M., Miret, J., Castilla, M., and De Vicuna, L. G. (2010). Hierarchical control of intelligent microgrids. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 4(4):23–29.