

GESTIÓN DE RECURSOS Y ESTACIONES DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN UNA MICRORRED BASADA EN MPC

RESOURCE MANAGEMENT AND ELECTRIC VEHICLE CHARGING STATIONS IN AN MPC-BASED MICROGRID

Martín A. Alarcón y Rodrigo G. Alarcón

*Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Reconquista, Grupo de Investigación en
Programación Electrónica y Control, Reconquista, Santa Fe, Argentina,*

malarcon@comunidad.frrq.utn.edu.ar, ralarcon1493@comunidad.frrq.utn.edu.ar,

<https://www.frrq.utn.edu.ar/>

Palabras clave: Control óptimo, Sistema de gestión de la energía, Control predictivo económico basado en modelo, Vehículos eléctricos, Microrred, Generación renovable.

Resumen. Las microrredes y los vehículos eléctricos son conceptos muy relacionados, ya que ambos tienen el objetivo de modificar la matriz energética hacia recursos más amigables con el medio ambiente. La necesidad de contar con estaciones de carga distribuidas sin comprometer la estabilidad de la red eléctrica es cada vez más necesario, y precisamente una microrred tiene la estructura apropiada para dar solución de forma local y eficiente. En este trabajo se propone una estrategia de control predictivo económico basado en modelo como sistema de gestión de la energía para una microrred con estaciones para la carga de vehículos. Para mostrar el desempeño se realizaron simulaciones sobre una microrred con generación renovable, un sistema de almacenamiento, tres estaciones de carga y que opera conectada a una red. En los puestos de carga se consideraron dos modos: carga controlada y el concepto de vehículo a la red. Los resultados muestran un funcionamiento correcto en diversos escenarios, donde las acciones de control óptimas se ajustan a las directrices del funcional propuesto en el controlador. Finalmente, estos resultados servirán también para establecer políticas de incentivo en el modo de vehículo a la red.

Keywords: Optimal control, Energy management system, Economic model predictive control, Electric vehicles, Microgrid, Renewable generation.

Abstract. Microgrids and electric vehicles are closely related concepts, as both aim to change the energy matrix towards more environmentally friendly resources. The need for distributed charging stations that do not compromise the stability of the electricity grid is becoming increasingly necessary, and a microgrid has the appropriate structure to provide a local and efficient solution. This paper proposes an economic model predictive control strategy as an energy management system for a microgrid with vehicle charging stations. To demonstrate performance, simulations were conducted on a microgrid featuring renewable generation, a storage system, three charging stations, and an operating connection to the grid. Two modes are considered for charging points: controlled charging and the vehicle-to-grid concept. The results demonstrate correct operation in various scenarios, where the optimal control actions align with the guidelines of the proposed functional in the controller. Finally, these results will also serve to establish incentive policies in the vehicle-to-grid mode.

1. INTRODUCCIÓN

Desde hace un tiempo se está trabajando para poder modificar la matriz energética de los recursos empleados en la generación de electricidad, la cual hoy en día a una escala mundial, se constituye del 60 % de combustibles fósiles. El concepto de transición energética se centra en dos pilares fundamentales. El primero consiste en reemplazar las fuentes de generación basadas en recursos finitos y contaminantes (combustibles fósiles) por alternativas más amigables con el medio ambiente. El segundo pilar implica la reestructuración de las redes eléctricas tradicionales, que son unidireccionales y centralizadas, hacia sistemas formados por nodos con autonomía de control y generación distribuida.

Una de las herramientas con mayor aceptación para lograr modificar eficazmente la matriz energética y a su vez generar electricidad de manera distribuida, son las microrredes (nodos) eléctricas (Lassester, 2001). En estos distritos energéticos con capacidad propia de control, tiene un papel preponderante el sistema de gestión de la energía (EMS), siendo el encargado de decidir cuándo, cómo y de qué manera utilizar los recursos disponibles. El control predictivo basado en modelo (MPC) (Rawlings et al., 2024) es una estrategia de control avanzado que ha sido ampliamente propuesta por la comunidad científica como EMS, encontrando algunos ejemplos en los trabajos como: (Pereira et al., 2015; Alarcón et al., 2022; Li et al., 2025).

Por otro lado, con el mismo objetivo de disminuir las emisiones de dióxido de carbono, surgieron alternativas para la propulsión de los vehículos con motores de combustión interna, encontrándose actualmente en circulación un importante parque de vehículos eléctricos e híbridos. Es precisamente aquí donde surge un nuevo desafío: contar con puestos de carga distribuidos, ya que la incorporación masiva de estas estaciones puede saturar la red eléctrica.

Se pueden definir tres modos de interacción (Zheng et al., 2019) de un vehículo eléctrico con una red: (i) carga no controlada, (ii) carga controlada o inteligente y (iii) carga/descarga controlada o vehículo a la red (V2G). La forma no controlada indica que no se tiene ninguna injerencia en el proceso, salvo la del propio usuario que determina el tiempo de conexión. Mientras que la carga controlada se refiere a la modulación del proceso en función de las condiciones y estados de los recursos eléctricos, permitiendo al regulador de la red poder decidir valores y momentos del proceso de carga. Por último, el concepto de V2G considera la posibilidad de un intercambio bidireccional de energía entre los actores involucrados, lo cual no restringe a la sola etiqueta de carga para el vehículo, ya que es contemplado como un sistema de almacenamiento temporario (móvil) de la energía, permitiendo al operador de la red poder contar con un recurso adicional en la toma de decisiones para la gestión de los recursos.

El principal aporte de este trabajo consiste en proponer una apropiada estrategia de MPC como EMS para una microrred con estaciones para la carga de vehículos. El MPC se formula con un enfoque económico que cuenta con la virtud de mantener su factibilidad frente a situaciones reales de operación. Técnicamente se refiere a un control predictivo económico basado en modelo para cambios (seguimiento) en el criterio económico (EMPCT). La incorporación de estaciones de carga en la microrred se alinea con el concepto emergente de redes eléctricas inteligentes, permitiendo resolver el problema de control de forma local y evitando poner en riesgo la integridad de toda la red.

Existen numerosos trabajos que tratan el problema de forma separada, es decir: (i) la gestión de los recursos en una microrred, y (ii) los puestos de carga para vehículos, incluyendo el análisis de su impacto en las redes. Sin embargo no se encuentran demasiados que aborden ambos objetivos, pudiendo citar a (Bhatia y Das, 2025) donde propone una estrategia de gestión del lado a la demanda (DSM) para tratar la carga de vehículos en microrredes, mientras que en

(Guo et al., 2025) los autores proponen un método de optimización robusta en conjunto a una DSM como sistema de gestión.

Una virtud a destacar de la propuesta realizada en este trabajo reside en que el problema es tratado a través de una estrategia de control avanzado-optimizante, donde se consideran aspectos económicos en conjunto con la dinámica del sistema, permitiendo además tener en cuenta de forma explícita restricciones sobre variables de interés, como también predicciones de demanda y generación renovable en el propio diseño del controlador.

El resto del trabajo se organiza como sigue: la Sección 2 esta destinada a notaciones matemáticas; en la Sección 3 se presentan conceptos preliminares; mientras que en la Sección 4 se realiza la formulación del controlador sobre una microrred; para que en la Sección 5 exponer los resultados de las simulaciones; finalizando con algunas conclusiones en la Sección 6.

2. NOTACIÓN

Los símbolos \mathbb{I} y \mathbb{R} denotan los conjuntos de números enteros y reales. $\mathbb{I}_{n:m}$ denota el conjunto $\{n, n+1, \dots, m\}$ para $m > n$. \mathbb{R}^n y $\mathbb{R}^{n \times m}$ indican vectores reales n -dimensionales y matrices reales $n \times m$ -dimensionales, respectivamente. Dado un vector $q \in \mathbb{R}^n$, q^\top indica su transpuesta, y q_i el i -th componente. $\|q\|_R$ es la norma euclidiana ponderada de q , es decir, $\|q\|_R = \sqrt{q^\top R q}$, donde R es una matriz simétrica y definida positiva. x_k denota el valor de la variable en tiempo discreto x en el instante k , mientras que x_{k+1} indica el valor un paso de tiempo posterior al valor actual x_k . $x_{j|k}$ indica la predicción de la variable x al tiempo k hacia j pasos en el futuro. Dado un problema de optimización: $\min_{u_k, \dots} V_N(x_k, \dots; u_k, \dots)$, la función de costo V_N está compuesta por los parámetros x_k, \dots y las variables u_k, \dots . $\mathbb{1}_A(k)$ denota la función indicadora de un conjunto A , donde $A = [a, b] \subseteq \mathbb{R}$. La notación $\text{diag}(\cdot)$ indica una matriz diagonal con los valores especificados en su diagonal principal.

3. PRELIMINARES

3.1. Modelo del sistema

Una microrred es un sistema eléctrico con la capacidad de gestionar sus recursos; donde coexisten fuentes de generación eléctrica, elementos para su almacenamiento y una demanda de energía, pudiendo operar conectada a una red o en forma aislada. El EMS es el encargado de tomar las decisiones, y para ello es necesario tener conocimiento en tiempo real de los niveles de carga para los sistema de almacenamiento y los valores (predicciones) de las perturbaciones (variables no manipuladas) del sistema. Por lo tanto, como se propone en (Alarcón et al., 2022), un modelo lineal de tiempo discreto en espacio de estados para ser utilizado por el EMS es:

$$x_{k+1} = A x_k + B u_k, \quad (1a)$$

$$B_u u_k + E_w w_k = 0, \quad (1b)$$

siendo $x_k \in \mathbb{R}^{n_x}$ y $u_k \in \mathbb{R}^{n_u}$ los estados y variables manipuladas, $w_k \in \mathbb{R}^{n_w}$ las perturbaciones, mientras que $A \in \mathbb{R}^{n_x \times n_x}$, $B \in \mathbb{R}^{n_x \times n_u}$, $B_u \in \mathbb{R}^{1 \times n_u}$ y $E_w \in \mathbb{R}^{1 \times n_w}$ son matrices numéricas. La Ec. (1a) se emplea para representar la dinámica de los sistemas de almacenamiento y la Ec. (1b) indica el balance de potencias a cumplirse en el nodo de la microrred.

Se considera como sistema de almacenamiento para la microrred el uso de baterías de Li-ion, cuya dinámica del estado de carga (soc) se describe mediante la siguiente expresión:

$$\text{soc}_{k+1} = \text{soc}_k + \frac{\eta_{\text{bat}}^* T}{C_{\text{bat}}} P_{\text{bat},k}, \quad (2)$$

siendo T el tiempo de muestreo, C_{bat} la capacidad nominal del almacenamiento de energía y P_{bat} la potencia asociada a la carga o descarga. El rendimiento η_{bat}^* depende si la batería se esta cargando o descargando, pudiendo tomar los siguientes valores:

$$\eta_{\text{bat}}^* := \begin{cases} \eta_{\text{bat}} & \text{si } P_{\text{bat},k} > 0 \text{ (carga),} \\ -\frac{1}{\eta_{\text{bat}}} & \text{si } P_{\text{bat},k} < 0 \text{ (descarga).} \end{cases} \quad (3)$$

Las Ecs. (2) y (3) servirán también para modelar las baterías de los vehículos eléctricos.

3.2. MPC económico para cambios en el criterio económico (EMPCT)

Esta formulación de MPC (Ferramosca et al., 2014) se diferencia de una estándar, en que su funcional de costo - además de las clásicas funciones cuadrática ponderadas que penalizan la dinámica del sistema - considera una función que optimiza algún criterio económico que fuera interés y un costo llamado de offset, que sumado a la restricción terminal y la forma del argumento de todo el funcional, garantizan que el controlador no pierda su factibilidad recursiva y estabilidad en lazo cerrado frente a posibles cambios del criterio económico a optimizar (punto de equilibrio óptimo al que debe guiar al sistema). El funcional de costo V_N se define de la siguiente manera:

$$V_N(x_k, p_k; \mathbf{u}) := \underbrace{V_o(x_{N-1}, x_s)}_{\text{Costo de offset}} + \sum_{j=0}^{N-1} \underbrace{\ell_{\text{eco}}(x_{j|k} - x_{N-1|k} + x_s, u_{j|k} - u_{N-1|k} + u_s, p_k)}_{\text{Costo económico}} + \underbrace{\|x_{j|k} - x_{N-1|k}\|_Q^2 + \|u_{j|k} - u_{N-1|k}\|_R^2}_{\text{Costo de etapa}}. \quad (4)$$

El problema de optimización $\mathbf{P}_o(x_k, p_k)$ asociado a la estrategia del MPC se define como:

$$\min_{\mathbf{u}} V_N(x_k, p_k; \mathbf{u}), \quad (5)$$

en la cual $x_{j|k}$ y $u_{j|k}$ están sujetos a la dinámica de la Ec. (1), una realimentación de estados ($x_k = x_{0|k}$), restricciones en los entados y acciones de control ($x_{j|k} \in \mathbb{X} \wedge u_{j|k} \in \mathbb{U}$)¹, y una restricción terminal de igualdad ($x_{N-1|k} = x_{N|k}$). En cada instante se calcula la secuencia completa ($\forall \mathbb{I}_{0:N-1}$) de las acciones de control $\mathbf{u} : \{u_{0|k}^*, u_{1|k}^*, \dots, u_{N-1|k}^*\}$, y de acuerdo a la estrategia del horizonte deslizante, solamente la primera acción $u_{0|k}^*$ es aplicada mientras las restantes son descartadas. Cuando el sistema evoluciona por la implementación de esta acción, se actualiza el estado y se vuelve a resolver $\mathbf{P}_o(x_k, p_k)$, por lo que la ley de control queda expresada como una realimentación de estados: $\kappa(x_k) = u_{0|k}^*$.

Como la estrategia de control resuelve un problema de optimización con características dinámicas, es necesario contar con una referencia estática hacia donde el controlador guíe al sistema, denotado como punto de equilibrio óptimo (x_s, u_s). Este par óptimo se obtiene resolviendo el siguiente problema de optimización $\mathbf{P}_s(x_k, p_k)$:

$$(x_s, u_s) := \arg \min_{x \in \mathbb{X}, u \in \mathbb{U}} \{\ell_{\text{eco}}(x, u, p_k) | x_k = A x_k + B u_k\}, \quad (6)$$

siendo p_k es un vector de parámetros que considera precios, costos, objetivos de operación, etc.

¹ \mathbb{X} es un conjunto convexo y \mathbb{U} es convexo acotado.

4. FORMULACIÓN DEL EMPCT

Para formular el EMPCT apto para el seguimiento de un criterio económico variable como EMS, se propone una microrred con la estructura mostrada en la Fig. 1, la cual se corresponde a la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Reconquista. La microrred cuenta con generación renovable a través de un arreglo de paneles solares, un sistema de almacenamiento por medio de baterías Li-ion, y opera conectada a una red eléctrica. Como se muestra, se van a contemplar tres estaciones para la carga de vehículos: (i) dos de carga controlada y (ii) un puesto de vehículo a la red (V2G). La barra vertical **B** materializa al nodo de la microrred, donde los componentes realizan su aporte o toma de energía. Cada uno tiene asociado un convertidor de potencia y una variable con su respectivo sentido de actuación (unidireccional y bidireccional). Las características detalladas del sistema, como ser la potencia instalada de generación, valores nominales del banco de baterías, y la forma de obtener las predicciones de potencia generada y demanda de la microrred (perturbaciones), pueden consultarse en (Alarcón et al., 2025).

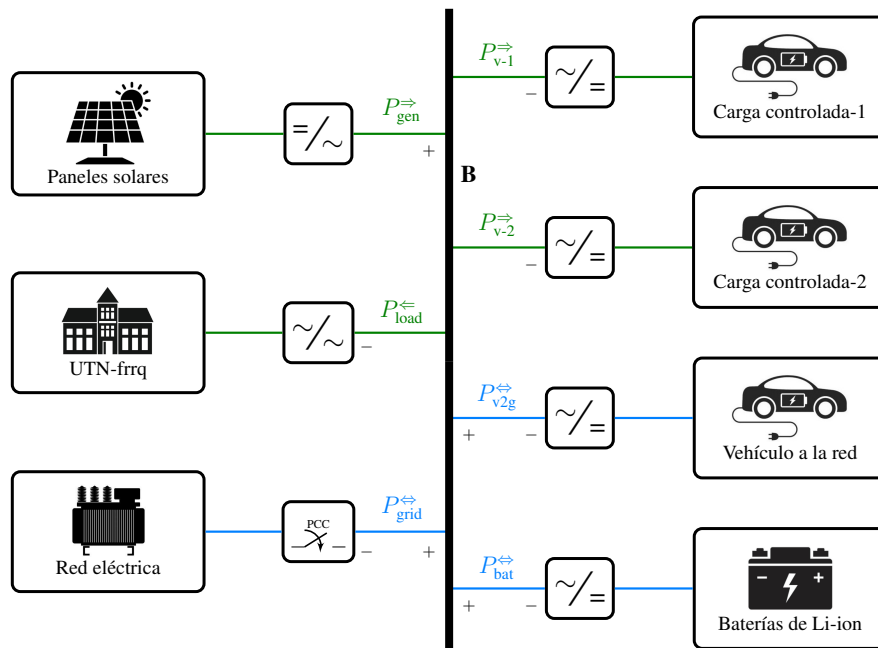


Figura 1: Arquitectura de la microrred UTN-frrq. P_{gen} , potencia generada por el arreglo paneles solares; P_{load} , consumo de la microrred; P_{grid} , compra/venta de potencia a la red eléctrica; P_{bat} , denota carga/descarga de las baterías de Li-ion; P_{v-1} y P_{v-2} , valores de carga para las estaciones de carga controlada; y P_{v2g} , indica el intercambio de potencia con el vehículo a la red.

Supuesto 1 En todas las estaciones de carga se considera un convertidor de potencia AC-DC con la finalidad de generalizar los diferentes tipos o niveles de carga. Este supuesto no quita generalidad, ya que el objetivo es contemplar una eficiencia en el proceso de carga. Notar que la capacidad de entrega de energía (define el nivel de carga) estará limitada por los valores nominales de las baterías en los vehículos, que serán indicados como restricciones explícitas al formular el controlador.

Supuesto 2 Al momento de la llegada de un vehículo, el propietario debe informar al operador de la microrred su estado de carga inicial y el tiempo que lo dejará conectado, a los efectos de poder planificar la gestión de los recursos y cumplir con los objetivos de carga.

Para obtener el modelo matemático de esta microrred con referencia a la Ec. 1, se define los vectores de estado, variables manipuladas y perturbaciones de la siguiente manera:

$$x_k = [x_{1,k} \ x_{2,k} \ x_{3,k} \ x_{4,k}]^T = [\text{SOC}_{\text{bat},k} \ \text{SOC}_{v-1,k} \ \text{SOC}_{v-2,k} \ \text{SOC}_{v2g,k}]^T, \quad (7a)$$

$$u_k = [u_{1,k} \ u_{2,k} \ u_{3,k} \ u_{4,k} \ u_{5,k}]^T = [P_{\text{bat},k} \ P_{v-1,k} \ P_{v-2,k} \ P_{v2g,k} \ P_{\text{grid},k}]^T, \quad (7b)$$

$$w_k = [w_{1,k} \ w_{2,k}]^T = [P_{\text{gen},k} \ P_{\text{load},k}]^T, \quad (7c)$$

por lo tanto, se tiene el siguiente modelo lineal de tiempo discreto en espacio de estados:

$$x_{k+1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} x_k + \begin{bmatrix} \frac{\eta_{\text{bat}}^* T}{C_{\text{bat}}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\eta_{\text{bat}}^* T}{C_{v-1}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\eta_{\text{bat}}^* T}{C_{v-2}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{\eta_{\text{bat}}^* T}{C_{v2g}} \end{bmatrix} u_k, \quad (8a)$$

$$\begin{bmatrix} \eta_{\text{inv}}^* & \eta_{\text{inv}}^* & \eta_{\text{inv}}^* & \eta_{\text{inv}}^* & \eta_{\text{inv}}^* \end{bmatrix} u_k + \begin{bmatrix} \eta_{\text{inv}} & -\frac{1}{\eta_{\text{inv}}} \end{bmatrix} w_k = 0. \quad (8b)$$

En la Ec. (8b) que representa el balance de potencias se tiene en cuenta la eficiencia de los convertidores, donde por convención todo aporte de potencia al nodo de la microrred se considera positivo, y de signo opuesto en el caso contrario. Siempre estos valores serán referenciados al nodo, por lo tanto la eficiencia de los convertidores η_{inv}^* se define como:

$$\eta_{\text{inv}}^* := \begin{cases} \eta_{\text{inv}} & \text{if } u_{i,k} > 0 \ \forall i \in \mathbb{I}_{1:5}, \\ -\frac{1}{\eta_{\text{inv}}} & \text{if } u_{i,k} < 0 \ \forall i \in \mathbb{I}_{1:5}. \end{cases} \quad (9)$$

El costo económico ℓ_{eco} del funcional de la Ec. (4), el cual se utiliza para captar a través de una función matemática el criterio de gestión para la microrred se define como:

$$\begin{aligned} \ell_{\text{eco}}(u_k, p_k) := & \underbrace{\frac{\$_{\text{bat}} T}{C_{\text{bat}}} u_{1,k}}_{\text{Amortización}} + \underbrace{\left(\frac{u_{1,k}}{P_{\text{bat},\text{nom}}} \right)^2}_{\text{Degradación}} + \underbrace{\left(\frac{u_{2,k}}{P_{v-1,\text{nom}}} \right)^2}_{\ell_{v-1} \text{ (Carga controlada-1)}} + \underbrace{\left(\frac{u_{3,k}}{P_{v-2,\text{nom}}} \right)^2}_{\ell_{v-2} \text{ (Carga controlada-2)}} \\ & + \underbrace{\frac{\$_{v2g} T}{C_{v2g}} u_{4,k} + \left(\frac{u_{4,k}}{P_{v2g,\text{nom}}} \right)^2}_{\ell_{v2g} \text{ (Vehículo a la red)}} + \underbrace{\frac{p_k T}{3600} u_{5,k}}_{\ell_{\text{grid}} \text{ (Red eléctrica)}}. \end{aligned} \quad (10)$$

Para el sistema de almacenamiento en la microrred (ℓ_{bat}) y el V2G (ℓ_{v2g}), en los cuales es factible un intercambio bidireccional de energía, el costo se compone por un término de *amortización* y otro de *degradación*. El primero cuantifica la energía almacenada en función de su valor de reposición ($\$_{\text{bat}}$ y $\$_{v2g}$) y de su capacidad de almacenamiento nominal (C_{bat} y C_{v2g}); mientras que el segundo busca minimizar su ciclo de envejecimiento, conociendo que valores de operación cercanos a sus límites (potencia nominal: $P_{\text{bat},\text{nom}}$ y $P_{v2g,\text{nom}}$) disminuyen su vida útil. Para este último objetivo se utiliza un término cuadrático, ya que así se penaliza con mayor severidad un valor cercano al límite. En los vehículos con carga controlada (ℓ_{v-1} y ℓ_{v-2}), sólo se considera el termino de degradación en el proceso de carga.

También se busca maximizar el beneficio económico por el intercambio de energía con la red (ℓ_{grid}), asumiendo un precio de la energía p_k variable expresado en $\frac{\$}{\text{kWh}}$. Observar que si

$u_{5,k} < 0$, es decir una venta de energía por parte de la microrred se obtiene un rédito económico. Para esta expresión y al igual que en la función utilizada para la amortización de las baterías, T indica el tiempo de muestreo expresado en segundos.

Supuesto 3 Se emplea un costo de energía variable con respecto al tiempo compuesto de tres franjas horarias: (i) pico: de 18:00 h a 22:59 h, (ii) valle: de 23:00 h a 05:59 h, y (iii) resto: de 06:00 h a 17:59 h. El precio en cada horario se define como:

$$p_k := 0,2 \mathbb{1}_{pico}(k) + 0,08 \mathbb{1}_{valle}(k) + 0,12 \mathbb{1}_{resto}(k). \quad (11)$$

Cada término del costo económico (ℓ_{eco}) será afectado por una constante de peso que indique la preponderancia que se le quiera dar en el problema de optimización, por lo tanto, se tendrá los siguientes parámetros adicionales a configurar en el controlador: λ_{bat} , λ_{v-1} , λ_{v-2} , λ_{v2g} y λ_{grid} .

Continuando con la línea de preservar los elementos más costoso y sensibles que son las baterías, se propone agregar el siguiente costo al funcional de la Ec. (4) con la finalidad de penalizar los cambios abruptos de estados que afecta negativamente su longevidad:

$$\ell_s(x_k) := \sum_{j=0}^{N-1} \|x_{j+1|k} - x_{j|k}\|_C^2. \quad (12)$$

Por otro lado, el costo de offset requerido por la estrategia del EMPCT también se formula con una función cuadrática ponderada:

$$V_o(x_{N-1}, x_s) := \|x_{N-1} - x_s\|_F^2. \quad (13)$$

Por último, para lograr que al final del periodo de conexión un vehículo alcance su estado de carga completo², se agrega al funcional del controlador las siguientes funciones:

$$V_{i,vehículos}(x_{i,N}) := \|x_{i,N} - 95\|_{\lambda_v}^2, \quad \forall i \in \mathbb{I}_{2:4}, \quad (14)$$

siendo N el horizonte de control. Esta es una forma suave de tratar las restricciones sobre los estados, al incluir en el funcional del problema de optimización una función que minimiza la desviación del estado final con respecto a una referencia deseada. Otra forma que se podría pensar en considerar esta condición es por medio de una restricción dura, donde se le exige de forma explícita que al final del horizonte de control alcance un valor específico. Se debe notar que de esta manera se estaría modificando la formulación original del controlador EMPCT, que fuera establecida en la Sección 3.2 afectando su restricción terminal ($x_{N-1} = x_N$). Esta condición es requerida para garantizar que el problema no pierda factibilidad frente a posibles cambios del criterio a optimizar, ya que el punto (x_{N-1}, u_{N-1}) actúa como una variable de decisión adicional (Limón et al., 2008), por lo que, la restricción dura no se considera.

5. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

Las simulaciones se realizaron en el lenguaje Python 3.12.2 y se utilizó para resolver el problema de optimización del MPC a CasADi (Andersson et al., 2019); adoptando un tiempo de muestreo (T) de 10 minutos, un horizonte de control (N) de 8 horas y un tiempo de simulación (T_{sim}) de 24 horas.

Se consideran los vehículos detallados en la Tabla 1, lo cuales serán conectados a cada una de las estaciones, es decir (i) Carga controlada-1: Nissan Leaf, (ii) Carga controlada-2: Chevrolet Bolt y (iii) Vehículo a la red: Tesla Model 3.

²Se considera el 95 % para no saturar la batería, lo cual es recomendable para extender su vida útil.

	Nissan Leaf	Chevrolet Bolt	Tesla Model 3
Capacidad nominal en kWh	40	60	80
Potencia nominal en kW	7	11	15

Tabla 1: Características de las baterías de los vehículos eléctricos acoplados a las estaciones.

Las restricciones sobre los estados y variables manipuladas se fijaron en función de las características técnicas/operativas, definiendo así los siguientes conjuntos:

$$\mathbb{X} := \{x_k \in \mathbb{R}^4 \mid \underline{x} \leq x_k \leq \bar{x}\}, \quad (15a)$$

$$\mathbb{U} := \{u_k \in \mathbb{R}^5 \mid \underline{u} \leq u_k \leq \bar{u}\}, \quad (15b)$$

donde $\underline{x} = [30 \ 20 \ 20 \ 20]^\top$ y $\bar{x} = [85 \ 95 \ 95 \ 95]^\top$ expresados en %; mientras que $\underline{u} = [-55 \ -7 \ -11 \ -15 \ -55]^\top$ y $\bar{u} = [55 \ 0 \ 0 \ 15 \ 55]^\top$ expresados en kW.

En la Tabla 2 se muestran los valores elegidos para los parámetros del funcional de costo, observándose las matrices que penalizan las variables que definen la dinámica del sistema, así como las constantes que marcan las directrices sobre el criterio de gestión económico. Por otro lado, los valores de reposición del banco de baterías para la microrred y del Tesla Model 3 son: $\$_{\text{bat}} = 85000$ y $\$_{\text{v2g}} = 12000$ respectivamente; mientras que $\eta_{\text{bat}} = 0,88$ y $\eta_{\text{inv}} = 0,95$.

Parámetro	Descripción	Valor
Q	Variables de estado	$\text{diag}(5,5,5,5)$
R	Acciones de control	$\text{diag}(2,15,15,4,50)$
C	Variaciones abruptas para los estados	$\text{diag}(10,10,10,10)$
F	Costo de offset	$\text{diag}(25,25,25,25)$
λ_v	Estado final de carga para los vehículos	500000
λ_{bat}	Baterías de la microrred	20
λ_{v-1}	Batería del Nissan Leaf	40
λ_{v-2}	Batería del Chevrolet Bolt	40
λ_{v2g}	Batería del Tesla Model 3	100
λ_{grid}	Intercambio de energía con la red	100

Tabla 2: Matrices y constantes del funcional de costo V_N .

La mayor actividad en la Universidad, y por tanto el pico de consumo eléctrico, se produce a partir de las 14:00 hasta las 23:00 h, por lo tanto será en este periodo donde se supone que van a conectarse los vehículos. Para el Tesla Model 3 (V2G) el periodo de conexión será desde las 14:00 a 22:30 h; el Chevrolet Bolt de 16:00 a 23:00 h y el Nissan Leaf de 17:00 hasta 23:00 h.

Los resultados de una simulación se observan en la Fig. 2, donde en el gráfico superior se muestran las variables manipuladas elegidas por el controlador y las perturbaciones; mientras que el inferior los estados de carga para las baterías. Se aprecia un correcto funcionamiento del sistema propuesto como EMS, manteniendo siempre todas las variables dentro de los rangos fijados por las restricciones y logrando cumplir con los objetivos de gestión.

En relación al comportamiento del sistema, notar como durante las primeras horas del día la demanda es satisfecha con las baterías de la microrred, observándose también una venta de energía. Cuando comienza el periodo de generación renovable, continua durante algunas horas vendiendo energía y ahora las baterías son cargadas. Al momento de producirse la conexión del puesto V2G (Tesla Model 3) es cuando inicia la compra de energía, mientras que las baterías recién comienzan a descargarse en la conexión del segundo vehículo (Chevrolet Bolt), cuando ya el estado de carga del primero ha alcanzado un nivel alto.

Es interesante indicar que cuando se conecta el tercer vehículo (Nissan Leaf), el controlador decide utilizar parte del recurso almacenado en el primero para cumplir con todas las demandas, para luego volver a cargarlo y en el momento en que el propietario lo retire, tener su estado de carga completa. Aquí se aprecia la importancia del concepto de V2G, ya que se lo considera como un sistema de almacenamiento adicional. Esta cooperación podría ser aumentada si se establecieran políticas de precios diferenciales, resultando en un mayor rendimiento económico para el propietario del vehículo, pero en definitiva para todo el sistema, al lograr resolver el problema de control de cargas en forma local evitando saturar la red eléctrica. Esta línea de investigación será evaluada en trabajos futuros.

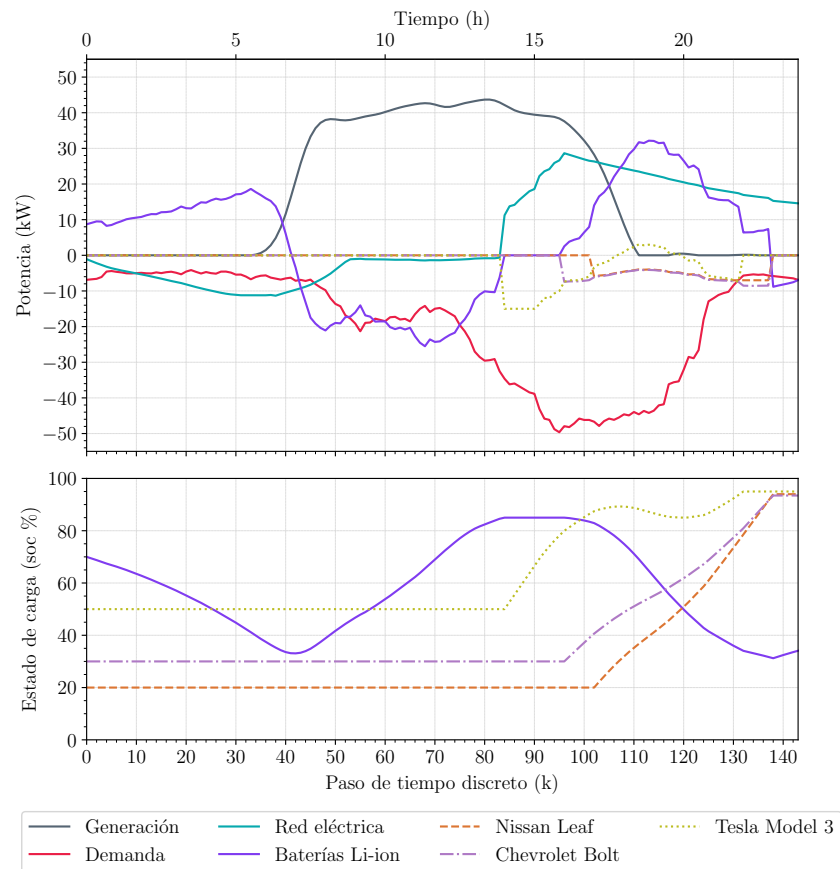


Figura 2: Resultado de simulación. Generación, potencia generada por el arreglo de paneles solares (P_{gen}); Red eléctrica, compra/venta de potencia a la red (P_{grid}); Demanda, consumo de la microrred (P_{load}); Baterías Li-ion, potencia de carga/descarga y estado de carga (P_{bat} y soc_{bat}); Nissan Leaf, potencia y estado de carga (P_{v-1} y soc_{v-1}); Chevrolet Bolt, potencia y estado de carga (P_{v-2} y soc_{v-2}); y Tesla Model 3, potencia de carga/descarga y estado (P_{v2g} y soc_{v2g}).

Destacar también que todo el proceso de carga/descarga para las diferentes baterías se realiza respetando los límites nominales de sus variables y con una dinámica suave en la evolución de sus estados de carga, lo cual minimiza el proceso de degradación. El haber supuesto los periodos de conexión/desconexión para los vehículos en el momento de los picos de consumo para la microrred, representaba todo un desafío de gestión; y al poder mostrar un correcto desempeño en este escenario, nos lleva a concluir que el sistema de control se adaptaría de forma aceptable a otras situaciones, como ser con diferentes momentos de conexión, generación renovable y condiciones iniciales para los estados de carga en las baterías.

6. CONCLUSIONES

Se presento una novedosa estrategia EMPCT como EMS de una microrred para gestionar sus recursos y estaciones para la carga de vehículos, mostrando un correcto desempeño en un escenario de simulación demandante. Se destaca que el sistema controla los puestos de carga en una estructura local, eligiendo de forma óptima los recursos a utilizar para dar alcance a los objetivos. Al considerar restricciones explícitas sobre las variables del sistema en el propio diseño del lazo de control, las decisiones se toman considerando los valores nominales de los diferentes elementos, lo cual es recomendable para minimizar el ciclo de degradación de las baterías y cumplir con condiciones externas que pudieran existir. El artículo representa un primer avance para gestionar la carga de vehículos en una configuración de red distribuida, dejando resultados y conclusiones interesantes para trabajos futuros, como ser el diseño de estrategias de precios diferenciales para los propietarios de los vehículos en el modo de V2G, o la gestión ante a la ausencia de información (tiempo de conexión).

REFERENCIAS

- Alarcón M.A., Alarcón R.G., González A.H., y Ferramosca A. Economic model predictive control for energy management of a microgrid connected to the main electrical grid. *Journal of Process Control*, 117:40–51, 2022.
- Alarcón R.G., Alarcón M.A., González A.H., y Ferramosca A. Artificial neural networks for energy demand prediction in an economic mpc-based energy management system. *International Journal of Robust and Nonlinear Control*, 35(2):642–658, 2025.
- Andersson J.A.E., Gillis J., Horn G., Rawlings J.B., y Diehl M. CasADi – A software framework for nonlinear optimization and optimal control. *Mathematical Programming Computation*, 11(1):1–36, 2019.
- Bhatia A.A. y Das D. Demand response strategy for microgrid energy management integrating electric vehicles, battery energy storage system, and distributed generators considering uncertainties. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 41:101594, 2025.
- Ferramosca A., Limon D., y Camacho E.F. Economic mpc for a changing economic criterion for linear systems. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 59(10):2657–2667, 2014.
- Guo S., He J., Ma K., Yang J., Wang Y., y Li P. Robust economic dispatch for industrial microgrids with electric vehicle demand response. *Renewable Energy*, 240:122210, 2025.
- Lasseter B. Microgrids [distributed power generation]. En *2001 IEEE power engineering society winter meeting. Conference proceedings (Cat. No. 01CH37194)*, volumen 1, páginas 146–149. IEEE, 2001.
- Li Y., Cao X., y Li Z. Real-time energy management strategy for shore power hybrid energy supply system based on pg-mpc. *Journal of Energy Storage*, 125:116807, 2025.
- Limón D., Alvarado I., Alamo T., y Camacho E.F. Mpc for tracking piecewise constant references for constrained linear systems. *Automatica*, 44(9):2382–2387, 2008.
- Pereira M., Limon D., de la Peña D.M., Valverde L., y Alamo T. Periodic economic control of a nonisolated microgrid. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 62(8):5247–5255, 2015.
- Rawlings J.B., Mayne D.Q., y Diehl M. *Model Predictive Control: Theory, Computation, and Design*. Santa Barbara, California: Nob Hill Publishing, 2nd edición, 2024. ISBN 978-0-9759377-8-5.
- Zheng Y., Niu S., Shang Y., Shao Z., y Jian L. Integrating plug-in electric vehicles into power grids: A comprehensive review on power interaction mode, scheduling methodology and mathematical foundation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112:424–439, 2019.