

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Análisis de estabilidad con sistemas multimáquina con alta penetración
de generación eólica.

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Darling Geovanny Herrera Matamoros

Jennifer Nicole Canales Cedeño

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a mis padres, hermanos y a mi familia por todo el apoyo que me han brindado a lo largo de mi vida, por todos y cada uno de sus consejos y oportunidades que he sido capaz de aprovechar gracias a ellos.

A mi novia Karen por su ayuda y sus palabras que me ayudaron a mantener la motivación para culminar esta etapa de mi vida.

Darling Geovanny Herrera Matamoros

A mis padres, de quienes he recibido un apoyo incondicional desde el inicio de mi carrera hasta este punto, que con esfuerzo y dedicación lograron solventar mis estudios y los de mis hermanos mientras velaban por nuestra salud. A mis hermanos, quienes me guiaron en el camino aconsejándome y escuchando mis problemas, y por último a mis amigos con quienes he compartido angustias, dolores y alegrías.

Jennifer Nicole Canales Cedeño

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponden conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Jenniffer Nicole Canales Cedeño y Darling Geovanny Herrera Matamoros damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Darling Geovanny
Herrera Matamoros

Jenniffer Nicole
Canales Cedeño

EVALUADORES

Ph.D. Ángel Recalde

PROFESOR DE LA MATERIA

Ph.D Manuel Álvarez

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Debido a las preocupaciones de seguridad del sistema de energía eléctrica, se necesita una investigación más detallada de las condiciones operativas del sistema y las respuestas de los elementos de control para garantizar que el sistema sea estable posterior a una eventualidad. Muchas empresas de transmisión están incorporando la investigación de estabilidad en su planificación y operaciones, y se están innovando nuevas herramientas de software para su análisis y eficacia. El eje de investigación del análisis de sistemas de potencia son las herramientas informáticas modulares de modelado, análisis y simulación de sistemas eléctricos que permiten conocer las tecnologías y los procesos de desarrollo, y de este modo se obtenga la experiencia necesaria para desarrollar programas de aplicación para resolver diversos problemas relacionados con el software y los sistemas eléctricos. El objetivo general es desarrollar un software con baja carga computacional que permita realizar el análisis de estabilidad con sistemas multimáquina con alta penetración de generación eólica para de esta manera poner en práctica lo aprendido en la carrera de ingeniería en electricidad, basándonos en algoritmos tradicionales de estabilización transitoria. Se utilizó procesos en la programación como el cálculo mediante reducción de Kron, inversión de matrices, resolución de sistemas de ecuaciones diferenciales y aproximaciones. Con todo ello se comprobó la factibilidad de los resultados y sobre todo la velocidad de cálculos del trabajo en cuestión, obteniendo como resultado que el sistema logra estabilizarse con mayor rapidez cuando se estudian los escenarios con un incremento de 60% y se concentra la energía eólica en una sola barra, convergiendo a los 175 segundos, a diferencia de cuando existen varios puntos de generación, tardando 220 segundos, es decir, 45 segundos más rápido, debido a la reducción del número de nodos, además del transformador que se utiliza para conectarlos y a que al aminorar el número de generadores, disminuye la inercia del sistema

Palabras Clave: Estabilidad, MATLAB, Generación y Eólica.

ABSTRACT

Due to power system security concerns, more detailed investigation on system operating conditions and control element responses is needed to ensure that the system is stable after a perturbation. Many transmission utilities are incorporating stability investigation into their planning and operations, and new software tools are being developed for analysis and effectiveness. The research axis of power systems analysis is the modular computer tools for modeling, analysis and simulation of electrical systems that allow knowing the technologies and development processes, and thus obtaining the necessary experience to develop application programs to solve various Problems related to software and electrical systems. The general objective is to develop a software with low computational load that allows to carry out the stability analysis with multi-machine systems with high penetration of wind generation to put into practice what has been learned in the electrical engineering career, based on traditional algorithms of transitory point. Processes were used in programming such as calculation by Kron reduction, matrix inversion, resolution of systems of differential equations and approximations. With all this, the feasibility of the results was verified and, above all, the speed of calculations in the work in question, obtaining as a result that the system manages to stabilize more quickly when the scenarios with an increase of 60% are studied and the energy is concentrated. wind energy in a single bar, converging at 175 seconds, unlike when there are several generation points, taking 220 seconds, that is, 45 seconds faster, because the number of nodes is reduced, in addition to the transformer used to connect them and that by reducing the number of generators, the inertia of the system decreases.

Keywords: Stability, MATLAB, Generation and Wind Power.

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	4
RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	V
SIMBOLOGÍA	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS	IX
CAPÍTULO 1	1
1. Introducción	1
1.1 Descripción del problema	1
1.2 Justificación del problema.....	2
1.3 Objetivos.....	2
1.3.1. Objetivo General	2
1.3.2. Objetivos Específicos	2
1.4 Marco teórico	3
1.4.1 Modelado matemático de sistemas de potencia para estudios de estabilidad	3
1.4.2 Definición del problema de Estabilidad	12
1.4.3 Modelo matemático de la dinámica del rotor de las máquinas síncronas.....	16
1.4.4 Integración de un Sistema Eólico a la red.....	21
CAPÍTULO 2.....	23
2. Metodología	23
2.1 Métodos de numéricos de resolución	23

2.2	Procedimiento general de resolución.....	25
2.3	Procedimiento con adición de energía eólica	27
2.4	Software a Emplear	27
2.4.1	MATLAB.....	27
2.5	Modelo de sistema a estudiar IEEE de 9 barras Estabilidad	29
2.6	Modelo de sistema a estudiar de 11 barras	31
2.7	Casos de estudio	32
CAPÍTULO 3.....		33
3.	Resultados Y ANÁLISIS.....	33
3.1	Caso de estudio sin generación eólica	33
3.2	Caso de estudio con energía eólica en varios puntos del sistema	35
3.3	Caso de estudio con energía eólica en un solo punto del sistema	44
CAPÍTULO 4.....		50
4.	Conclusiones Y Recomendaciones.....	50
4.1	Conclusiones	50
4.2	Recomendaciones	51
BIBLIOGRAFÍA		53
APÉNDICES		55

ABREVIATURAS

ESPOL Escuela Superior Politécnica del Litoral

SEP Sistema Eléctrico de Potencia

TF Tiempo final de simulación

SIMBOLOGÍA

s	Segundos
J	Joule
rad	Radianes
m	Metro
V	Voltios
Hz	Hercio
°	Grados
rpm	Revoluciones por minuto
pu	Por unidad
N	Newton

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Diagrama de los devanados de una máquina síncrona [3].	4
Figura 1.2 Diagrama de devanados de máquina síncrona[2].	4
Figura 1.3 Circuito equivalente transformador de dos devanados	7
Figura 1.4 Circuito transformador de dos devanados normalizado.	8
Figura 1.5 Circuito general circuito π con tap no en posición nominal.	9
Figura 1.6 Circuito π Equivalente en términos de admitancia.	10
Figura 1.7 Diagrama conexión π línea de transmisión media[1].	11
Figura 1.8 SEP identificando cargas conectadas en bus A.	12
Figura 1.10 Tipos de Estabilidad dentro de un Sistema de Potencia [8].	14
Figura 1.11 Analogía mecánica de la estabilidad transitoria de un SEP [7].	15
Figura 2.1 Ejemplificación del paso 4 [6]	26
Figura 2.2 Sistema de potencia IEEE de 9 barras [18]	29
Figura 2.3 SEP multimáquina con adición de energía eólica.	31
Figura 3.1 Gráfica de diferencia angular	33
Figura 3.2 Gráfica de variación de frecuencia.	33
Figura 3.3 Flujo de potencia del SEP de 9 barras.	34
Figura 3.4 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=3$ segundos	35
Figura 3.5 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=100$ segundos	35
Figura 3.6 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=450$ segundos	36
Figura 3.7 Flujo de potencia con un 20 % más de generación	36
Figura 3.8 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=3$ segundos	38
Figura 3.9 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=150$ segundos	38
Figura 3.10 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=300$ segundos	39
Figura 3.11 Flujo de potencia con un 40 % más de generación.	39
Figura 3.12 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=3$ segundos	41
Figura 3.13 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=100$ segundos	41
Figura 3.14 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=250$ segundos	42
Figura 3.15 Flujo de potencia con un 60 % más de generación	42
Figura 3.16 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=3$ segundos	44
Figura 3.17 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=350$ segundos	44

Figura 3.18 Flujo de potencia con un 20 % más de generación	45
Figura 3.19 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=3$ segundos	46
Figura 3.20 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=250$ segundos	46
Figura 3.21 Flujo de potencia con un 40 % más de generación	47
Figura 3.22 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=3$ segundos	48
Figura 3.23 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=200$ segundos	48
Figura 3.24 Flujo de potencia con un 60 % más de generación	49

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Constante de Inercia según el Tipo de Máquina [5].....	17
Tabla 2.1 Datos de las Barras [15].....	30
Tabla 2.2 Datos de las Líneas de Transmisión en base 100 MVA [15].....	30
Tabla 2.3 Datos de los Generadores [15]	30
Tabla 2.4 Datos de las Barras del nuevo Sistema	31
Tabla 2.5 Datos de las Líneas del nuevo Sistema en base 100 MVA.....	31
Tabla 2.6 Datos de los Generadores del nuevo SEP.....	32
Tabla 3.1 Valores de Variación de Ángulo por Generador al 20%.....	37
Tabla 3.2 Valores de Variación de Ángulo por Generador al 40%.....	40
Tabla 3.3 Valores de Variación de Ángulo por Generador al 60%.....	43
Tabla 3.4Valores de Variación de Ángulo por Generador al 20%.....	45
Tabla 3.5 Valores de Variación de Ángulo por Generador al 40%.....	47
Tabla 3.6 Valores de Variación de Ángulo por Generador al 60%.....	49

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La estabilidad dentro de un sistema de potencia se ve dictada por la capacidad de las máquinas de mantener el sincronismo o volver a él luego de que una perturbación ocurra, es decir, que sigan operando de manera continua. Cuando se tiene una red de generadores interconectados, la ecuación en la que se describe la oscilación presentada durante la interrupción, se vuelve demasiado compleja para ser resuelta manualmente, de forma especial, en el momento que al sistema se le agrega una fuente de generación renovable, en este caso eólica, debido a la impredecibilidad que tiene este tipo de energía; por ello, para la futura resolución de problemas desde este tipo, se realizará un estudio que permita elaborar un software aplicable para estos sistemas, a la vez que se evalúan las características principales del mismo y los rangos en los que se permiten estos cambios en la red.

1.1 Descripción del problema

El empleo de sistemas multimáquinas en análisis de estabilidad representa una descripción más profunda de los cambios que se puedan presentar en la red al incluir una energía renovable como forma de abastecimiento junto con otras fuentes de generación, debido al nivel de complejidad que conlleva, el método no es usado en todos los casos. No obstante, puede ser aplicado y, con el reciente apogeo de la energía eólica, puede cubrir desde pequeñas plantas de generación hasta aquellas de renombre. La metodología de simulación en el tiempo para análisis de estabilidad es aceptada universalmente debido a que no existe la presencia de limitaciones en el modelado y se obtiene la respuesta en tiempo de todas las variables presentes en el sistema, además se reduce el cálculo y tiempo de cómputo para poder llevar a cabo la interpretación de resultados. Por lo tanto, se busca desarrollar un software con baja carga computacional disponible para el público en general, sobre todo para los estudiantes que estén involucrados en este ámbito académico.

1.2 Justificación del problema

Debido a la complejidad de este tipo de análisis, la cantidad de estudios que utilizan los sistemas multimáquina para determinar la estabilidad se encuentran limitados, a pesar de que el método abarca un campo de investigación mucho mayor en comparación con los cotidianamente empleados, sin embargo, la poca presencia en el mercado de competidores y la ventaja que ofrece este tipo de análisis sobre los otros abre un portal de posibilidades y oportunidades para su aplicación. Es así como, parte del proceso al emplear un diagrama simplificado de la planta estudiada, se pueden realizar cálculos continuos para la determinación de la estabilidad bajo diversas condiciones, tales como variaciones en la generación o la demanda, parámetros que podrían llegar a comprometer el correcto funcionamiento de la red, lo que conlleva a la inminente necesidad del estudio.

1.3 Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Desarrollar un software con baja carga computacional que permita realizar el análisis de estabilidad con sistemas multimáquina con alta penetración de generación eólica.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Analizar la estabilidad en un sistema multimáquina y verificar su comportamiento antes y después de incrementar energía eólica.
- Obtener las gráficas de respuesta de variación ángulo y frecuencia del sistema para visualizar el comportamiento de los generadores al realizar variaciones de generación eólica al 20%, 40% y 60% de la generación inicial.
- Implementar un código en el software MATLAB para simplificar el cálculo y el tiempo de cómputo, y de esta manera realizar la interpretación de resultados.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Modelado matemático de sistemas de potencia para estudios de estabilidad

1.4.1.1 Modelado de la máquina síncrona [1], [2]

Al elegir el modelo que se utilizará para simbolizar la máquina síncrona, la decisión dependerá de la relevancia de la máquina. Si un generador está lejos de la perturbación eléctrica que se quiere investigar, el impacto en los elementos de la estructura será mínimo, lo que permite utilizar un modelo simplificado.

El modelo de máquina síncrona para análisis de estabilidad transitoria descarta los impactos transitorios en el estator. El voltaje en los terminales del estator depende de la razón de cambio del flujo magnético de sus devanados.

En algunos casos, la estabilidad transitoria se concentra en una primera oscilación y no en varios movimientos. De este modo, la estabilidad transitoria de la primera oscilación se concentra en utilizar un modelo de generador considerablemente básico que comprende una tensión interior transitoria E_i detrás de la reactancia transitoria X_d [1].

Para la máquina síncrona, se considera lo siguiente:

1. El devanado del estator circula sinusoidalmente a lo largo del entrehierro con relación a los efectos mutuos con el rotor.
2. Las ranuras del estator no provocan una variedad considerable de las inductancias del rotor con la posición de este.
3. La histéresis magnética es insignificante.
4. Los impactos de la saturación magnética son insignificantes.

La avocación fundamental de las tres primeras consideraciones proviene de la comparación de los rendimientos determinados ante estas suposiciones y los rendimientos estimados reales. La última consideración se hace por facilidad en el análisis. Si se descarta la saturación magnética, es necesario manejar circuitos acoplados lineales, lo que hace pertinente la superposición. Las ecuaciones de la máquina se crearán inicialmente asumiendo relaciones flujo de corriente lineales.

Este tipo de máquina se encuentra conformado por dos partes fundamentales, el estator y el rotor.

El estator: Se constituye de tres devanados que se encuentran separados 120° en el tiempo y el espacio, designados a su vez por las fases a, b y c respectivamente. El devanado es presentado como una resistencia en serie con una reactancia inductiva, representando así las pérdidas en el cobre y la inductancia mutua de los devanados.

El rotor: Compuesto por el devanado de campo F y sus devanados amortiguadores d y q en corto circuito.

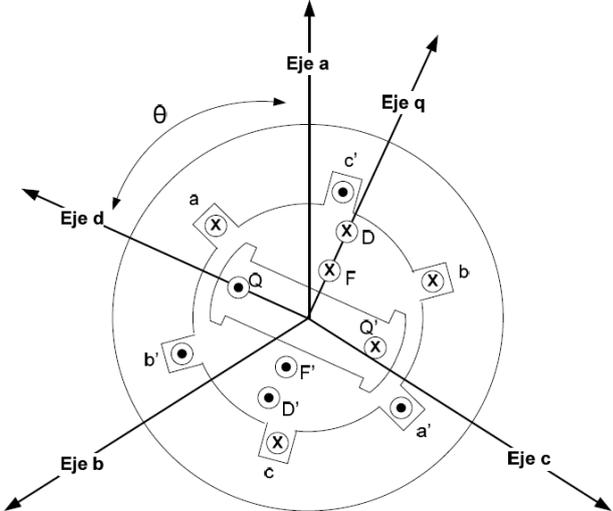


Figura 1.1 Diagrama de los devanados de una máquina síncrona [3].

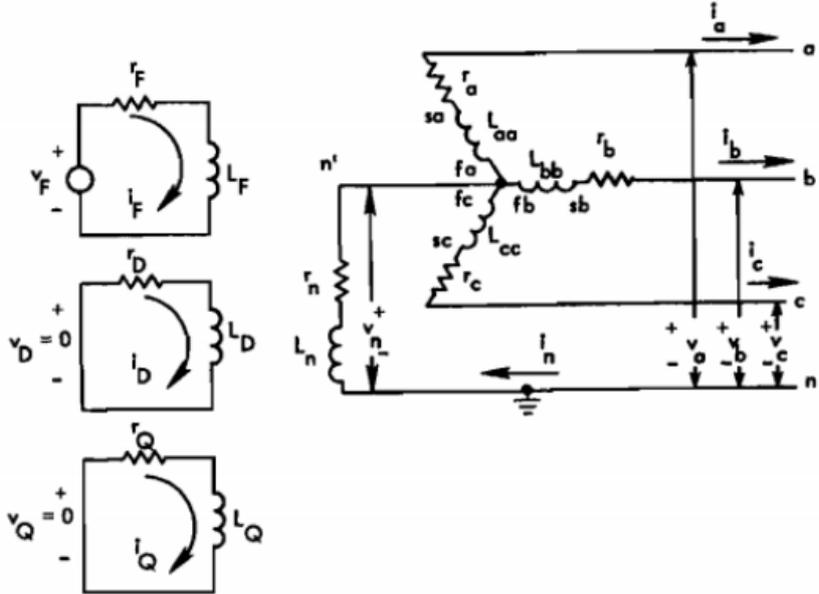


Figura 1.2 Diagrama de devanados de máquina síncrona[2].

Se empleará la siguiente notación para escribir las ecuaciones de la máquina síncrona:

V_a, V_b, V_c	= Voltaje de fase estator.
i_a, i_b, i_c	= Corrientes instantáneas de fase.
v_f	= Voltaje de campo.
i_f, i_D, i_Q	= Corrientes de los circuitos de campo y amortiguadores D y Q.
R_f, R_D, R_Q	= Resistencias del rotor.
L_{aa}, L_{bb}, L_{cc}	= Inductancias propias de estator.
L_{ab}, L_{bc}, L_{ca}	= Inductancias mutuas del estator.
L_{af}, L_{aD}, L_{aQ}	= Inductancias mutuas entre devanados de estator y rotor.
L_{ff}, L_{DD}, L_{QQ}	= Inductancias propias de circuitos del rotor y amortiguadores D y Q.
R	= Resistencia de armadura.
θ	= Posición angular del rotor.
$\omega = d\theta/dt$	= Velocidad angular del rotor.

Luego las ecuaciones para las tensiones en el estator son:

$$v_a = -Ri_a - \frac{d\lambda_a}{dt} \quad (1.1)$$

$$v_b = -Ri_b - \frac{d\lambda_b}{dt} \quad (1.2)$$

$$v_c = -Ri_c - \frac{d\lambda_c}{dt} \quad (1.3)$$

Las ecuaciones para la parte del rotor son:

$$v_f = R_f i_f + \frac{d\lambda_f}{dt} \quad (1.4)$$

$$0 = R_D i_D + \frac{d\lambda_D}{dt} \quad (1.5)$$

$$0 = R_Q i_Q + \frac{d\lambda_Q}{dt} \quad (1.6)$$

Para el análisis transitorio se utiliza el modelo de dos ejes, es decir, el modelo de la máquina de polos salientes, como podemos ver la Figura 1.1.

Esto debido a que la máquina de polos salientes expresa sus ecuaciones de forma simple, transformando las variables a, b y c del estator en nuevas variables, denominadas variables del eje directo, cuadratura y de secuencia cero. A esto se le denomina transformación de Park, en donde las ecuaciones se convierten respectivamente en:

$$v_d = -Ri_d - \frac{d\lambda_d}{dt} - \lambda_q\omega \quad (1.7)$$

$$v_q = -Ri_q - \frac{d\lambda_q}{dt} - \lambda_d\omega \quad (1.8)$$

$$0 = -Ri_0 - \frac{d\lambda_0}{dt} \quad (1.9)$$

Donde la ecuación de v_f no es transformada por el procedimiento de Park. Debido a que se requiere un modelo transitorio de la máquina síncrona de polos salientes, por ello se realiza un procedimiento y de esta forma se obtiene la reactancia síncrona de la máquina:

$$L'_d = \frac{\Delta\lambda_d}{\Delta i_d} = L_d - \frac{3M_f^2}{2L_{ff}} \quad (1.10)$$

$$X'_d = \omega L' \quad (1.11)$$

1.4.1.2 Modelado de transformador[4]

Los transformadores son las conexiones entre generadores y líneas de transmisión, en consecuencia, es un componente significativo debido a que permite la actividad de los niveles de tensión y corriente para la actividad de las zonas de generación, transmisión y distribución. El modelo de transformador se compone de al menos dos bobinas establecidas de manera que están conectados por un flujo en un núcleo de acero de silicio, el flujo magnético está obligado de manera que la conexión de una bobina tiene una conexión en las diferentes bobinas que lo componen.

El transformador de dos devanados se simboliza a través de un circuito equivalente Figura 1.3. La estimación de la reactancia de polarización X_{mp} no se tiene en cuenta, sólo se utiliza en estudios en los que se examina la saturación en el transformador.

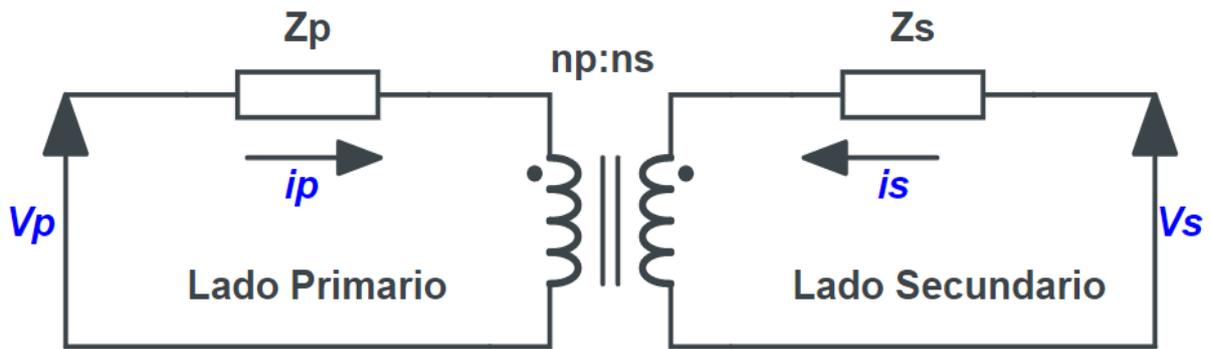


Figura 1.3 Circuito equivalente transformador de dos devanados

Para la Figura 1.3 tenemos la siguiente notación:

Z_p y Z_s = Impedancias en el lado del primario y secundario [Ω]

N_p y N_s = Número de vueltas en el lado del primario y secundario

V_p y V_s = Tensiones en el lado del primario y secundario [V]

I_p y I_s = Corrientes en el lado del primario y secundario [A]

$$v_p = Z_p i_p + \frac{n_p}{n_s} v_s - \frac{n_p}{n_s} Z_s i_s \quad (1.12)$$

$$v_s = \frac{n_s}{n_p} v_p - \frac{n_s}{n_p} Z_p i_p + Z_s i_s \quad (1.13)$$

De forma ideal:

Z_{p0} y Z_{s0} = Z_p en posición nominal del lado primario y secundario.

N_{p0} y N_{s0} = Número nominal de vueltas en el devanado primario y secundario

Luego pasando el número de vueltas referido a la tensión nominal, tenemos:

$$\frac{n_{p0}}{n_{s0}} = \frac{v_{pbase}}{v_{sbase}} \quad (1.14)$$

$$v_{pbase} = Z_{pbase} * i_{pbase} \quad (1.15)$$

$$v_{sbase} = Z_{sbase} * i_{sbase} \quad (1.16)$$

Transformando las ecuaciones (1.12) y (1.13) a por unidad, se obtiene:

$$v_p = (\bar{n}_p)^2 Z_{p0} i_p + \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} v_s - (\bar{n}_s)^2 \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} Z_{s0} i_s \quad (1.17)$$

$$v_s = \frac{\bar{n}_s}{\bar{n}_p} v_p - (\bar{n}_p)^2 \frac{\bar{n}_s}{\bar{n}_p} Z_{p0} i_p + (\bar{n}_s)^2 Z_{s0} i_s \quad (1.18)$$

En donde \bar{n}_p es igual a n_p/n_{p0} y \bar{n}_s es equivalente a n_s/n_{s0} .

Luego el circuito equivalente formado por las ecuaciones (1.17) y (1.18) pasa a ser normalizado, en donde la impedancia equivalente y la relación de número de vueltas en sistema por unidad viene dado por:

$$\bar{n}_p = \frac{n_p}{n_{p0}} = \frac{n_p n_{s0}}{n_{p0} n_s} \quad (1.19)$$

$$Z_e = \left(\frac{n_p}{n_{p0}} \right)^2 (Z_{p0} + Z_{s0}) \quad (1.20)$$

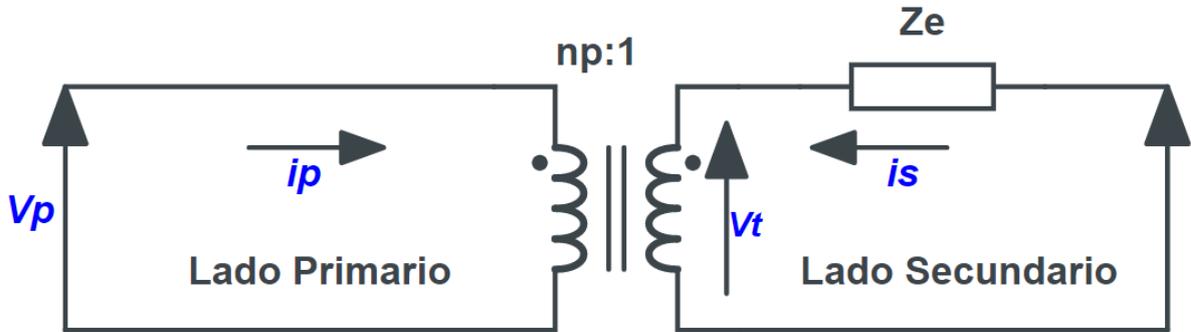


Figura 1.4 Circuito transformador de dos devanados normalizado.

Por lo general, para el análisis de flujo de potencia no se utiliza la representación de transformador ideal, sin embargo, se puede partir de este circuito equivalente para formar un circuito π , en donde el valor de la corriente final en el lado de alta y baja tensión se obtiene de la siguiente forma:

$$i_p = (v_p - \bar{n}v_s) \frac{\bar{Y}_e}{\bar{n}^2} \quad (1.21)$$

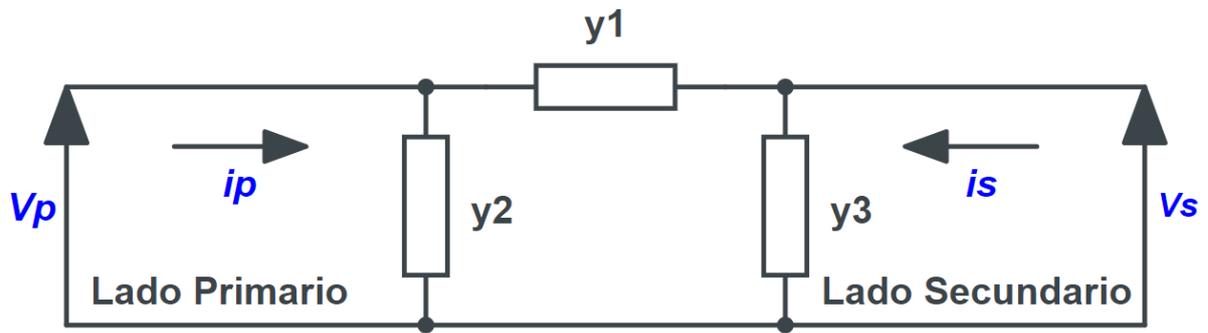


Figura 1.5 Circuito general circuito π con tap no en posición nominal.

Para las corrientes del circuito π se consideran las siguientes ecuaciones:

$$i_p = y_1(v_p - v_s) + y_2 v_p \quad (1.22)$$

$$i_s = y_1(v_s - v_p) + y_3 v_s \quad (1.23)$$

Pasando el circuito en términos de admitancia, y sabiendo que c equivale a $1/n$ y Y_e es igual a $1/Z_e$, se obtiene que:

$$y_1 = \frac{1}{n} \bar{Y}_e = c \bar{Y}_e \quad (1.24)$$

$$y_2 = \left(\frac{1}{n^2} - \frac{1}{n} \right) \bar{Y}_e = (|c|^2 - c) \bar{Y}_e \quad (1.25)$$

$$y_3 = (1 - c) \bar{Y}_e \quad (1.26)$$

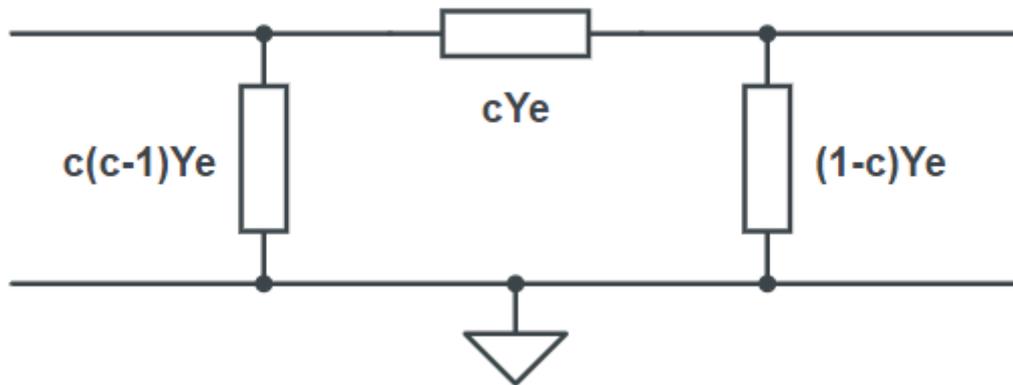


Figura 1.6 Circuito π Equivalente en términos de admitancia

Para este estudio se utilizará un modelado de máquina síncrona básico, en donde el transformador viene representado por una reactancia en serie con el sistema.

1.4.1.3 Modelado de líneas de transmisión

En un sistema eléctrico de potencia o SEP, la energía es transferida desde la generación hasta las barras y cargas mediante líneas de transmisión. Para el análisis de estabilidad, se utiliza el modelo de línea media o en otras palabras entre 80 y 240 kilómetros, dado que no se requiere un modelo complejo como es el caso de la línea larga.

Como se puede visualizar en la Figura 1.7, para la línea media se incluye lo que es la admitancia en paralelo, es decir, se divide esta última en dos partes iguales y se coloca a los extremos, tanto en la generación (V_s) como en la recepción (V_R), consiguiendo el modelo del circuito π . Con este circuito se obtiene la siguiente ecuación:

$$V_s = V_R \frac{Y}{2} + I_R \quad (1.27)$$

$$I_s = V_R Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) + \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) I_R \quad (1.28)$$

En la ecuación (1.27) y (1.28), la corriente de generación y la corriente de recepción son expresadas como I_R e I_S , respectivamente. Además, estas ecuaciones escritas en términos de impedancia (Z) y admitancia (Y).

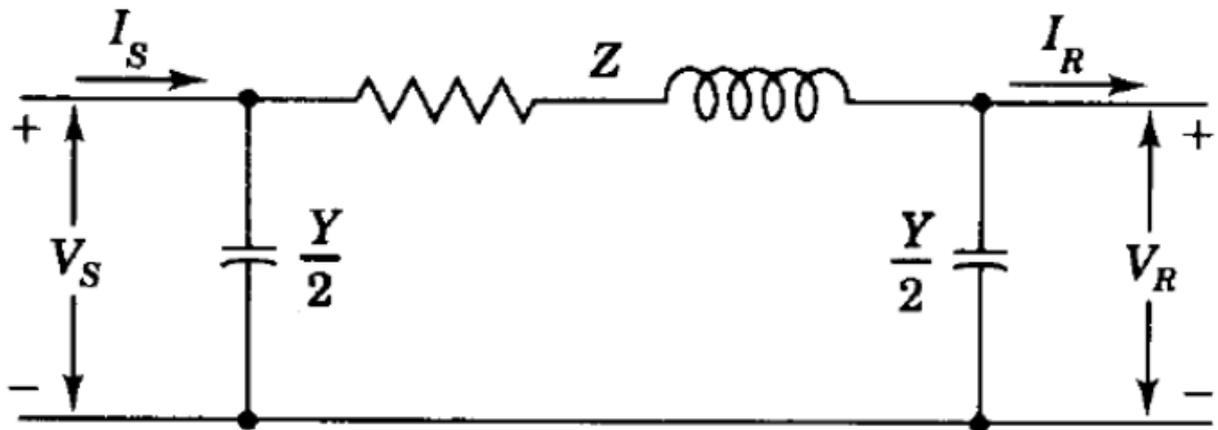


Figura 1.7 Diagrama conexión π línea de transmisión media[1]

De forma general, las ecuaciones se expresan con constantes:

$$A = D = \frac{ZY}{2} + 1 \quad (1.29)$$

$$B = Z \quad (1.30)$$

$$C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) \quad (1.31)$$

Reemplazando en las ecuaciones anteriores (Ecuación 1.27 y 1.28):

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (1.32)$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (1.33)$$

Este tipo de constantes son aplicados a cualquier tipo de red que sea lineal, pasiva y contenga cuatro terminales, dos en cada lado, en otras palabras, una red de dos puertos. Por otro lado, las constantes A y D son iguales y adimensionales, esto solo si la línea es la misma cuando se ve desde cada uno de los terminales del SEP. En cambio, B y C son los ohmios o siemens, respectivamente.

1.4.1.4 Modelado de cargas[4]

Cuando se realizan estudios de flujo eléctrico y estabilidad, lo que se realiza comúnmente es presentar los atributos de carga compuesta vistos desde los puntos de entrega. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** podemos visualizar como la carga

total en una subestación de transmisión incorpora, en general, a más de los aparatos de carga enlazados, los impactos de los transformadores reductores de la subestación, los alimentadores de subtransmisión, los transformadores de distribución, los controladores de voltaje y los aparatos compensadores de la potencia reactiva.

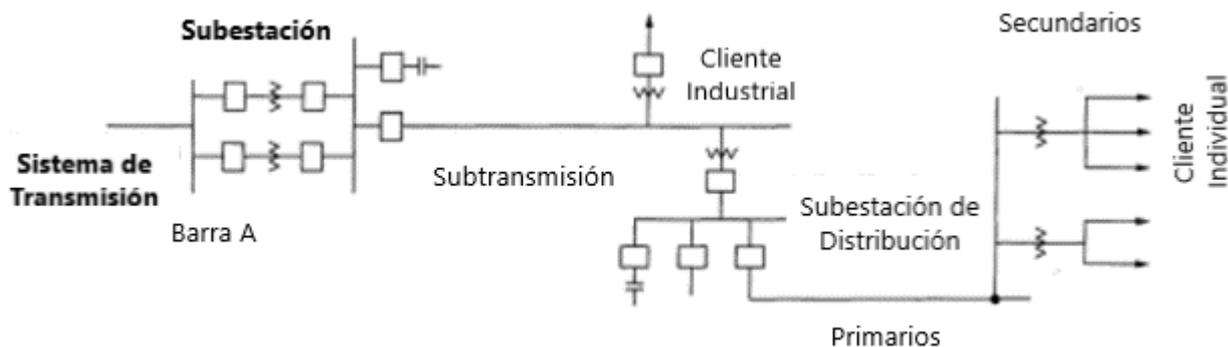


Figura 1.8 SEP identificando cargas conectadas en bus A.

1.4.2 Definición del problema de Estabilidad

1.4.2.1 Importancia de los estudios de estabilidad en sistemas de potencia

El objetivo principal de un sistema de potencia es el abastecimiento continuo y regulado de energía hacia una carga específica, sin embargo, en el mundo real estas condiciones son difíciles de conseguir y puede deberse a una gran cantidad de variables, como fallas de los equipos, errores en la fabricación, apagones o incluso un cambio drástico de la demanda, es por ello que, en lugar de valores exactos, se permite un rango de tolerancia cuando al hablar de variaciones de voltaje, frecuencias o cargas se trata [5].

Entonces, el estudio de estabilidad de un SEP busca analizar las condiciones bajo las que trabaja la red, a la vez que determina si su operación entra en el rango de "estable", es decir, si mientras ocurre una perturbación, la máquina síncrona no pierde el sincronismo de forma que se perjudique el suministro de la carga y, simultáneamente, identifique los parámetros del sistema y en qué rango pueden variar para que ese tipo de situación no se presente.

Por ende, se puede definir la estabilidad como la tendencia de un sistema de potencia de producir fuerzas restauradoras iguales o mayores que las que provoquen un disturbio para mantener o volver a un estado de equilibrio [6].

1.4.2.2 Clasificación de los tipos de estabilidad

Según varios autores como H. Sadaat y D. Glover, la estabilidad puede encasillarse en diversos tipos, dependiendo de los factores bajo los que esté siendo estudiada, en particular, existen tres grandes grupos, que se separan por el parámetro del sistema que esté siendo estudiado y la duración de la perturbación como sigue: estabilidad de ángulo, de voltaje y de media o larga duración. Sin embargo, en otros casos suelen clasificarse como: estabilidad de estado estable, estabilidad transitoria y estabilidad dinámica, estos grupos pertenecen a los anteriormente nombrados y tienen características específicas [6], [7] :

Estado estable: Se refiere a la habilidad del SEP para recuperar el sincronismo luego de disturbios pequeños y lentos, suele ser realizada durante la obtención de un flujo de potencia para asegurar que los ángulos no sean muy grandes, los voltajes en las barras se mantengan cercanos al nominal y el equipo en general no se sobrecargue [6], [7].

Estabilidad dinámica: Este tipo se enfoca en las perturbaciones pequeñas que duran grandes cantidades de tiempo, por lo que deben incluirse equipos de control automáticos para asegurarla [6].

Estabilidad transitoria: Se la define en los efectos de perturbaciones de gran magnitud repentinas, debido a fallas, pérdidas de generación, interrupciones en las líneas de transmisión o adición súbita de cargas, donde la frecuencia de la máquina sufre desviaciones transitorias con respecto a la frecuencia síncrona y el ángulo de potencia cambia [6]. El objetivo del estudio de estos casos es determinar si la máquina podrá volver a su estado de sincronía con nuevos ángulos de potencia en estado estable [7].

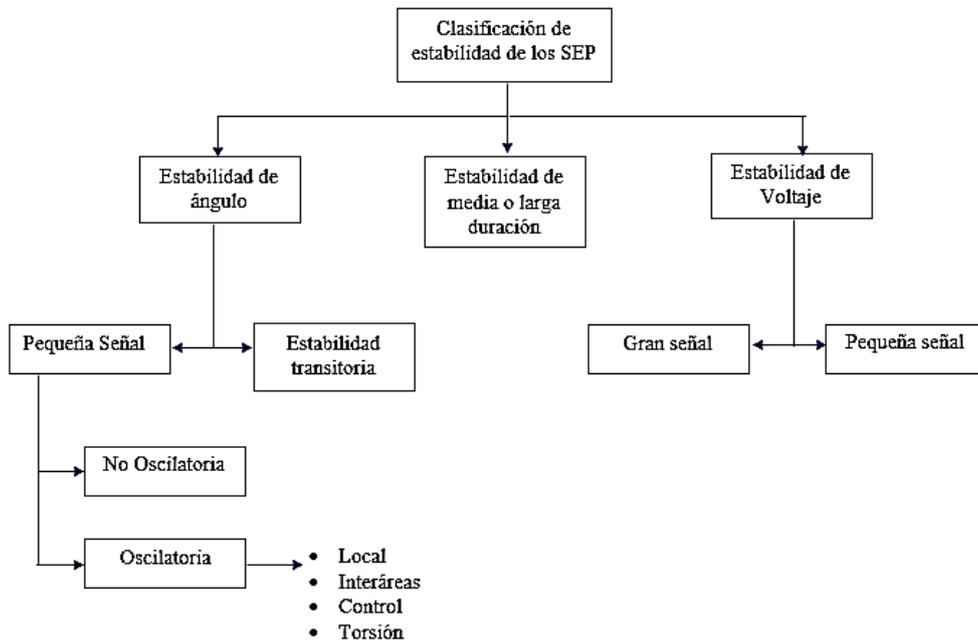


Figura 1.9 Tipos de Estabilidad dentro de un Sistema de Potencia [8]

1.4.2.3 Introducción al problema de estabilidad transitoria

Según el autor Elgerd, se puede realizar una analogía mecánica para un mejor entendimiento de la estabilidad transitoria, donde, siguiendo la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, un número de masas representan los generadores síncronos operando de manera interconectada, para una red de cuerdas elásticas que representan las líneas de transmisión; si inicialmente este sistema se encuentra en estado estable pero una de las cuerdas llega a romperse, representando la pérdida de transmisión en una de las líneas, entonces, las masas se someterán a oscilaciones transitorias y las fuerzas de las cuerdas fluctuarán. En esta situación el sistema podría seguir dos caminos: o encuentra un nuevo punto de estado estable o el resto de las cuerdas se rompen y la red colapsa. Es decir, es transitoriamente estable o inestable [9].

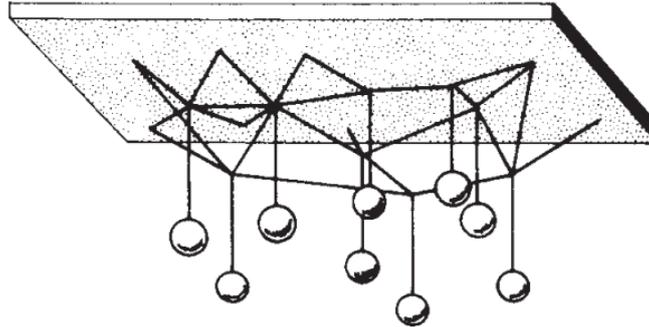


Figura 1.10 Analogía mecánica de la estabilidad transitoria de un SEP [7]

En los sistemas a gran escala presentes en la actualidad, donde varias máquinas síncronas están interconectadas por líneas de transmisión complejas, el estudio de este tipo de estabilidad se lo realiza mediante programas computacionales para una perturbación específica, al ejecutar el análisis antes, durante y después de la alteración del sistema, se recibirían parámetros como ángulos, frecuencias de operación, tensiones en las barras, etc.

Es importante recalcar que, de manera usual, este tipo de estudios se llevan a cabo cuando se planean nuevas facilidades de generación y transmisión, debido a que permiten determinar la naturaleza del sistema de retransmisión necesitado, incluyendo el tiempo de despeje para los interruptores, niveles de voltaje y la capacidad de transferencia entre sistemas [6].

Sin embargo, debido a la complejidad que puede representar aplicar este tipo de estudio en todos los sistemas, D. Glover nos presenta una lista de supuestos que pueden ser empleados para la simplificación del mismo [7].

- I. Solo se consideran los sistemas trifásicos balanceados y perturbaciones del mismo tipo, es decir, redes con secuencia positiva.
- II. Las desviaciones de frecuencia con respecto a la síncrona son pequeñas y las corrientes continuas y armónicos de compensación serán despreciadas, por ello, las líneas de transmisión, transformadores e impedancias de carga están invariablemente es estado estable y los voltajes, corrientes y potencias pueden ser calculados de ecuaciones algebraicas de flujo de potencia.

1.4.3 Modelo matemático de la dinámica del rotor de las máquinas síncronas

Puesto que, al ocurrir una perturbación, la velocidad del rotor se ve afectada, alejándose de su valor de sincronismo, convierte el estudio en un problema tanto mecánico como eléctrico, donde se deben considerar ciertos principios para su resolución.

El primer principio está basado en la energía cinética (EC) de un cuerpo con movimiento de rotación, la cual matemáticamente viene expresada por (1.34), analizada en el texto de H. Sadaat [6]:

$$EC = \frac{1}{2}J\omega^2 \quad (1.34)$$

donde ω es la frecuencia del rotor expresado en $\left[\frac{rad}{s}\right]$ y J es el momento de inercia dada en $\left[\frac{J-s^2}{rad^2}\right]$. El siguiente principio para tomar en cuenta es la constante de inercia del rotor (M) [10] descrito en $\left[\frac{J-s}{rad}\right]$, mismo que depende los por parámetros descritos en (1.34).

$$M = J\omega \quad (1.35)$$

Siguiendo lo mencionado anteriormente y, para interconectar definiciones, se conceptualizará la constante de inercia por unidad (H) en la ecuación (1.36) y (1.37) [1], de tal forma que nos sea de utilidad para el análisis que se realizará en el documento.

$$H = \frac{\text{energía cinética almacenada a velocidad síncrona}}{\text{capacidad de la máquina en MVA}} \quad (1.36)$$

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega^2}{S_{maq}} = \frac{\frac{1}{2}M\omega}{S_{maq}} \quad (1.37)$$

Notando que a partir de las variables que componen la ecuación (1.37) se puede expresar la energía cinética (EC) en función de (H), como se muestra en (1.38):

$$EC = HS_{maq} \quad (1.38)$$

Por otro lado, se tendrá en cuenta que la velocidad angular (ω) de la máquina depende por un factor k de la frecuencia descrita en Hz (1.39) [10] como se mencionó en secciones anteriores:

$$\omega = 360f \quad (1.39)$$

Por lo que, al simplificar y unificar las fórmulas mencionadas tenemos como resultado una nueva expresión para (M):

$$M = \frac{S_{maq}H}{180f} \quad (1.40)$$

Siendo esta variable parte indispensable del estudio, ya que la inercia puede encontrarse entre rangos de valores dependiendo del tipo de máquina y características de esta; lo que sirve para enfocar el análisis con el modelo correspondiente, como se describe a continuación:

Tabla 1.1 Constante de Inercia según el Tipo de Máquina [1],[11]

Tipo de máquina		
Turbogenerador		H
Condensador	Velocidad	[MJ/MVA]
Sí	1800	9 - 6
No	3600	4 - 3
Generador hidráulico		H
		[MJ/MVA]
Velocidad	<200	2 - 3
	>200	2 - 4
Generador eólico		H
		[MJ/MVA]
Convencional		2-6

1.4.3.1 La ecuación de oscilación y la ecuación de potencia-ángulo de par

Consideremos un generador síncrono produciendo un torque electromagnético T_e y operando a velocidad síncrona ω_{sm} , si el torque mecánico es T_m , entonces bajo funcionamiento en estado estable con pérdidas despreciables tenemos [6]:

$$T_m = T_e \quad (1.41)$$

La salida del estado estable debido a una perturbación resulta en una aceleración o desaceleración, es decir un T_a en el rotor:

$$T_a = T_m - T_e \quad (1.42)$$

Por ley de rotación tenemos que, si J es el momento de inercia combinado del primo motor y generador despreciando el torque de fricción y amortiguación, entonces:

$$J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (1.43)$$

Donde θ_m es el desplazamiento angular en grados del rotor con respecto al eje de referencia del estator. Como el punto de interés es la velocidad relativa en el rotor a velocidad síncrona, se escoge como referencia angular al marco de referencia de rotación síncrona con velocidad angular constante, es decir:

$$\theta_m = \omega_{sm}t + \delta_m \quad (1.44)$$

En la cual δ_m , es la posición del rotor antes de la perturbación, es decir, con $t=0$. Derivar la ecuación anterior proporciona la velocidad angular del rotor:

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (1.45)$$

Resultando de una segunda derivada la aceleración del rotor como se puede notar en (1.46):

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (1.46)$$

Por otra parte, recordando que la potencia puede ser descrita por el producto entre el torque y la velocidad angular (1.47), procedemos a modificar la expresión (1.43) al multiplicar la velocidad del rotor y sustituir la relación obtenida en (1.46);

$$P = \omega T \quad (1.47)$$

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.48)$$

Donde $J\omega_m$ es conocido como la constante de inercia y se relaciona con la energía cinética de cuerpos rotantes, W_k de la forma siguiente;

$$M = \frac{2W_k}{\omega_{sm}} \quad (1.49)$$

Por lo que la ecuación de oscilación en términos de la constante de inercia sería:

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.50)$$

Por conveniencia se escribirá la ecuación de oscilación en términos de ángulo de potencia eléctrica [6] cuya relación es:

$$\delta = \frac{p}{2} \delta_m \quad (1.51)$$

De forma equivalente, se reescribe la ecuación de ω como se ve:

$$\omega = \frac{p}{2} \omega_m \quad (1.52)$$

Por lo que reordenando y sustituyendo se tiene;

$$\frac{2}{p} M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.53)$$

Con el propósito de disminuir la complejidad de la ecuación, se expresarán los términos en p.u. al dividir la ecuación anterior por la potencia base S_B ;

$$\frac{2}{p} \frac{2W_k}{S_B} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{P_m}{S_B} - \frac{P_e}{S_B} \quad (1.54)$$

Recordando la relación de la constante de inercia (H), se la puede expresar en términos de esta, resultando:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_{m(pu)} - P_{e(pu)} \quad (1.55)$$

Para simplificar se denota en términos de la frecuencia f_0 [6] quedando:

$$\frac{H}{180f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.56)$$

Las fórmulas obtenidas anteriormente conformarán gran parte del proceso necesario donde su aplicación conllevará la obtención de un análisis eficiente en aquellos casos donde se integra más de un generador a la red, es decir, en los sistemas multimáquinas.

1.4.4 Integración de un Sistema Eólico a la red.

1.4.4.1 Aspectos Importantes

Para la integración de energía eólica en un SEP se necesitan tener en cuenta ciertos factores que pueden llegar a afectar la operación de este, llevándolos a inestabilizarse o incluso perder sincronismo y a su nulo funcionamiento.

Entre estos casos están presentes los límites nacionales donde se realice la adición del parque eólico, límites que permiten mantener la calidad de energía prevista en el sistema eléctrico. Este punto comprende una serie de normas y regulaciones previamente dictadas por la entidad a cargo, y dependerán del país, por ejemplo, en Alemania se plantea que los cambios bruscos de tensión no deben superar el 2% de la tensión nominal del sistema, mientras que en Dinamarca ese parámetro es aceptado hasta el 3% de incremento [12].

Por otro lado, se permite calcular la debilidad del sistema eléctrico para evitar el mal funcionamiento de la red a futuro.

Se considera que una red es débil cuando presenta una gran cantidad de variaciones, o cuando la impedancia equivalente tiene un valor mucho mayor y provoca mayores alteraciones en la red luego de la perturbación en la generación [13].

Algunos autores proponen el cálculo y descarte de la debilidad en función de dos relaciones tales que:

- La relación entre la reactancia y la resistencia equivalente sea mayor que 5 [14].
- El factor obtenido de la división entre la potencia de corto circuito y la capacidad del parque eólico sea mayor de 20. [14], [15]

La forma en que el sistema se ve afectado por estos parámetros es de suma importancia, y, dado que dependen tipo de tecnología para aerogenerador que se emplea, se presenta su clasificación en el siguiente punto.

1.4.4.2 Tecnología de los Aerogeneradores

Teniendo como referencia un aerogenerador enlazado a la red, se pueden clasificar en aquellos con velocidad fija y los de velocidad variable.

Velocidad Fija: Generadores de inducción con generador jaula de ardilla o Tipo A, en los cuales el desplazamiento no supera el 2% de variación y, dado que en este tipo la potencia reactiva varía con la tensión y la potencia activa depende del torque del rotor y la tensión en los terminales del generador, el mismo estará consumiendo potencia reactiva de la red todo el tiempo. [12]

Velocidad Variable: Generadores tipo B, C y D. Donde los Tipo C son los más empleados, son de inducción y poseen una doble alimentación, están directamente conectados a la red y el devanado del rotor está conectado a un convertidor Back to Back [12]. Este tipo de conexión permite que se compensen las diferencias entre la frecuencia mecánica y eléctrica donde se inyecta al rotor corriente de frecuencia variable provocando las variaciones en la velocidad, pero limitando su rango de operación. Dependiendo del convertidor que se utilice, se obtendrá un mejor control de la frecuencia, sin embargo, por los altos costos que tiene el elemento, normalmente la capacidad del generador se encuentra entre un 25% y 30% de la total. [13]

1.4.4.3 Efectos sobre la estabilidad del sistema

De lo mencionado en secciones anteriores, se conocen los ambientes que pueden producir inestabilidad en un sistema, particularmente en el caso de aumento de generación eólica, el factor principal que puede ocasionar dicho suceso es la incapacidad del sistema para compensar las variaciones de potencia reactiva [4], ya sea por el consumo de parte de los aerogeneradores de velocidad fija o la regulación de tensión necesaria de aquellos con velocidad variable.

Al incrementar los niveles de energía eólica que ingresa en la red, se provoca una disminución de transferencia de potencia en las líneas de transmisión, resultando en una menor pérdida de potencias activas y menos caídas de tensión. Sin embargo, si la penetración continúa aumentando, puede disminuir la tensión hasta valores por debajo del límite establecido [16], debido a que pueden ocurrir fenómenos indeseados que provocarían caídas bruscas de tensión, se recomienda mantener los aerogeneradores conectados cuando ocurra una perturbación [17].

En el siguiente capítulo se hablará acerca de la metodología empleada para analizar la estabilidad transitoria de los sistemas multimáquina, además del software a emplear y el sistema de potencia que se ejecutará con sus respectivas variaciones.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

En esta sección se trata de especificar el procedimiento a realizar para poder analizar la estabilidad en un sistema multimáquina.

2.1 Métodos de numéricos de resolución

Dentro este tipo de problema de redes multimáquinas, resalta la complejidad de simplificación de la ecuación de oscilación, como se vio anteriormente, se trata de una ecuación de segundo grado, cuya resolución se dificulta conforme se agreguen más máquinas al sistema. Por eso, la resolución analítica es descartada. Se tienen varios métodos numéricos que pueden ser empleados dentro de la programación de la solución.

Entre ellos tenemos:

- Método de punto a punto

Permite obtener la resolución de la ecuación de oscilación por medio de la definición de intervalos discretos de tiempo, separados uniformemente por un Δt . Pero debido a que no todas las variables son continuas en el tiempo, se deben realizar suposiciones previas para discretizarlas, como son:

- P_a , es decir, la potencia de aceleración debe permanecer constante desde su cálculo en la mitad del intervalo anterior hasta la mitad del estudiado.
- La velocidad angular del rotor debe permanecer constante durante todos los intervalos, asumiendo el valor que toma en la mitad de esa sección.

- Método de Euler Modificado

Para la aplicación de este método se considera el problema de la ecuación como uno de valor inicial del tipo siguiente:

$$PVI = \begin{cases} \frac{dy}{dx} = f(x, y) \\ y(x_0) = y_0 \\ y(x_f) = ? \end{cases} \quad (2.1)$$

Donde el intervalo de x_0 a x_f se divide en n subsecciones de ancho h :

$$h = \frac{x_f - x_0}{n} \quad (2.2)$$

Por lo que se busca reducir el error mediante iteraciones, para lograrlo, se reduce el intervalo h . El método consta de 2 pasos básicos:

1. Se empieza en (x_0, y_0) y se utiliza Euler para obtener el valor de y que corresponde al siguiente x .

$$y_1^0 = y_0 + (x_1 - x_0)f(x_0, y_0) \quad (2.3)$$

2. Se busca corregir el valor predicho evaluando el punto obtenido en la derivada del PVI que se está resolviendo.

$$y_1' = f(x_1, y_1^0) \quad (2.4)$$

De forma que, mediante el desarrollo de la ecuación resulta la fórmula:

$$y_{i+1} = y_i + \frac{h}{2} [f(x_i, y_i) + f(x_{i+1}, y_{i+1}^0)] \quad (2.5)$$

- Método Runge-Kutta

Considerando que el método de Euler presenta como desventaja que los órdenes de precisión son bajos y para mejorar este factor requiere rangos más pequeños, mayor tiempo de simulación y, por ende, un proceso más largo de resolución; se presenta el método de Runge-Kutta, el cual calcula la función $f(x, y)$ en puntos seleccionados de cada subintervalo aplicando la regla del Trapecio para integrar muestras subsecuentes, escribiendo la fórmula como:

$$\begin{aligned} y_{i+1} &= y_i + hf(x_i, y_i) \\ y_{i+1} &= y_i + \frac{h}{2} [f(x_{i+1}, y_{i+1}) + f(x_i, y_i)] \\ x_{i+1} &= x_i + h \end{aligned} \quad (2.6)$$

Donde el error por iteración se lo conoce como h , y va variando a medida que se busca el valor óptimo.

Puesto que de los tres métodos presentados se conoce que el último posee un tiempo menor de resolución y menor carga computacional, se buscó emplear una función que lo implemente de manera indirecta dentro del código planteado, como es el caso de **ode23**.

Por otro lado, con el fin de buscar disminuir la complejidad del método de resolución se realizaron supuestos que permiten el modelamiento del sistema de forma que su programación se simplifique [6]:

1. Todas las máquinas síncronas que componen el sistema son representadas como fuentes de voltaje constante que siguen a la reactancia transitoria del eje directo. Por lo que se deprecia el efecto de prominencia y se asumen vínculos de flujo constantes.
2. Se asumen las potencias de entrada constantes durante la simulación y la participación del gobernador es ignorada.
3. Se supone que las cargas se transforman en admitancias equivalentes a tierra y constantes, esto producto de usar los voltajes de las barras antes de la falla.
4. Como fue mencionado con anterioridad, se despreciarán las potencias de amortiguación o las asíncronas.
5. El ángulo mecánico del rotor es igual al ángulo del voltaje previo a la reactancia de la máquina.
6. Las máquinas que corresponden a la misma estación se equilibran simultáneamente y se denominan coherentes, por lo que un grupo de ellas se representa como una máquina equivalente.

2.2 Procedimiento general de resolución

Para el análisis de estabilidad transitoria con sistemas multimáquina, se procede a [6]:

1. Resolver el flujo de potencia inicial del sistema ingresado en el **Apéndice A.1** y determinar los fasores voltaje iniciales de cada barra V_i y corrientes I_i que inyectan cada uno de los generadores i . (Ver **Apéndice C.1**)
2. Las resistencias de armadura del generador se desprecian y luego se obtienen la excitación de los generadores de manera que: (Ver **Apéndice C.1**)

$$E_i = V_i + jX_d' I_i \quad (2.7)$$

3. Todas las cargas se convierten en admitancias equivalentes (Ver **Apéndice B.2**) utilizando la relación:

$$y_{i0} = \frac{P_i - jQ_i}{|V_i|^2} \quad (2.8)$$

4. Se agregan barras adicionales, igual al número total de generadores m (Ver **Apéndice C.1**), de manera que el sistema queda como se muestra en la siguiente figura:

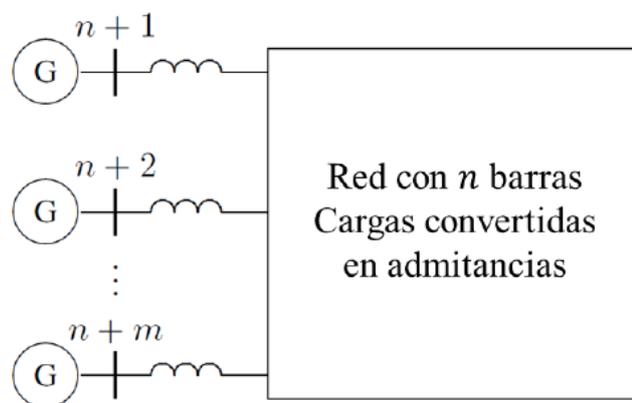


Figura 2.1 Ejemplificación del paso 4 [6]

5. Para simplificar el análisis, todos los nodos que no sean los nodos internos del generador se eliminan mediante la reducción de Kron, de manera que se tiene:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{nn} & Y_{nm} \\ Y_{nm}^T & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ E'_m \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

6. La matriz admitancia del sistema queda de la forma (Ver **Apéndice C.3**).

$$Y = Y_{mm} - Y_{nm}^T Y_{nn}^{-1} Y_{nm} \quad (2.10)$$

7. La potencia entregada por cada generador viene determinada por:

$$P_{ei} = \sum_{j=1}^m |E_i'| |E_j'| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.11)$$

8. La ecuación de oscilación (Ver **Apéndice C.4**). viene determinada de la siguiente forma:

$$\frac{H_i}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - \sum_{j=1}^m |E_i'| |E_j'| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.12)$$

2.3 Procedimiento con adición de energía eólica

9. Resolver el flujo de potencia del sistema con incremento de energía eólica, ingresado en el **Apéndice A.2**.
10. Con el nuevo flujo, realizar los pasos indicados en 1 hasta 7, para ingresar los nuevos parámetros en la ecuación de oscilación del paso 8.
11. Una vez almacenados estos datos, se procede a realizar una diferencia entre el generador base o Slack y los demás generadores, para obtener la diferencia de ángulo y de frecuencia de cada uno. (Ver **Apéndice C.1**)
12. Posteriormente se grafican estos resultados para poder visualizar el comportamiento de la estabilidad en cada curva.

2.4 Software a Emplear

Dentro de la metodología para el estudio, se considera el empleo de programas que permitan la codificación de los pasos a los cuales se hizo mención anteriormente, a la vez que se generalice el problema para la aplicación del código de manera que sea indiferente el sistema.

Dentro de esta categoría tenemos varios, sin embargo, en su mayoría su uso es limitado a suscripciones o paga mensual, es decir, no son abiertos al público general. En cuando a los gratuitos, aquellos que permiten la simulación de circuitos son gráficos (por lo tanto, específicos) o requieren un grado avanzado de conocimientos para poder usarlos.

2.4.1 MATLAB

Este software es una plataforma computacional y digital utilizada por millones de ingenieros y científicos para analizar datos, desarrollar algoritmos y crear modelos. Además, combina un entorno de escritorio optimizado para procesos iterativos de diseño

y análisis con un lenguaje de programación que representa directamente matrices y matemáticas matriciales.

Por otro lado, posee toolboxes que son desarrollados profesionalmente, a través de pruebas rigurosas y documentadas. Así mismo, las aplicaciones iterativas de este software facilitan la posibilidad de tener acceso a funciones de diversos algoritmos con sus respectivos datos que realizan iteraciones hasta obtener los resultados esperados, para de esta forma, posteriormente obtener un programa que se pueda reproducir y automatice un trabajo.

Las facilidades que ofrecen MATLAB y sus diversas bibliotecas hacen que su selección sea la más oportuna frente a otros softwares, como DlgSILENT Power Factory, que permite realizar un flujo de potencia, pero no realiza cálculos tan fácilmente y a la misma velocidad que MATLAB, ya que como sabemos el objetivo de este proyecto es la obtención de un código de programación que reduzca la carga computacional de un análisis de estabilidad de un sistema multimáquina.

2.5 Modelo de sistema a estudiar IEEE de 9 barras Estabilidad

Para este estudio se empleará el sistema IEEE de nueve barras para análisis de estabilidad de la Figura 2.2, al cual se le ha agregado dos generadores eólicos que se encuentran conectados a las barras 7 y 9 respectivamente, a través de un transformador, como se puede visualizar en la Figura 2.3.

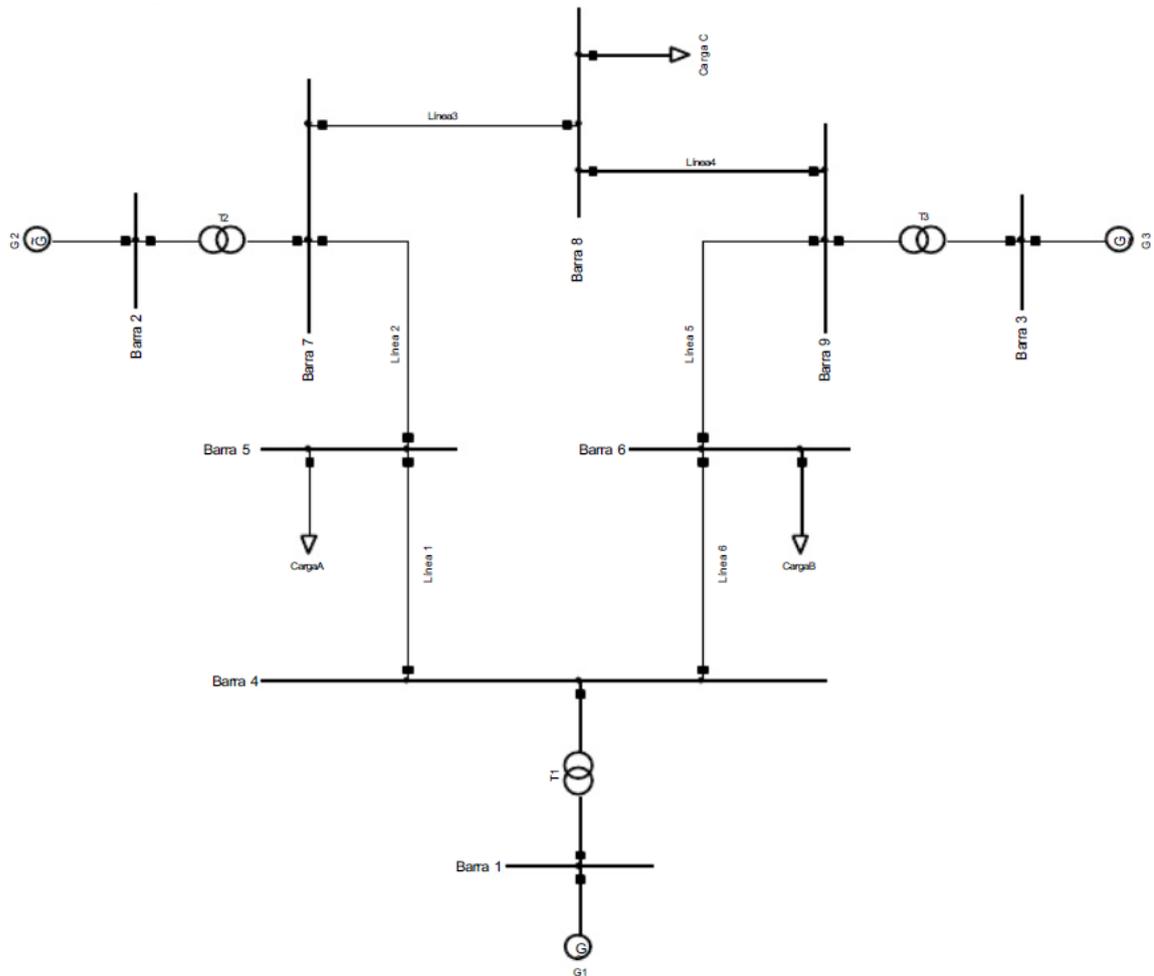


Figura 2.2 Sistema de potencia IEEE de 9 barras [18]

A continuación, se presentan los parámetros del sistema: datos de las barras, líneas y generadores. La potencia base que se utiliza es de 100 MVA a una frecuencia de 60 Hz.

Tabla 2.1 Datos de las Barras [18]

Nombre	Tipo	Pg [MW]	Qg [MVAR]	Pd [MW]	Qd [MVAR]	V [pu]	Ángulo [deg]
Barra 1	Slack	-	-	0	0	1,050	0,0
Barra 2	PV	163	-	0	0	1,025	-
Barra 3	PV	85	-	0	0	1,025	-
Barra 4	PQ	0	0	0	0	-	-
Barra 5	PQ	0	0	125	50	-	-
Barra 6	PQ	0	0	90	30	-	-
Barra 7	PQ	0	0	0	0	-	-
Barra 8	PQ	0	0	100	35	-	-
Barra 9	PQ	0	0	0	0	-	-

Tabla 2.2 Datos de las Líneas de Transmisión en base 100 MVA [18]

Tramo	Elemento	Resistencia [p.u]	Reactancia [p.u]	Susceptancia [p.u]
1-4	T1	0,0000	0,0576	0,0000
2-7	T2	0,0000	0,0625	0,0000
3-9	T3	0,0000	0,0586	0,0000
7-8	Línea	0,0085	0,0720	0,0745
8-9	Línea	0,0119	0,1008	0,1045
7-5	Línea	0,0320	0,1610	0,1530
9-6	Línea	0,0390	0,1700	0,1790
5-4	Línea	0,0100	0,0850	0,0880
4-6	Línea	0,0170	0,0920	0,0790

Tabla 2.3 Datos de los Generadores [18]

Nombre	Ra [p.u]	X'd [p.u]	H [s]
G1	0	0,0608	23,64
G2	0	0,1198	6,4
G3	0	0,1813	3,01

2.6 Modelo de sistema a estudiar de 11 barras

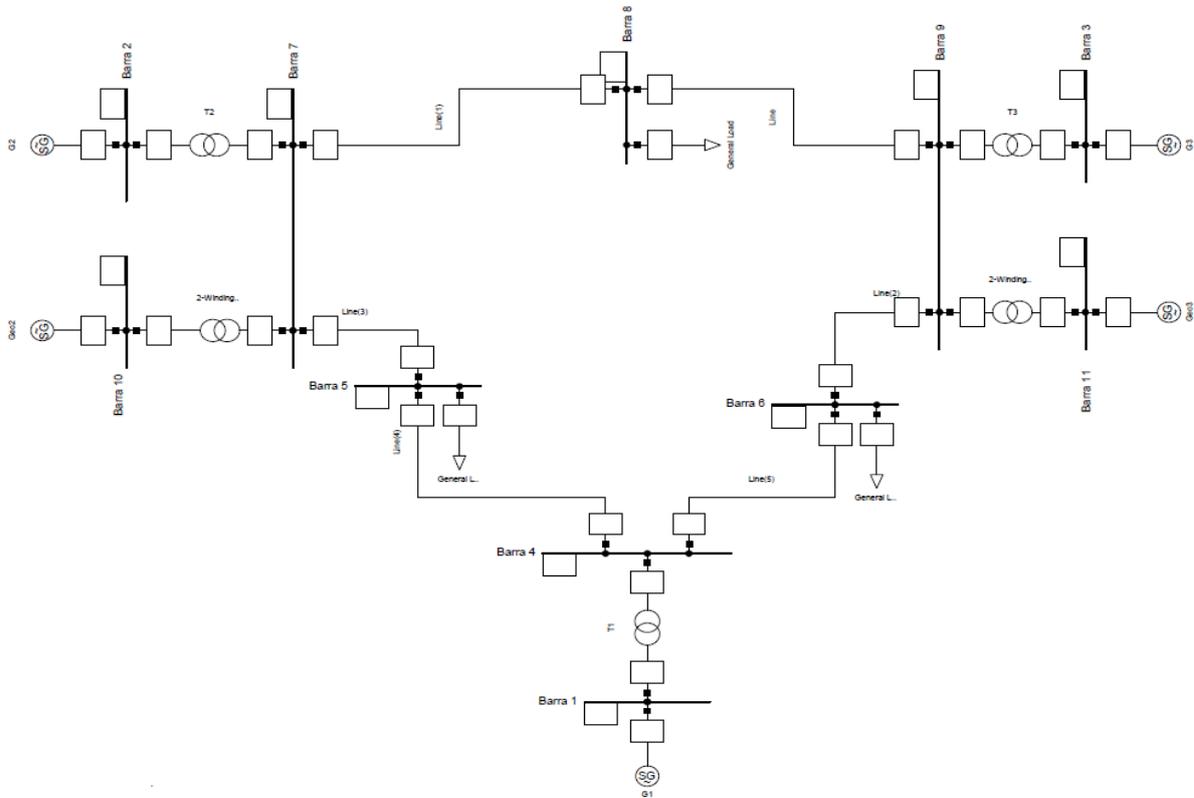


Figura 2.3 SEP multimáquina con adición de energía eólica.

Por consiguiente, en la Figura 2.3 se muestra el sistema en el que se ha trabajado juntamente con los parámetros que se han añadido, tanto barras y líneas, como generadores.

Tabla 2.4 Datos de las Barras del nuevo Sistema

Nombre	Tipo	Pg [MW]	Qg [MVAR]	Pd [MW]	Qd [MVAR]	V [pu]	Ángulo [deg]
Barra 10	PV	23	-	0	0	1,025	-
Barra 11	PV	23	-	0	0	1,025	-

Tabla 2.5 Datos de las Líneas del nuevo Sistema en base 100 MVA

Tramo	Elemento	Resistencia [p.u]	Reactancia [p.u]	Susceptancia [p.u]
7-10	T4	0,0000	0,0625	0,0000
9-11	T5	0,0000	0,0586	0,0000

Tabla 2.6 Datos de los Generadores del nuevo SEP.

Nombre	Ra [p.u]	X'd [p.u]	H [s]
G4	0	0,15	4
G5	0	0,15	4

2.7 Casos de estudio

A partir de los datos mostrados en las tablas y figuras anteriores, en el siguiente capítulo se procederá a realizar un análisis del mismo sistema bajo distintos escenarios:

Escenario 1.- En este caso se presenta el sistema base de la Figura 2.2, en el cual no existe generación eólica.

Escenario 2.- Se muestra el sistema ampliado con la incorporación de generación eólica en un solo punto de la red y como varía al incrementar esta generación en un 20, 40 y 60 por ciento.

Escenario 3.- Se analiza el SEP con adición de energía eólica en diferentes barras y como varía el sistema al aumentar dicha energía en un 20, 40 y 60 por ciento.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Caso de estudio sin generación eólica

La solución del sistema de 9 barras sin presencia de generación eólica se presenta en las siguientes figuras:

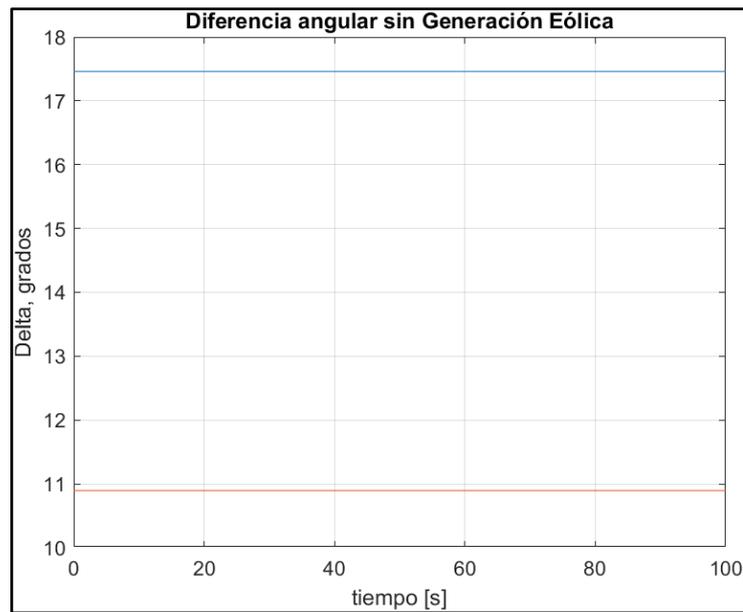


Figura 3.1 Gráfica de diferencia angular

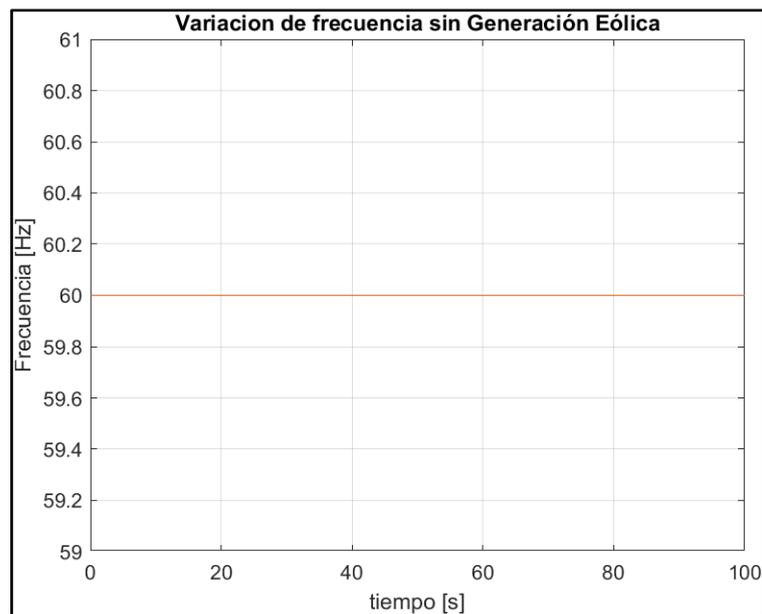


Figura 3.2 Gráfica de variación de frecuencia.

En virtud que el sistema no presenta perturbaciones en el tiempo, permanece estable, es decir la diferencia entre el ángulo de los generadores no varía con respecto al generador de la barra Slack (generador 1), como se puede visualizar en la Figura 3.1 y su frecuencia se mantiene en su valor de operación, en este caso 60 Hertz (Figura 3.2). De este caso se obtiene el flujo de potencia principal, como se lo puede visualizar en la Figura 3.3, mismo que conserva sus parámetros durante todo el tiempo de simulación.

Solución Flujo de Potencia a través de método Newton-Raphson							
Maximum Power Mismatch = 3.42132e-07							
No. de Iteraciones = 4							
Barra No.	Voltaje Mag.	Ángulo Grados	-----Carga-----		---Generación---		Inyectado
			MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	1.040	0.000	0.000	0.000	71.641	27.046	0.000
2	1.025	9.280	0.000	0.000	163.000	6.654	0.000
3	1.025	4.665	0.000	0.000	85.000	-10.860	0.000
4	1.026	-2.217	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	0.996	-3.989	125.000	50.000	0.000	0.000	0.000
6	1.013	-3.687	90.000	30.000	0.000	0.000	0.000
7	1.026	3.720	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	1.016	0.728	100.000	35.000	0.000	0.000	0.000
9	1.032	1.967	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total			315.000	115.000	319.641	22.840	0.000

Figura 3.3 Flujo de potencia del SEP de 9 barras.

Posterior a haber obtenido el flujo de potencia en la figura anterior, se ha tomado como referencia la generación de la barra Slack, 71.641 MW, mismos que serán distribuidos en los generadores eólicos que se implementarán al sistema de potencia (Figura 2.3) para los casos estudios siguientes.

3.2 Caso de estudio con energía eólica en varios puntos del sistema

La solución del sistema con la incorporación de dos generadores eólicos al incrementar su potencia en un 20% de su generación inicial se muestra en las siguientes figuras:

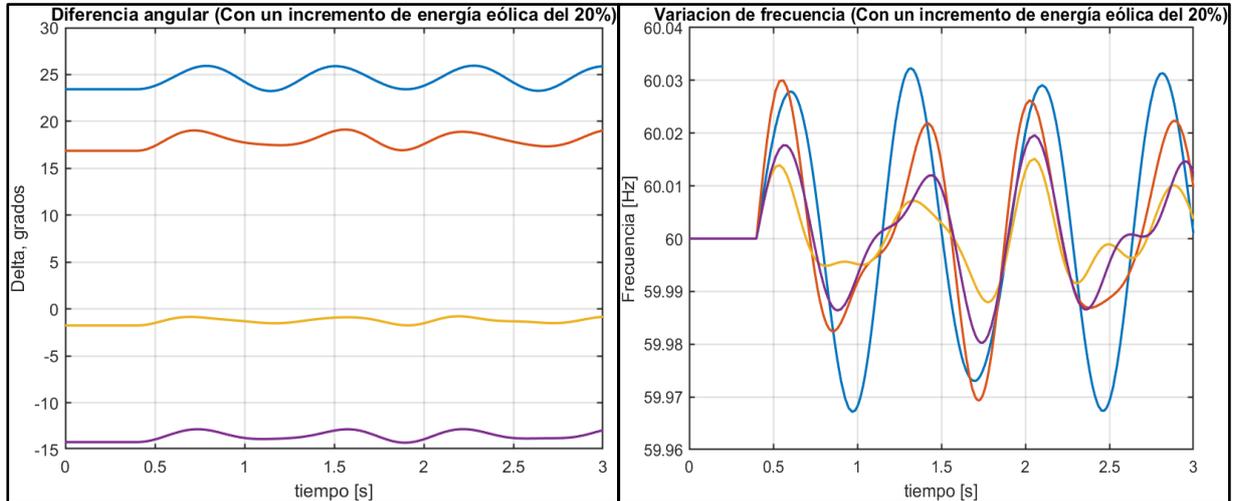


Figura 3.4 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=3$ segundos

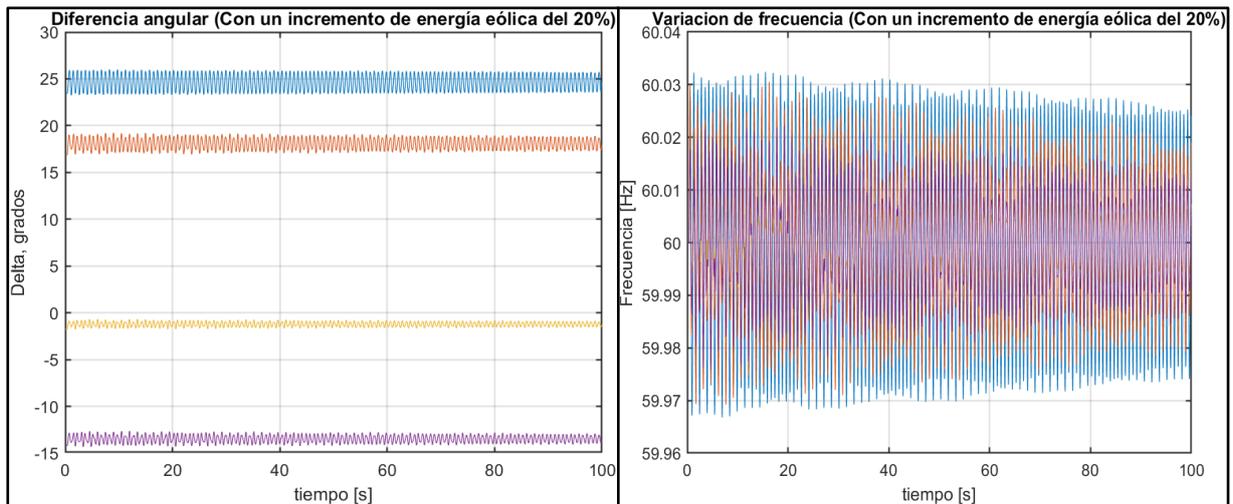


Figura 3.5 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=100$ segundos

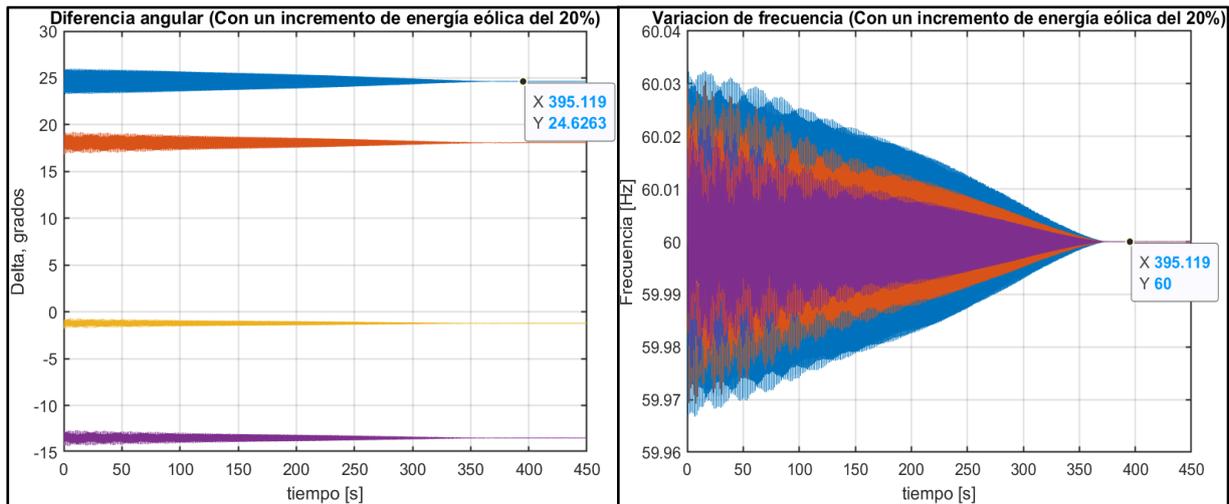


Figura 3.6 Curvas de diferencia angular y frecuencia con Tf=450 segundos

Solución Flujo de Potencia a través de método Newton-Raphson
Maximum Power Mismatch = 5.23842e-07
No. de Iteraciones = 4

Barra No.	Voltaje Mag.	Ángulo Grados	-----Carga-----		---Generación---		Injectado
			MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	1.040	0.000	0.000	0.000	19.459	36.717	0.000
2	1.025	14.822	0.000	0.000	163.000	9.563	0.000
3	1.025	10.272	0.000	0.000	85.000	-4.828	0.000
4	1.020	-0.606	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	0.987	-1.088	125.000	50.000	0.000	0.000	0.000
6	1.005	-0.718	90.000	30.000	0.000	0.000	0.000
7	1.024	9.252	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	1.013	6.277	100.000	35.000	0.000	0.000	0.000
9	1.029	7.565	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1.025	10.194	0.000	0.000	27.600	1.861	0.000
11	1.025	8.444	0.000	0.000	27.600	-6.624	0.000
Total			315.000	115.000	322.659	36.690	0.000

Figura 3.7 Flujo de potencia con un 20 % más de generación

Primeramente se simuló el sistema cuando los dos generadores sufrían un incremento de potencia del 20% de su potencia inicial en un tiempo de simulación de 3 segundos, como se lo puede ver en la Figura 3.4, además se puede notar que dicho incremento ingresa al sistema 0.4 segundos después de que ha iniciado la simulación, este parámetro al igual que el tiempo final (Tf), es solicitado al usuario, por lo que dependiendo del valor que establezca, esta gráfica presentará ligeras variaciones.

Por otro lado, debido a que durante el tiempo establecido no se logró apreciar si el sistema convergía a un valor específico, se procedió a aumentar el tiempo de simulación hasta 100 segundos (Figura 3.5), y se notó que los picos de la gráfica empezaban a disminuir, por lo que se continuó aumentando los valores de tiempo hasta visualizar que el sistema mostraba señales de convergencia a los 395 segundos al alcanzar los 60 Hz en la gráfica de la Figura 3.6. Los valores de ángulo a los que cada generador se estabiliza, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.1 Valores de Variación de Ángulo por Generador al 20%

Num. Barra	Generador	Delta [°]
2	G2	24.6263
3	G3	18.0718
10	G4	-1.2192
11	G5	-13.4774

En la Figura 3.7 podemos visualizar el comportamiento del flujo de potencia luego de incrementar la generación eólica en un 20%, por lo cual los generadores eólicos adoptan un valor de 27.6 MW, en consecuencia, la potencia de la barra Slack, Barra 1, permanece con una magnitud superior a cero (19.459 MW), de tal forma que el SEP se mantiene dentro de las condiciones operativas.

La solución del sistema con dos generadores al incrementar su energía eólica en un 40% de su generación inicial se muestra en las siguientes figuras:

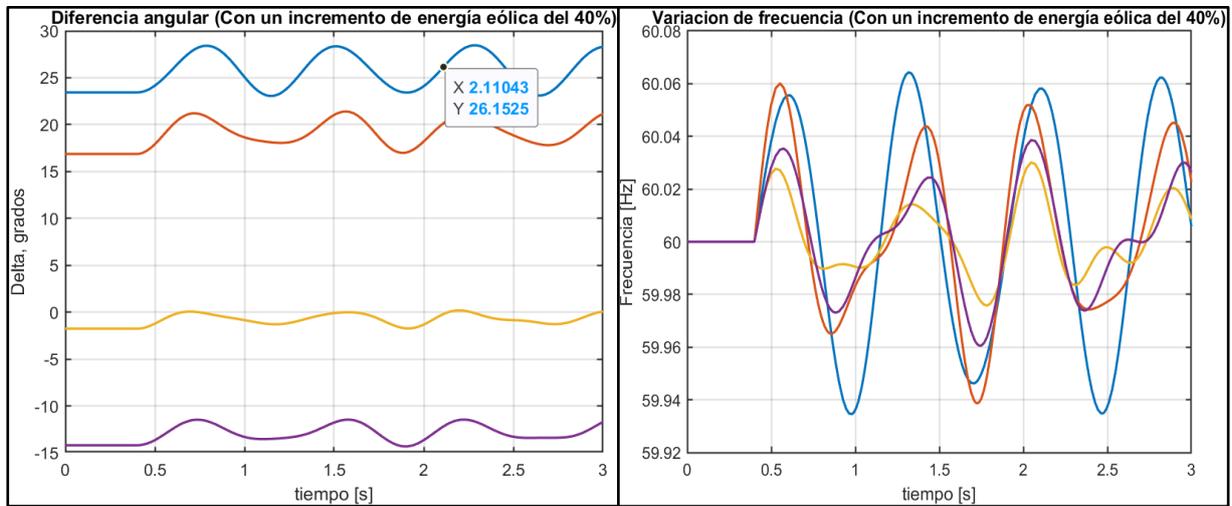


Figura 3.8 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=3$ segundos

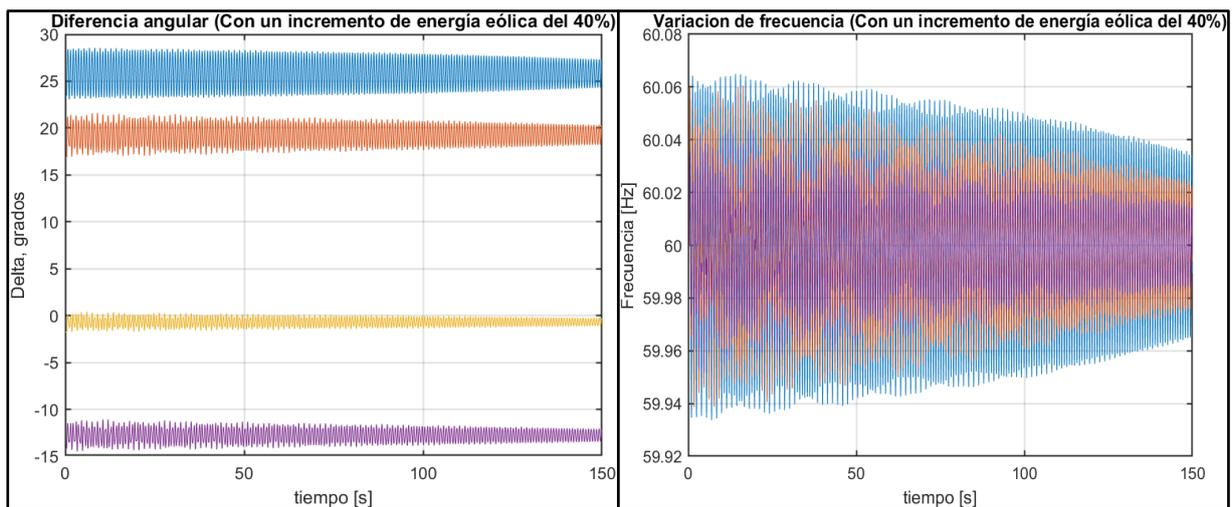


Figura 3.9 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=150$ segundos

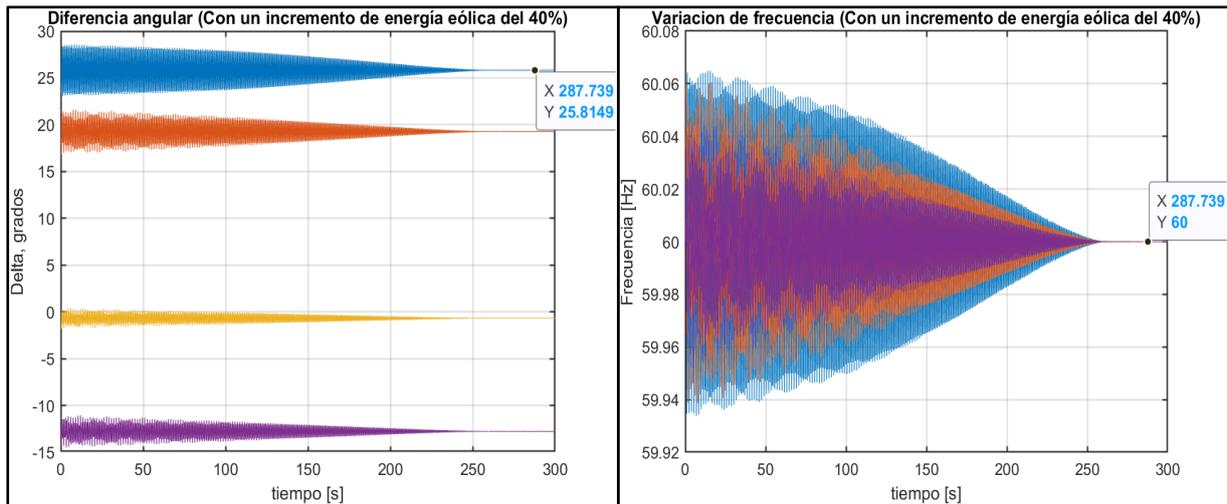


Figura 3.10 Curvas de diferencia angular y frecuencia con Tf=300 segundos

Solución Flujo de Potencia a través de método Newton-Raphson
Maximum Power Mismatch = 6.73258e-07
No. de Iteraciones = 4

Barra No.	Voltaje Mag.	Ángulo Grados	-----Carga-----		---Generación---		Inyectado
			MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	1.040	0.000	0.000	0.000	10.901	38.705	0.000
2	1.025	15.745	0.000	0.000	163.000	9.981	0.000
3	1.025	11.201	0.000	0.000	85.000	-4.570	0.000
4	1.019	-0.340	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	0.986	-0.607	125.000	50.000	0.000	0.000	0.000
6	1.003	-0.225	90.000	30.000	0.000	0.000	0.000
7	1.024	10.174	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	1.013	7.201	100.000	35.000	0.000	0.000	0.000
9	1.029	8.493	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1.025	11.273	0.000	0.000	32.200	2.358	0.000
11	1.025	9.518	0.000	0.000	32.200	-6.291	0.000
Total			315.000	115.000	323.301	40.183	0.000

Figura 3.11 Flujo de potencia con un 40 % más de generación.

Se simuló el sistema cuando los dos generadores sufrían un incremento de potencia del 40% de su potencia inicial en un tiempo de simulación de 3 segundos, como se lo puede ver en la Figura 3.8. Además, se logró apreciar que el sistema empezó a estabilizarse a los 287 segundos al alcanzar los 60 Hz en la gráfica de la Figura 3.10.

Los valores de ángulo a los que cada generador se estabiliza, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.2 Valores de Variación de Ángulo por Generador al 40%

Num. Barra	Generador	Delta [°]
2	G2	25.8149
3	G3	19.2671
10	G4	0.6843
11	G5	-12.7658

En la Figura 3.11 podemos visualizar el comportamiento del flujo de potencia luego de incrementar la generación eólica en un 40%, por lo cual, los generadores eólicos adoptan un valor de 32.2 MW, en consecuencia la potencia de la barra Slack, Barra 1, permanece con una magnitud superior a cero (10.901 MW), de tal forma que el SEP se mantiene dentro de las condiciones operativas.

La solución del sistema con dos generadores al incrementar su energía eólica en un 60% de su generación inicial se muestra en las siguientes figuras:

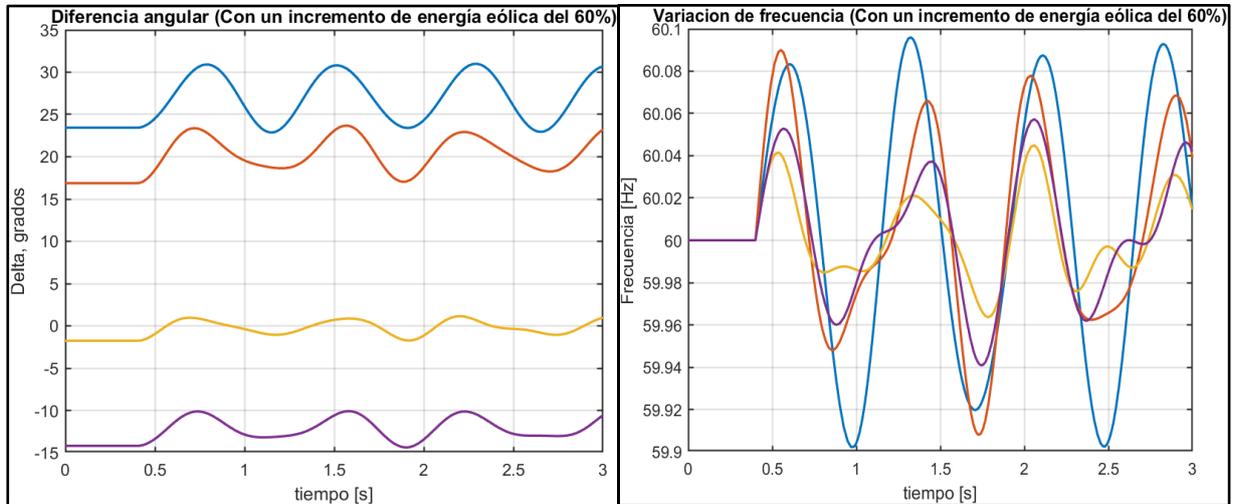


Figura 3.12 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=3$ segundos

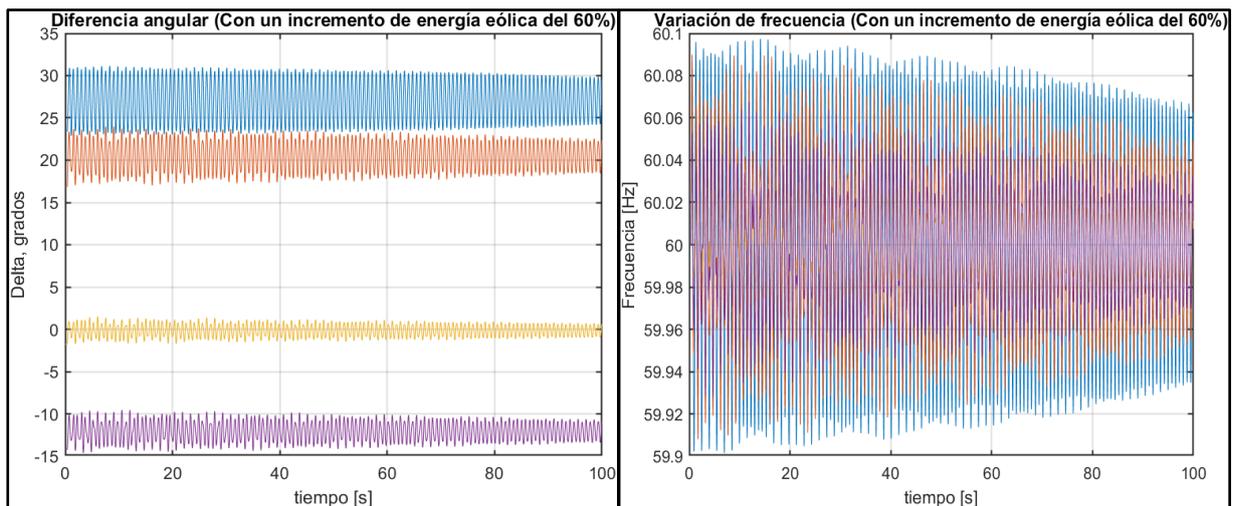


Figura 3.13 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=100$ segundos

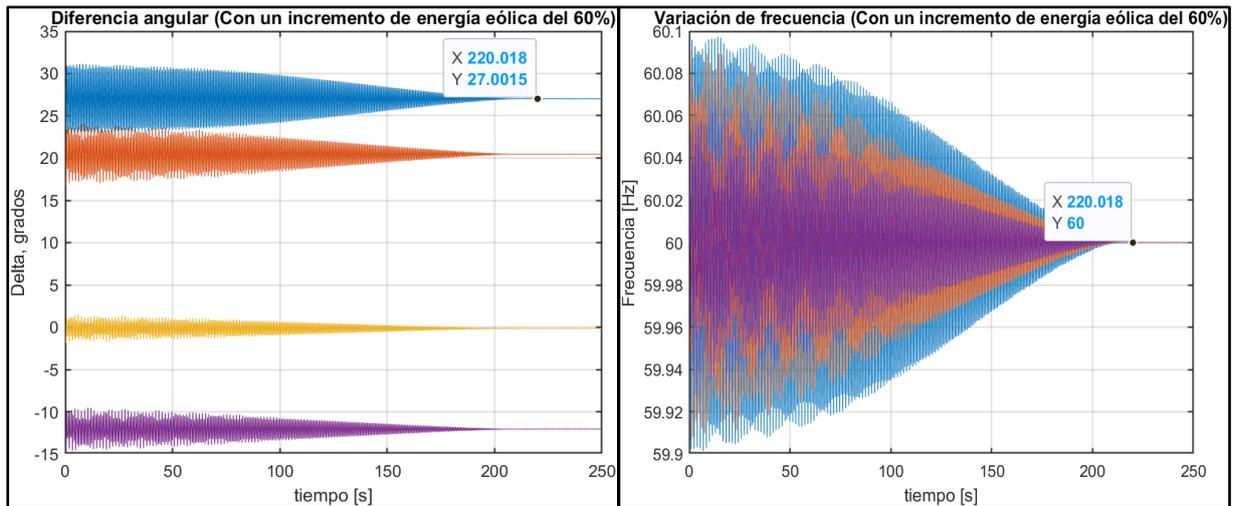


Figura 3.14 Curvas de diferencia angular y frecuencia con Tf=250 segundos

Solución Flujo de Potencia a través de método Newton-Raphson
Maximum Power Mismatch = 8.66773e-07
No. de Iteraciones = 4

Barra No.	Voltaje Mag.	Ángulo Grados	-----Carga-----		---Generación---		Inyectado
			MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	1.040	0.000	0.000	0.000	2.384	40.857	0.000
2	1.025	16.670	0.000	0.000	163.000	10.443	0.000
3	1.025	12.130	0.000	0.000	85.000	-4.269	0.000
4	1.017	-0.074	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	0.984	-0.126	125.000	50.000	0.000	0.000	0.000
6	1.002	0.267	90.000	30.000	0.000	0.000	0.000
7	1.023	11.097	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	1.013	8.126	100.000	35.000	0.000	0.000	0.000
9	1.029	9.423	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1.025	12.354	0.000	0.000	36.800	2.914	0.000
11	1.025	10.595	0.000	0.000	36.800	-5.901	0.000
Total			315.000	115.000	323.984	44.044	0.000

Figura 3.15 Flujo de potencia con un 60 % más de generación

Se simuló el sistema cuando los dos generadores sufrían un incremento de potencia del 60% de su potencia inicial en un tiempo de simulación de 3 segundos, como se lo puede ver en la Figura 3.12. Además, se logró apreciar que el sistema empezó a estabilizarse a los 220 segundos al alcanzar los 60 Hz en la gráfica de la Figura 3.14.

Los valores de ángulo a los que cada generador se estabiliza, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.3 Valores de Variación de Ángulo por Generador al 60%

Num. Barra	Generador	Delta [°]
2	G2	27.0015
3	G3	20.4597
10	G4	-0.1479
11	G5	-12.0614

En la Figura 3.15 podemos visualizar el comportamiento del flujo de potencia luego de incrementar la generación eólica en un 60%, por lo que, los generadores eólicos adoptan un valor de 36.8 MW, en consecuencia, la potencia de la barra Slack, Barra 1, permanece con una magnitud superior a cero (2.384 MW), de tal forma que el SEP se mantiene dentro de las condiciones operativas.

3.3 Caso de estudio con energía eólica en un solo punto del sistema

La solución del sistema con un solo punto de generación eólica al incrementar su potencia en un 20% de su generación inicial se muestra en las siguientes figuras:

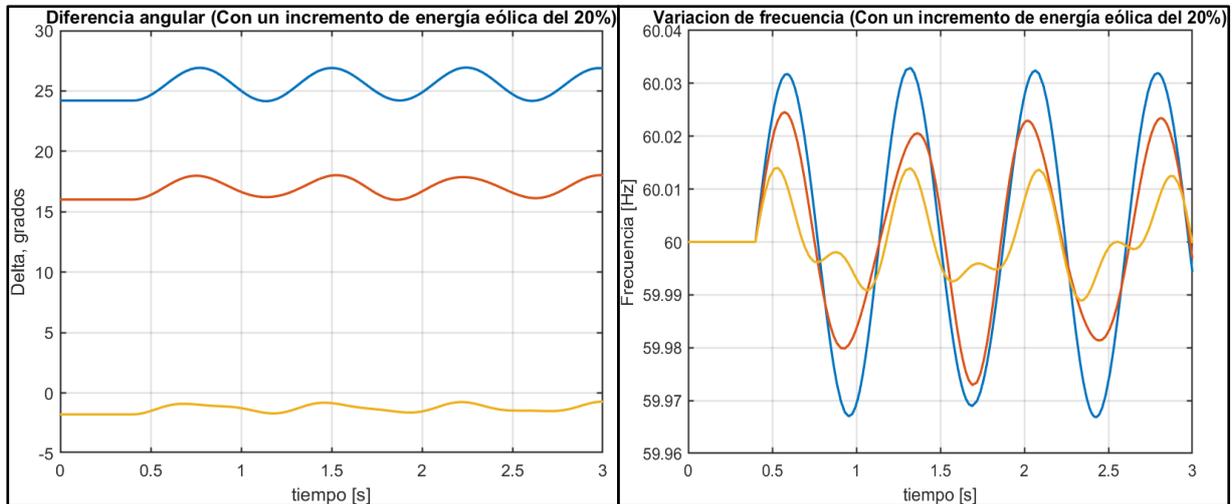


Figura 3.16 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=3$ segundos

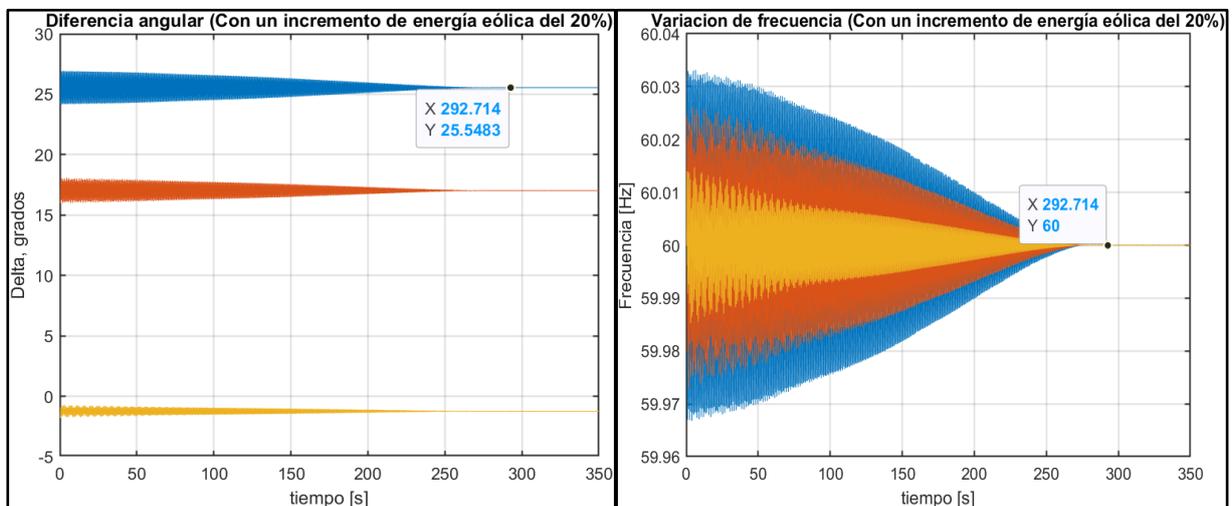


Figura 3.17 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=350$ segundos

Solución Flujo de Potencia a través de método Newton-Raphson							
Maximum Power Mismatch = 8.31347e-07							
No. de Iteraciones = 4							
Barra	Voltaje	Ángulo	-----Carga-----		---Generación---		Injectado
No.	Mag.	Grados	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	1.040	0.000	0.000	0.000	19.748	36.097	0.000
2	1.025	15.751	0.000	0.000	163.000	9.351	0.000
3	1.025	9.195	0.000	0.000	85.000	-7.796	0.000
4	1.020	-0.614	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	0.986	-0.783	125.000	50.000	0.000	0.000	0.000
6	1.006	-1.087	90.000	30.000	0.000	0.000	0.000
7	1.024	10.182	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	1.014	6.371	100.000	35.000	0.000	0.000	0.000
9	1.031	6.493	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1.025	12.065	0.000	0.000	55.200	2.330	0.000
Total			315.000	115.000	322.948	39.981	0.000

Figura 3.18 Flujo de potencia con un 20 % más de generación

Primeramente se simuló el sistema con un solo generador sufriendo un incremento de potencia del 20% de su potencia inicial en un tiempo de simulación de 3 segundos, como se lo puede ver en la Figura 3.16, en donde se puede visualizar al generador 1 con la curva de color azul, generador 2 con la curva de color rojo y al generador 3 o generador eólico, con la gráfica de color amarillo.

Por otro lado, se continuó aumentando los valores de tiempo hasta visualizar que el sistema mostraba señales de convergencia a los 292.71 segundos al alcanzar los 60 Hz en la gráfica de la Figura 3.17. Los valores de ángulo a los que cada generador se estabiliza, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.4 Valores de Variación de Ángulo por Generador al 20%

Num. Barra	Generador	Delta [°]
2	G2	25.5483
3	G3	17.0289
10	G4	-1.2382

En la Figura 3.18 podemos visualizar el comportamiento del flujo de potencia luego de incrementar la generación eólica en un 20%, por lo cual, el generador eólico adopta un valor de 55.2 MW, en consecuencia la potencia de la barra Slack, Barra 1, permanece con una magnitud superior a cero (19.748 MW), de tal forma que el SEP se mantiene dentro de las condiciones operativas.

La solución del sistema con un solo punto de generación eólica al incrementar su potencia en un 40% de su generación inicial se muestra en las siguientes figuras:

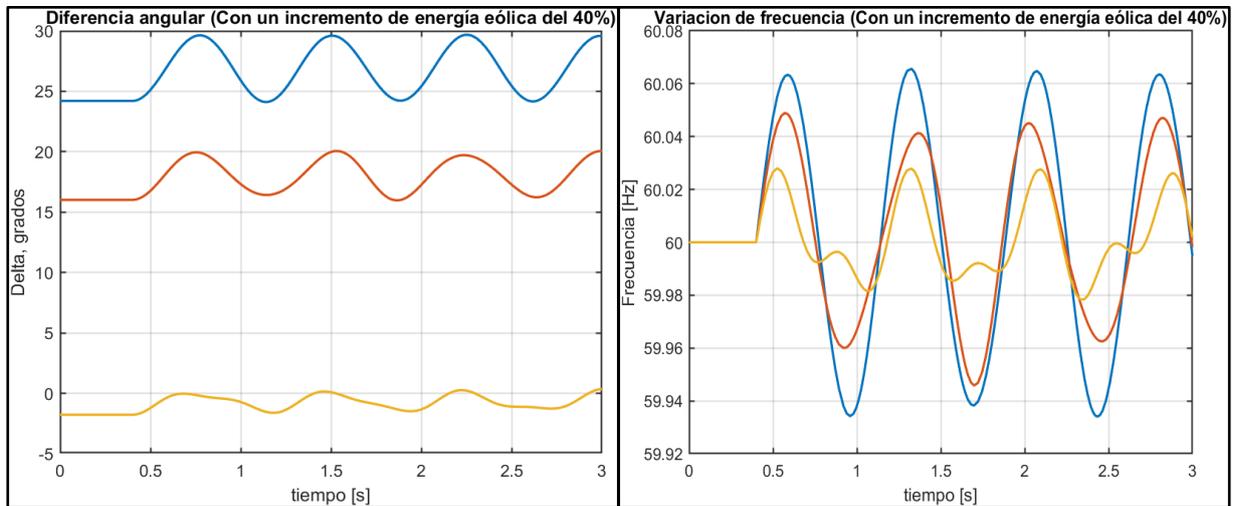


Figura 3.19 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=3$ segundos

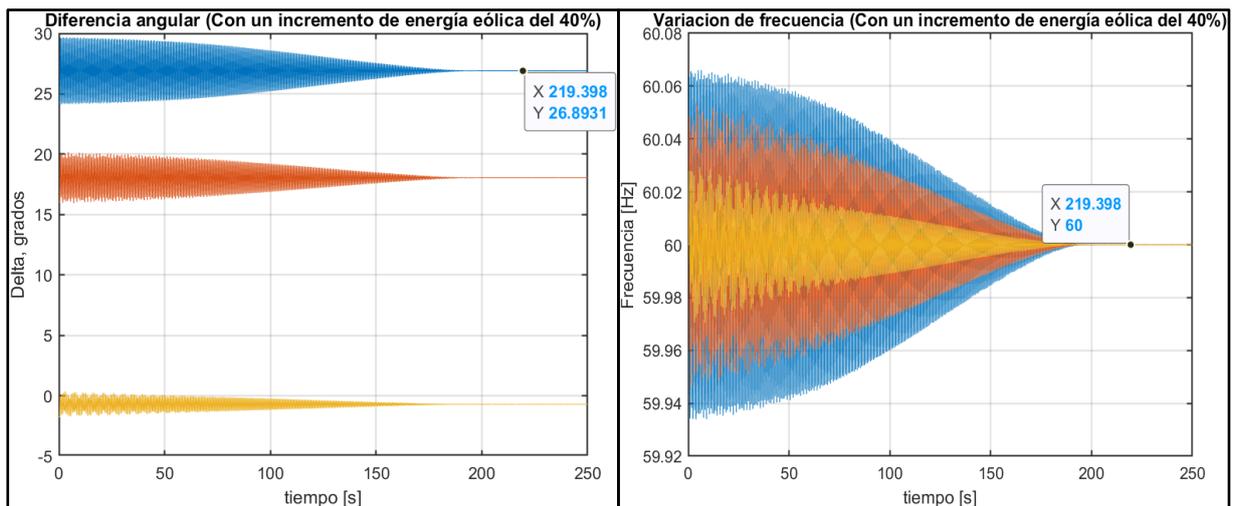


Figura 3.20 Curvas de diferencia angular y frecuencia con $T_f=250$ segundos

Solución Flujo de Potencia a través de método Newton-Raphson							
Maximum Power Mismatch = 1.11945e-06							
No. de Iteraciones = 4							
Barra	Voltaje	Ángulo	-----Carga-----		---Generación---		Inyectado
No.	Mag.	Grados	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	1.040	0.000	0.000	0.000	11.258	38.218	0.000
2	1.025	16.835	0.000	0.000	163.000	10.011	0.000
3	1.025	9.952	0.000	0.000	85.000	-7.053	0.000
4	1.019	-0.351	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	0.984	-0.251	125.000	50.000	0.000	0.000	0.000
6	1.005	-0.657	90.000	30.000	0.000	0.000	0.000
7	1.024	11.264	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	1.013	7.314	100.000	35.000	0.000	0.000	0.000
9	1.030	7.248	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1.025	13.462	0.000	0.000	64.400	3.315	0.000
Total			315.000	115.000	323.658	44.492	0.000

Figura 3.21 Flujo de potencia con un 40 % más de generación

Se simuló el sistema cuando el generador eólico sufría un incremento de potencia del 40% de su potencia inicial en un tiempo de simulación de 3 segundos, como se lo puede ver en la Figura 3.19. Además, se logró apreciar que el sistema empezó a estabilizarse a los 219.39 segundos al alcanzar los 60 Hz en la gráfica de la Figura 3.20.

Los valores de ángulo a los que cada generador se estabiliza, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.5 Valores de Variación de Ángulo por Generador al 40%

Num. Barra	Generador	Delta [°]
2	G2	26.8931
3	G3	18.0428
10	G4	-0.7049

En la Figura 3.21 podemos visualizar el comportamiento del flujo de potencia luego de incrementar la generación eólica en un 40%, por lo cual, el generador eólico adopta un valor de 64.4 MW, en consecuencia la potencia de la barra Slack, Barra 1, permanece con una magnitud superior a cero (11.258 MW), de tal forma que el SEP se mantiene dentro de las condiciones operativas.

La solución del sistema con un solo punto de generación eólica al incrementar su potencia en un 60% de su generación inicial se muestra en las siguientes figuras:

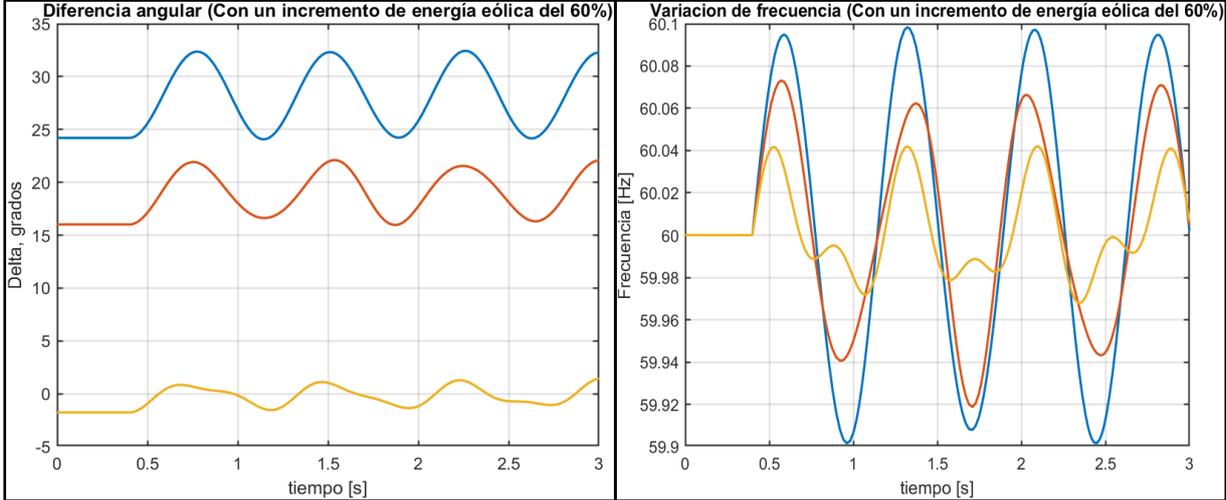


Figura 3.22 Curvas de diferencia angular y frecuencia con Tf=3 segundos

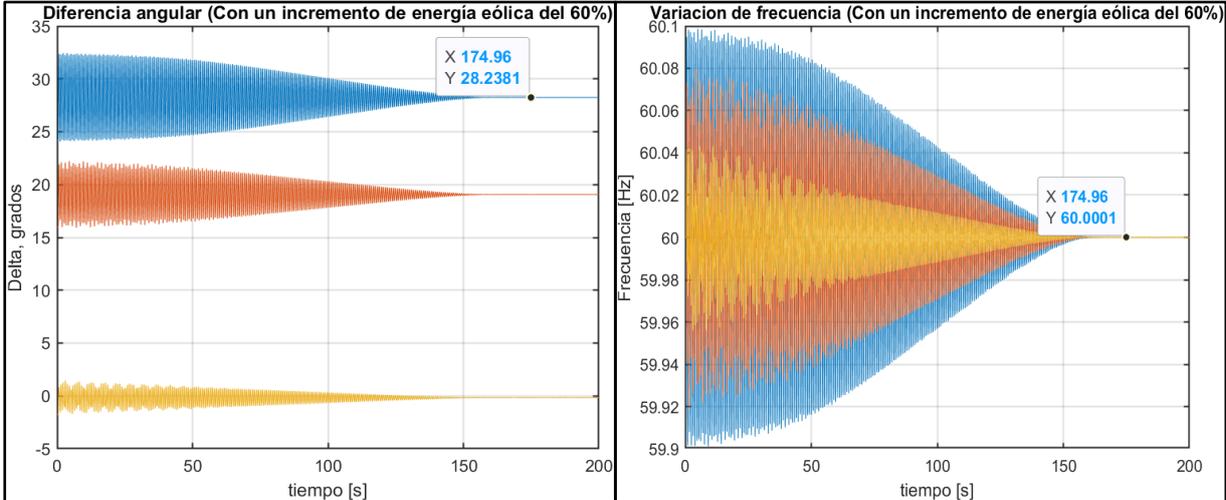


Figura 3.23 Curvas de diferencia angular y frecuencia con Tf=200 segundos

Solución Flujo de Potencia a través de método Newton-Raphson									
Maximum Power Mismatch = 1.50704e-06									
No. de Iteraciones = 4									
Barra	Voltaje	Ángulo	Carga		Generación		Inyectado		
No.	Mag.	No. Grados	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	
1	1.040	0.000	0.000	0.000	2.815	40.522	0.000	0.000	
2	1.025	17.922	0.000	0.000	163.000	10.759	0.000	0.000	
3	1.025	10.710	0.000	0.000	85.000	-6.235	0.000	0.000	
4	1.018	-0.088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
5	0.982	0.280	125.000	150.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
6	1.004	-0.226	90.000	30.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
7	1.023	12.349	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
8	1.013	8.259	100.000	35.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
9	1.030	8.005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
10	1.025	14.862	0.000	0.000	73.600	4.439	0.000	0.000	
Total		Total	315.000	115.000	324.415	49.485	0.000	0.000	

Figura 3.24 Flujo de potencia con un 60 % más de generación

Se simuló el sistema cuando el generador eólico sufría un incremento de potencia del 60% de su potencia inicial en un tiempo de simulación de 3 segundos, como se lo puede ver en la Figura 3.22. Además, se logró apreciar que el sistema empezó a estabilizarse a los 174.96 segundos al alcanzar los 60 Hz en la gráfica de la Figura 3.23.

Los valores de ángulo a los que cada generador se estabiliza, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.6 Valores de Variación de Ángulo por Generador al 60%

Num. Barra	Generador	Delta [°]
2	G2	28.2381
3	G3	19.0548
10	G4	-0.1735

En la Figura 3.24 podemos visualizar el comportamiento del flujo de potencia luego de incrementar la generación eólica en un 60%, por lo cual, el generador eólico adopta un valor de 73.6 MW, en consecuencia, la potencia de la barra Slack, Barra 1, permanece con una magnitud superior a cero (2.815 MW), de tal forma que el SEP se mantiene dentro de las condiciones operativas.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La importancia de este trabajo recae en el hecho de conocer la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia, el cual ha sufrido una perturbación en su generación, a través de la inserción de energía eólica; con ello se visualizó que el sistema alcanzaba la estabilidad en un lapso muy amplio. Debido a esto, se propone como siguiente meta la implementación de un sistema de control robusto, enfocado mayormente en la variación de frecuencia, para de esta manera reducir el tiempo en el que el sistema logra estabilizarse.

4.1 Conclusiones

- Se logró el desarrollo del código implementado en el software MATLAB que permitió el análisis de estabilidad transitoria en un sistema eléctrico de potencia al implementar e incrementar generación eólica, empleando funciones disponibles dentro del mismo software, como ode23, para la solución de las ecuaciones diferenciales de primer orden, permitiendo así reducir la carga computacional.
- Debido a que en los casos de estudio con un solo punto y varios puntos de generación eólica se visualizó que el sistema tardaba un tiempo considerable en estabilizarse, se determinó que a medida que el tiempo de simulación aumenta, el software tarda más en compilar los datos y, mostrar los resultados y gráficas requeridas.
- Según los casos de estudio analizados en este proyecto, se determinó que las variaciones de frecuencia en todos los escenarios estaban dentro del rango establecido por los Códigos de Red del Ecuador, es decir, entre 60.5 y 59.5 Hz, siendo los máximos cuando se incrementó un 60% de generación, oscilando entre 60.1 y 59.9 Hz. De esta forma se evitan posibles daños en los parques de generación, ocasionados por el disparo de relés de seccionamiento de carga cuando se sobrepasan estos límites [19].

- Se logró analizar el comportamiento del SEP antes y después de implementar energía eólica, obteniendo de esta manera el flujo de potencia presente en las barras, mismo que sirvió para conocer el valor de energía renovable que sería añadido al sistema para suplir la potencia generada por la barra Slack, y así mantener las condiciones de operación. Por otro lado, también se consiguieron las curvas de variación de ángulo y de frecuencia en los escenarios propuestos, en donde se pudo observar que al sistema le tomaba grandes periodos de tiempo estabilizarse, dependiendo del factor de incremento ingresado.
- Al analizar tanto el caso con un solo punto de generación como el con varios puntos de esta, se determinó que el sistema logra estabilizarse con mayor rapidez cuando se estudian los escenarios con un incremento de 60% y se concentra la energía eólica en una sola barra convergiendo a los 175 segundos, a diferencia de cuando existen varios puntos de generación, tardando 220 segundos, es decir, 45 segundos más rápido, en vista de la reducción del número de nodos, además del transformador que se utiliza para conectarlos y a que al aminorar el número de generadores, disminuye la inercia del sistema.
- Al obtener los flujos de potencia para los diferentes casos analizados, se concluye que cuando existe un incremento en la generación del 60%, la potencia generada por la barra Slack es de 2.815 MW con un solo generador eólico y de 2.384 MW con dos generadores, esto es consecuencia de la presencia extra de un transformador y una barra, en el caso del segundo escenario, debido a que aumenta la impedancia del sistema y por ende las pérdidas de este.

4.2 Recomendaciones

- Se podrían utilizar funciones prediseñadas de la librería Matpower para agilizar la obtención de ciertos resultados, como el flujo de potencia o emplear sus sistemas de potencia IEEE, debido a que ya vienen con parámetros establecidos, y de esta manera disminuir el tiempo de cómputo.
- Implementar una interfaz que permita modificar los datos del sistema y de esta manera pueda ser más interactivo para el usuario, teniendo como base el código desarrollado.

- Desarrollar otros casos de estudio en donde se aumente la carga total del sistema, así como también, la generación eólica para poder realizar un estudio más amplio de estabilidad transitoria en sistemas multimáquina.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Grainger and W. J. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*, 1st ed. México, 1996. [Online]. Available: <https://catedras.facet.unt.edu.ar/sep/wp-content/uploads/sites/20/2020/03/Análisis-de-Sistemas-de-Potencia-Grainger-Stevenson.pdf>
- [2] H. H. Anderson and A. A. Fouad, *Power system control and stability*, 2nd ed. Hoboken, New Jersey: IEEE Wiley-Interscience, 2003. doi: 10.1109/proc.1979.11425.
- [3] A. M. Gomez, “Herramienta Computacional Para El Análisis De Estabilidad Transitoria En Sistemas Multimáquina,” Universidad de Los Andes, 2008. [Online]. Available: http://bdigital.ula.ve/storage/pdfthesis/pregrado/tde_arquivos/9/TDE-2012-04-09T00:08:04Z-1540/Publico/gomezana.pdf
- [4] P. Kundur, *Transient Phenomena in Electrical Power Systems*, 1st ed. New York: Elsevier, 1965. doi: 10.1016/C2013-0-08253-9.
- [5] C. A. Aguilar Quintanilla and J. M. Hernández Muñoz, “Análisis y simulación de estabilidad transitoria en sistemas multimáquina,” Universidad de El Salvador, 2019. [Online]. Available: http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/20019/1/Análisis_y_simulación_de_estabilidad_transitoria_en_sistemas_multimáquina.pdf
- [6] H. Saadat, *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill, 1999.
- [7] J. D. Glover, M. S. Sarma, and T. Overbye, *Power Systems Analysis and Design*, 5th ed. Cengage Learning, 2012.
- [8] M. S. Alvarez-alvarado, “Estabilidad y Control de los Sistemas de Potencia: Conceptos de Estabilidad y Mecánica de la Máquina Síncrona,” pp. 1–44, 2021.
- [9] O. I. Elgerd, *Electric Energy Systems Theory*, 2nd ed. Florida: McGraw-Hill, 1982.
- [10] W. Sears, M. . Zemansky, H. . Young, and R. . Freedman, *Física Universitaria con Física Moderna*, 12th ed., vol. 2, no. 12. México: Addison-Wesley-Longman/Pearson Education, 2009.
- [11] H. I. Agüero Vega, “RESPUESTA INERCIAL DE SISTEMAS DE POTENCIA CON GENERACIÓN EÓLICA,” pp. 54–55, 2012, [Online]. Available: https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/112307/cf-aguero_hv.pdf?sequence=1
- [12] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*. New York: John Wiley & Sons, Ltd,

2005. doi: 10.1002/0470012684.

- [13] A. Santas Fuentefria, M. Castro Fernandez, and J. G. Boza Valerino, "ANÁLISIS DE PENETRACIÓN EÓLICA EN EL SISTEMA HÍBRIDO DIESEL –," Manaus, Brasil, 2013. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/307629851_ANALISIS_DE_PENETRACION_EOLICA_EN_EL_SISTEMA_HIBRIDO_DIESEL_-_EOLICO_DE_LA_ISLA_DE_LA_JUVENTUD
- [14] B. Pokharel and W. Gao, "Mitigation of disturbances in DFIG-based wind farm connected to weak distribution system using STATCOM," IEEE, 2010. doi: 10.1109/NAPS.2010.5619587.
- [15] M. F. Farias, P. E. Battaiotto, and M. G. Cendoya, "Investigation of UPQC for sag compensation in wind farms to weak grid connections," 2010. doi: 10.1109/ICIT.2010.5472550.
- [16] H. T. Le and S. Santoso, "Analysis of voltage stability and optimal wind power penetration limits for a non-radial network with an energy storage system," 2007 *IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES*, pp. 1–8, 2007, doi: 10.1109/PES.2007.385735.
- [17] J. Kabouris and F. D. Kanellos, "Impacts of Large-Scale Wind Penetration on Designing and Operation of Electric Power Systems," vol. 1, no. 2, pp. 1–8, 2010, [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5466194>
- [18] IEEE, "Nine bus system – IEEE stability." <https://dokumen.tips/documents/sistema-de-9-barras-ieee-para-estudio-de-estabilidad.html>
- [19] P. G. Mediavilla Quintuña, "Propuesta de una estructura de código de red para acceso de centrales de generación con energías renovables a la red de transmisión en Ecuador," pp. 16–17, 2015, [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/11107/1/CD-6396.pdf>

APÉNDICES

Apéndice A: Ingreso de sistemas de potencia a través de códigos MATLAB (.m)

Apéndice A.1 Tesis11Barras.m

Se ingresa la matriz del sistema eléctrico de potencia “esclavo” antes del incremento de generación eólica:

```
clear all
clc
basemva = 100; accuracy = 0.0001; maxiter = 10;
%Datos de barra
%      Bus Bus Voltage Angle -----Load-----Generator-----Injected
%      No code Mag. degree MW Mvar MW Mvar Qmin Qmax MVar
busdata=[1 1 1.04 0.0 0.00 0.00 0 0 -300 300 0
          2 2 1.025 0.0 0.00 0.00 163.00 0 -300 300 0
          3 2 1.025 0.0 0.00 0.00 85.00 0 -300 300 0
          4 0 1.0 0.0 0.00 0.00 0.00 0.00 0 0 0
          5 0 1.0 0.0 125.00 50.00 0.00 0.00 0 0 0
          6 0 1.0 0.0 90.00 30.00 0.00 0.00 0 0 0
          7 0 1.0 0.0 0.00 0.00 0.00 0.00 0 0 0
          8 0 1.0 0.0 100.00 35.00 0.00 0.00 0 0 0
          9 0 1.0 0.0 0.00 0.00 0.00 0.00 0 0 0
          10 2 1.025 0.0 0.00 0.00 23.00 0.00 -300 300 0
          11 2 1.025 0.0 0.00 0.00 23.00 0.00 -300 300 0];
%Datos de Línea
%      Bus bus R X (1/2)B 1 for line code or
%      n1 nr pu pu pu tap setting value
linedata=[1 4 0 0.0576 0 1.0 %Transformador 1
          4 6 0.017 0.092 0.079 1.0
          9 6 0.039 0.17 0.179 1.0
          3 9 0 0.0586 0 1.0 %Transformador 3
          8 9 0.0119 0.1008 0.1045 1.0
          7 8 0.0085 0.072 0.0745 1.0
          7 2 0 0.0625 0 1.0 %Transformador 2
          7 5 0.032 0.161 0.153 1.0
          5 4 0.01 0.085 0.088 1.0
          7 10 0 0.0625 0 1.0 %T4=T2
          9 11 0 0.0586 0 1.0]; %T5=T3

lfybus % Formación de la matriz de admitancia de barras
lfnewton % Solución Flujo de Potencia a través de método Newton-Raphson
busout % Imprime solución de flujo de energía en pantalla

%Datos del Generador
%      Gen. Ra Xd' H
gendata=[ 1 0 0.0608 23.64
          2 0 0.1198 6.40
          3 0 0.1813 3.01
          4 0 0.15 4
          5 0 0.15 4];

TrstabEolico
```

Apéndice A.2 Tesis11BarrasModificacion.m

Ingreso de sistema de potencia "main" con su incremento de generación a través de la entrada "fee", en donde se solicita al usuario por pantalla la incorporación del factor incremento de energía eólica:

```
%ingreso de factor de incremento de energía eólica "fee"
fee=double(input('Ingrese factor de incremento de energía eólica (hasta 0.6). fee ='));
basemva = 100; accuracy = 0.0001; maxiter = 10;
%Datos de Barra
%      Bus Bus  Voltage Angle  -----Load-----Generator-----Injected
%      No code Mag.   degree  MW      MVar      MW      MVar      Qmin Qmax  MVar
busdata=[1  1  1.04    0.0    0.00    0.00    0      0      -300 300  0
          2  2  1.025   0.0    0.00    0.00   163.00  0      -300 300  0
          3  2  1.025   0.0    0.00    0.00    85.00   0      -300 300  0
          4  0  1.0     0.0    0.00    0.00    0.00   0       0    0    0
          5  0  1.0     0.0    125.00  50.00   0.00   0       0    0    0
          6  0  1.0     0.0    90.00   30.00   0.00   0       0    0    0
          7  0  1.0     0.0    0.00    0.00   0.00   0       0    0    0
          8  0  1.0     0.0    100.00  35.00   0.00   0       0    0    0
          9  0  1.0     0.0    0.00    0.00   0.00   0       0    0    0
         10  2  1.025   0.0    0.00    0.00   (1+fee)*23  0    -300 300  0
         11  2  1.025   0.0    0.00    0.00   (1+fee)*23  0    -300 300  0];

%Datos de Línea
%      Bus bus      R      X      (1/2)B  1 for line code or
%      nl  nr      pu      pu      pu      tap setting value
linedata=[1  4  0      0.0576  0      1.0      %Transformador 1
          4  6  0.017  0.092  0.079  1.0
          9  6  0.039  0.17   0.179  1.0
          3  9  0      0.0586  0      1.0      %Transformador 3
          8  9  0.0119  0.1008 0.1045  1.0
          7  8  0.0085  0.072  0.0745  1.0
          7  2  0      0.0625  0      1.0      %Transformador 2
          7  5  0.032  0.161  0.153  1.0
          5  4  0.01    0.085  0.088  1.0
          7  10 0      0.0625  0      1.0      %T4=T2
          9  11 0      0.0586  0      1.0]; %T5=T3

lfybus      % Formación de la NUEVA matriz de admitancia de barras
lfnewton    % Solución de NUEVO Flujo de Potencia con método Newton-Raphson
busout      % Imprime solución del NUEVO flujo de energía en pantalla
```

Apéndice B: Generación de flujo de potencia en código MATLAB (.m)

Apéndice B.1 lfybus.m

Este código permite al sistema obtener la matriz de admitancia para realizar el cálculo del Flujo de Potencia:

```
% Copyright (c) 1998 by H. Saadat

j=sqrt(-1); i = sqrt(-1);
n1 = linedata(:,1); nr = linedata(:,2); R = linedata(:,3);
X = linedata(:,4); Bc = j*linedata(:,5); a = linedata(:, 6);
nbr=length(linedata(:,1)); nbus = max(max(n1), max(nr));
Z = R + j*X; y= ones(nbr,1)./Z;          %Admitancia de Línea
for n = 1:nbr
if a(n) <= 0 a(n) = 1; else end
Ybus=zeros(nbus,nbus);          % Inicializar Ybus a cero
                                % Formación de los elementos fuera de la diagona
for k=1:nbr;
    Ybus(n1(k),nr(k))=Ybus(n1(k),nr(k))-y(k)/a(k);
    Ybus(nr(k),n1(k))=Ybus(n1(k),nr(k));
end
end
                                % Formación de los elementos de la diagonal
for n=1:nbus
    for k=1:nbr
        if n1(k)==n
            Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k)/(a(k)^2) + Bc(k);
        elseif nr(k)==n
            Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k) +Bc(k);
        else, end
    end
end
end
```

Apéndice B.2 lfnewton.m

En esta parte se calcula el flujo de potencia a través del método de Newton-Raphson:

```
% Copyright (c) 1998 by H. Saadat
ns=0; ng=0; vm=0; delta=0; yload=0; deltad=0;
nbus = length(busdata(:,1));
for k=1:nbus
n=busdata(k,1);
kb(n)=busdata(k,2); vm(n)=busdata(k,3); delta(n)=busdata(k, 4);
Pd(n)=busdata(k,5); Qd(n)=busdata(k,6);
Pg(n)=busdata(k,7); Qg(n) =busdata(k,8);
Qmin(n)=busdata(k, 9); Qmax(n)=busdata(k, 10);
Qsh(n)=busdata(k, 11);
    if vm(n) <= 0 vm(n) = 1.0; V(n) = 1 + j*0;
    else delta(n) = pi/180*delta(n);
        V(n) = vm(n)*(cos(delta(n)) + j*sin(delta(n)));
        P(n)=(Pg(n)-Pd(n))/basemva;
        Q(n)=(Qg(n)-Qd(n)+ Qsh(n))/basemva;
        S(n) = P(n) + j*Q(n);
    end
end
```

```

end
for k=1:nbus
if kb(k) == 1, ns = ns+1; else, end
if kb(k) == 2 ng = ng+1; else, end
ngs(k) = ng;
nss(k) = ns;
end
Ym=abs(Ybus); t = angle(Ybus);
m=2*nbus-ng-2*ns;
maxerror = 1; converge=1;
iter = 0;
% Inicio de iteraciones
clear A DC J DX
while maxerror >= accuracy & iter <= maxiter % Prueba para max. discordancia
for i=1:m
for k=1:m
A(i,k)=0; %Iniciando matriz Jacobiana
end, end
iter = iter+1;
for n=1:nbus
nn=n-nss(n);
lm=nbus+n-ngs(n)-nss(n)-ns;
J11=0; J22=0; J33=0; J44=0;
for i=1:nbr
if n1(i) == n | nr(i) == n
if n1(i) == n, l = nr(i); end
if nr(i) == n, l = n1(i); end
J11=J11+ Vm(n)*Vm(l)*Ym(n,l)*sin(t(n,l)- delta(n) + delta(l));
J33=J33+ Vm(n)*Vm(l)*Ym(n,l)*cos(t(n,l)- delta(n) + delta(l));
if kb(n)~=1
J22=J22+ Vm(l)*Ym(n,l)*cos(t(n,l)- delta(n) + delta(l));
J44=J44+ Vm(l)*Ym(n,l)*sin(t(n,l)- delta(n) + delta(l));
else, end
if kb(n) ~= 1 & kb(l) ~=1
lk = nbus+l-ngs(l)-nss(l)-ns;
ll = l -nss(l);
% elementos fuera de la diagonal J1
A(nn, ll) =-Vm(n)*Vm(l)*Ym(n,l)*sin(t(n,l)- delta(n) + delta(l));
if kb(l) == 0 % elementos fuera de la diagonal J2
A(nn, lk) =Vm(n)*Ym(n,l)*cos(t(n,l)- delta(n) + delta(l));end
if kb(n) == 0 % elementos fuera de la diagonal J3
A(lm, ll) =-Vm(n)*Vm(l)*Ym(n,l)*cos(t(n,l)- delta(n)+delta(l)); end
if kb(n) == 0 & kb(l) == 0 % elementos fuera de la diagonal J4 J4
A(lm, lk) =-Vm(n)*Ym(n,l)*sin(t(n,l)- delta(n) + delta(l));end
else end
else , end
end
Pk = Vm(n)^2*Ym(n,n)*cos(t(n,n))+J33;
Qk = -Vm(n)^2*Ym(n,n)*sin(t(n,n))-J11;
if kb(n) == 1 P(n)=Pk; Q(n) = Qk; end
if kb(n) == 2 Q(n)=Qk;
if Qmax(n) ~= 0
Qgc = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
if iter <= 7 % entre la 2.ª y la 6.ª iteración
if iter > 2 % se prueban los mvar de las barras
if Qgc < Qmin(n), % del generador. si no está dentro de
Vm(n) = Vm(n) + 0.01; % los límites Vm(n) se cambia en pasos

```

```

                elseif Qgc > Qmax(n), % de 0.01pu para llevar el mvar del generador
                    Vm(n) = Vm(n) - 0.01;end % dentro de los límites especificados
                else, end
            else,end
        else,end
    end
    if kb(n) ~= 1
        A(nn,nn) = J11; %elementos de la diagonal de J1
        DC(nn) = P(n)-Pk;
    end
    if kb(n) == 0
        A(nn,lm) = 2*Vm(n)*Ym(n,n)*cos(t(n,n))+J22; %elementos de la diagonal de J2
        A(lm,nn)= J33; %elementos de la diagonal de J3
        A(lm,lm) =-2*Vm(n)*Ym(n,n)*sin(t(n,n))-J44; %elementos de la diagonal de J4
        DC(lm) = Q(n)-Qk;
    end
end
DX=A\DC';det(A);
for n=1:nbus
    nn=n-nss(n);
    lm=nbus+n-ngs(n)-nss(n)-ns;
    if kb(n) ~= 1
        delta(n) = delta(n)+DX(nn); end
    if kb(n) == 0
        Vm(n)=Vm(n)+DX(lm); end
end
maxerror=max(abs(DC));
if iter == maxiter & maxerror > accuracy
    fprintf('\nADVERTENCIA: LA SOLUCIÓN ITERATIVA NO CONVERGE ')
    fprintf('%g', iter), fprintf(' iteraciones.\n\n')
    fprintf('Presione ENTER para terminar las iteraciones e imprimir los resultados \n')
    converge = 0; pause, else, end

end

if converge ~= 1
    tech= (' LA SOLUCIÓN ITERATIVA NO CONVERGE'); else,
    tech=(' Solución Flujo de Potencia a través de método Newton-Raphson');
end
V = Vm.*cos(delta)+j*Vm.*sin(delta);
deltad=180/pi*delta;
i=sqrt(-1);
k=0;
for n = 1:nbus
    if kb(n) == 1
        k=k+1;
        S(n)= P(n)+j*Q(n);
        Pg(n) = P(n)*basemva + Pd(n);
        Qg(n) = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
        Pgg(k)=Pg(n);
        Qgg(k)=Qg(n);
    elseif kb(n) ==2
        k=k+1;
        S(n)=P(n)+j*Q(n);
        Qg(n) = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
        Pgg(k)=Pg(n);
        Qgg(k)=Qg(n);
    end
end

```


Apéndice C: Desarrollo del código para el análisis de estabilidad en sistemas multimáquina con alta penetración de generación eólica.

Apéndice C.1 TrstabEolico.m

Este código recibe los datos del flujo de potencia del sistema “esclavo” y además corre un nuevo flujo de potencia con el sistema “main”, con lo cual, resuelve las ecuaciones diferenciales para junto con ello mostrar las gráficas de variación de ángulo y de frecuencia:

```

global Pm f H E Y th ngg
f=60;
ngr=gendata(:,1); %conversión de números de generador a matriz [1,2,...,n]
ngg=length(gendata(:,1)); %número de generadores en total

for k=1:ngg
zdd(ngr(k))=gendata(k, 2)+j*gendata(k,3); %Matriz de impedancia del sistema
H(k)=gendata(k,4); %Matriz de constantes de inercia
end
%
for k=1:ngg
I=conj(S(ngr(k)))/conj(V(ngr(k))); %Cálculo de Corriente
Ep(k) = V(ngr(k))+zdd(ngr(k))*I; % cálculo de FEM
Pm(k)=real(S(ngr(k))); % cálculo de potencia
end
E=abs(Ep); d0=angle(Ep);%Magnitud y ángulo de FEM
for k=1:ngg
n1(nbr+k) = nbus+k;%adición de barras segun cantidad de generadores

nr(nbr+k) = gendata(k, 1);

R(nbr+k) = real(zdd(ngr(k)));%aumento de resistencia del generador en la matriz R
X(nbr+k) = imag(zdd(ngr(k)));%aumento de reactancia del generador en la matriz X

Bc(nbr+k) = 0;%aumento de susceptancia del generador en la matriz Bc
a(nbr+k) = 1.0;
yload(nbus+k)=0;
end
nbr1=nbr; nbus1=nbus;
nbrt=nbr+ngg;
nbust=nbus+ngg;
linedata=[n1, nr, R, X, -j*Bc, a];
[Ybus, Ybf]=ybusbf(linedata, yload, nbus1,nbust);
fprintf('\nBus admittance matrix \n')
Ybf %obtención de la matriz de admitancias
Y=abs(Ybf); th=angle(Ybf); %magnitud y ángulo de la matriz
Pm=zeros(1, ngg);
disp([' G(i) E''(i) d0(i) Pm(i)'])
for ii = 1:ngg %impresión de matriz de potencia mecánica con su respectiva
for jj = 1:ngg % FEM, ángulo y número de generador
Pm(ii) = Pm(ii) + E(ii)*E(jj)*Y(ii, jj)*cos(th(ii, jj)-d0(ii)+d0(jj));
end,
fprintf(' %g', ngr(ii)), fprintf(' %8.4f',E(ii))

```

```

fprintf(' %8.4f', 180/pi*d0(ii)), fprintf(' %8.4f \n',Pm(ii))
end

resptc='y';
while resptc == 'y' | resptc == 'Y'
teo=input('Ingrese tiempo de momento de adición de energía eólica [s]= ');
tf=input('Ingrese tiempo final de simulación [s]:');
clear t x del
t0 = 0;
w0=zeros(1, length(d0));
x0 = [d0, w0];
tol=0.0001;
%[t1, xf] =ode23('dfpek', t0, tc, x0, tol); % Solución antes de incremento
tspan=[t0, teo]; % de energía eólica
[t1, xf] =ode23('dfpek', tspan, x0);
x0c =xf(length(xf), :);

% adición de energía eólica a energía mecánica

Te9BarrasModificacion %Ingreso de sistema modificado con incremento de
for k=1:ngg %energía eólica
I=conj(S(ngr(k)))/conj(V(ngr(k)));
Ep(k) = V(ngr(k))+zdd(ngr(k))*I;
Pm(k)=real(S(ngr(k)));
end
E=abs(Ep); d0=angle(Ep);
for k=1:ngg
n1(nbr+k) = nbus+k;

nr(nbr+k) = gendata(k, 1);

R(nbr+k) = real(zdd(ngr(k)));
X(nbr+k) = imag(zdd(ngr(k)));

Bc(nbr+k) = 0;
a(nbr+k) = 1.0;
yload(nbus+k)=0;
end
nbr1=nbr; nbus1=nbus;
nbrt=nbr+ngg;
nbust=nbus+ngg;
linedata=[n1, nr, R, X, -j*Bc, a];
[Ybus, Ybf]=ybusbf(linedata, yload, nbus1,nbust);
fprintf('\nBus admittance matrix \n')
Ybf
Y=abs(Ybf); th=angle(Ybf);
Pm=zeros(1, ngg);
disp([' G(i) E''(i) d0(i) Pm(i) nuevo'])
for ii = 1:ngg %Obtención de potencia nueva potencia en consecuencia del
for jj = 1:ngg %sistema con nuevos parametros
Pm(ii) = Pm(ii) + E(ii)*E(jj)*Y(ii, jj)*cos(th(ii, jj))-d0(ii)+d0(jj));

end,
fprintf(' %g', ngr(ii)), fprintf(' %8.4f',E(ii))
fprintf(' %8.4f', 180/pi*d0(ii)), fprintf(' %8.4f \n',Pm(ii))
end

```

```

%[t2,xc] =ode23('afpek', tc, tf, x0c, tol); % Solución con incremento
tspan=[teo, tf]; % de energía eólica
[t2,xc] =ode23('afpek', tspan, x0c);
t =[t1; t2]; x = [xf; xc];
fprintf('\nAdición de energía eólica a %4.3f sec. \n', teo)
for k=1:nbus
    if kb(k)==1
        ms=k; else, end
    end
    fprintf('\nDiferencia angular entre generadores\n')
    fprintf('con respecto al slack en grados [°).\n')
    fprintf(' t - sec')
    kk=0;
    for k=1:ngg %Obtención de los valores de diferencia angular con respecto a
        if k~=ms % la barra slack
            kk=kk+1;
            del(:,kk)=180/pi*(x(:,k)-x(:,ms));
            fprintf(' d(%g,',ngr(k)), fprintf('%g)', ngr(ms))
            else, end
        end
        dd=0;
        for k=(ngg+1):length(x0)%Obtención de los valores de variación de frecuencia
            if k~=(ngg+1) %con respecto a la barra slack
                dd=dd+1;
                wel(:,dd)=60+(x(:,k)-x(:,(ngg+1)))*(1/(2*pi));
                else, end
            end
            fprintf(' \n')
            disp([t, del]) %impresion de los valores de ángulo por la ventana Command Window
            h=figure; figure(h)
            % plot(t, del,'Linewidth',1.5) %plot para 3 segundos
            plot(t, del) %Gráfica de diferencia angular
            set(gca,'Linewidth',1)
            title(['Diferencia angular (Con un incremento de energía eólica del ', num2str(fee*100),'%')])
            xlabel('tiempo [s]'), ylabel('Delta, grados'), grid
            figure()
            % plot(t, wel,'Linewidth',1.5) %plot para 3 segundos
            plot(t, wel) %Gráfica de Variación de Frecuencia
            set(gca,'Linewidth',1)
            title(['Variación de frecuencia (Con un incremento de energía eólica del ',
            num2str(fee*100),'%')])
            xlabel('tiempo [s]'), ylabel('Frecuencia [Hz)'), grid
            resp=0;
        end
    end

```

Apéndice C.2 Ybus.m

Este código permite al usuario crear la matriz de admitancia de barras, con sus respectivos elementos, tanto de la diagonal principal, como fuera de esta:

```
% Copyright (c) 1998 by H. Saadat.

function[Ybus] = ybus(zdata)
n1=zdata(:,1); nr=zdata(:,2); R=zdata(:,3); X=zdata(:,4);
nbr=length(zdata(:,1)); nbus = max(max(n1), max(nr));
Z = R + j*X; %Impedancia de Línea
y= ones(nbr,1)./Z; %Admitancia de Línea
Ybus=zeros(nbus,nbus); % Inicializar Ybus a cero
for k = 1:nbr; % Formación de los elementos fuera de la diagonal
    if n1(k) > 0 & nr(k) > 0
        Ybus(n1(k),nr(k)) = Ybus(n1(k),nr(k)) - y(k);
        Ybus(nr(k),n1(k)) = Ybus(n1(k),nr(k));
    end
end
for n = 1:nbus % Formación de los elementos de la diagonal
    for k = 1:nbr
        if n1(k) == n | nr(k) == n
            Ybus(n,n) = Ybus(n,n) + y(k);
        else, end
    end
end
end
```

Apéndice C.3 ybusbf.m

Esta función forma la matriz de admitancias de barras que incluye las admitancias de carga. La correspondiente matriz de admitancia reducida es obtenida para el estudio de estabilidad transitoria:

```
% Copyright (c) 1998 by H. Saadat

function [Ybus, Ybf] = ybusbf(linedata, yload, nbus1, nbust)
global Pm f H E Y th ngg

lfybus
for k=1:nbust
    Ybus(k,k)=Ybus(k,k)+yload(k);
end
YLL=Ybus(1:nbus1, 1:nbus1);
YGG = Ybus(nbus1+1:nbust, nbus1+1:nbust);
YLG = Ybus(1:nbus1, nbus1+1:nbust);
Ybf=YGG-YLG.'*inv(YLL)*YLG;
```

Apéndice C.4 dfpek.m y afpek

Tanto la función dfpek como afpek contienen el mismo código, pero poseen un nombre diferente debido a que son utilizadas con flujos de potencia distintos, la primera utiliza el flujo de potencia cuando el sistema posee sus condiciones iniciales, y la segunda, un flujo de potencia con el incremento de generación eólica, para de esta manera resolver la ecuación de oscilación y la ecuación 56 de la constante de inercia

```
% Copyright (c) 1998 by H. Saadat

function xdot = dfpek(t,x)
global Pm f H E Y th ngg
Pe=zeros(1, ngg);
for ii = 1:ngg
for jj = 1:ngg
Pe(ii) = Pe(ii) + E(ii)*E(jj)*Y(ii, jj)*cos(th(ii, jj)-x(ii)+x(jj));
end, end
for k=1:ngg
xdot(k)=x(k+ngg);
xdot(k+ngg)=(pi*f)/H(k)*(Pm(k)-Pe(k));
end
xdot=xdot';
```