

Desarrollo de Modelos Genéricos de Generadores Renovables Para Estudios de Estabilidad

Christopher Emanuel Reyes-Valencia

Mohamed Badaoui

Daniel Ruiz-Vega

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Sección de Estudios de Posgrado e Investigación
Unidad Profesional “Adolfo López Mateos”
Col. Lindavista, C. P. 07738, Ciudad de México

Resumen— Los modelos de usuario de las plantas renovables desarrollados por los fabricantes son secretos, debido a que ellos aducen que son propiedad intelectual de esas empresas, y por lo tanto no se pueden conocer en detalle. Para resolver este problema, organizaciones como el EPRI, el WECC y el IEC están desarrollando actualmente modelos genéricos de plantas renovables que puedan ser empleados para estudios de estabilidad; en este trabajo se presenta la evolución de este modelo que todavía se encuentra actualmente en desarrollo.

Palabras Clave — REGCA, REGCB, REGCC, modelo típico de generadores renovables.

Abstract- The user models of renewable power plants developed by their manufacturers are secret, since they aduce, they are intellectual property of their companies, and therefore they cannot be published in detail. In order to solve this problem, international organizations like EPRI, WECC and IEC are nowadays developing generics models of renewable power plants that can be used in stability studies; this work presents the evolution of this model that is still under development.

Keywords — REGCA, REGCB, REGCC, Renewable generator typical model

I. INTRODUCCIÓN

Actualmente, la mayoría de los modelos de secuencia positiva para estudios de estabilidad de red modelan la interfaz del convertidor como una fuente de corriente. Esto ocurre a pesar de que, en realidad, un convertidor utilizado en una fuente de energía renovable es en realidad un convertidor de fuente de tensión, donde la tensión de cc se convierte en ca [1]. Sin embargo, en un sistema de potencia a gran escala conectado a una planta de energía renovable, la salida de corriente del convertidor de fuente de tensión se controla estrictamente para seguir el ángulo de la red y, por lo tanto, el sistema de energía a gran escala percibe estas fuentes como fuentes de corriente [2].

Los modelos genéricos de secuencia positiva para simular fuentes basadas en convertidores tienen limitaciones para caracterizar con precisión su dinámica en redes débiles con corrientes bajas de cortocircuito [3]. Las limitaciones surgen

principalmente debido a dos situaciones; la naturaleza del mecanismo de las simulaciones de secuencia positiva, y la filosofía misma de modelado genérico [1].

Cuando una fuente de generación renovable basada en un convertidor es conectada a un nodo con baja capacidad de cortocircuito (alta impedancia percibida), un modelo de fuente de corriente pura en un programa de simulación en el tiempo de secuencia positiva puede experimentar inestabilidad numérica, ya que un pequeño cambio en la corriente inyectada puede tener un gran impacto en la variación de la magnitud de la tensión. Por lo tanto, entre los pasos de tiempo subsiguientes de integración, es posible que la solución de red no converja, ya que las inyecciones de corriente (y, por lo tanto, las magnitudes de la tensión) podrían oscilar entre dos valores [4]. Este comportamiento es más evidente a medida que aumenta el porcentaje de fuentes de corriente en la red, ya que una fuente de corriente depende de otros elementos de la red para mantener la tensión.

A lo largo de los años, el WECC (por “Western Electric Coordinating Council” en inglés) ha hecho un esfuerzo significativo por resolver estas cuestiones, ya que, en una simulación de estabilidad en el dominio del tiempo, la no convergencia de la red puede ser un indicativo de inestabilidad de tensión. Es por ello que, es importante que, en escenarios como estos, la no convergencia de la red no sea consecuencia de un modelado incorrecto. En este trabajo se hace una revisión de los modelos existentes para representar el **generador/convertidor** de fuentes basadas en inversores.

II. MODELO REGC_A

Se trata del primer modelo propuesto por el WECC, el cual tiene un modelo de interfaz del convertidor con la red eléctrica (figura 1). Dado que los inversores convencionales cuentan con bucles internos de control de corriente que controlan estrictamente la corriente, y mantienen la corriente inyectada por el inversor regulada con precisión, se asumió que los bucles de control de corriente internos y el PLL (bucle de enganche de fase o “phase locked loop” por sus siglas en inglés) pueden ignorarse (ya que su dinámica es mucho más rápida) y que la

inyección de corriente puede modelarse como una fuente de corriente ideal.

Estas suposiciones son válidas siempre que la **fortaleza del sistema** en el nodo donde se conecta el dispositivo sea bastante alta (generalmente una relación de cortocircuito superior a 3:5, aunque puede depender de la ubicación del sistema).

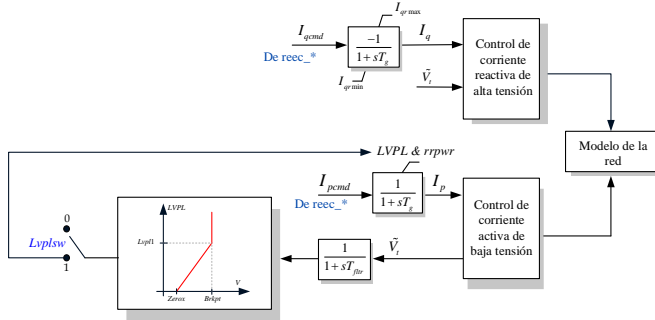


Figura 1.-Diagrama de bloques del modelo REGC_A.

III. MODELO REGC_B

El modelo se muestra en la figura 2. Está basado en el modelo desarrollado en [1]. Es un modelo de interfaz del convertidor con la red eléctrica que, básicamente es una fuente controlada de tensión (equivalente de Thévenin). Los parámetros R_e y X_e representan la impedancia de acoplamiento del convertidor. La inclusión de esta impedancia, además de las constantes de tiempo T_e , hace que los componentes de los ejes d y q de la fuente de voltaje sean variables de estado, lo que mejora la robustez numérica del modelo en comparación al modelo REGC_A. Si $R_e = T_e = 0$ y $X_e \rightarrow \infty$, básicamente el modelo es igual a REGC_A.

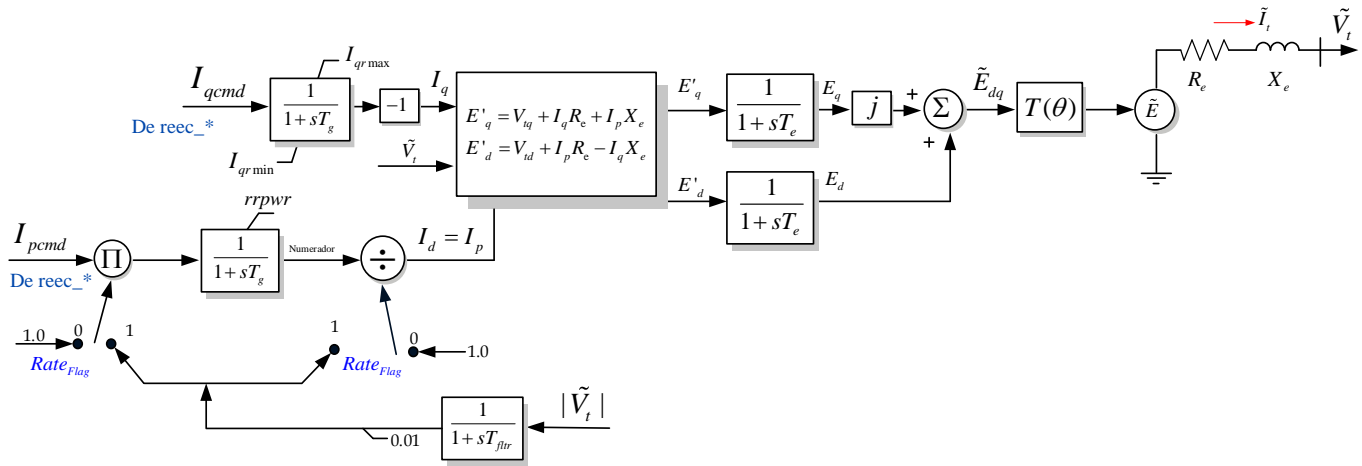


Figura 2.-Diagrama de bloques del modelo REGC_B.

IV. MODELO REGC_C

Este modelo está basado en el trabajo desarrollado en [2] y presenta algunas diferencias respecto al modelo REGC_B. La inclusión explícita, por medio de **controladores genéricos** del tipo proporcional integral, para representar tanto la dinámica del **bucle de control de corriente interna** y la dinámica del **PLL** (región sombreada en la figura 3) permiten una observabilidad más completa de posibles comportamientos oscilatorios. En las figuras 2 y 3, **T** representa la transformación entre los marcos de referencia de la red y el marco de referencia de los controles. El ángulo θ representa la posición del voltaje terminal en coordenadas síncronas de la red. La inclusión de las dinámicas mencionadas permite acortar la brecha entre una simulación en dominio fasorial y una simulación **EMT**.

El parámetro $rrpwr$ (tasa de rampa de recuperación **después de una falla**) puede utilizarse para emular la tasa de

aumento de la **potencia activa** de salida **tras una perturbación de la red**. La acción de la bandera $Rate_{Flag}$ permite hacer que el efecto de dicho límite sea un límite de velocidad en la corriente activa ($Rate_{Flag} = 0$) o límite en la velocidad de la potencia activa ($Rate_{Flag} = 1$). Esta lógica aplica para los modelos REGC_B y REGC_C.

El límite inferior en el bloque de retraso de medición de voltaje (0.01) se implementa para evitar una división por cero. Los límites I_{qrmax} e I_{qrmin} emulan la velocidad de aumento de la **potencia reactiva** tras una falla, sin embargo, solo uno de estos límites está activo durante la simulación. Cuando $Q_{G_0} > 0$ el límite ascendente está activo. Cuando $Q_{G_0} < 0$ el límite descendente está activo. Esta lógica aplica para los tres modelos. Por último, es importante mencionar que los modelos REGC_B y REGC_C deben coordinarse con el modelo del control REEC_* para garantizar que la corriente en las

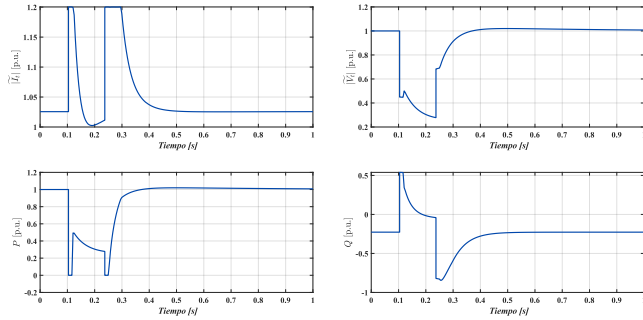


Figura 6.-Resultados de la simulación con el modelo REGC_B.

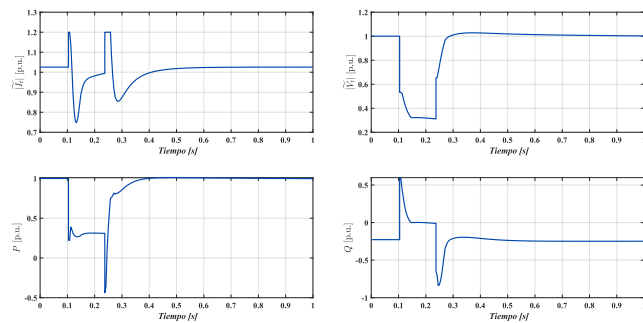


Figura 7.-Resultados de la simulación con el modelo REGC_C.

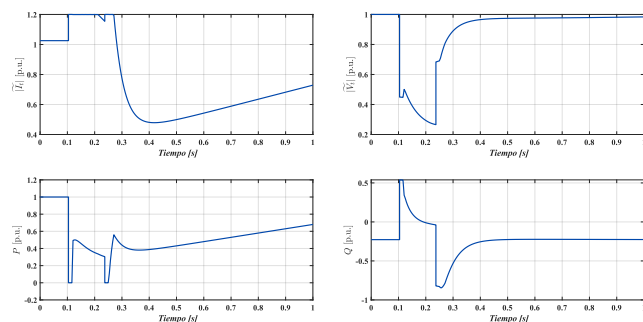


Figura 8.-Resultados de la simulación con el modelo REGC_C.

VI. ANALISIS DE RESULTADOS

Comparando la figura 5 con las figuras 6 y 7 se puede observar que el modelo REGC_A no captura de manera adecuada la dinámica de la planta durante y después de la falla. También puede observarse la similitud de la dinámica entre los modelos REGC_B y REGC_C, además de que los resultados muestran como la corriente de corto circuito no sobrepasa el valor de la corriente nominal (1.2 p.u. en este caso). sin embargo, la inclusión de la dinámica del PLL en el modelo REGC_C muestra la caída drástica que puede tener alguna de las variables (en este caso la potencia activa). La figura 8 muestra que en el modelo REGC_B, el ángulo θ tiende a regresar a su valor inicial, mientras que en el modelo REGC_C no. Esto se debe a que el modelo REGC_B considera el caso de un PLL ideal. Por último, la figura 9 muestra que la opción de regulación cambia la dinámica de las variables de potencia activa y corriente en terminales (justamente las variables

asociadas al modo de regulación de tasa de cambio). En este caso la potencia activa no vuelve a su valor de referencia.

VII. CONCLUSIONES

El nivel de detalle del modelado en los estudios de estabilidad de sistemas de potencia con generación renovable depende de factores como lo son la robustez del sistema y la penetración de energías renovables. El desarrollo de los modelos genéricos se ha enfocado en tener en cuenta estos aspectos y así poder capturar de mejor manera la dinámica de las plantas basadas en inversores. Es importante conocer las limitaciones de los modelos implementados para una mejor la confiabilidad de los estudios y resultados.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su profundo agradecimiento al Instituto Politécnico Nacional (IPN) por brindar la formación académica y los recursos necesarios para la realización del presente trabajo en el proyecto SIP 20242132. Los autores agradecen también el apoyo económico por parte del SECIHTI al primer autor para realizar sus estudios de maestría.

DECLARACIÓN ÉTICA

El presente trabajo no involucró experimentación con seres vivos, ya sean humanos o animales, por lo cual, no fue necesario acudir a un comité de bioética o tener el consentimiento informado de algún participante. La investigación se llevó a cabo siguiendo los principios de integridad científica y rigor metodológico, asegurando el cumplimiento de las normativas aplicables en el ámbito de estudio.

REFERENCIAS

- [1] **Ramasubramanian, D., Yu, Z., Ayyanar, R., Vittal, V. & Undrill, J.** (2017) 'Converter model for representing converter interfaced generation in large-scale grid simulations', *IEEE Transactions on Power Systems*, **32**(1), pp. 765–773.
- [2] **Ramasubramanian, D., Wang, W., Pourbeik, P., Farantatos, E., Gaikwad, A., Soni, S. & Chadliev, V.** (2020) 'Positive sequence voltage source converter mathematical model for use in low short circuit systems', *IET Generation, Transmission & Distribution*, **14**(1), pp. 87–97. Wiley Online Library.
- [3] **Electric Power Research Institute (EPRI).** (2023) *Model user guide for generic renewable energy system models*. Palo Alto, CA. Disponible en: <https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002027129/0/Product>.
- [4] **Milano, F.** (2010) *Power system modelling and scripting*. Springer Science & Business Media.
- [5] **Electric Power Research Institute (EPRI).** (2020) *Test protocol for benchmarking of REGC_B+REEC_D model across software platforms*. Agosto 17. Disponible en: https://www.wecc.org/sites/default/files/documents/meeting/2024/Test_protocol_REGC_B_REEC_D_EPRI_final.pdf