CONTROL DE UNA UNIDAD DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONSIDERANDO RESTRICCIONES PARA OPERACIÓN SEGURA

Pablo Muñoz[1, 4, 5], Ricardo Mantz[1, 2, 3], Sergio Gonzalez[1, 3, 4]

[1]Instituto de investigaciones en electrónica, control y procesamiento de señales (LEICI) UNLP-CONICET, Facultad de Ingeniería, UNLP, 48 y 116, La Plata (1900), Buenos Aires, Argentina. Contacto: pablo_e.m@hotmail.com
[2]CICpBA. [3]FI, UNLP. [4]CONICET. [5]Dto. CyT, UNQ.

INTRODUCCIÓN

La integración de fuentes de energías renovables (FER) en el sistema de distribución eléctrico lleva al incremento de unidades de generación distribuida (UGD) en la red, transformando el sistema convencional centralizado en un sistema distribuido. Por lo tanto, las UGD deben cumplir con ciertas características para evitar el deterioro de la calidad del servicio. Esto implica que las UGD se comporten como componentes activos que deben manejar tanto el intercambio de potencia como la regulación de frecuencia y/o tensión en el punto de conexión (PCC). Más aún, en el caso de fallas, las UGD deberían permanecer conectadas y proveer máximo soporte a la tensión de red mediante la inyección de potencia reactiva la cual, en esa circunstancia, debe ser priorizada [1].

Por otro lado, los convertidores electrónicos de potencia (CEP) se utilizan en las UGD debido a su gran eficiencia y a que permiten adaptar la potencia generada por las FER a las necesidades de la red (niveles de tensión y frecuencia, por ejemplo). En particular, para aplicaciones de potencia en media tensión, los convertidores multinivel no requieren transformadores de acoplamiento y resultan más adecuados para este tipo de aplicaciones. Estos CEP tienen la característica de sintetizar varios niveles en la tensión de salida y por lo tanto un menor *dv/dt* en contraste con los convencionales de dos niveles, y de esta manera es posible convertir potencia en media tensión con corrientes menores, menos dispositivos en paralelo y filtros más chicos [2].

En este trabajo se tiene como objetivo que una UGD, que se conecta a la red a través de un convertidor multinivel en cascada asimétrico (CAMC de sus siglas en inglés *Cascade Asymmetric Multilevel Converter*) que tiene la ventaja de mantener el balance de los capacitores del bus de continua debido al esquema de modulación híbrido empleado [3], sea capaz de controlar la potencia activa que inyecta a la red y la tensión en PCC. Además, la UGD debe ser capaz de permanecer conectada a la red frente a fallas sin sobrepasar los límites físicos del CEP empleado. Para esto se propone utilizar como estrategia de control al control predictivo basado en modelo (MPC).

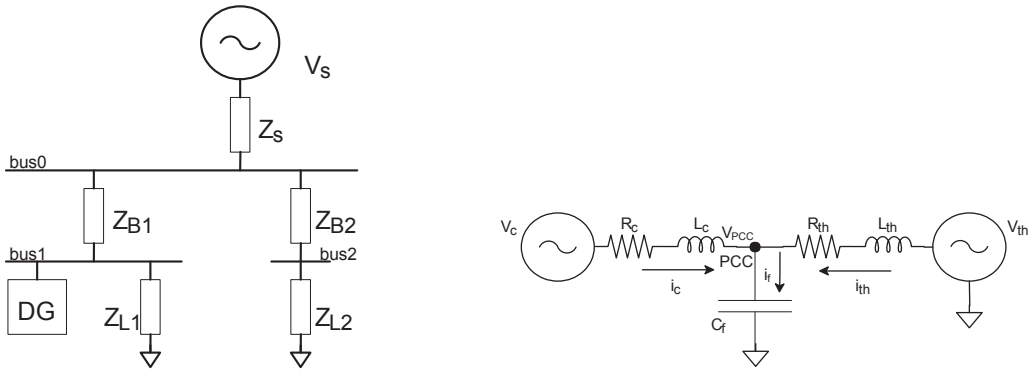
El MPC permite controlar sistemas multivariables con restricciones de manera sistemática. En cada instante de muestreo, partiendo del estado en ese momento, resuelve un problema de optimización en un horizonte de tiempo finito. En el siguiente paso de tiempo, el cálculo se repite desde el nuevo estado y sobre el horizonte desplazado, es decir, un “horizonte deslizante”. La solución se basa en la predicción del comportamiento del sistema basado en un modelo dinámico, luego respetando todas las restricciones de entrada, salida y/o estados, se optimiza una función de costo en la que se establece el comportamiento deseado del sistema mediante la elección de algunos parámetros [4].

Descripción del sistema en estudio

La Fig. 1a muestra un diagrama unifilar del sistema en estudio. El mismo representa una porción de una red de distribución de $13.8\ KV$ típica [5]. La red principal está representada por la fuente V_s y la impedancia de red Z_s. Aguas abajo del bus 0 la red de distribución se divide en dos buses: conectado mediante la impedancia Z_{B1} se halla el bus 1 donde están conectados una UGD y la carga Z_{L1}; conectado mediante la impedancia Z_{B2}, en el bus 2 se conecta la carga Z_{L2}. La carga Z_{L1} representa una carga sensible dentro de la red. Z_{L1} y Z_{L2} son cargas lineales trifásicas *RL*. La UGD representa una fuente de energía que se conecta a la red a través de un CAMC con un filtro de acoplamiento $L-C$.

Modelado

Para obtener un modelo matemático se plantea un sistema equivalente de Thevenin visto desde la UGD como se muestra en la Fig. 1b, donde si las impedancias de carga son mucho más grandes que las impedancias de la línea, entonces $V_{th} \approx V_s$, $R_{th} \approx R_s + R_{B1}$ y $L_{th} \approx L_s + L_{B1}$, V_c es la tensión de la UGD y R_c, L_c y C_f forman el filtro de acoplamiento a través del cual se conecta la UGD a la red. El modelo (1) representa la dinámica del sistema en el marco de referencia sincrónico $d-q$ usando la transformación de Park conservando amplitud [6].



(a) (b)

Figura 1: (a): Esquema del sistema en estudio y (b): Sistema simplificado para modelado

El sistema se sincroniza con las tensiones medidas en el punto de conexión (PCC) V_{pcc}, y la componente d se alinea con la fase a mediante un lazo de enganche de fase [5].

$$\begin{pmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{i}_{cd} \\ \dot{i}_{cq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 \\ a & b & c & d \\ -\frac{1}{L_c} & 0 & -\frac{R_c}{L_c} & w \\ 0 & 0 & -w & -\frac{R_c}{L_c} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ i_{cd} \\ i_{cq} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{C_f L_c} & \frac{1}{C_f L_c} \\ \frac{1}{L_c} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_c} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{cd} \\ V_{cq} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 \\ \frac{V_{sd}+V_{sq}}{L_{eq} C_f} \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (1)$$

$$y \quad \left(= \begin{matrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \end{matrix}\right) \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ i_{cd} \\ i_{cq} \end{pmatrix}$$

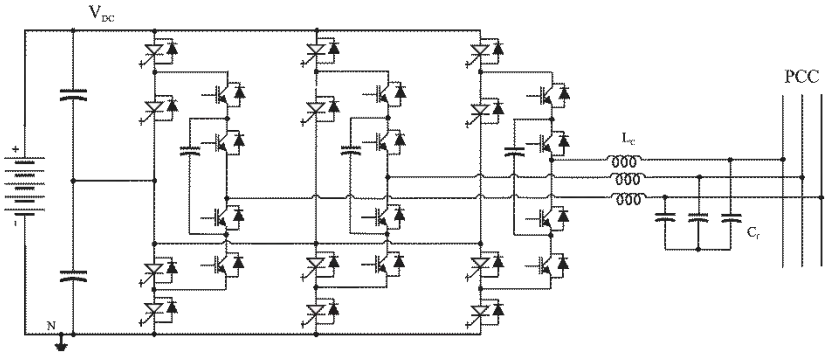
con $a = -\left(\frac{L_{th}}{R_{th}} w + \frac{1}{L_{th} C_f} - w^2 + \frac{1}{C_f L_c}\right)$, $b = -\left(\frac{R_{th}}{L_{th}} + 2w\right)$, $c = \frac{R_{th} L_c - R_c L_{th}}{L_c L_{th} C_f}$, $d = \frac{R_{th} L_c - R_c L_{th}}{L_c L_{th} C_f}$. Donde $x_1 = V_{pccd}$ y $x_2 = \dot{V}_{pccd}$ son las tensión en PCC y su derivada (notar que como se sincroniza el marco de referencia la componente $V_{pccq} = 0$ y por lo tanto la tensión en PCC en el marco de referencia sincrónico planteado queda completamente descrita por V_{pccd}), i_{cd} e i_{cq} son las corrientes que inyecta el inversor en la dirección d y q, respectivamente. Por último, w es la frecuencia angular de la tensión en PCC que, para los fines del modelo se la considera constante. El último término del lado derecho de la primera ecuación en (1) representa el impacto de la tensión de la red en la dinámica del sistema. Además, se toman como salidas de interés V_{pccd} e i_{cd}. Esta elección responde a los objetivos de control planteados arriba. La tensión en PCC, en este caso, está dada por V_{pccd}. Mientras que la potencia activa que inyecta la UGD en el marco de referencia sincrónico queda expresada de la siguiente manera [6]

$$P = V_{pccd} i_{cd} + \underbrace{V_{pccq}}_{0} i_{cq} \Rightarrow P = V_{pccd} i_{cd} \Rightarrow i_{cd}^{*} = \frac{P^{*}}{V_{pccd}} \quad (2)$$

donde P^{*} es la potencia activa que se desea inyectar. Notar que el modelo obtenido (1) tiene la forma estándar de un sistema lineal en espacio de estados.

Unidad de generación distribuida

En la Fig. 2 se muestra al convertidor CAMC empleado en la conexión a la red de la fuente de energía, representada mediante una fuente de tensión V_{dc}. Ambos constituyen la unidad generadora de potencia. La manera de modular al convertidor CAMC es mediante un esquema híbrido de modulación por ancho de pulso sub-armónico (PWM) [3]. La topología en combinación con el esquema de modulación sintetiza cinco niveles de tensión. Además de



operar sin transformadores de aislación, se simplifica el filtrado de la frecuencia de conmutación inyectada a la red.

Figura 2: Unidad de generación distribuida

Control predictivo basado en modelo en tiempo discreto

En el control predictivo basado en modelo el objetivo es encontrar la trayectoria de la acción de control, u, que optimiza el comportamiento de la salida del sistema, y, verificando las restricciones en la entrada, la salida y/o los estados del sistema utilizando un modelo en tiempo discreto para predecir su comportamiento [4]. La trayectoria de la variable de entrada es óptima en el sentido que minimiza una función de costo J sujeta a restricciones. El proceso de optimización se lleva a cabo dentro de una ventana de tiempo u horizonte de predicción de N_p muestras hacia adelante utilizando la información disponible del estado del sistema al comienzo de la ventana de tiempo, mientras que la acción de control sólo puede cambiar N_c muestras en el futuro, que es lo que se conoce como horizonte de control, y se cumple que $N_c < N_p$. En resumen el MPC tiene los siguientes componentes: 1) Un modelo para predecir el comportamiento del sistema N_p muestras hacia adelante, 2) Una función de costo y un conjunto de restricciones que establecen el comportamiento deseado del sistema y 3) Un proceso de optimización para encontrar N_c muestras hacia adelante la acción de control que minimiza la función de costo verificando las restricciones.

En el MPC se implementa sólo la primera muestra de la acción de control de las N_c encontradas y el proceso de predicción y optimización se realiza en cada instante de muestreo.

III-A. Formulación del problema de control predictivo

Para la formulación del problema se escribe el sistema en incrementos de las variables y se expande para incorporar acción integral siguiendo a [4]. El próximo paso, basado en el modelo expandido, es predecir el comportamiento del sistema, a saber: evolución de los estados y las salidas en función de la variable manipulada Δu. La predicción se hace dentro del horizonte de predicción N_p y se asume que la variable manipulada sólo puede variar los primeros N_c instantes dentro del horizonte de predicción. El resto del tiempo, es decir $N_p - N_c$, no hay cambios en la acción de control o sea $\Delta u[k_i] = 0$ para $i = N_c + 1, \ldots, N_p$. De esta manera se obtiene la predicción de la salida [4]:

$$Y = Fx[k_i] + \Phi \Delta U, \tag{3}$$

donde

$$F = \begin{pmatrix} CA \\ CA^2 \\ CA^3 \\ \vdots \\ CA^{N_p} \end{pmatrix}, \quad \Phi = \begin{pmatrix} CB & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ CAB & CB & 0 & \cdots & 0 \\ CA^2B & CAB & CB & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ CA^{N_p-1}B & CA^{N_p-2}B & CA^{N_p-3}B & \cdots & CA^{N_p-N_c}B \end{pmatrix}. \tag{4}$$

El objetivo del MPC es lograr que dada una señal de referencia, $r_s[k]$, en el instante k_i la predicción de la salida del sistema se aproxime tanto como sea posible a ella en la ventana de predicción, donde se asume que la señal de referencia permanece constante, es decir, $R_s^T = (1 \quad 1 \quad 1 \quad \cdots \quad 1)_{1 \times N_p} r_s[k_i]$. Para llevar esto a cabo, se define una función de costo cuadrática que define los objetivos de control

$$J = (R_s - Y)^T Q (R_s - Y) + \Delta U^T \bar{R} \Delta U, \tag{5}$$

donde el primer término refleja el objetivo de minimizar el error entre la predicción de la salida y la referencia, mientras que el segundo término penaliza los incrementos de la acción

de control. La matriz Q pesa el error de seguimiento de las salidas, se diseña para dar prioridades y se elige diagonal. $\bar{R}$ se elige diagonal de tal manera que $\bar{R} = r_w I_{N_r \times N_r}$ donde $r_w \geq 0$ se usa como un parámetro de diseño para el comportamiento deseado del lazo cerrado, por ejemplo el tiempo de establecimiento de la tensión en PCC, V_{pcc}. Sustituyendo (3) en (5) se tiene:

$$J = (R_s - Fx[k_i])^T Q(R_s - Fx[k_i]) - 2\Delta U^T \Phi^T (QR_s - QFx[k_i]) + \Delta U^T (\Phi^T Q \Phi + \bar{R}) \Delta U \qquad (6)$$

Para minimizar la función de costo se toma la derivada con respecto a la acción de control ΔU y se iguala a cero. La solución óptima para la acción de control es

$$\Delta U = (\Phi^T Q \Phi + \bar{R})^{-1} \Phi^T (QR_s - QFx[k_i]) \qquad (7)$$

Notar que para que la solución óptima exista, $(\Phi^T \Phi + \bar{R})^{-1}$ que se llama la matriz Hessiana, debe existir. Luego, como $(\Phi^T \Phi + \bar{R})$ es definida positiva se garantiza que (7) es un mínimo de (5). La acción de control óptima (7) incluye todas las entradas futuras dentro del horizonte de control. Sin embargo, sólo la primera acción de control, es decir $\Delta u[k_i \mid k_i]$, se aplica al sistema. En el siguiente instante de muestreo se vuelve a encontrar la acción de control óptima utilizando la nueva información disponible del sistema $x[k_i + 1]$ y nuevamente se aplica sólo la primera acción de control, en este caso $\Delta u[k_i + 1 \mid k_i + 1]$. Este proceso se repite en cada instante de muestreo.

III-B. Restricciones

Al incorporar restricciones la idea central es modificar ΔU de tal manera que se verifiquen las restricciones impuestas sobre sistema. En el MPC la manera de incorporar las restricciones es planteando el problema de optimización con restricciones. El procedimiento para plantear el problema se basa en expresar las restricciones como inecuaciones lineales en ΔU y luego, combinar esas restricciones con la función de costo original (5). De esta manera se obtiene el siguiente problema de optimización [4]

$$J = (R_s - Y)^T Q(R_s - Y) + \Delta U^T \bar{R} \Delta U, \quad M\Delta U \leq \gamma \qquad (8)$$

donde M y γ son una matriz y un vector de dimensiones compatibles, respectivamente. Luego, el problema de hallar la acción de control óptima se transforma en un problema de programación cuadrática que se resuelve con el procedimiento de Hildreth. Este es un procedimiento iterativo que no requiere la inversión de matrices y por lo tanto, en caso de conflicto entre las restricciones el procedimiento arroja una solución de compromiso. Esta es una de las mayores ventajas de este algoritmo en aplicaciones ya que tiene la habilidad de lidiar automáticamente con un problema mal condicionado [4]. El lazo de control que se plantea se muestra esquemáticamente en la Fig. 3.

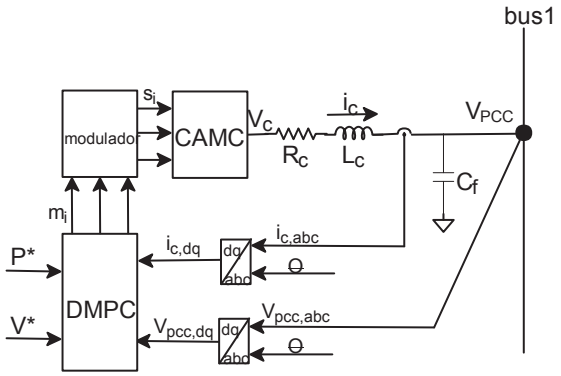


Figura 3: Diagrama en bloques del sistema de control

Vs	13800	*V*	*Vdc*	24000	V
Zs	0,1282 + *j*0,8482	Ω	*Lc*	1,52	mH
*ZB*1	0,5155 + *j*1,6022	Ω	R_C	0,03809	Ω
*ZB*2	0,6787 + *j*0,4084	Ω	C_f	20	μF

Tabla1: Parámetros del sistema

*ZL*1	*P* = 0,9 MW, *Q* = 0,6 MVar
*ZL*2	*P* = 3,5 MW, *Q* = 1,2 MVar

Tabla 2: Cargas

RESULTADOS

Los siguientes resultados de simulación corresponden al sistema completo de la Fig. 1a con el convertidor de la Fig. 2 y se realizaron con la siguiente configuración del sistema. El lado

de continua del convertidor, es decir la fuente de energía, se representó por una fuente de tensión continua constante $V_{dc} = 24KV$. Se utiliza el esquema de modulación con una frecuencia de portadora $f_p = 9\ KHz$. Los parámetros del sistema y las características de las cargas se muestran en la Tabla 1 y 2, respectivamente.

Para el ajuste del controlador se propuso un periodo de discretización $T_m = 1/f_p$ para la obtención del modelo discreto del sistema; un horizonte de predicción $N_p = 180$, que para el T_m que se utiliza representa temporalmente a un ciclo de red; un horizonte de control $N_c = 90$, que para el T_m que se utiliza representa temporalmente medio ciclo de red; el peso de la acción de control $r_w = 5$; por último, la matriz $Q = diag[500\ 1]$. Esto último hace que la regulación de la tensión tenga prioridad frente a la inyección de potencia activa.

Respecto a las restricciones el objetivo es limitar la corriente del convertidor para no exceder sus límites físicos, es decir, $i_c \leq I_{max}$. Como la transformación de Park se realiza conservando amplitud, se puede escribir la desigualdad anterior en términos de los valores de las componentes de la corriente en el marco de referencia sincrónico de la siguiente manera $i_c = \sqrt{i_d^2 + i_q^2} \leq I_{max}$, lo que describe una circunferencia de radio I_{max} en el plano $i_d - i_q$. Como esta restricción no es lineal lo habitual es aproximar la circunferencia por un polígono [7]. En este caso se utiliza un octógono inscrito en la circunferencia. De esta manera se obtienen ocho desigualdades lineales en lugar de una desigualdad no lineal. Para los resultados de simulación que se muestran se toma $I_{max} = 100\ A$.

En la Fig. 4 se muestran la tensión en PCC en el marco de referencia sincrónico, V_{pccd}, y las potencias P y Q que inyecta la UGD y las que se toman de la red. Al comienzo de la simulación la UGD se encuentra regulando la tensión en PCC en su valor nominal y se encuentran conectadas las cargas Z_{L1} y Z_{L2}, esta última consumiendo la mitad de la potencia nominal. A los $0.1\ s$ la UGD comienza a inyectar $0.5\ MW$ de potencia activa. Luego, a los $0.2\ s$ la carga Z_{L2} comienza a demandar la potencia nominal y a los $0.35\ s$ vuelve al estado anterior. Se observa en un comienzo que, cuando sólo se está regulando la tensión, la UGD inyecta sólo potencia reactiva mientras que el activo es suministrado en su totalidad por la red. Luego, a los $0.1\ s$, cuando la UGD comienza a inyectar potencia activa se observa un pequeño transitorio en la tensión debido al acoplamiento del sistema. Para sostener la tensión la potencia reactiva que inyecta la UGD disminuye ya que la inyección de potencia activa tiende a elevar la tensión en PCC. La potencia activa tomada de la red disminuye en la cantidad inyectada por la UGD. Después, a los $0.2\ s$, cuando Z_{L2} comienza a demandar la potencia nominal y luego de un transitorio, aumenta la potencia reactiva que inyecta la UGD ya que la tensión en PCC tiende a caer. De esta manera se logra regular V_{pcc} en el valor nominal mientras que la potencia activa que inyecta la UGD sigue siendo la especificada anteriormente. Se observa que el generador principal aporta todo el activo y parte del reactivo que demanda este cambio de carga. Por último, a los $0.35\ s$, Z_{L2} vuelve a la condición inicial en donde demanda la mitad de su potencia nominal. La UGD reduce la potencia reactiva que inyecta, ya que la tensión tiende a elevarse, volviendo a quedar en la misma condición que antes del cambio de carga.

Por último, se ensaya un cortocircuito balanceado en el bus 2. En la Fig. 5 se muestra la tensión en el punto de conexión, la corriente del convertidor, la potencia de la UGD y la corriente del convertidor en el plano $d - q$. En la Fig. 5d el círculo azul marca la amplitud máxima, es un círculo de radio 100 y se aproximó con un octógono para poder escribir las restricciones de forma lineal. Al comienzo la unidad de generación está regulando tensión e inyectando $0.5\ MW$ de potencia activa. A los $0.02\ s$, cuando aparece la falla, En la Fig. 5b se observa que efectivamente se logra limitar la corriente. Por supuesto el valor de tensión en el punto de conexión cae (Fig. 5a) ya que se está limitando la potencia que puede inyectar la UGD para compensar la caída. Lo que se observa, más allá del transitorio, en la Fig. 5c es que la potencia activa que inyecta la UGD disminuye durante la falla lo que significa que frente a la caída de tensión en la red la UGD inyecta reactivo para compensar la caída de tensión y esto es prioritario en este escenario en concordancia con la elección de los pesos en la función de costo. A los $0.06\ s$ se aísla la falla y luego de un transitorio de un ciclo de red aproximadamente la tensión vuelve al valor de referencia al igual que la potencia activa que inyecta la UGD.

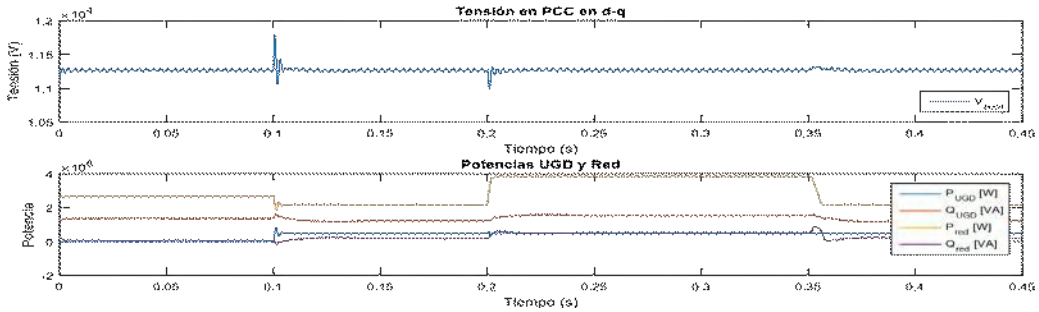


Figura 4: Resultados: cambio de referencia (P^*) y de carga

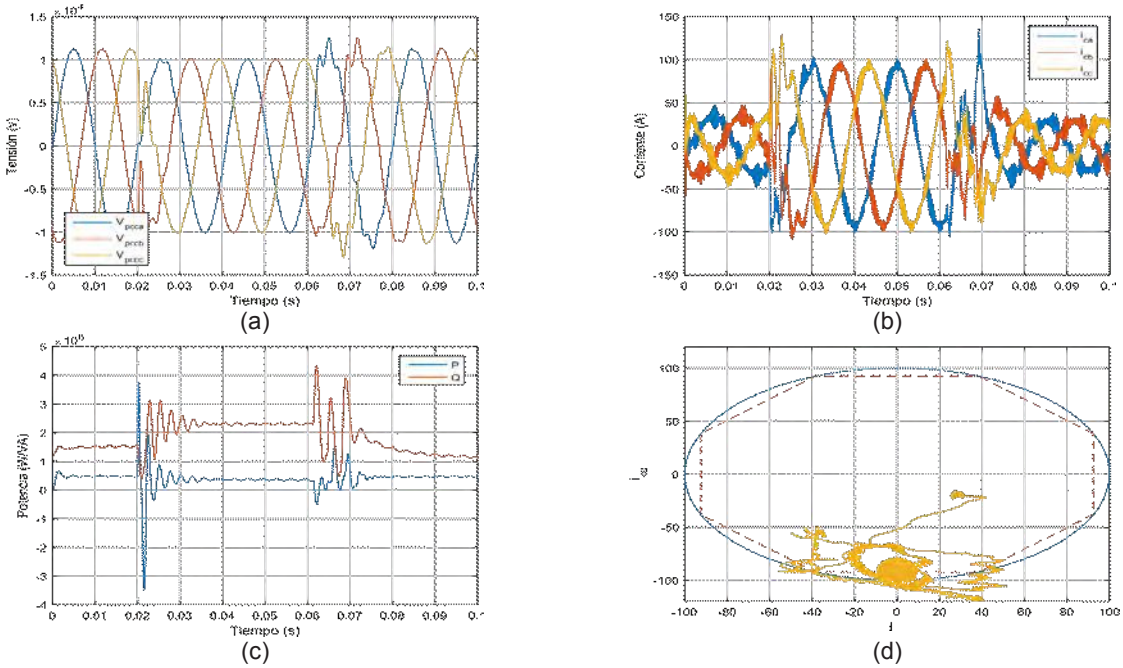


Figura 5: Falla: cortocircuito balanceado en el bus2. (a): Tensión en PCC, (a): Corrientes del convertidor, (c): Potencias de la UGD y (b): Corrientes del convertidor en el plano $d - q$

CONCLUSIONES

En primer lugar se simularon distintas situaciones como regulación de tensión sin inyección de potencia activa, inyección de potencia activa y cambios de carga. El esquema de control propuesto muestra un buen desempeño en los escenarios planteados, más allá de los fuertes cambios de carga y cambios en la referencia de potencia activa. Por último, se simularon fallas de tipo cortocircuitos trifásicos balanceados. El sistema, con las restricciones planteadas, logra "pasar la falla" sin superar los límites establecidos y de esta manera contribuye a atenuar el impacto de la falla en la tensión en PCC. A su vez, la estrategia propuesta permite priorizar los objetivos de control planteados, esto lleva a que frente a una falla se deje de lado el seguimiento a la referencia de potencia activa y se priorice la regulación de tensión.

REFERENCIAS

[1] F. Blaabjerg, Y. Yang, D. Yang, and X. Wang, "Distributed power-generation systems and protection," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1311–1331, 2017.

[2] F. Blaabjerg, Y. Yang, K. Ma, and X. Wang, "Power electronics-the key technology for renewable energy system integration," in *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2015 International Conference on*. IEEE, 2015, pp. 1618–1626.

[3] S. Gonzalez, S. Verne, M. I. Valla, *Multilevel converters for industrial applications*. CRC Press, 2013.

[4] L. Wang, *Model predictive control system design and implementation using MATLAB* R . Springer Science & Business Media, 2009.

[5] P. Muñoz, R. Mantz, and S. Gonzalez. "Model-Based Predictive Control Applied to a Distributed Generation Unit." 2018 Argentine Conference on Automatic Control (AADECA). IEEE, 2018.
[6] H. Akagi, E. Watanabe, and M. Aredes, *Instantaneous Power Theory and Application to Power Conditioning*. Wiley/IEEE Press, 2007.
[7] L. Wang, S. Chai, D. Yoo, L. Gan, and K. Ng, *PID and predictive control of electrical drives and power converters using MATLAB/Simulink*. John Wiley & Sons, 2015.