

## Python-based Tool for Inertial Power Flow Studies

### Módulo de Software en Lenguaje Python para Estudios de Flujo de Potencia Inercial

 C.M. Mancero<sup>1</sup>

 N.V. Granda<sup>2</sup>

<sup>1</sup>CELEC EP – UN Hidrotoapi, Santo Domingo de los Tsáchilas, Ecuador  
E-mail: christian.mancero@celec.goc.ec

<sup>2</sup>Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador  
E-mail: nelson.granda@epn.edu.ec

#### Abstract

In this work, the mathematical formulation of the "Inertial Power Flow" is presented, which allows finding a new equilibrium point in a power system that is subjected to a disturbance, starting from a given initial condition. The solution method is based on the modification of the Newton-Raphson algorithm for the solution of the power flow problem, incorporating the equations that characterize the action of the generator control systems (speed governor and voltage regulator), and the voltage and frequency dependent load modeling equations. In this way, the frequency deviation of the system, the redistribution of power flows in the network (Distributed Slack), as well as the changes in nodal voltages can be calculated. The software tool is developed in Python language and applied to the IEEE New England system. The results using the software tool are compared with those obtained from the DIgSILENT Power Factory program, where the relative errors are calculated in order to validate the developed tool.

**Index terms**— Inertial Power Flow, Newton – Raphson Method, Speed Governor, Automatic Voltage Regulator, Load Modelling.

#### Resumen

En este trabajo se presenta la formulación matemática del denominado "Flujo de Potencia Inercial", que permite encontrar un nuevo punto de equilibrio en un sistema de potencia que es sometido a una perturbación, a partir de una condición inicial dada. El método de solución se basa en la modificación del algoritmo de Newton – Raphson para la solución de flujos de potencia, incorporando las ecuaciones que caracterizan la acción de los sistemas de control de los generadores (governador de velocidad y regulador de voltaje), y las ecuaciones de modelación de la carga dependiente del voltaje y frecuencia. De esta manera se puedan calcular la desviación de frecuencia del sistema, la redistribución de los flujos de potencia en la red (Slack Distribuida), así como, los cambios en los voltajes nodales. La herramienta de software es desarrollada en lenguaje Python y aplicada al sistema IEEE New England de 39 barras y 10 generadores. Los resultados obtenidos son comparados con los obtenidos del programa Power Factory de DIgSILENT, calculando los errores relativos que permiten la validación de la herramienta desarrollada.

**Palabras clave**— Flujo de Potencia Inercial, Método Newton – Raphson, Regulador de Velocidad, Regulador Automático de Voltaje, Modelación de la Carga.

Recibido: 06-11-2022, Aprobado tras revisión: 13-01-2023

Forma sugerida de citación: Mancero, C.; Granda, N. (2023). "Módulo de Software en Lenguaje Python para Estudios de Flujos de Potencia Inercial", Revista Técnica "energía". No. 19, Issue II, Pp. 1-9

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



## 1. INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (*SEP*) están formados por una gran variedad de elementos interconectados, desde fuentes de energías renovables no convencionales hasta redes inteligentes, y se caracterizan por tener una alta complejidad, lo que ha llevado al desarrollo de metodologías computacionales en ordenadores de gran capacidad y velocidad para analizar el comportamiento de estos sistemas. Para operar el SEP bajo condiciones de confiabilidad y seguridad adecuadas es imprescindible realizar análisis de estabilidad y de seguridad que determinen vulnerabilidades en el sistema; los principales tipos de análisis son de estabilidad dinámica y de estabilidad estática, siendo este último tipo el objeto de estudio del presente trabajo.

El estudio de estabilidad estática determina las condiciones del sistema en estado estacionario después de una perturbación, buscando un nuevo punto de equilibrio que será una aproximación al punto de estado estable obtenido de un análisis dinámico, para luego verificar que los valores nominales de los equipos o restricciones de voltaje o cualquier otra magnitud no hayan sido violados [1]. Un estudio estático parte de la suposición de que el sistema permanece estable después de la respuesta transitoria, utilizando modelos matemáticos que emulen el efecto de los sistemas de control de los diferentes elementos del SEP, principalmente, regulador de velocidad y regulador automático de voltaje (*AVR*) [2]. La herramienta fundamental para el análisis de estabilidad estática es el estudio de flujos de potencia.

Los estudios tradicionales de flujos de potencia determinan el punto de equilibrio estable del SEP posterior una perturbación y es un problema que se ha estudiado desde mediados de los años 50 [3], y se sigue estudiando actualmente [4], [5], [6]. Generalmente, los estudios convencionales de flujos de potencia han sido resueltos asumiendo que [7]:

- La frecuencia del sistema permanece constante.
- El balance generación – carga es regulado por un generador ideal, llamado Slack.
- Se consideran nodos PV de generación que suponen un AVR con una ganancia de regulación muy grande, tal que estando dentro de los límites de potencia reactiva es capaz de mantener constante el voltaje en terminales [8].
- La dependencia de la carga con el voltaje y frecuencia del sistema es despreciada.
- No se considera la acción del control primario del sistema.

Debido a tales consideraciones, un estudio convencional de flujos de potencia es adecuado para el análisis de una condición operativa en que la variación de la frecuencia y el voltaje permanece dentro de rangos limitados; sin embargo, cuando existe una variación importante en el balance generación – carga resulta poco

aplicable. Se ha propuesto varias formulaciones alternativas como: el flujo de potencia dinámico [9], [10], [11], y el Flujo de Potencia Inercial (*FPI*) [7], [5], [12], este último consiste en la modificación de las ecuaciones de balance de potencia, así como del método iterativo de Newton Raphson (modificación al cálculo de la matriz Jacobiana), mediante la inclusión de las ecuaciones estáticas simplificadas que representan la acción de control de los reguladores automáticos de voltaje y de velocidad de los generadores; así como, la inclusión de las expresiones algebraicas que representan la dependencia de la carga con la frecuencia y el voltaje. Esta formulación elimina el concepto de la barra Slack, empleando lo que se conoce como “Slack distribuido”.

En el presente trabajo se presenta la implementación de un algoritmo de flujos de potencia inercial que permite determinar la frecuencia del sistema, el voltaje en las barras y los flujos de potencia por elementos de la red luego de una pérdida repentina de generación, carga y/o salida de líneas de transmisión, considerando la acción de los sistemas de control de los generadores y la dependencia de la carga con la frecuencia y el voltaje. El algoritmo es implementado en lenguaje Python, para ser usado a nivel académico y de investigación. En la Sección 2 se presenta la modelación matemática de los elementos del SEP, para en la Sección 3 presentar la formulación matemática del algoritmo de flujos de potencia inercial. La aplicación y resultados de la herramienta desarrollada se presentan en la Sección 4, y finalmente, en la Sección 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

## 2. MODELACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SEP

Para el cálculo de flujos de potencia es necesario definir los modelos matemáticos de los elementos que componen el SEP, de forma que representen fielmente su comportamiento ante diferentes condiciones operativas.

### 2.1. Modelo Estático de los Sistemas de Control del Generador

Todo generador sincrónico está equipado, principalmente, por dos mecanismos de control: el regulador automático de voltaje (*AVR*) y el regulador de velocidad (*Gobernador*) [13].

El regulador de velocidad se encarga de realizar la Regulación Primaria de Frecuencia (*RPF*) en forma automática, modificando la potencia de generación de las unidades en operación. El error de la frecuencia del sistema, en estado estable, depende del efecto combinado del estatismo permanente de los reguladores de velocidad y la sensibilidad de la carga frente a variaciones de frecuencia [14]. Al analizar el comportamiento cuasi estacionario del regulador de velocidad y, suponiendo que la potencia generada se ajusta constantemente a través de pequeños cambios en el valor de referencia, éste

puede representarse mediante una sucesión de estados estables, la variación de la potencia generada en el nodo  $i$ , ante un cambio de potencia de demanda y en función de la variación de frecuencia viene dada por:

$$P_{Gi} = P_{Gset i} - \frac{P_{nom i}}{R} \Delta f \quad (1)$$

Donde:  $P_{Gi}$  es la potencia total de generación del generador conectado al nodo  $i$ ;  $P_{Gset i}$  es la potencia de generación de la máquina predisturbio;  $R$  es el estatismo permanente del generador, y  $\Delta f$  la variación de la frecuencia en estado estable ante cambios en la demanda o perturbaciones del sistema.

Con respecto al AVR, en el mercado existen diversos diagramas de bloques muy complejos y con un gran número de funciones de transferencia, mismos que son aptos para estudios de estabilidad dinámica. Sin embargo, para el presente trabajo se requiere de un modelo estático del AVR, y se propone utilizar la denominada reactancia equivalente  $X_{mq}$ , que matemáticamente se define como la derivada parcial entre el voltaje en los terminales y la corriente  $I_Q$  del generador [15]:

$$X_{mq} = \frac{\partial V}{\partial I_Q} = \frac{X_d \cos \delta}{K_A + \cos \delta} + \frac{(X_d - X_q) I_q}{E_q} \frac{X_d K_A \cos \delta}{(K_A + \cos \delta)^2} \quad (2)$$

Donde:  $X_d$  y  $X_q$  son las reactancias sincrónicas de eje directo y de cuadratura,  $E_q$  es el voltaje sobre el eje de cuadratura;  $K_A$  es la ganancia de lazo abierto del AVR;  $I_Q$  es la corriente de eje directo y  $\delta$  es el ángulo de carga de la máquina. Esta reactancia, como se observa en la Fig. 1, se puede interpretar físicamente como la pendiente que existe entre el voltaje de la máquina frente a los fasores de corrientes activa y reactiva, cuyo efecto repercute directamente sobre la generación de potencia reactiva, lo cual permite introducir la sensibilidad entre la potencia reactiva generada y el voltaje en terminales, quedando la generación de potencia reactiva expresada como [15]:

$$Q_{Gi} = Q_{Gset i} + \frac{V_i (V_{0i} - V_i)}{X_{mq i}} \quad (3)$$

Donde:  $Q_{Gi}$  es la potencia de generación reactiva total inyectada al nodo  $i$ ;  $Q_{Gset i}$  es la potencia de generación reactiva predisturbio;  $V_{0i}$  es el voltaje predisturbio en el nodo  $i$  y  $V_i$  es la magnitud de voltaje del nodo  $i$ . En la Fig. 1 se presenta el modelo usado en el FPI luego de una contingencia, donde las barras PV se cambian a barras PQ con la potencia activa y reactiva generada considerando el efecto del regulador de velocidad (estatismo), y se incluye una nueva barra ficticia PV, con el voltaje especificado igual al voltaje especificado inicial del generador, esta barra PV se conecta a través de la reactancia  $X_{mq}$ .

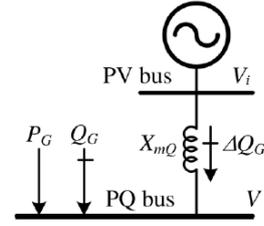


Figura 1: Modelo estático del AVR incorporado a un generador conectado a la red

Finalmente, se obtiene un modelo alternativo de la máquina sincrónica en el cual la potencia activa generada es función de la desviación de la frecuencia del sistema y el estatismo, y la potencia reactiva generada es función del voltaje en terminales y de la reactancia equivalente  $X_{mq}$ , como se muestra en la Fig. 2.

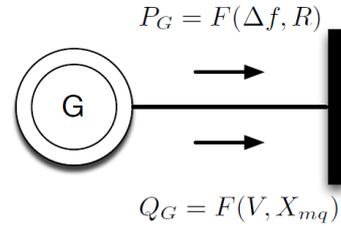


Figura 2: Modelo del generador sincrónico con controles primarios

## 2.2. Modelación de la Carga

En el presente trabajo se modela la carga a partir de la sumatoria entre el modelo ZIP y dos modelos exponenciales dependientes de la frecuencia; la finalidad es contar con un modelo flexible y a la vez susceptible a cambios de potencia debido a variaciones en el perfil del voltaje o variaciones de frecuencia del sistema; este modelo permite que se puedan tener varios tipos o características de carga conectadas a una misma barra. De esta manera, la potencia activa de la carga está dada por [16]:

$$\frac{P_C}{P_{C0}} = K_{pz} \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + K_{pi} \left( \frac{V}{V_0} \right) + K_{pc} + K_{p1} \left( \frac{V}{V_0} \right)^{pv1} (1 + n_{pf1} \Delta f) + K_{p2} \left( \frac{V}{V_0} \right)^{pv2} (1 + n_{pf2} \Delta f) \quad (4)$$

Sujeto a:

$$K_{pz} = 1 - (K_{pi} + K_{pc} + K_{p1} + K_{p2}) \quad (5)$$

Y la potencia reactiva de la carga se calcula como:

$$\begin{aligned} \frac{Q_c}{Q_{c0}} = & K_{qz} \left(\frac{V}{V_0}\right)^2 + K_{qi} \left(\frac{V}{V_0}\right) + K_{qc} \\ & + K_{q1} \left(\frac{V}{V_0}\right)^{qv1} (1 + n_{qf1} \Delta f) \\ & + K_{q2} \left(\frac{V}{V_0}\right)^{qv2} (1 + n_{qf2} \Delta f) \end{aligned} \quad (6)$$

Sujeto a:

$$K_{qz} = 1 - (K_{qi} + K_{qc} + K_{q1} + K_{q2}) \quad (7)$$

Donde:  $K_{pz}$  y  $K_{qz}$  son porcentajes de potencia activa y reactiva de impedancia constante;  $K_{pi}$  y  $K_{qi}$  son porcentajes de potencia activa y reactiva de corriente constante;  $K_{pc}$  y  $K_{qc}$  son porcentajes de potencia activa y reactiva de potencia constante;  $K_{p1}$ ,  $K_{p2}$ ,  $K_{q1}$  y  $K_{q2}$  son porcentajes de carga activa y reactiva con característica exponencial dependiente del voltaje;  $pv1$ ,  $pv2$ ,  $qv1$  y  $qv2$  son sensibilidades de la carga activa y reactiva con respecto a cambios de voltaje del modelo exponencial; y  $n_{pf1}$ ,  $n_{pf2}$ ,  $n_{qf1}$  y  $n_{qf2}$  son parámetros de sensibilidad de la carga activa y reactiva por cambios en la frecuencia.

### 3. FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL FLUJO DE POTENCIA INERCIAL

Considere que el SEP está representado por las siguientes ecuaciones de balance de potencia [4]:

$$\Delta P_i = P_{Gi} - P_{Ci} - P_i^{cal} = 0 \quad (8)$$

$$\Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Ci} - Q_i^{cal} = 0 \quad (9)$$

Para  $i = 1, 2, \dots, n$  barras; donde:  $\Delta P_i$ ,  $\Delta Q_i$  son el desbalance de potencia activa y reactiva del sistema el nodo  $i$ ;  $P_{Gi}$ ,  $Q_{Gi}$  son las potencias activa y reactiva generadas en el nodo  $i$  (ecuaciones 1 y 3);  $P_{Ci}$ ,  $Q_{Ci}$  son las potencias activa y reactiva consumidas por la carga en el nodo  $i$  (ecuaciones 4 y 6);  $P_i^{cal}$ ,  $Q_i^{cal}$  son las potencias activa y reactiva inyectadas al nodo  $i$ . Cabe indicar que las nuevas ecuaciones de balance de potencia son funciones dependientes del voltaje nodal  $V_i$ , del ángulo nodal  $\theta_i$  y de la desviación de frecuencia del sistema  $\Delta f$ :

$$\Delta P = f_1(V, \theta, \Delta f) \quad (10)$$

$$\Delta Q = f_2(V, \theta, \Delta f) \quad (11)$$

Aplicando el método de Newton – Raphson, su formulación matricial se expresa como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial \Delta f} & v \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial \Delta f} & v \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta(\Delta f) \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & F & N \\ K & G & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta(\Delta f) \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad (13)$$

Los términos de  $\Delta P$  y  $\Delta Q$ , son calculados mediante las ecuaciones 8 y 9 respectivamente, para todas las barras del sistema. Las submatrices jacobianas  $H$  y  $K$ , de orden  $(n, n - 1)$  se construyen para todas las barras, descartando la columna de la referencia angular. Por otro lado, las submatrices  $N$  y  $L$  están construidas para todas las barras  $n$  del sistema. Las expresiones empleadas para el cálculo de los elementos de las submatrices  $H$  y  $K$ , así como, para los elementos fuera de la diagonal de las submatrices  $N$  y  $L$ , son iguales a las empleadas en el cálculo de flujos de potencia convencional [5]. Sin embargo, para modelar el efecto del AVR en las barras con generador se debe añadir el siguiente término al elemento diagonal de la submatriz  $L$  correspondiente al terminal del generador  $i$  [4]:

$$V_i \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_i} = V_i \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_i} - \frac{V_i(V_{0i} - 2V_i)}{X_{mqi}} \quad (14)$$

Las submatrices  $F$  y  $G$  de la matriz jacobiana son vectores columna de orden  $n$ , correspondientes a las derivadas parciales de las ecuaciones de balance de potencia 8 y 9 con respecto a la variación de frecuencia. En esta formulación específica, la mayoría de los elementos de estas submatrices son cero cuando no existe una fuente de generación; sin embargo, tomando en cuenta las expresiones de la modelación de la carga, cada elemento de  $F$  y  $G$  se calcula mediante las siguientes expresiones, para  $i = 1, 2, \dots, n$ :

$$\frac{\partial \Delta P_i}{\partial \Delta f} = F_i = \frac{P_{nomi}}{R_i} - \frac{\partial \Delta P_{Coi}}{\partial \Delta f} \quad (15)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \Delta f} = G_i = - \frac{\partial \Delta Q_{Coi}}{\partial \Delta f} \quad (16)$$

Finalmente, el sistema de ecuaciones algebraicas linealizadas, considerando un sistema de " $n$ " barras, en el cual la barra Slack del método convencional (barra " $n$ ") se toma únicamente como referencia angular, queda expresado en forma matricial tal como se muestra en la ecuación (17) [5]:

Las magnitudes de tensión en por unidad  $V_i$ , los ángulos  $\theta_i$ , y la desviación de la frecuencia del sistema  $\Delta f$  se corrigen iterativamente de acuerdo con la ecuación 18, para cada iteración  $k$ , hasta alcanzar una tolerancia específica, obteniendo como resultado el nuevo punto de equilibrio postdisturbio.

$$\begin{bmatrix} \theta \\ \Delta f \\ V \end{bmatrix}^{(k+1)} = \begin{bmatrix} \theta \\ \Delta f \\ V \end{bmatrix}^{(k)} + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta(\Delta f) \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(k)} \quad (18)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1} \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & \cdots & H_{1(n-1)} & F_1 & N_{11} & \cdots & N_{1(n-1)} & N_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ H_{(n-1)1} & \cdots & H_{(n-1)(n-1)} & F_{(n-1)} & N_{(n-1)1} & \cdots & N_{(n-1)(n-1)} & N_{(n-1)n} \\ H_{n1} & \cdots & H_{n(n-1)} & F_n & N_{n1} & \cdots & N_{n(n-1)} & N_{nn} \\ K_{11} & \cdots & K_{1(n-1)} & G_1 & L_{11} & \cdots & L_{1(n-1)} & L_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ K_{(n-1)1} & \cdots & K_{(n-1)(n-1)} & G_{(n-1)} & L_{(n-1)1} & \cdots & L_{(n-1)(n-1)} & L_{(n-1)n} \\ K_{n1} & \cdots & K_{n(n-1)} & G_n & L_{n1} & \cdots & L_{n(n-1)} & L_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_{(n-1)} \\ \Delta(\Delta f) \\ \Delta V_1/V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_{n-1}/V_{n-1} \\ \Delta V_n/V_n \end{bmatrix} \quad (17)$$

Una vez determinadas las variables de estado del sistema, se pueden calcular las pérdidas de potencia en la red, así como los flujos de potencia a través de los elementos del sistema.

#### 4. APLICACIÓN Y RESULTADOS

La formulación matemática presentada ha sido implementada en un módulo computacional, desarrollado en lenguaje Python, en el Anexo I se presenta el diagrama de flujo de su funcionamiento. Posteriormente, dicho módulo es aplicado al sistema de prueba IEEE New England de 39 barras y 10 generadores, en donde, partiendo de una condición inicial obtenida mediante un flujo de potencia convencional, se aplica una contingencia de salida de generación o de carga, y se determina el nuevo punto de equilibrio poscontingencia, mediante el FPI.

##### 4.1. Caso de Estudio: Salida de Generación

La contingencia consiste en la “salida intempestiva del generador 1, conectado a la barra 30”. En las Tablas I y II se observan la condición inicial del sistema y los resultados del punto de equilibrio posdisturbio, obtenidos mediante el FPI y simulación en el dominio del tiempo usando Power Factory de DIGSILENT, con un tiempo total de simulación de 20 segundos, en que se alcanza el nuevo punto de equilibrio estable.

Tabla 1: Potencia Activa Generada en Condición Inicial y Nuevo Punto de Equilibrio – Salida de Generación

Elemento	Condición inicial [MW]	FPI [MW]	Power Factory [MW]	Error Relativo [%]
Gen 1	250	0	0	0.000
Gen 2	520.81	548.18	548.34	0.028
Gen 3	650	677.37	677.44	0.010
Gen 4	632	659.37	659.49	0.018
Gen 5	508	535.37	535.43	0.010
Gen 6	650	677.37	677.46	0.013
Gen 7	560	587.37	587.55	0.030
Gen 8	540	567.37	567.56	0.032
Gen 9	830	859.97	864.53	0.528
Gen 10	1000	1000	1000.67	0.067
Total	6140.81	6112.37	6118.46	

Respecto de la potencia activa generada, los resultados muestran que todos los generadores contribuyen a solventar el déficit de generación, según el modelo de barra Slack Distribuida, lo que se asemeja a la respuesta real del SEP. Se aprecia también que la modelación estática del regulador de velocidad permite alcanzar una potencia activa de generación similar a la obtenida mediante la simulación en el dominio del tiempo, presentando errores menores al 1%.

Tabla 2: Potencia Reactiva Generada en Condición Inicial y Nuevo Punto de Equilibrio – Salida de Generación

Elemento	Condición inicial [MVAR]	FPI [MVAR]	Power Factory [MVAR]	Error Relativo [%]
Gen 1	146.16	0.00	0.00	0.000
Gen 2	198.25	230.54	230.31	-0.102
Gen 3	205.14	238.91	238.84	-0.031
Gen 4	109.91	133.09	133.48	0.296
Gen 5	165.76	177.99	178.22	0.125
Gen 6	212.41	240.47	240.82	0.144
Gen 7	101.17	119.43	119.95	0.428
Gen 8	0.44	64.97	64.61	-0.566
Gen 9	22.84	50.24	51.08	1.636
Gen 10	88.28	96.72	99.60	2.886
Total	1250.37	1352.39	1356.90	

Respecto a la potencia reactiva generada, la modelación estática del AVR permite obtener una respuesta similar a la obtenida mediante simulación en el dominio del tiempo, provocando que cada generador aporte los reactivos necesarios para tratar de mantener el perfil de voltaje. Los errores de potencia reactiva generada, en su mayoría, se mantienen por debajo del 1% a excepción de los generadores 9 y 10 (barras 38 y 39) donde el error es menor al 3%. Se debe mencionar que las diferencias entre potencias reactivas de generación obtenidas mediante la herramienta desarrollada y Power Factory son menores a 3 MVAR y representan un mínimo porcentaje respecto de la potencia reactiva total del sistema (1357 MVAR).

Los errores están relacionados con la modelación de la dependencia de la carga con el voltaje y la frecuencia, principalmente. Power Factory implementa un modelo



ZIP, y por ende, existirán diferencias respecto de la propuesta de modelación de la carga del presente trabajo. Otras fuentes de error es la modelación de los límites de generación de potencia reactiva, el FPI implementa límites fijos mientras que Power Factory modela las curvas de capacidad de los generadores y los límites definidos por limitadores de sub y sobre excitación.

Adicionalmente, se presenta una comparación entre la magnitud del voltaje y la frecuencia de la barra 30, así como la potencia activa de generación de la barra 31, obtenidas mediante el FPI y simulación en el dominio del tiempo. Los resultados se muestran en las Figs 3, 4 y 5.

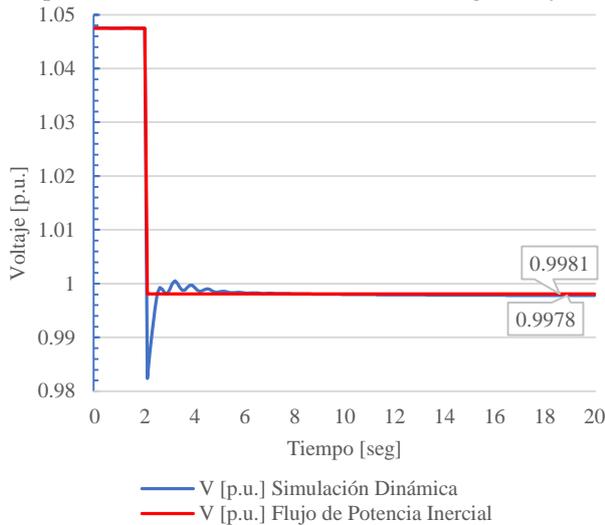


Figura 3: Voltaje de barra 30 - Salida de Generación

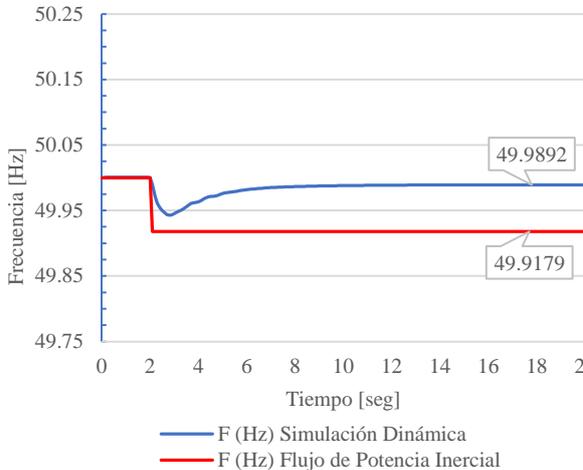


Figura 4: Frecuencia de barra 30 - Salida de Generación.

En las Figs. 3 y 4 se aprecia como ambos métodos encuentran un nuevo punto de equilibrio estable en voltaje y frecuencia con una diferencia mínima. Cuando se considera la frecuencia, el error relativo es de 0.143%, mientras que cuando se considera el voltaje, el error relativo 0.03%. En este caso de estudio, el punto de equilibrio alcanzado con el FPI es prácticamente igual al obtenido mediante simulación en el dominio del tiempo.

Finalmente, en la Fig. 5 se aprecia como la modelación del regulador de velocidad en el FPI permite

alcanzar un nivel de generación muy cercano al obtenido con simulación en el dominio del tiempo.

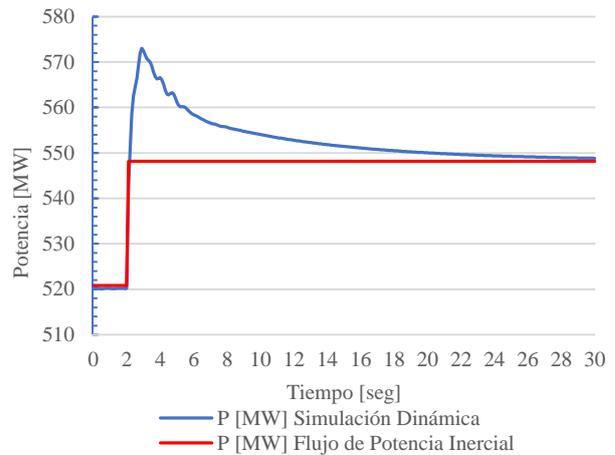


Figura 5: Potencia activa generada en barra 31 - Salida de Generación

#### 4.2. Caso de Estudio: Pérdida de Carga

En este caso la contingencia consiste en la “salida intempestiva de la carga conectada a la barra 26”. Los resultados se presentan en las Tablas III y IV donde se han hecho similares consideraciones que el caso de estudio anterior. Todos los generadores aportan con potencia activa y reactiva para contener las variaciones de frecuencia y voltaje producto de la contingencia.

Tabla 3: Potencia Activa Generada en Condición Inicial y Nuevo Punto de Equilibrio – Pérdida de Carga

Elemento	Condición inicial [MW]	FPI [MW]	Power Factory [MW]	Error Relativo [%]
Gen 1	250	239.21	241.33	0.879
Gen 2	520.81	505.53	504.46	-0.212
Gen 3	650	634.71	633.66	-0.167
Gen 4	632	616.71	615.65	-0.173
Gen 5	508	492.71	500.80	1.614
Gen 6	650	634.71	633.65	-0.168
Gen 7	560	544.71	543.64	-0.198
Gen 8	540	524.71	523.64	-0.206
Gen 9	830	813.26	809.41	-0.477
Gen 10	1000	1000.00	999.58	-0.042
Total	6140.81	6006.29	6005.81	

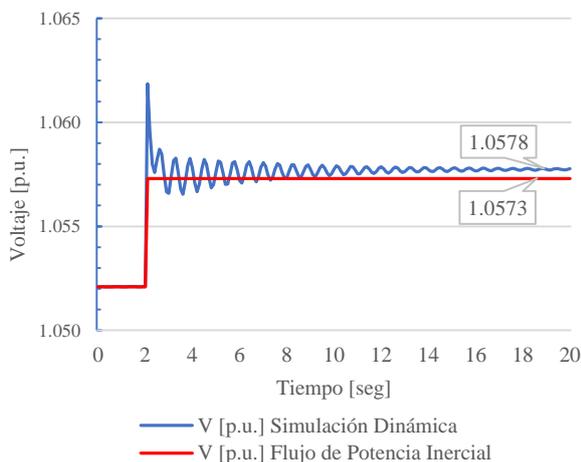
Al igual que en el caso anterior, se observa que la modelación propuesta de los sistemas de control (regulador de velocidad y AVR) permite alcanzar un punto de equilibrio poscontingencia similar al obtenido con simulación en el dominio del tiempo. En el caso de la potencia activa generada, los errores relativos no superan el 1%.

**Tabla 4: Potencia Reactiva Generada en Condición Inicial y Nuevo Punto de Equilibrio – Pérdida de Carga**

Elemento	Condición inicial [MW]	FPI [MVAR]	Power Factory [MVAR]	Error Relativo [%]
Gen 1	146.16	144.84	143.76	-0.752
Gen 2	198.25	193.17	192.77	-0.208
Gen 3	205.14	199.35	198.97	-0.192
Gen 4	109.91	103.71	103.84	0.120
Gen 5	165.76	162.12	162.60	0.293
Gen 6	212.41	204.23	203.89	-0.166
Gen 7	101.17	95.30	94.94	-0.380
Gen 8	0.44	-11.08	-11.32	2.120
Gen 9	22.84	8.55	8.17	-4.656
Gen 10	88.28	88.16	88.27	0.132
Total	1250.37	1188.34	1185.88	

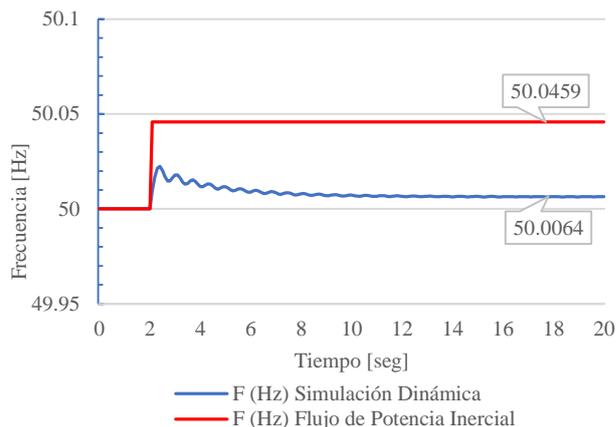
Respecto de la potencia reactiva generada, en la mayoría de los casos, el error relativo se mantiene por debajo del 3%, a excepción de la barra 38 (Gen 9) que llega al 5%. La causa está relacionada con la modelación de la carga y los límites de generación de potencia reactiva de los generadores, como se explicó en el caso de estudio anterior.

En las Figs. 6 y 7 se presenta la comparación de resultados obtenidos mediante el FPI y la simulación en el dominio del tiempo usando Power Factory, tomando como variables de análisis la magnitud del voltaje y la frecuencia en la barra 26.



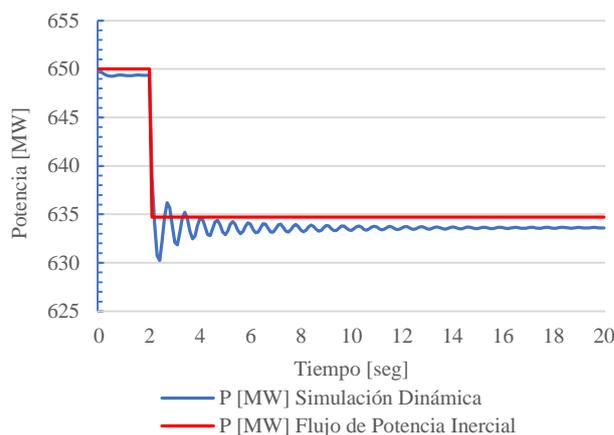
**Figura 6: Voltaje de barra 26 – Pérdida de Carga**

En ambos casos, se alcanza un nuevo punto de equilibrio estable, con una diferencia mínima. El error relativo de la frecuencia es de 0,079%, mientras que cuando se analiza la magnitud del voltaje, el error relativo es de 0.05%.

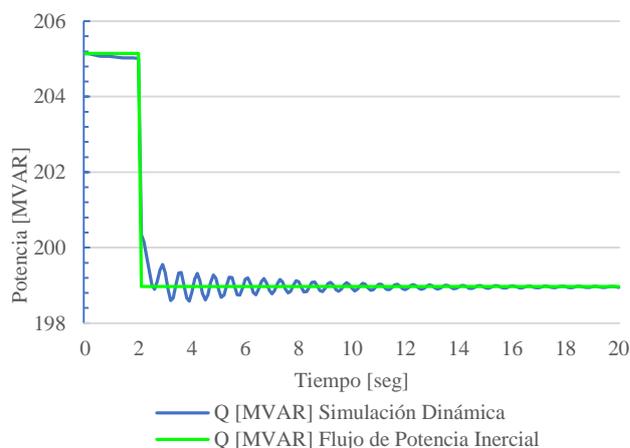


**Figura 7: Frecuencia en barra 26 – Pérdida de Carga.**

En las Figs. 8 y 9 se muestran las potencias activa y reactiva generadas en la barra 32 (Gen 3), donde se puede apreciar que la modelación estática del AVR como del regulador de velocidad, permiten alcanzar un punto de equilibrio estable similar al obtenido por simulación en el dominio del tiempo.



**Figura 8: Potencia activa generada en barra 32 – Pérdida de Carga**



**Figura 9: Potencia reactiva generada en barra 32 - Pérdida de Carga**



El pequeño error relativo en las variables de frecuencia, potencias activa y reactiva generadas, así como la tendencia observada en las figuras presentadas en ambos casos de estudio, muestran que los resultados obtenidos mediante el FPI son similares a los obtenidos mediante simulación en el dominio en el tiempo, con lo que se valida su desempeño.

Cabe mencionar que ambos casos (FPI y simulación en el dominio del tiempo) es necesario determinar la condición inicial predisturbio, mediante un flujo de potencia convencional. El FPI presenta menor tiempo de cálculo del nuevo punto de equilibrio poscontingencia respecto del tiempo de simulación en el dominio del tiempo, con resultados similares. Respecto del flujo de potencia convencional, el FPI permite determinar la frecuencia alcanzada luego de una contingencia que modifique el balance generación – carga y una redistribución de los flujos de potencia más realista, considerando la respuesta real de los generadores debido a sus sistemas de control.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El análisis en estado estable del regulador de velocidad y la consideración de la reactancia equivalente  $X_{mq}$  que emula la acción del AVR del generador, permiten introducir la sensibilidad de potencia activa y reactiva de generación en las ecuaciones de balance de potencia nodal, convirtiéndolas en ecuaciones dependientes de los cambios de voltaje y de frecuencia; esto permite la inclusión de derivadas parciales que modifican la matriz jacobiana para el flujo de potencia inercial.

El módulo de software desarrollado considera parámetros técnicos reales como el estatismo de estado estable del regulador de velocidad y la ganancia de lazo abierto del AVR, que caracterizan a los sistemas de control de los generadores. Para la aplicación de la herramienta desarrollada a SEP reales de gran dimensión, suele ser un reto obtener dicha información.

Con el flujo de potencia inercial se obtienen resultados cercanos a la realidad operativa y permite apreciar las estrechas relaciones que existen entre la potencia activa y la frecuencia, así como entre la potencia reactiva y los voltajes nodales, pudiendo convertirse en una herramienta académica para el análisis de la operación del SEP. En ese sentido, los resultados obtenidos muestran que el flujo de potencia inercial consigue una redistribución de los flujos de potencia, implementado concepto de barra Slack distribuida, que permite que todos los generadores aporten a la regulación de la frecuencia del sistema, según la acción de su regulador de velocidad. Los resultados obtenidos se asemejan a la operación real del SEP.

Finalmente, como trabajos futuros se propone la aplicación de la herramienta desarrollada a SEP reales, como el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, y

su uso en estudios de determinación de reservas de potencia, diseño de esquemas de alivio de carga, así como la inclusión de nuevas tecnologías de generación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T., & Vittal, V., “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 19, n° 2, pp. 1387-1401, 2004.
- [2] Morison, G., Gao, B., Kundur, P., “Voltage stability analysis using static and dynamic approaches”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, n° 3, pp. 1159 - 1171, Agosto 1993.
- [3] Stott, B., “Review of Load-flow Calculations Methods” Proceedings of the IEEE, vol. 62, n° 7, pp. 916 - 929, July 1974.
- [4] Garcia-Domínguez, M., Ruiz-Vega, D. “An alternative synchronous machine model for Quasi-Steady-State simulations”, 40th North American Power Symposium, 2008.
- [5] Ramírez, R., Gutierrez, V., Fuerte, C., “Static simulation of voltage instability considering effects of governor characteristics and voltage and frequency dependence of loads”, 2010 North American Power Symposium (NAPS), Sept. 2010.
- [6] Allison, B.M., Overbye, T.J., Weber, J.D., “Improved Generator Voltage Control in Power Flow Solutions”, 2020 North American Power Symposium (NAPS), 2021, pp. 1-6.
- [7] Okamura, M., Oura, Y., Hayashi, S., Uemura, K., Ishiguro, F., “A New Power Flow Model and Solution Method – Including Load and Generator Characteristics and Effects of System Control Devices –”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 94, n° 3, pp. 042-1050, Mayo, 1975.
- [8] Taylor, C.W., “Power system voltage stability”, EPRI, McGraw-Hill, 1994
- [9] Fountas N.A., Hatziargyriou, N.D., “Fast Simulation of Power System Mid-term Dynamics”, IFAC Proceedings Volumes, vol.28, Issue 10, 1995, pp. 477-482.
- [10] Javanovic, S., Fox, B., “Dynamic Load Flow Including Generator Voltage Variation”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 26, Issue 1, 1994, pp. 5-9.
- [11] Roytelman, I., Shahidehpour, S.M., “A Comprehensive Long Term Dynamic Simulation for Power System Recovery” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, n° 3, pp. 1427 - 1433, August, 1994.

[12] Lotfalian, M., Schlueter, R., et. Al., “Inertial Governor and AGC/Economic Dispatch Load Flow Simulations of Loss of Generation Contingencies” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, n° 11, pp. 3020 - 3028, November 1985.

[13] Elgerd, O., “Electric energy systems theory: an introduction”, New York, McGraw-Hill Book Company, 1982.

[14] Gómez, A., Cornejo, J., Cañizares, C., “Electric and Energy Systems Analysis and Operation”, USA: Taylor & Francis Group, 2009.

[15] Calvaer, A., Geert, E., “Quasi Steady State Synchronous Machine Linearization Around an Operating Point and Applications” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, n° 6, pp. 1466 - 1472, Junio 1984.

[16] “Standard load models for power flow and dynamic performance simulation”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, n° 3, pp. 1302 - 1313, 1995.



**Christian M. Mancero.-** Nació en la ciudad de Quito, Ecuador. Sus estudios secundarios los realizó en el Colegio Sagrado Corazón, de la ciudad de Esmeraldas, donde obtuvo el título de bachiller en Físico-Matemático. Realizó sus estudios de pregrado en la Escuela Politécnica Nacional, en la carrera de ingeniería Eléctrica, donde fue elegido como Presidente de la Asociación de Estudiantes Eléctricos en el período 2018-2019. En la actualidad se desempeña como Ingeniero Eléctrico en CELEC EP – UN Hidrotoapi. Sus áreas de interés son el estudio de Sistemas Eléctricos de Potencia, en lo relacionado con la operación y mantenimiento de centrales eléctricas.



**Nelson V. Granda.-** Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2006 y de Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan (Argentina), en el año 2015. Se ha desempeñado como Ingeniero Eléctrico en varias instituciones del sector eléctrico y petrolero como: el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), Petroamazonas EP y CELEC-EP TRANSELECTRIC.

Actualmente, se desempeña como parte del staff docente del Departamento de Energía Eléctrica de la Escuela

Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son análisis y control de sistemas eléctricos de potencia en tiempo real y aplicaciones de Sistemas de Medición de Área extendida (WAMS) basados en unidades de medición sincrofásorial (PMU).

## ANEXO 1.

Diagrama de Flujo del Módulo Computacional

