

**Escuela Superior Politécnica Del Litoral**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

Evaluación de la estabilidad transitoria integral de un equivalente del SNI con  
penetración eólica y BESS

**INGE-2730**

**Proyecto Integrador**

Previo a la obtención del Título de:

**Ingeniero en Electricidad**

Presentado por:

Rómulo Francisco Sánchez Romero

Alex Fernando Ibarra Matamoros

Guayaquil – Ecuador

Año: 2024

## Dedicatoria

---

A mis padres, cuya dedicación y sacrificio han sido la base de este logro. A mi hermana, por su compañía y aliento constante. A mi familia cercana, por su cariño incondicional. Y a mis grandes amigos, por ser mi refugio en los momentos difíciles y mi compañía en los buenos. Este trabajo es para ustedes.

Alex Fernando Ibarra Matamoros

Dedico este trabajo a mi familia, pilar fundamental en mi vida, cuyo amor y apoyo inquebrantable me han acompañado en cada paso de este camino. A mis amigos, por su compañía y por compartir conmigo este viaje de crecimiento. A todos ustedes, con gratitud y cariño.

Rómulo Francisco Sánchez Romero

## Agradecimientos

---

En primer lugar, agradezco a Dios por ser el pilar de mi vida y el eje de mi carrera. A mi familia, por su amor incondicional y su apoyo constante, brindándome la fuerza y motivación para alcanzar esta meta. A mis amigos, quienes han sido una parte esencial de este recorrido, y en especial a Willy y Valeria, cuya compañía y apoyo inquebrantable me ayudaron a sobrellevar los momentos más difíciles de la carrera. A todos ustedes, gracias por formar parte de este logro.

Alex Fernando Ibarra Matamoros

Mi más sincero agradecimiento a mis padres y hermanas, por ser el motor que me impulsó a superar cada reto en este camino, gracias por su amor, su apoyo constante y por acompañarme en cada paso de esta travesía universitaria. A Emilia, por su compañía y fortaleza en los momentos más difíciles. Este logro no habría sido posible sin ustedes.

Rómulo Francisco Sánchez Romero

## Declaración Expresa

---

Nosotros Alex Fernando Ibarra Matamoros y Rómulo Francisco Sánchez Romero acordamos y reconocemos que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique a los autores que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 4 de Octubre del 2024

Rómulo Sánchez  
Rómulo Sánchez

  
Alex Ibarra

## Evaluadores

---

**Mgtr. Patricia Pasmay**

Profesor de Materia

---

**PhD. Ángel Recalde**

Tutor de proyecto

## Resumen

Este proyecto evalúa la estabilidad transitoria del Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano ante la integración de energía eólica y sistemas de almacenamiento en baterías (BESS). Se propone un modelo reducido del SNI mediante el método Ward extendido, optimizando simulaciones con menores recursos computacionales y analizando la estabilidad de frecuencia y voltaje bajo condiciones dinámicas.

El desarrollo incluyó un equivalente reducido del SNI obtenido con DIgSILENT PowerFactory, integrando generadores eólicos y BESS modelados como máquinas síncronas virtuales. MATLAB se utilizó para implementar análisis de estabilidad transitoria, empleando ecuaciones diferenciales y el método ode45. Las simulaciones de fallas trifásicas generaron curvas de ángulo de potencia vs tiempo y de potencia vs voltaje (PV).

El modelo reducido mostró errores menores al 0.003% respecto al sistema original. La inclusión de BESS y energía eólica mejoró moderadamente la estabilidad, reduciendo desviaciones angulares y reforzando parcialmente la respuesta ante perturbaciones. El uso de máquinas síncronas virtuales facilitó la integración de energías renovables y un mejor control del sistema.

Se concluye que el modelo reducido es una herramienta válida para evaluar la estabilidad del SNI, contribuyendo a su confiabilidad ante futuros desafíos energéticos.

**Palabras clave:** Simulación energética, redes eléctricas, modelado matemático, Ward extendido, sistema eléctrico.

### **Abstract**

*This project evaluates the transient stability of the Ecuadorian National Interconnected System (SNI) in the context of integrating wind energy and battery energy storage systems (BESS). A reduced model of the SNI is proposed using the Ward extended method, optimizing simulations with fewer computational resources and analyzing frequency and voltage stability under dynamic conditions.*

*The development included a reduced equivalent of the SNI obtained using DIGSILENT PowerFactory, integrating wind generators and BESS modeled as virtual synchronous machines. MATLAB was used to implement transient stability analyses, employing differential equations and the ode45 method. Simulations of three-phase faults generated curves of power angle versus time and power versus voltage (PV).*

*The reduced model showed errors below 0.003% compared to the original system. The inclusion of BESS and wind energy moderately improved stability, slightly reducing angular deviations and partially enhancing the response to disturbances. The use of virtual synchronous machines facilitated the integration of renewable energies and improved system control.*

*It is concluded that the reduced model is a valid tool for evaluating the stability of the SNI, contributing to its reliability in the face of future energy challenges.*

**Keywords:** *Energy simulation, Electrical grids, Mathematical modeling, Dynamic analysis, Power system.*

## Índice general

Resumen.....	V
<i>Abstract</i> .....	VI
Índice general.....	VII
Abreviaturas.....	X
Simbología.....	XI
Índice de figuras.....	XII
Índice de tablas .....	XV
Capítulo 1.....	1
1.1 Introducción .....	2
1.2 Descripción del Problema .....	2
1.3 Justificación del Problema .....	3
1.4 Objetivos .....	3
<i>1.4.1 Objetivo general</i> .....	3
<i>1.4.2 Objetivos específicos</i> .....	3
1.5 Marco teórico.....	4
<i>1.5.1 Estructura de un sistema de potencia</i> .....	4
<i>1.5.2 Regulación de un sistema de potencia</i> .....	5
<i>1.5.3 Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano</i> .....	6
<i>1.5.4 Fenómeno de la estabilidad</i> .....	7
1.5.4.1 Estabilidad de pequeña señal.....	7

1.5.4.2	Estabilidad transitoria.....	8
1.5.4.3	Estabilidad de tensión .....	8
1.5.5	<i>Equivalentes de red</i> .....	9
1.5.6	<i>Integración de sistemas eólicos y BESS a la red</i> .....	9
1.5.6.1	Aspectos importantes de los sistemas eólicos y BESS .....	9
1.5.6.2	Efectos de los sistemas eólicos y BESS sobre la estabilidad del sistema. .	10
Capítulo 2	.....	11
2.1	Metodología.....	12
2.2	Obtención del equivalente del SNI utilizando Power Factory .....	12
2.2.1	Método Ward extendido .....	12
2.3	Obtención del equivalente del SNI en sistema por unidad.....	15
2.3.1	<i>Procedimiento general del método</i> .....	15
2.4	Script en Matlab para el análisis de estabilidad transiente.....	16
2.4.1	<i>Análisis de estabilidad de frecuencia del sistema</i> .....	16
2.5	Script en Matlab para el análisis de estabilidad de voltaje.....	20
2.5.1	<i>Análisis de estabilidad de voltaje del sistema mediante flujo de potencia continuado.</i> .....	20
2.6	Modelo de máquina virtual síncrona utilizando energía eólica y sistemas BESS, implementado en el análisis de estabilidad de frecuencia y voltaje.....	22
2.7	Software a emplear .....	24
2.7.1	<i>MATLAB</i> .....	24
2.7.2	<i>DIgSILENT PowerFactor</i> .....	24

2.8 Casos de estudio.....	25
CAPITULO 3.....	26
3. Resultados y análisis.....	27
3.1 Caso de estudio.....	27
3.1.1 Resultados obtenidos del método Ward extendido .....	28
3.1.2 Resultados obtenidos del análisis de estabilidad de frecuencia .....	34
3.1.3 Resultados obtenidos del análisis de estabilidad de voltaje.....	40
3.2 Análisis .....	46
Capítulo 4.....	51
4. Conclusiones y recomendaciones .....	52
4.1.1 Conclusiones .....	52
4.1.2 Recomendaciones.....	54
Referencias.....	55
5. Anexos .....	56
5.1 Comparación del uso de la función ode 45 por sobre el ode 23 .....	56
5.2 Comparación del método REI con el Ward extendido.....	56

## Abreviaturas

BESS: Battery Energy Storage Systems

DIgSILENT: Digital Simulation and Electrical Network Calculation Program

Hz: Hertz (unit of frequency)

MATLAB: Matrix Laboratory

MW: Megawatt

ode45: Ordinary Differential Equation solver of order 4 and 5

PV: Power versus Voltage

SNI: Sistema Nacional Interconectado

VSM: Virtual Synchronous Machine

## Simbología

$\delta$	Ángulo de potencia
f	Frecuencia
H	Constante de inercia
I	Corriente eléctrica
MW	Megavatios
P	Potencia activa
Pu	Por unidad
Q	Potencia reactiva
V	Voltaje
Y	Admitancia
$\lambda$	Parámetro de carga

## Índice de figuras

Figura 1. <i>Estructura de un sistema de potencia.</i> .....	5
Figura 2. <i>Metodología de diseño.</i> .....	12
Figura 3. <i>Transformación de inyecciones de Potencia en inyecciones de corrientes.</i> .....	13
Figura 4. <i>Esquema del Sistema de Potencia completo.</i> .....	14
Figura 5. <i>Esquema del Sistema de Potencia reducido con el método Ward Extendido.</i> .....	14
Figura 6. <i>Diagrama esquemático del SNI completo</i> .....	15
Figura 7. <i>Esquema interno del generador.</i> .....	17
Figura 8. <i>Esquema interno del generador con barra nueva.</i> .....	17
Figura 9. <i>Representación de Sistemas de Potencia para flujos de potencia.</i> .....	18
Figura 10. <i>Representación de Sistemas de Potencia para Análisis de Estabilidad.</i> .	19
Figura 11. <i>Procedimiento predictor y corrector del flujo de potencia continuado.</i> .....	21
Figura 12. <i>Modelamiento de la máquina virtual síncrona.</i> .....	23
Figura 13. <i>Equivalente reducido del SNI.</i> .....	28
Figura 14. <i>Tabla comparativa de resultados obtenidos de la simplificación del sistema</i> .....	29
Figura 15. <i>Curvas del ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Coca codo Sinclair saliendo de servicio la L/T que conecta con bus San Rafael.</i> .....	34
Figura 16. <i>Curvas del ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Coca Codo Sinclair saliendo de servicio la L/T que conecta con bus San Rafael agregando 20MW de Maquina Síncrona Virtual en bus Machala.</i> .....	34

Figura 17. <i>Curvas ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Molino saliendo de servicio la L/T que conecta con bus Taday.</i> .....	35
Figura 18. <i>Curvas ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Molino saliendo de servicio la L/T que conecta con bus Taday agregando 20MW de Maquina Síncrona Virtual en bus Machala.</i> .....	35
Figura 19. <i>Curvas de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Machala saliendo de servicio la L/T que conecta con la interconexión con Perú.</i> .....	36
Figura 20. <i>Curvas de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Machala saliendo de servicio la L/T que conecta con la interconexión con Perú agregando 20MW de Maquina Síncrona Virtual en bus Taday.</i> .....	36
Figura 21. <i>Curvas de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Las Esclusas saliendo de servicio la L/T que conecta con bus Milagro.</i> .....	37
Figura 22. <i>Curvas de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Las Esclusas saliendo de servicio la L/T que conecta con bus Milagro agregando 25MW de Maquina Síncrona Virtual en bus Taday.</i> .....	37
Figura 23. <i>Curvas de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Quevedo saliendo de servicio la L/T que conecta con bus Santo Domingo.</i> .....	38
Figura 24. <i>Curvas de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Quevedo saliendo de servicio la L/T que conecta con bus Santo Domingo agregando 25MW de Maquina Síncrona Virtual en bus Taday.</i> .....	38
Figura 25. <i>Curvas frecuencia vs tiempo y de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Totoras saliendo de servicio la L/T que conecta con Tisaleo.</i> .....	39
Figura 26. <i>Curvas frecuencia vs tiempo y de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Totoras saliendo de servicio la L/T que conecta con bus Tisaleo agregando 25MW de Maquina Síncrona Virtual en bus Machala.</i> .....	39

Figura 27. <i>Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Coca Codo Sinclair.</i> .....	40
Figura 28. <i>Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Coca Codo Sinclair agregando 25MW con modelo de Maquina Síncrona Virtual en bus Santa Rosa.</i> .....	40
Figura 29. <i>Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Molino.</i> .....	41
Figura 30. <i>Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Molino agregando 25MW con modelo de Maquina Síncrona Virtual en bus Santa Rosa.</i> .....	41
Figura 31. <i>Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Machala.</i> .....	42
Figura 32. <i>Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Machala agregando 25MW con modelo de Maquina Síncrona Virtual en bus Santa Rosa.</i> .....	42
Figura 33. <i>Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Esclusas.</i> .....	43
Figura 34. <i>Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Las Esclusas agregando 20MW con modelo de Maquina Síncrona Virtual en bus Santa Rosa.</i> .....	43
Figura 35. <i>Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Quevedo.</i> .....	44
Figura 36. <i>Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Quevedo agregando 25MW con modelo de Maquina Síncrona Virtual en bus Machala.</i> .....	44
Figura 37. <i>Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Totoras.</i> .....	45
Figura 38. <i>Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Totoras agregando 25MW con modelo de Maquina Síncrona Virtual en bus Santa Rosa.</i> .....	45

**Índice de tablas**

Tabla 1. <i>Rangos de frecuencia y periodos de tiempo mínimos de operación de una central</i> .....	6
Tabla 2. <i>Límites de voltajes en transmisión</i> .....	7
Tabla 3. <i>Datos de las barras del sistema</i> .....	30
Tabla 4. <i>Datos de las líneas de transmisión tomando de potencia base 100 MVA</i> ...31	
Tabla 5. <i>Datos de los generadores</i> .....	33

## **Capítulo 1**

## **1.1 Introducción**

La estabilidad de un sistema de potencia se define como la capacidad de retornar al sincronismo de las máquinas luego de una perturbación. Estas perturbaciones, que pueden ser pequeñas o severas, como un cortocircuito o la pérdida de un generador; demandan que el sistema opere de manera eficaz y entregue la carga de manera adecuada. Actualmente, la incorporación de fuentes de energía renovable como la eólica y solar ha introducido la necesidad de analizar el impacto de un nuevo tipo de fuentes de generación a la estabilidad de los sistemas eléctricos; para ello se necesita una regulación adecuada, desde los aspectos técnicos hasta los comerciales.

En el caso del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, el estudio dinámico de la estabilidad de este sistema consume gran capacidad de carga computacional. Con el fin de optimizar este estudio, se plantea la posibilidad de crear un sistema equivalente reducido mediante un método de reducción con el que se puedan hacer simulaciones que den resultados semejantes a los obtenidos con el sistema original, pero con menos recursos informáticos. Se necesitará el diseño de un código que facilite el estudio del comportamiento del sistema con respecto a la frecuencia y el voltaje, de forma que se asegure la correcta operación de este frente a nuevas perturbaciones.

## **1.2 Descripción del problema**

La integración de nuevas fuentes de generación, como la energía eólica y los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS), en los sistemas interconectados requiere un análisis técnico a profundidad. La estabilidad del sistema de potencia debe garantizarse, evitando variaciones críticas en los parámetros nominales, como la frecuencia y el voltaje. La conexión de estas tecnologías, que utilizan convertidores electrónicos, reduce la inercia del sistema, haciéndolo más vulnerable a desviaciones de frecuencia, lo que plantea un desafío muy relevante para el Sistema Nacional Interconectado (SNI) en Ecuador. Con el reciente incremento de generación eólica y fotovoltaica, es necesario estudiar el impacto de estas fuentes para asegurar que la red no vea comprometida su confiabilidad.

### **1.3 Justificación del problema**

La integración de energías renovables como la eólica y los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) ha introducido complejidades adicionales en la estabilidad transitoria del Sistema Nacional Interconectado (SNI). Estos recursos, que dependen de convertidores electrónicos, reducen la inercia del sistema, lo que aumenta su vulnerabilidad ante variaciones en la frecuencia y el voltaje. Para enfrentar este desafío, se propone el desarrollo de un algoritmo basado en procesos matemáticos avanzados que permitirá evaluar de manera precisa la estabilidad transitoria del SNI.

Este análisis se centrará en un equivalente reducido del SNI, construido utilizando el método Ward Extendido, que mantendrá las principales características dinámicas del sistema completo, pero con una complejidad significativamente menor. El estudio abarcará los 7 generadores más representativos del SIN además de la inclusión de generación eólica y BESS, evaluando su impacto sobre la estabilidad de frecuencia y voltaje. La metodología escogida permitirá analizar la respuesta del sistema ante disturbios, además de también ofrecer un marco de referencia para futuros estudios de estabilidad transitoria en el país.

### **1.4 Objetivos**

#### ***1.4.1 Objetivo general***

Evaluar la estabilidad transitoria integral del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador mediante el desarrollo y aplicación de un algoritmo matemático que utilice un equivalente reducido del sistema, basado en el método Ward Extendido, con el fin de analizar el impacto de la penetración de generación eólica y sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) sobre la estabilidad de frecuencia y voltaje.

#### ***1.4.2 Objetivos específicos***

1. Desarrollar un algoritmo matemático para evaluar la estabilidad transitoria del SNI utilizando un equivalente reducido del sistema.

2. Analizar la estabilidad de frecuencia y voltaje en los generadores más representativos del SNI.
3. Aplicar el método de reducción Ward Extendido para obtener un equivalente dinámico del SNI.
4. Evaluar el impacto de la penetración de energía eólica y BESS en la respuesta transitoria del SNI.

## **1.5 Marco teórico**

### ***1.5.1 Estructura de un sistema de potencia***

Los sistemas de potencia, a pesar de sus diferencias en tamaño y estructura, comparten características comunes esenciales. Están compuestos por sistemas trifásicos que deben operar a tensión constante, con generación y transmisión trifásica, cargas industriales principalmente trifásicas, y cargas residenciales monofásicas distribuidas de manera que el sistema resulte balanceado. La generación de electricidad se realiza mediante máquinas síncronas que convierten energía primaria (fósil, nuclear, hidráulica, etc.) en energía eléctrica.

La transmisión de energía se realiza a largas distancias, utilizando un sistema compuesto por subsistemas que operan a distintos niveles de tensión, ajustándose a las necesidades de los usuarios. En Ecuador, los niveles de transmisión oscilan entre 500 kV y 138 kV, mientras que la salida de las estaciones de generación se sitúa entre 11 kV y 35 kV. Esta energía es elevada a niveles de transmisión, luego reducida a subtransmisión (138 kV a 69 kV) y finalmente distribuida a los usuarios finales, manejando tensiones primarias de 13,8 kV para clientes industriales, y tensiones secundarias de 120/240 V para pequeños consumidores.

Además, las pequeñas centrales de generación se conectan al sistema de subtransmisión o distribución directamente, y la interconexión con países vecinos se realiza mediante el sistema de transmisión. Todo este conjunto de componentes, desde la generación hasta los subsistemas, aporta una redundancia estructural que asegura la continuidad del servicio, incluso frente a contingencias inusuales. (Kundur, 1994).

## Figura 1

*Estructura de un sistema de potencia.*



### 1.5.2 Regulación de un sistema de potencia

Para un funcionamiento adecuado según (Kundur, 1994), un sistema de potencia debe cumplir con los siguientes requisitos esenciales:

- Debe atender de forma continua la demanda variable de potencia activa y reactiva, ya que la electricidad no se puede almacenar en grandes cantidades.
- El sistema debe ofrecer energía a un costo mínimo y con un impacto ambiental reducido.
- La calidad del suministro eléctrico también debe ajustarse a normas mínimas relacionadas con la estabilidad de la frecuencia y la tensión, así como con un nivel aceptable de confiabilidad.

Para gestionar los niveles de tensión, se utilizan diversos dispositivos de regulación. Esto incluye el control de la producción, absorción y flujo de potencia reactiva en todo el sistema. Las unidades generadoras son claves, y los reguladores automáticos ajustan la excitación del campo para mantener la tensión deseada en los terminales. Los capacitores y reactores, conectados de forma permanente o con interruptores, proporcionan compensación pasiva y ayudan a regular la tensión. Por otro lado, los condensadores sincrónicos y dispositivos SVC ofrecen compensación activa, ajustando la potencia reactiva automáticamente para mantener tensiones estables en sus puntos de conexión.

### 1.5.3 Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano

En Ecuador, se trata del conjunto de componentes del sistema eléctrico interconectados, que hacen posible generar y transportar energía eléctrica desde los centros de producción hasta los puntos de consumo y las conexiones internacionales. Este sistema está orientado a garantizar el servicio público de energía eléctrica, excluyendo la etapa de distribución.

El SNI (Sistema Nacional de Interconexión) se integra con las regulaciones de frecuencia y voltaje para garantizar la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico. Al regular estos parámetros, se asegura que la energía se transfiera de manera eficiente y segura entre las distintas fuentes y consumidores, manteniendo la calidad del servicio y evitando fallos en la red.

Según la (ARCERNNR, 2023) una central de generación del SNI deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y seguir operando dentro de los rangos de frecuencia y períodos de tiempo mínimos especificados en la Tabla:

**Tabla 1**

*Rangos de frecuencia y periodos de tiempo mínimos de operación de una central*

<b>Rango de frecuencia [Hz]</b>	<b>Tiempo de funcionamiento</b>
$62 < f \leq 63$	1.5 minutos
$61 < f \leq 62$	30 minutos
$59 < f \leq 61$	Ilimitado
$58 < f \leq 59$	30 minutos
$57.5 < f \leq 58$	1.5 minutos

*Nota: Datos tomados de la Agencia de Regulación y Control de Energías y Recursos Naturales no Renovables (2023).*

De acuerdo con la (ARCERNNR, 2023) , se debe mantener los voltajes en las barras de las subestaciones con variaciones no mayores a los límites establecidos en la siguiente tabla:

**Tabla 2***Límites de voltajes en transmisión*

Nivel de voltaje	Banda inferior		Banda Superior	
	Normal	Emergencia	Normal	Emergencia
500 kV	-5%	-8%	5%	7%
230kV	-5%	-7%	5%	6%
138kV	-5%	-10%	5%	6%
69kV	-3%	-15%	4%	6%

*Nota: Datos tomados de la Agencia de Regulación y Control de Energías y Recursos Naturales no Renovables (2023).*

#### **1.5.4 Fenómeno de la estabilidad**

Hatziargyriou y Milanović (2021) definen la estabilidad del sistema eléctrico como la capacidad de recuperar el equilibrio tras una perturbación, manteniendo las variables del sistema dentro de límites aceptables. Este concepto es fundamental para la seguridad operativa de los sistemas de potencia, ya que numerosos colapsos han sido causados por inestabilidad, lo que ha impulsado investigaciones sobre el tema. La inestabilidad transitoria es un problema recurrente que afecta la mayoría de los sistemas y representa un riesgo constante en el análisis de estabilidad. Los sistemas de potencia deben afrontar tanto disturbios menores, como cambios de carga frecuentes, adaptándose y operando adecuadamente, como también perturbaciones severas, como cortocircuitos, desconexiones de generadores o pérdidas de grandes cargas, para responder eficazmente en condiciones extremas. (Arcos Guerrón & Flores Gómez, 2007)

##### **1.5.4.1 Estabilidad de pequeña señal**

Es la habilidad de los sistemas de potencia para mantener el sincronismo durante pequeños cambios de las condiciones de operación básicamente relacionados con variaciones de cargas y generación. La estabilidad de pequeña señal depende del estado de operación inicial del sistema ya que en este tipo de análisis son consideradas únicamente pequeñas perturbaciones. Son

consideradas como pequeñas perturbaciones, aquellas en las que es posible linealizar el sistema de ecuaciones algebraicas y diferenciales que permiten simular el comportamiento del sistema (Gabriel, 2005).

#### ***1.5.4.2 Estabilidad transitoria***

Este tipo de estabilidad implica que el sistema de potencia deber ser capaz de mantener el sincronismo en el momento en que se ha sometido a una perturbación transitoria de naturaleza severa, la respuesta del sistema viene dada por desviaciones significativas de los ángulos del rotor, además de ello es influenciado por la relación no lineal potencia-ángulo, debido a que si el resultado de la separación angular entre las máquinas de sistema permanece dentro de ciertos límites, el sistema mantiene sincronismo, sin embargo si esta relación supera los límites se produce una inestabilidad del sistema que ocurrirá en un plazo de 2 a 3 segundos de ocurrido el disturbio inicial. Esta forma de estabilidad es categorizada como fenómeno de corto periodo. (Arcos Guerrón & Flores Gómez, 2007)

#### ***1.5.4.3 Estabilidad de tensión***

La estabilidad de tensión es la habilidad de un sistema de potencia para mantener tensiones que se encuentren en los intervalos aceptables en todas las barras que forman parte de él, esto debe ser cumplido tanto en condiciones normales como después de haber sido sometido a una perturbación. Se presenta una inestabilidad en la tensión en el momento en que una perturbación, aumento de la demanda de carga, o un cambio de condición del sistema, causan un descenso gradual e incontrolable caída en la tensión. La inestabilidad de tensión es en su esencia un fenómeno local, pero sus consecuencias se pueden ver reflejadas de manera amplia, que podría llegar al colapso de tensión, que será resultado de una secuencia de eventos que se dan a la par de la inestabilidad de tensión, produciendo un bajo perfil de tensión en una parte importante del sistema. (Arcos Guerrón & Flores Gómez, 2007)

### ***1.5.5 Equivalentes de red***

El objetivo de los equivalentes de red es que dado un flujo de potencia dado de un sistema eléctrico de potencia y un área o sistema de interés encontrar un nuevo Sistema Eléctrico de Potencia Equivalente con un número bastante menor de barras y ramas. El resultado debe ser tal que los cambios en las condiciones de operación del sistema de interés de los resultados del Sistema Eléctrico Equivalente que estén próximos al Sistema Eléctrico de Potencia original.

### ***1.5.6 Integración de sistemas eólicos y BESS a la red***

La energía eólica es dependiente de la velocidad del viento, y esta al ser muy variable hace que el conocimiento de las características que presentan, agregado al reconocimiento de los distintos factores que influyen en él, sea crucial para mejorar y optimizar la planificación y la operación de las centrales que funcionan con este tipo de energía además de que se permite conocer los efectos que se producen en su integración en el sistema. (Villarreal & Riquelme, 2015).

En el caso de las BESS el uso de baterías representa una de las formas más efectivas de integrar las energías renovables a la red eléctrica, teniendo en cuenta dos puntos, el desfase energético y la estabilización de capacidad, en el caso del desfase consiste en almacenar la energía el momento en que la demanda es menor que la generación, y suministrar energía cuando la demanda es alta, mientras que la estabilización se refiere al hecho de uniformizar la capacidad de las energías renovables de aportar energía a la red, permitiendo que el problema de intermitencia de servicio en este tipo de generación se reduzca. (González, Del Valle, & Anseán, 2018).

#### ***1.5.6.1 Aspectos importantes de los sistemas eólicos y BESS***

Al momento de integrar energía eólica en un sistema de potencia es necesario tomar en cuenta ciertos factores que pueden afectar a la operación normal de estos, llevándolos a la desestabilización, pérdida de sincronismo e incluso obligando a detener su operación.

En este caso es primordial que el sistema en el cual se vaya a integrar este tipo de generación se encuentre dentro de los límites de tensión máxima establecidas en normativas nacionales de manera en que se permita mantener la calidad de energía en el sistema eléctrico,

adicional a esto es necesario calcular la debilidad del sistema eléctrico, para prevenir problemas en cuanto al funcionamiento óptimo del sistema en el futuro, se considera un sistema débil en el momento de presentar una gran cantidad de variaciones, o en el momento en que la impedancia es mucho mayor, de tal manera que se presentan mayores alteraciones una vez ha ocurrido perturbaciones en generación. La afectación de estos parámetros en el sistema se establece acorde al tipo de tecnología que tenga cada aerogenerador. (Canales & Herrera, 2022)

#### ***1.5.6.2 Efectos de los sistemas eólicos y BESS sobre la estabilidad del sistema.***

La inestabilidad en caso de el ingreso de energía eólica en un sistema de potencia se produce principalmente por la incapacidad del sistema para poder reaccionar a las variaciones de potencia reactiva, esto ya sea por el consumo de los aerogeneradores de velocidad fija o el nivel de tensión requerido para los de velocidad variable, en caso de incrementar la cantidad de energía eólica suministrada en la red, existe menor transferencia de potencia en las líneas de transmisión, lo que resulta en una menor caída de tensión y menor pérdida de potencia activa. (Canales & Herrera, 2022).

En los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS), se puede implementar una Respuesta de Potencia Frecuencial (RPF) mediante la inyección o absorción de potencia activa, ajustándose a las necesidades del sistema. Los BESS son capaces de reaccionar rápidamente a las regulaciones de frecuencia, especialmente en el caso de la RPF, ya que requieren una respuesta inmediata. Además, su capacidad de potencia es considerable, lo que les permite descargar completamente las baterías en un plazo de 15 minutos. Además, los BESS proporcionan soporte ante variaciones de voltaje, y su ubicación debe ser estratégica, en el punto donde ocurren estas fluctuaciones, para ofrecer el apoyo necesario (SANDOVAL, 2023).

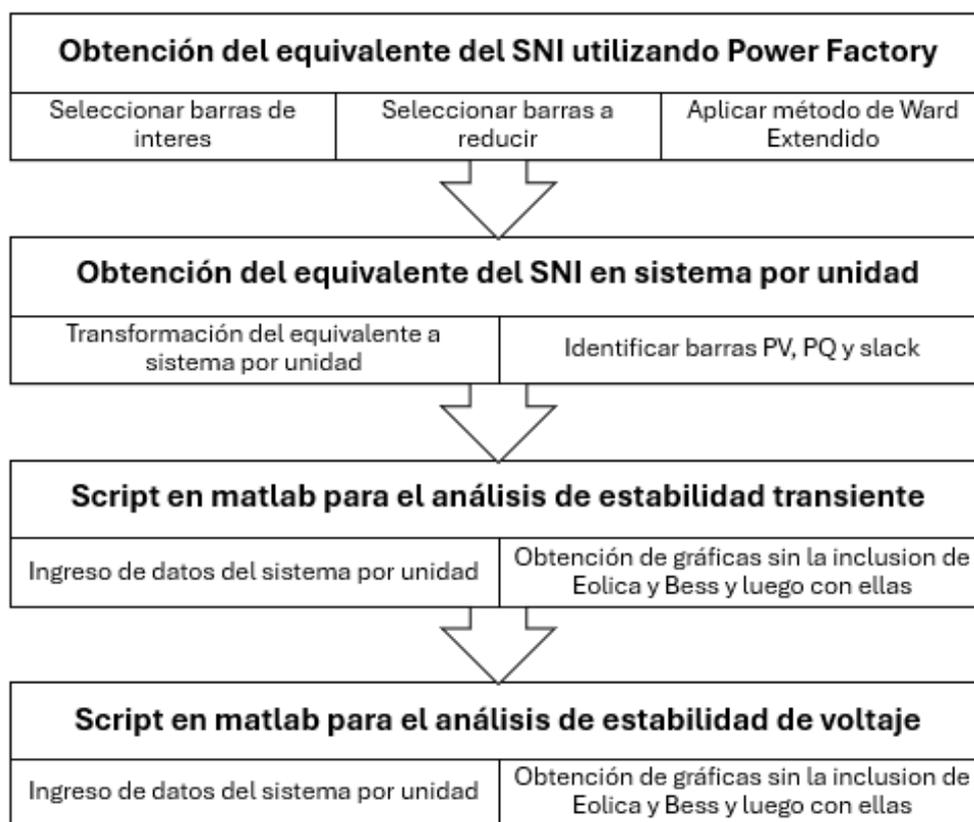
## **Capítulo 2**

## 2.1 Metodología.

En esta sección se especificarán los procesos a seguir para realizar un equivalente del SNI utilizando el método Ward extendido y del análisis de estabilidad de frecuencia y voltaje del sistema simplificado con penetración de energía eólica y BESS.

**Figura 2**

*Metodología de diseño.*



## 2.2 Obtención del equivalente del SNI utilizando Power Factory

### 2.2.1 Método Ward extendido

Este método constituye una versión más integral del método de equivalente Ward simple. Su principio fundamental se basa en un flujo de potencia base, en el que se consideran los voltajes del sistema original, otorgando especial relevancia a las inyecciones de potencia, las cuales se convierten en inyecciones de corriente.

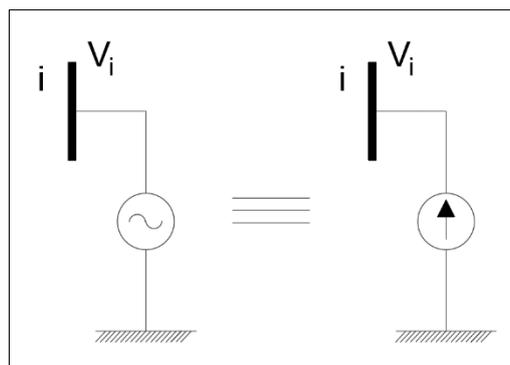
En el enfoque del método de inyecciones de Ward, las inyecciones de potencia activa y reactiva del sistema se transforman en inyecciones de corriente, utilizando como referencia el flujo de potencia del sistema completo.

$$S_n = E_n I_n^* \quad (2.1)$$

$$I_n = \left( \frac{S_n}{E_n} \right)^* \quad (2.2)$$

**Figura 3**

*Transformación de inyecciones de Potencia en inyecciones de corrientes.*



Para desarrollar el método es importante mencionar que se asignan 3 apartados importantes, el primero es el sistema interno que es el área de interés del sistema de potencia, sobre el cual se va a realizar el análisis de estabilidad, el sistema de frontera que representa el área de conexión entre el sistema de interés y el externo, y finalmente el sistema externo el cual será reducido conservando su impacto sobre el sistema.

A continuación, se procede a ajustar una matriz de admitancias de frontera, la cual es reducida para obtener una red equivalente. En esta red, es necesario despreciar las admitancias a tierra de las barras de frontera, ya que su valor elevado impacta significativamente el flujo de carga del sistema. Así, el equivalente se define de la siguiente manera.

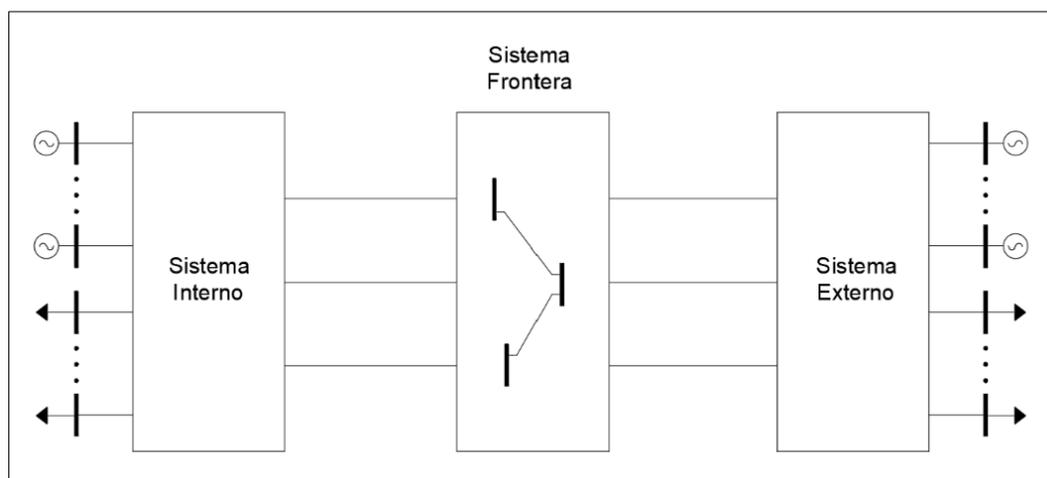
$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_f \\ I_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & Y_{if} & 0 \\ Y_{fi} & Y_{ff} & Y_{fe} \\ 0 & Y_{ef} & Y_{ee} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_i \\ E_b \\ E_e \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_f' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & y_{if} \\ Y_{fi} & Y'_{ff} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_i \\ E_b \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Considerando estas premisas, se obtiene un esquema resultante con una respuesta altamente aceptable, lo cual será validado mediante los resultados obtenidos, presentados en el capítulo siguiente. Los generadores agregados al sistema no son capaces de producir potencia activa, pero sí reactiva en el momento en que el sistema así lo requiera. En caso de analizar contingencias, se puede acceder a potencias reactivas representadas por fuentes de corriente y barras fronteras imaginarias. Estas no generan ningún impacto en el sistema mientras este opere en condiciones normales. Este método ofrece un complemento adecuado para garantizar una respuesta eficiente tanto en términos de potencia activa como reactiva.

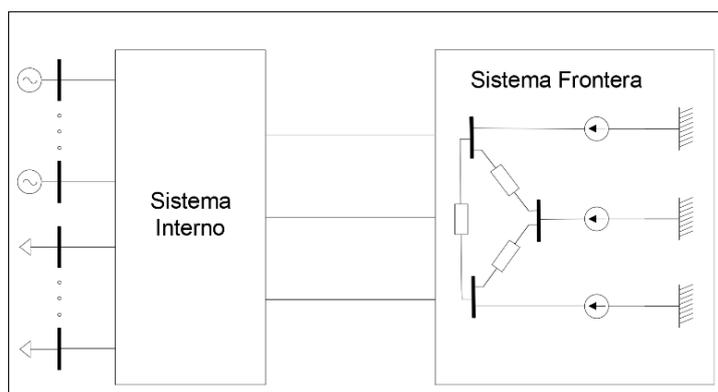
**Figura 4**

*Esquema del Sistema de Potencia completo.*



**Figura 5**

*Esquema del Sistema de Potencia reducido con el método Ward Extendido.*

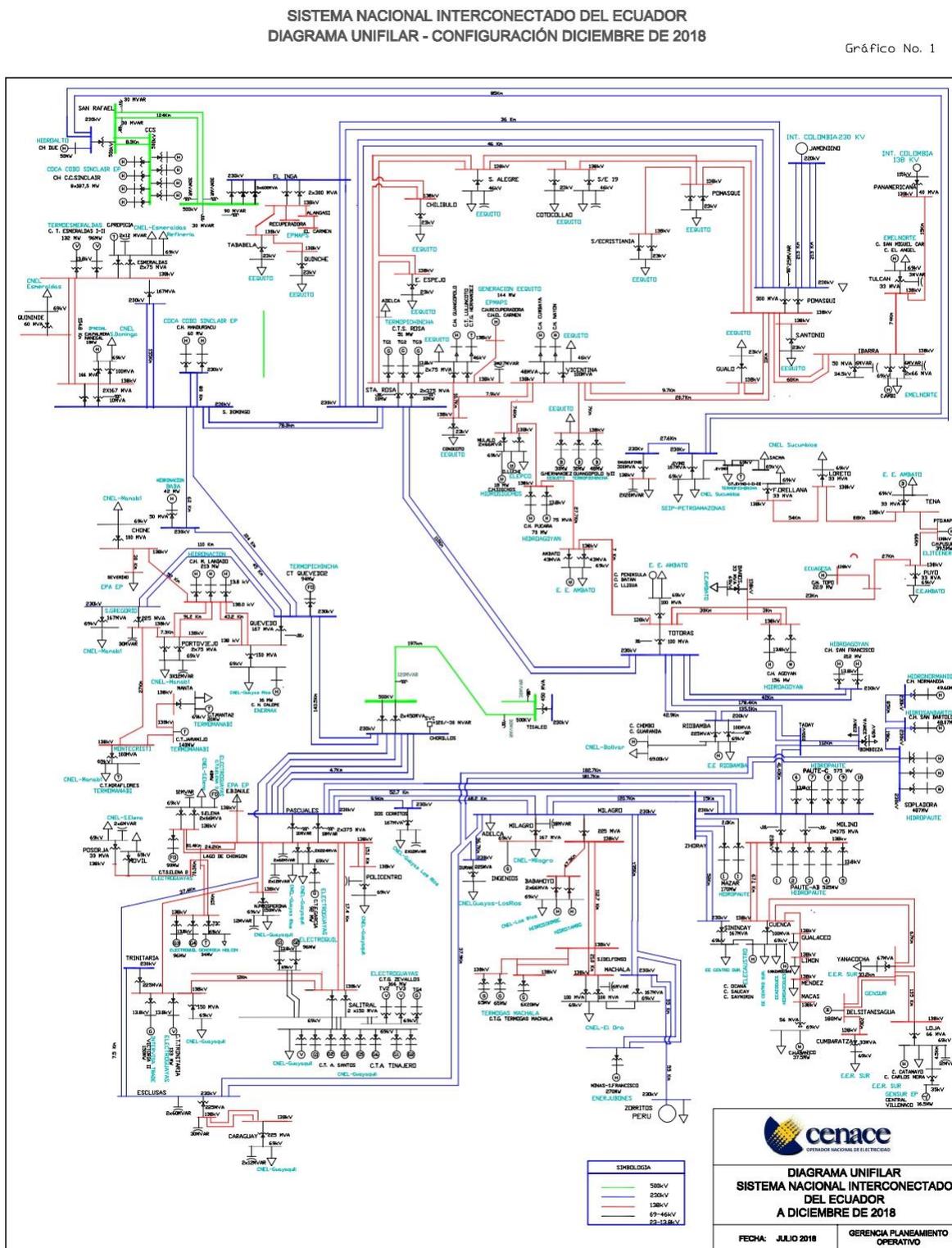


## 2.3 Obtención del equivalente del SNI en sistema por unidad

### 2.3.1 Procedimiento general del método

Figura 6

Diagrama esquemático del SNI completo



El sistema de potencia reducido se obtuvo utilizando el software DIgSilent PowerFactory, mediante la herramienta de Reducción de Red disponible en el programa. Para ello, se utilizó un archivo base que contenía los datos del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador correspondientes al año 2018. Para ejecutar correctamente esta herramienta, fue necesario identificar las barras que debían mantenerse y seleccionar las barras fronteras. Una vez realizada la reducción, se obtuvieron las impedancias agregadas entre las barras fronteras y las fuentes de voltaje controladas en dichas barras. Como resultado, se obtuvo el diagrama equivalente que se utilizará para los estudios de estabilidad del sistema.

## **2.4 Script en Matlab para el análisis de estabilidad transiente.**

### ***2.4.1 Análisis de estabilidad de frecuencia del sistema***

Para abordar de manera analítica el problema clásico de estabilidad en sistemas multimáquina, se establecen algunas suposiciones simplificadoras:

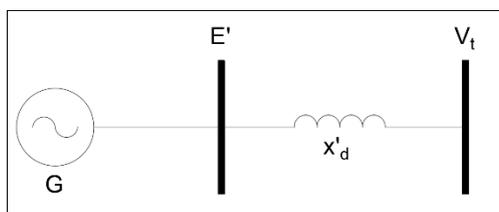
1. Se asume que la potencia mecánica que entra en cada máquina se mantiene constante durante un intervalo de tiempo (usualmente entre 0 y 1 segundo). Esto implica que la respuesta de los gobernadores de velocidad de los generadores es lenta, lo cual es una suposición razonable en la mayoría de los casos.
2. Se desestima el amortiguamiento en las máquinas, es decir, se considera que las máquinas no cuentan con componentes amortiguadores ni con pérdidas internas (como las debidas a la fricción).
3. Se modela la máquina sincrónica como una fuente ideal de tensión constante, situada detrás de la reactancia transitoria.
4. El ángulo  $\delta$  del fasor de la tensión interna de la máquina ( $E_g$ ) representa la posición relativa de los rotores de las máquinas.
5. Las cargas estáticas se modelan como simples impedancias.

El primer paso es obtener el flujo de potencia de tal manera que se encuentren valores de voltaje y corriente y el más importante que será el ángulo de voltaje en los terminales de cada generador colocando como referencia a la barra 3 (Coca Codo Sinclair), luego de ello se procedió a calcular el voltaje interno de los generadores para hacer posible un análisis transiente.

$$E'_i = V_i + jX'_d I_i \quad (2.5)$$

**Figura 7**

*Esquema interno del generador.*



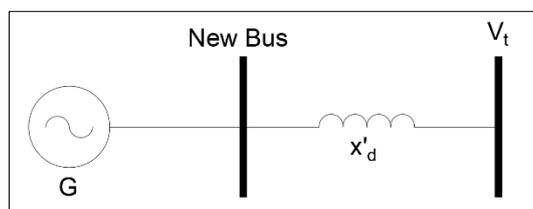
Para simplificar todas las cargas del sistema serán convertidas en admitancias equivalentes utilizando la relación:

$$y_{io} = \frac{S_i^*}{|V_i|^2} = \frac{P_i - jQ_i}{|V_i|^2} \quad (2.6)$$

Lo mencionado previamente corresponde a un análisis en condiciones normales del sistema. Para analizar las condiciones después de una perturbación se añade un bus adicional por cada generador, como se muestra en la figura 7.

**Figura 8**

*Esquema interno del generador con barra nueva.*



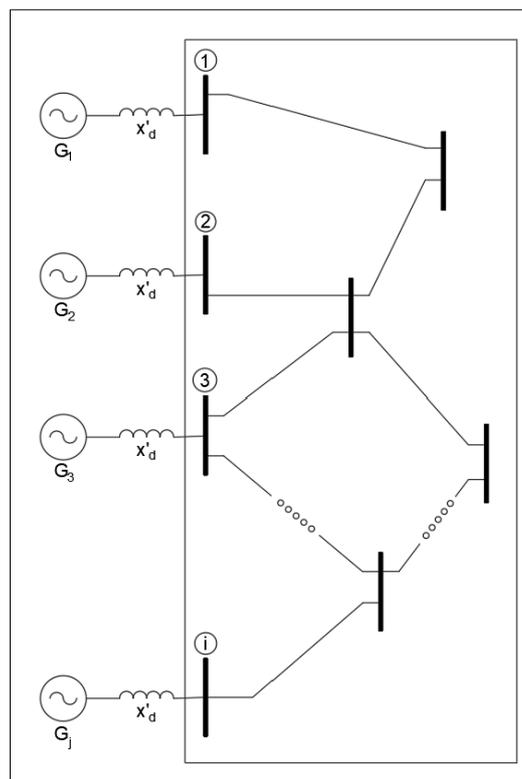
Con estos cambios, se obtendrá una nueva matriz de admitancia en la que se agregarán  $j$  buses ( $j$  es el número de generadores del sistema) y las reactancias de cada generador. Para simplificar el análisis, se eliminan todos los nodos que no sean internos al generador, aplicando la fórmula de reducción de Kron, lo que quiere decir que solo quedarán  $j$  buses.

De esta manera, la potencia mecánica para cada barra será la potencia mecánica de cada generador que se puede expresar de la siguiente manera:

$$P_{ei} = \sum_{k=1}^j |E'_i| |E'_k| |Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} - \delta_i + \delta_k) \quad (2.7)$$

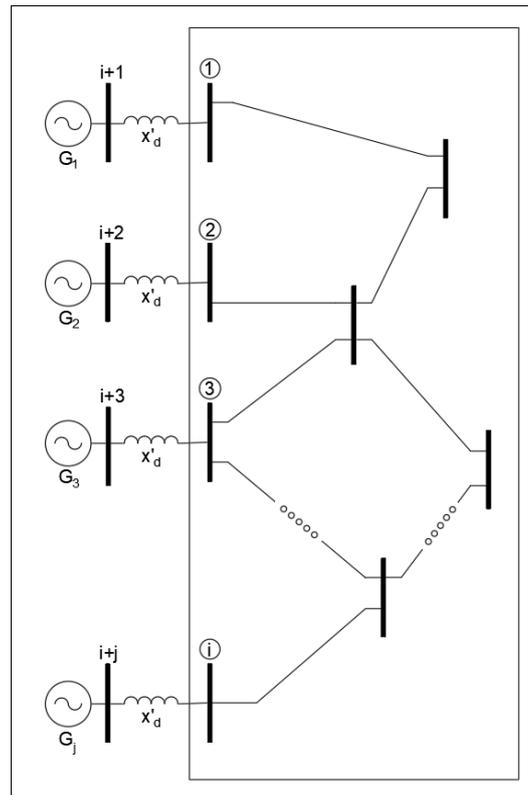
**Figura 9**

*Representación de Sistemas de Potencia para flujos de potencia.*



**Figura 10**

*Representación de Sistemas de Potencia para Análisis de Estabilidad.*



Para los análisis clásicos de estabilidad transitoria se basa en falla trifásica en cierta barra del sistema, para el instante durante y después del disturbio, en el cual la matriz admitancia se verá reducida en fila y columna correspondiente a la barra en la cual se produce la perturbación. La nueva matriz admitancia será obtenida de la misma manera del caso previo a una falla, además de reducir la barra antes mencionada.

La ecuación de oscilación de la maquina síncrona durante y luego de un disturbio viene dada de la siguiente manera:

$$\frac{H_i}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - \sum_i^m \sum_{k=1}^j |E'_i| |E'_k| |Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} - \delta_i + \delta_k) - \frac{D}{w_0} \frac{d\delta}{dt} \quad (2.8)$$

$$\frac{d\Delta w_i}{dt} = \frac{\pi f_0}{H_i} (P_m - P_e^f) \quad (2.9)$$

Cada generador cuenta con dos ecuaciones de estado, que incluyen  $\Delta\omega_{0i}$  y  $\delta_{0i}$ . El método ode45 en MATLAB es un integrador numérico basado en el método de Runge-Kutta

de orden 4 y 5, que se utiliza para resolver sistemas de ecuaciones diferenciales de primer orden. Es un método adaptativo que ajusta el paso de integración según el error estimado, lo que lo hace más preciso que el ode23 para la resolución de ecuaciones diferenciales complejas.

En el ode45, el algoritmo calcula la función  $f(x,y)$  en varios puntos dentro de un intervalo y estima el valor siguiente de la solución usando una combinación ponderada de los valores calculados. Esto proporciona una estimación más precisa del valor de la solución en cada paso.

$$k_1 = h \times f[x_i, y_i] \quad (2.10)$$

$$k_2 = h \times f\left[x_i + \frac{h}{2}, y_i + \frac{k_1}{2}\right] \quad (2.11)$$

$$k_3 = h \times f\left[x_i + \frac{h}{2}, y_i + \frac{k_2}{2}\right] \quad (2.12)$$

$$k_4 = h \times f[x_i + h, y_i + k_3] \quad (2.13)$$

$$y_{i+1} = y_i + \frac{1}{6} [k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4] \quad (2.14)$$

En el ode45, el paso de integración  $h$  se ajusta de manera adaptativa en cada paso, de modo que el error en la solución se mantenga dentro de un rango tolerable. Si el error estimado es demasiado grande, el paso de integración se reduce para obtener una mayor precisión. De lo contrario, si el error es pequeño, el paso de integración puede aumentar, optimizando así el tiempo de cálculo.

## 2.5 Script en Matlab para el análisis de estabilidad de voltaje.

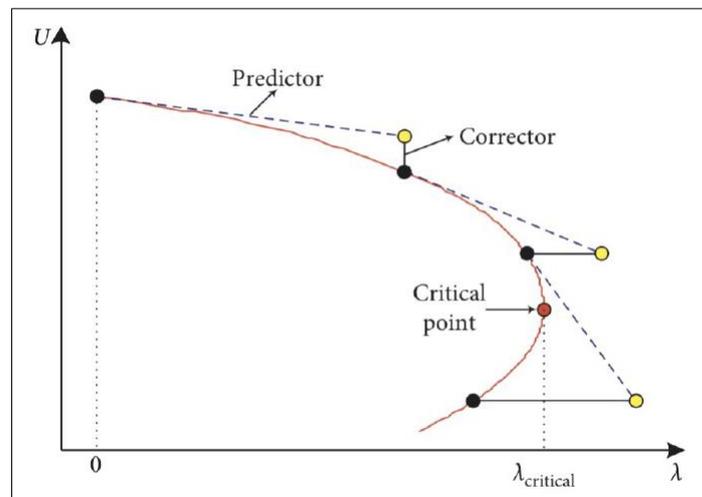
### 2.5.1 Análisis de estabilidad de voltaje del sistema mediante flujo de potencia continuado.

Los métodos de continuación generalmente dependen de un esquema corrector, predictor y de los medios para cambiar el parámetro de continuación según sea necesario. El enfoque básico para cambiar la curva PV es elegir un nuevo valor para el parámetro de continuación y luego predecir la solución del flujo de potencia para este valor. Esto se logra

generalmente usando una aproximación tangencial. Utilizando el valor predicho como condición inicial para la iteración no lineal, las ecuaciones del flujo de potencia aumentadas se resuelven o corrigen para lograr la solución. Por lo tanto, primero se predice y luego se corrige.

### Figura 11

*Procedimiento predictor y corrector del flujo de potencia continuado.*



El proceso seguido para el flujo de potencia continuado se detalla a continuación:

1. Planteamiento de Ecuaciones Básicas:

$$\lambda K - f(\delta, V) = 0 \quad (2.15)$$

$$F(\delta, V, \lambda) = 0 \quad (2.16)$$

Donde K es el perfil de carga y λ es el parámetro de carga que varía desde cero hasta el punto de máxima carga.

2. La ecuación 2.15 se linealiza para obtener la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial F}{\partial \delta} \partial \delta + \frac{\partial F}{\partial V} \partial V + \frac{\partial F}{\partial \lambda} \partial \lambda = 0 \quad (2.17)$$

3. Añadir ecuación adicional dado que ahora tenemos una incógnita adicional (λ).

$$e_k \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = 1 \quad (2.18)$$

Donde  $e_k$  es un vector fila con ceros y un único valor de  $\pm 1$  en la posición de la variable elegida como parámetro de continuación.

4. Se predicen los valores de las incógnitas mediante la ecuación 2.17 y 2.18, donde  $\sigma$  es el tamaño de paso para la siguiente predicción:

$$\begin{bmatrix} \delta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix}_{predicto} = \begin{bmatrix} \delta_0 \\ V_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

$$\begin{bmatrix} d\delta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{LF} & K \\ e_k & . \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

5. Finalmente, se corrige el valor predicho mediante la solución de las ecuaciones 2.18 y 2.19

$$F(\delta, V, \lambda) = 0 \quad (2.20)$$

$$x_k - x_k^{predicto} = 0 \quad (2.21)$$

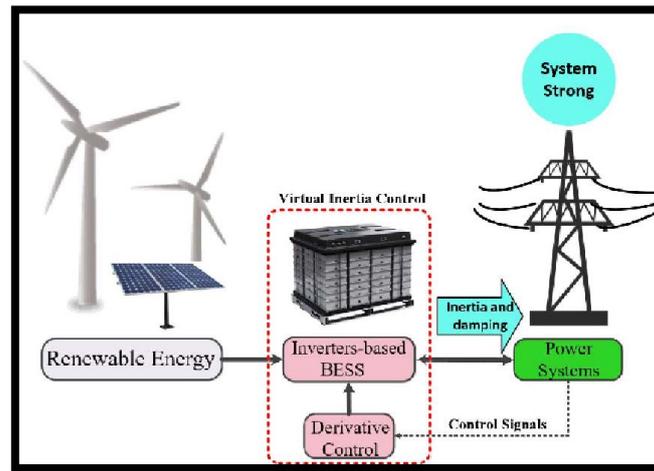
## 2.6 Modelo de máquina virtual síncrona utilizando energía eólica y sistemas BESS, implementado en el análisis de estabilidad de frecuencia y voltaje.

Con una base establecida para el proceso a seguir, inicialmente sin considerar la generación eólica ni el BESS, se identificaron y modelaron las características más relevantes de estos dos tipos de generación. Esto permite incluirlos en el sistema y analizar su comportamiento sin necesidad de operar equipos físicos. La creación de modelos matemáticos facilita una representación dinámica de las interacciones eléctricas de estos componentes.

Para ello se utilizó un modelo de maquina síncrona virtual el cual se compone por energía renovable, sistemas BESS y sistemas de control que nos permite emular una maquina síncrona tradicional, aportando inercia al sistema.

**Figura 12**

*Modelamiento de la máquina virtual síncrona.*



En el caso del generador eólico, este se modela utilizando las ecuaciones de una máquina síncrona. Para estudiar su comportamiento ante disturbios, se emplea la ecuación 2.8 del presente documento. Sin embargo, es importante señalar que se hacen algunas simplificaciones y consideraciones:

- Se utiliza una inercia equivalente que engloba todas las características dinámicas del sistema, esta inercia es menor que la de una máquina síncrona convencional debido al desacople eléctrico-mecánico que es introducido por el convertidor de potencia.
- La variabilidad del viento y la aerodinámica de la turbina no son descritas de manera explícita.
- La dinámica del convertidor de potencia que regula la interacción del generador con la red es simplificado o modelado de manera estática.
- No se tiene en cuenta el sistema de control avanzado que suelen tener este tipo de sistemas.

El sistema BESS se incorpora al modelo como una fuente de potencia activa y reactiva, ajustable según las necesidades del usuario. Este enfoque considera que los BESS pueden operar en distintos modos, pero al simplificar su representación de esta manera, se facilita un

análisis más directo y específico sobre su impacto en la estabilidad del sistema. En este caso, se omiten las aplicaciones adicionales que los BESS pueden tener en su interacción con la red eléctrica, las cuales dependen de elementos complementarios como convertidores de potencia, sistemas de control y otros dispositivos auxiliares.

## **2.7 Software a emplear**

En la metodología elegida para el presente estudio se considera el uso de programas que permitan la representación de este sistema a través de códigos que describirán los pasos mencionados previamente, en simultáneo se tiene una generalización del problema para la aplicación del código esto de tal manera que este sea útil para cualquier sistema, simplemente haciendo uso de datos comunes de los sistemas eléctricos.

### **2.7.1 *MATLAB***

Es un software computacional utilizado principalmente por ingenieros y científicos interesados en analizar datos, crear modelos y desarrollar algoritmos. Su mayor ventaja es que presenta un diseño optimizado para escritorio para procesos iterativos de diseño y análisis con un lenguaje de programación estándar, representado por matemáticas matriciales.

Los toolboxes disponibles en el programa son desarrollados de manera profesional, teniendo pruebas exigentes y documentación oficial, de esta manera se asegura que los procesos iterativos empleados en esta plataforma a través de algoritmos con data especificada den como resultado datos reales, de tal manera que posteriormente se tenga programa final el cual será ejecutable y automatice un trabajo.

### **2.7.2 *DIgSILENT PowerFactor***

Es un software líder en el apartado de análisis de sistemas eléctricos de potencia de generación, transmisión, distribución, ofreciendo herramientas con funcionalidades básicas hasta soluciones avanzadas y especializadas. Esta aplicación es fácil de usar, combina un

modelado de sistema fiable y versátil con algoritmos de diseño de base de datos innovador, posibilidad de crear scripts y tener conexión con otras plataformas de tal manera que se crean soluciones automatizadas e integradas aptas para entornos empresariales.

## **2.8 Casos de estudio**

En base a los datos mostrados en las tablas 3,4 y 5 en el siguiente capítulo se realizará un análisis de estabilidad del sistema teniendo en cuenta distintos escenarios, en los puntos de mayor interés en el SNI, de tal manera de que se pueda comprobar el efecto en la estabilidad del sistema teniendo en cuenta la penetración de energía eólica y BESS en el sistema.

## **CAPITULO 3**

### **3. RESULTADOS Y ANÁLISIS**

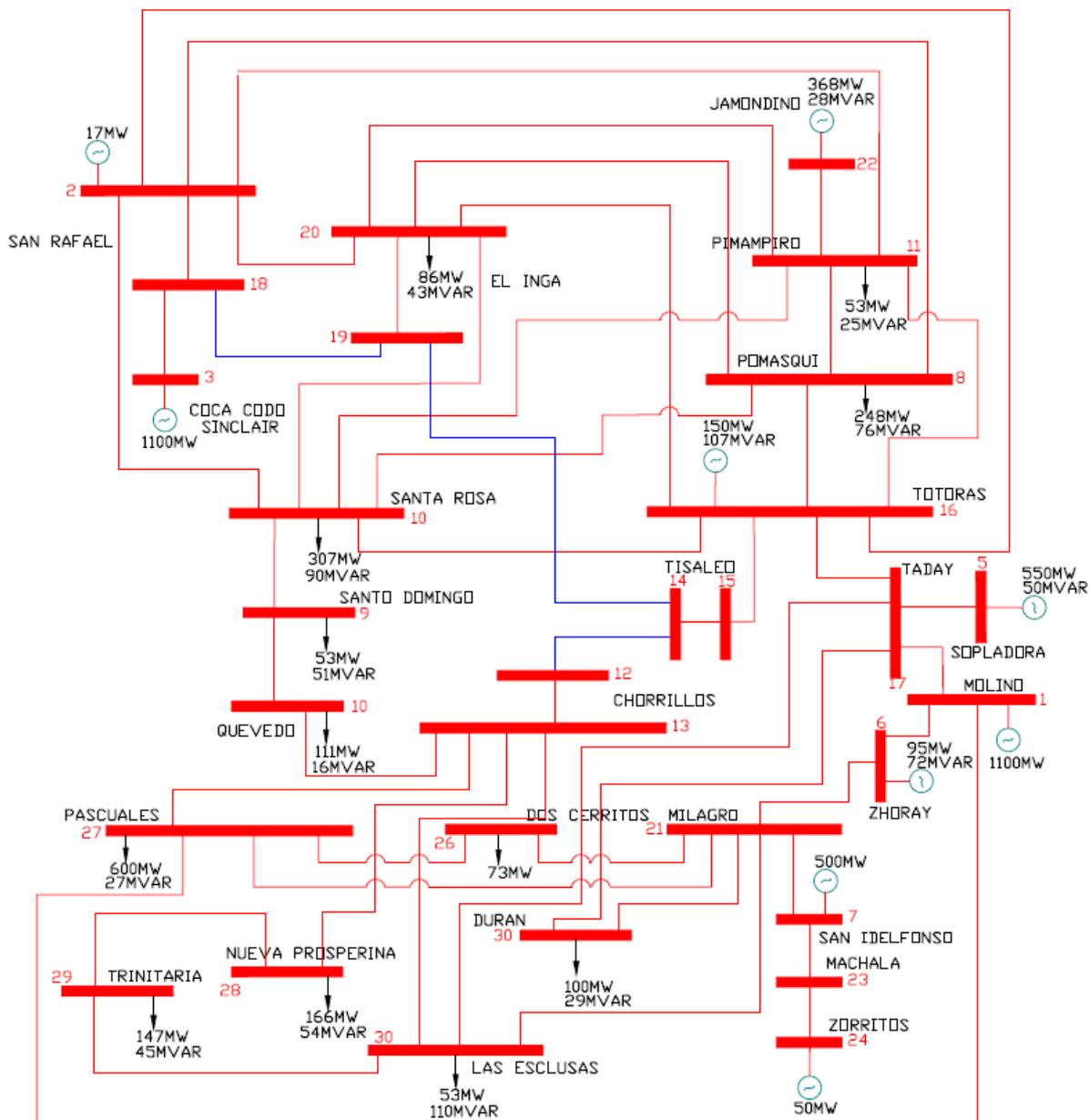
#### **3.1 Caso de estudio**

Una vez ejecutado el método Ward extendido en el SNI de tal manera que se logró mantener las barras de 230 y 500 kV se tiene un sistema de un total de 30 barras, al cual se le ha agregado los generadores eólicos y los sistemas BESS, a través de máquina virtual síncrona en uno de los tres puntos donde existe mayor cantidad de megavatios rentables de energía eólica según los datos recaudados por CELEC EP, esto para realizar el análisis de estabilidad del sistema multimáquina. A continuación, se presentan los parámetros del sistema: Datos de barras, líneas y generadores. Se tiene en cuenta que la potencia base a utilizar es de 100 MVA y la frecuencia es de 60 Hz.

### 3.1.1 Resultados obtenidos del método Ward extendido

**Figura 13**

*Equivalente reducido del SNI.*



**Figura 14***Tabla comparativa de resultados obtenidos de la simplificación del sistema*

<b>Boundary bus</b>	<b>Voltage Magnitude (p.u.)</b>		<b>Voltage Angle (deg)</b>	
	Original	Reduced	Error (%)	Original
B_E1_Inga_230	1.016681	1.016681	-0.000003	13.708825
B_Milagro_230	1.032537	1.032537	0.000007	17.447691
B_Molino_230	1.036753	1.036753	0.000000	25.218822
B_Pascuales_230	1.020611	1.020611	0.000000	13.014439
B_Pomasqui_230	1.006167	1.006167	0.000000	10.565850
B_Quevedo_230	1.050709	1.050709	-0.000002	9.814715
B_Santa_Rosa_230	1.011631	1.011631	-0.000003	12.029666
B_Santo_Domingo_230	1.041354	1.041354	-0.000001	10.388554
B_Totoras_230	1.067563	1.067565	-0.000002	17.655761
B_Trinitaria_230	1.020295	1.020295	-0.000000	13.448122
B_Piampiro_230	1.007196	1.007196	0.000000	6.493827
B_Taday_230	1.043484	1.043484	0.000000	23.239621
B_Sopladora_230	1.049697	1.049697	-0.000003	24.996569
B_San_Rafael_230	1.001759	1.001759	0.000000	21.024151
B_Zhoray_230	1.031617	1.031618	-0.000005	24.086729
B_San_Idelfonso_230	1.053180	1.053180	-0.000002	23.970537
B_Esclusas_230	1.032238	1.032238	-0.000003	14.019676
B_Nueva_Proserina	1.023097	1.023097	-0.000002	12.510583
B_Dos_Cerritos_230	1.028099	1.028099	-0.000002	13.562515

**Tabla 3***Datos de las barras del sistema*

<b>Bus</b>	<b>Type</b>	<b>V</b> <b>[p.u]</b>	<b>Theta</b>	<b>PG</b> <b>[MW]</b>	<b>QG</b> <b>[MW]</b>	<b>Pload</b> <b>[MW]</b>	<b>Qload</b> <b>[MW]</b>	<b>Qmin</b>	<b>Qmax</b>
1	PV	1.0017	0	16.79	0	0	0	0	200
2	PQ	1.0	0	0	0	0	0	0	200
3	SLACK	1.045	0	0	0	0	0	0	577.92
4	PQ	1.0	0	0	0	0	0	0	200
5	PV	1.016	0	85.84	0	0	44.708	0	200
6	PQ	1.0	0	0	0	367.96	27.272	0	200
7	PQ	1.0	0	0	0	52.98	24.53	0	200
8	PQ	1.0	0	0	0	247.49	75.44	0	200
9	PQ	1.041	0	0	0	52.98	50.88	-2	200
10	PQ	1.0	0	0	0	306.3	89.08	0	200
11	PV	1.051	0	1.702	11	0	0	0	200
12	PQ	1.0	0	0	0	0	0	0	200
13	PQ	1.0	0	0	0	0	0	0	200
14	PQ	1.0	0	0	0	0	0	0	200
15	PQ	1.0	0	0	0	0	0	0	200
16	PV	1.016	0	149.18	0	0	107.6	0	200
17	PQ	1.0	0	0	0	8.87	0.174	0	200
18	PV	1.036	0	1100.3	0	0	29.52	0	300
19	PV	1.049	0	533.47	49.14	0	0	0	200
20	PV	1.031	0	94.45	71.16	0	0	0	200
21	PQ	1.0	0	0	0	56.99	18.74	0	200

22	PV	1.05	0	499.92	0	0	65.6	0	200
23	PQ	1.0	0	0	0	0	0	0	200
24	PQ	1.0	0	0	0	367.96	27.27	0	200
25	PQ	1.0	0	0	0	98.24	28.65	0	200
26	PQ	1.0	0	0	0	72.78	0.09	0	200
27	PQ	1.0	0	0	0	598.1	26.76	0	200
28	PQ	1.0	0	0	0	165.83	53.59	0	200
29	PQ	1.0	0	0	0	147.24	44.78	0	200
30	PQ	1.032	0	0	0	109.4	52.44	0	200

**Tabla 4**

*Datos de las líneas de transmisión tomando de potencia base 100 MVA*

<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>	<b>Resistencia [p.u]</b>	<b>Reactancia [p.u]</b>	<b>Mitad de la Susceptancia [p.u]</b>
1	2	0.0000	0.1169	0.0
1	5	0.4898	0.7541	0.0
1	7	2.9586	4.5747	0.0
1	8	0.1933	0.6689	0.0
1	10	0.02148	0.0107	0.0
1	16	0.0026	0.0173	0.0
2	3	0.0000	5.38e-6	0.0528
2	4	3.64e-6	7.18e-5	1.4921
4	5	0.0000	0.0389	0.0
4	14	1.21e-5	2.2e-4	0.86089
5	7	0.01	0.0172	0.0

5	8	1.39e-5	1.33e-4	0.0847
5	10	1.126e-5	9.01e-5	0.0705
5	16	0.0215	0.041	0.0
6	7	3.7e-5	3.31e-4	0.0
7	8	2.014e-5	1.8625e-4	0.4457
7	10	6.96e-4	6.596e-3	0.0
7	16	0.0827	0.288	0.0
8	10	1.371e-5	1.6849e-4	0.0821
8	16	0.0064	0.0353	0.0
9	10	4.64e-5	3.63e-4	0.0
9	11	5.8895e-5	4.6937e-4	0.09803
10	16	5.6328e-5	4.6781e-4	0.1985
11	13	8.11e-5	6.5e-4	0.2712
12	13	0.0000	0.0584	0.0
12	14	1.62e-5	2.89e-4	1.14786
13	27	9.825e-7	9.197e-6	0.01052
13	28	1.73e-5	1.38e-4	0.01447
13	30	4.26e-5	3.4e-4	0.03107
14	15	0.0000	0.1169	0.0
15	16	5.115e-6	4.2835e-5	0.0327
16	17	9.4594e-5	6.45e-4	0.16242
17	18	2.245e-5	1.855e-4	0.0721
17	19	1.062e-5	1.11e-4	0.0896
17	25	1.09e-4	7.72e-4	0.1621

17	30	5.89e-5	4.7e-4	0.18316
18	20	8.22e-6	6.58e-5	0.0285
18	27	1.05e-4	8.42e-4	0.3519
20	21	6.53e-5	5.3e-4	0.11452
21	22	4e-5	3.07e-4	0.2940
21	25	2.75e-5	2.3e-4	0.04406
21	26	4.79e-5	3.83e-4	0.04003
21	27	5.89e-5	4.7e-4	0.0492
21	30	6.85e-5	3.58e-4	0.06619
22	23	8.9e-6	7.31e-5	0.0604
23	24	1.88e-5	1.76e-4	0.06176
26	27	1.10e-5	8.84e-5	0.00923
25	29	2.152e-5	2.72e-4	0.01799
29	30	5.66e-6	4.31e-5	0.01399

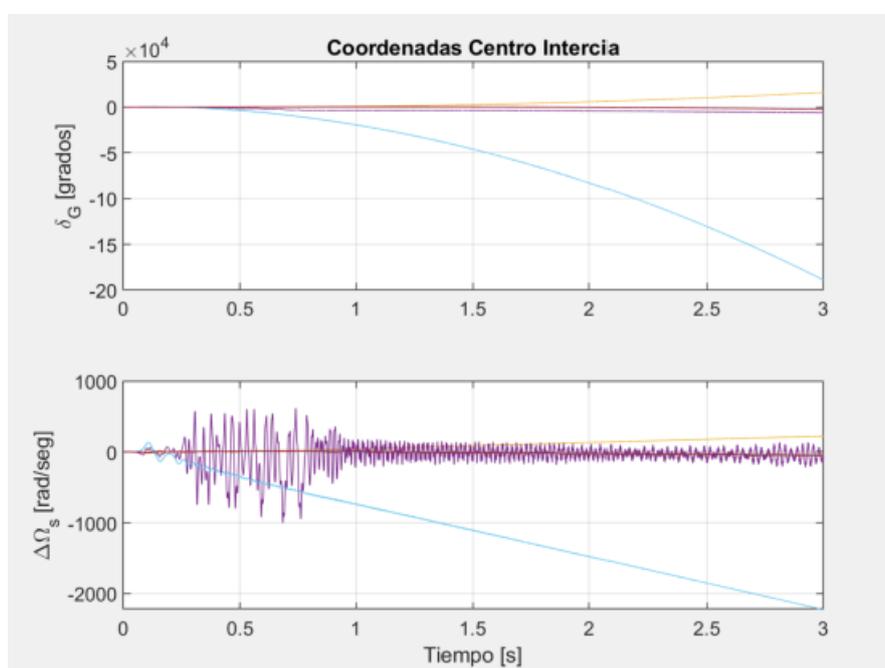
**Tabla 5***Datos de los generadores*

<b>Nombre</b>	<b>Ra [p.u]</b>	<b>Xd'</b>	<b>H</b>
G1	0	0.1	8
G3	0	0.348	7.94
G11	0	0.237	4
G18	0	0.05	6.266
G19	0	0.13	6.6
G20	0	0.155	6.23
G22	0	0.0364	5.06

### 3.1.2 Resultados obtenidos del análisis de estabilidad de frecuencia

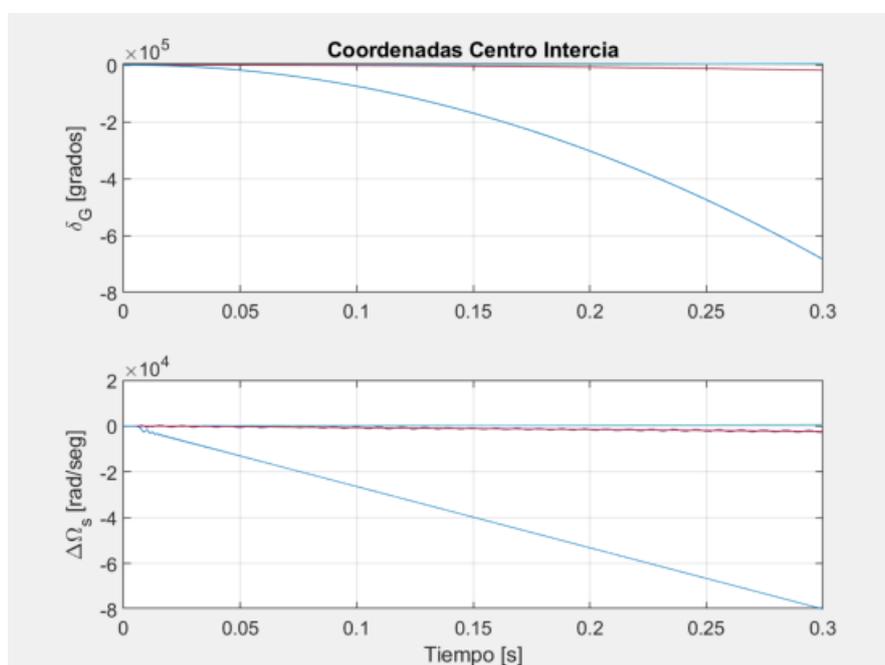
**Figura 15**

Curvas del ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Coca codo Sinclair saliendo de servicio la L/T que conecta con bus San Rafael.



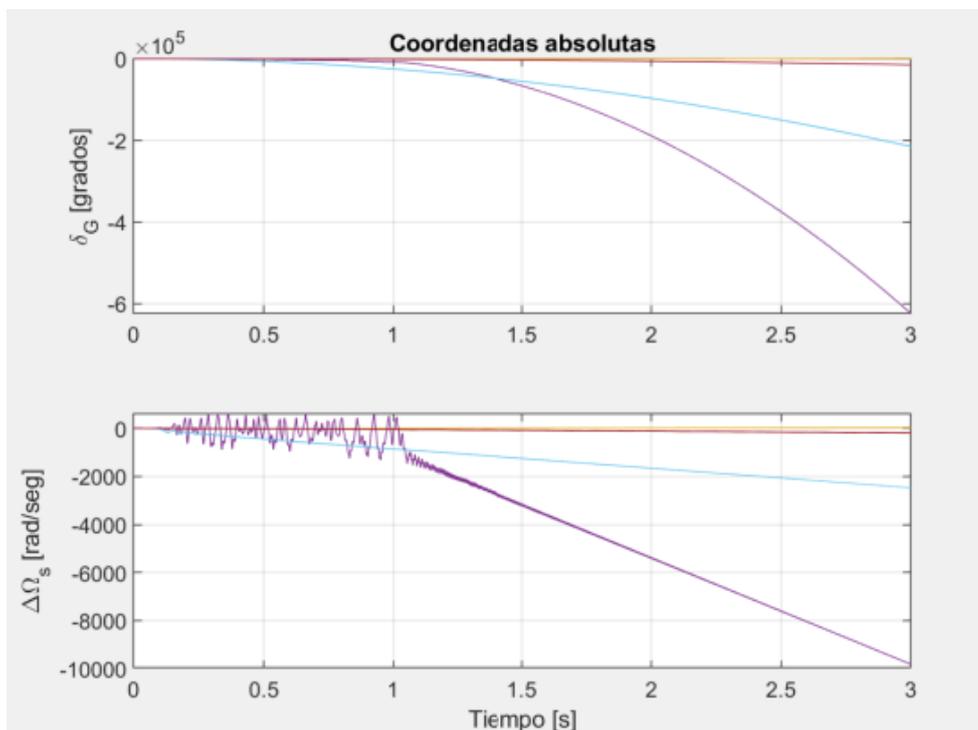
**Figura 16**

Curvas del ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Coca Codo Sinclair saliendo de servicio la L/T que conecta con bus San Rafael agregando 20MW de Maquina Síncrona Virtual en bus Machala.

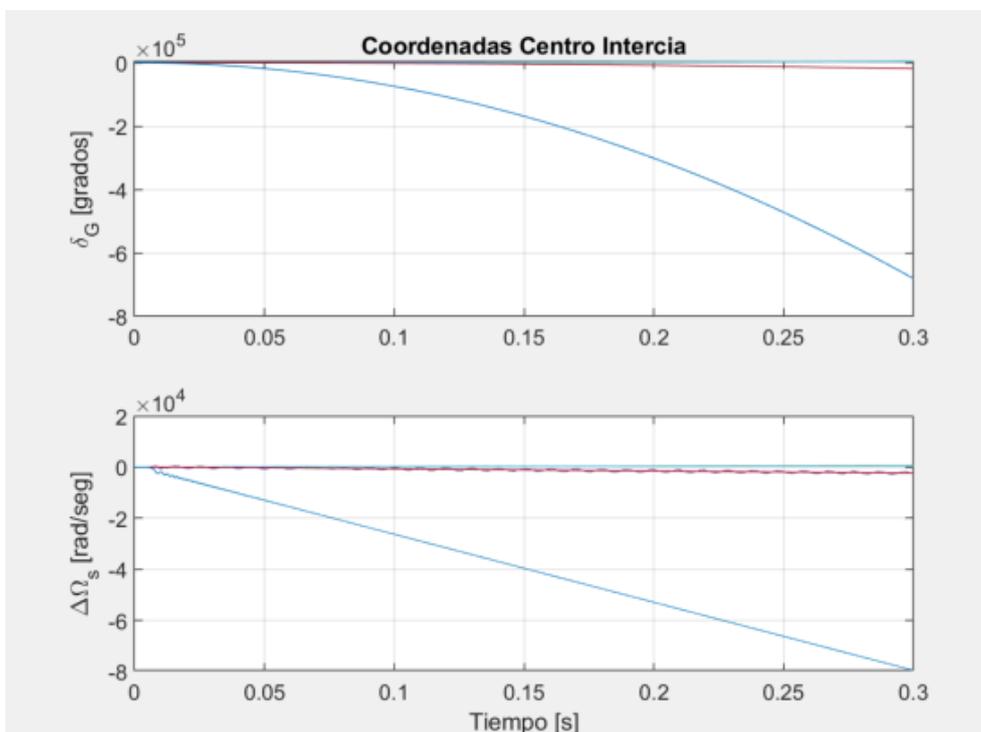


**Figura 17**

Curvas ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Molino saliendo de servicio la L/T que conecta con bus Taday.

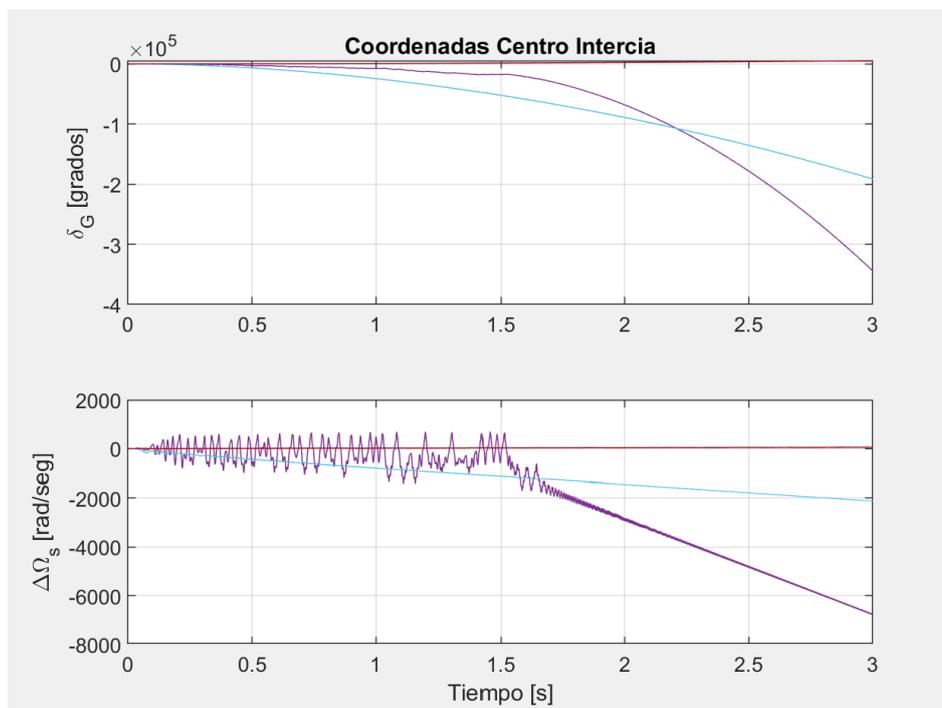
**Figura 18**

Curvas ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Molino saliendo de servicio la L/T que conecta con bus Taday agregando 20MW de Maquina Síncrona Virtual en bus Machala.

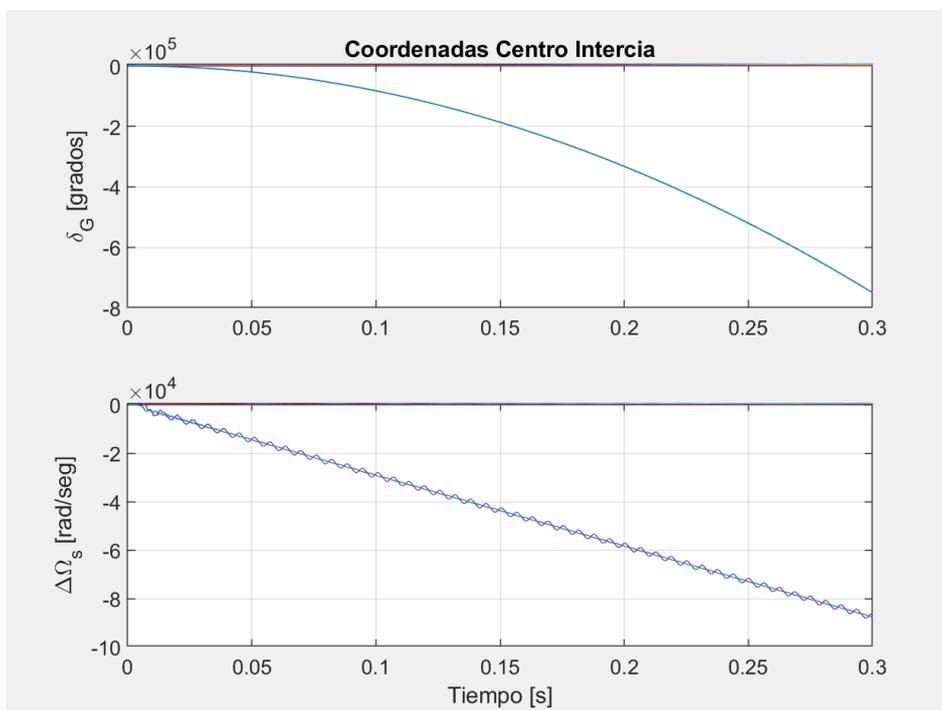


**Figura 19**

Curvas de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Machala saliendo de servicio la L/T que conecta con la interconexión con Perú.

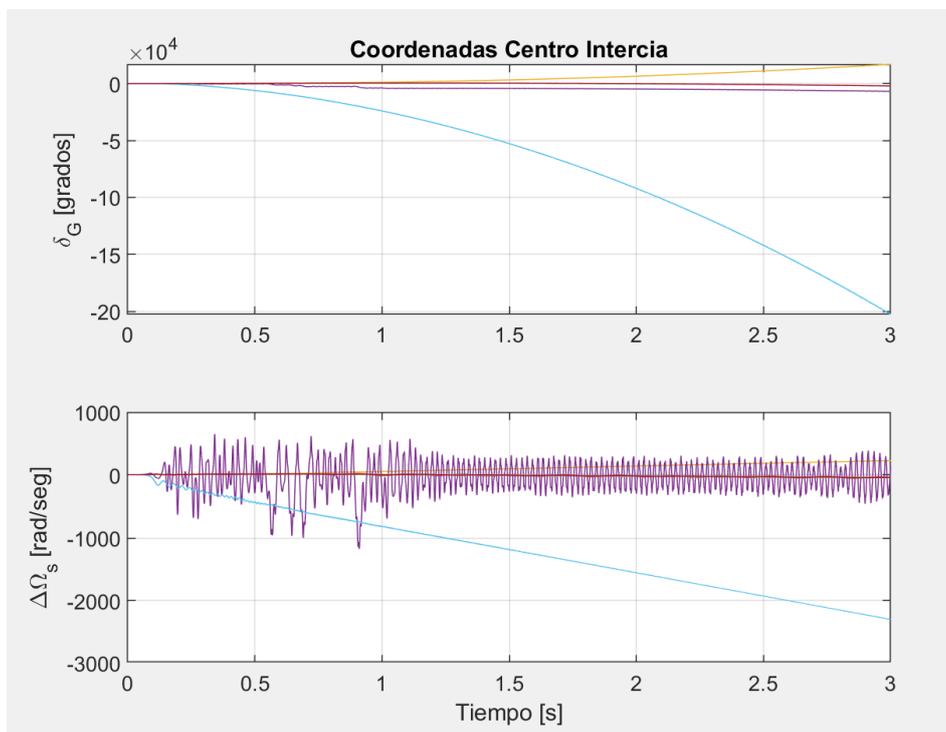
**Figura 20**

Curvas de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Machala saliendo de servicio la L/T que conecta con la interconexión con Perú agregando 20MW de Maquina Síncrona Virtual en bus Taday.

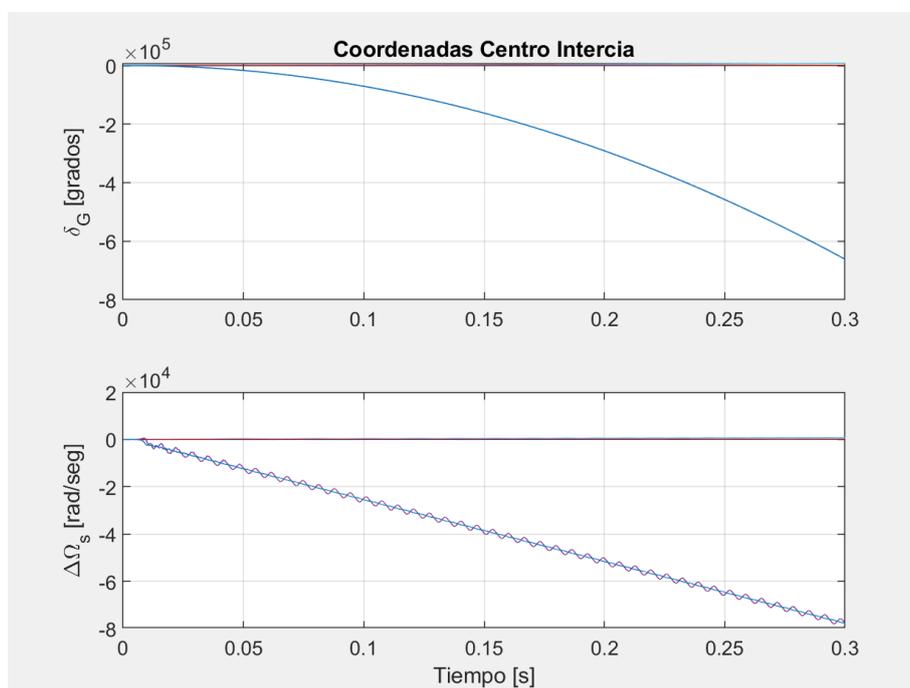


**Figura 21**

Curvas de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Las Esclusas saliendo de servicio la L/T que conecta con bus Milagro.

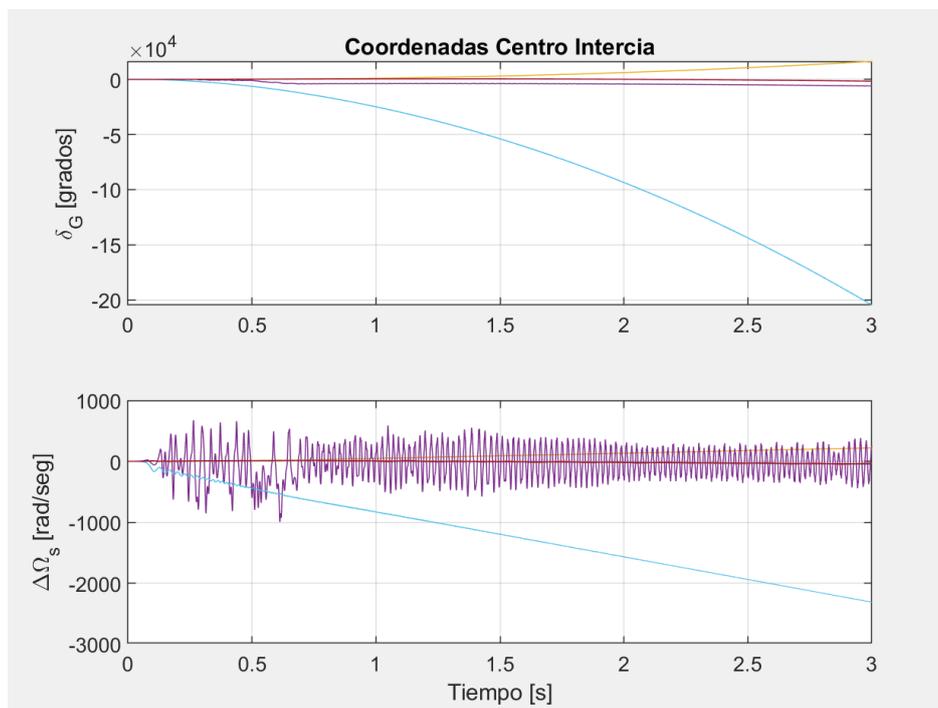
**Figura 22**

Curvas de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Las Esclusas saliendo de servicio la L/T que conecta con bus Milagro agregando 25MW de Maquina Síncrona Virtual en bus Taday.

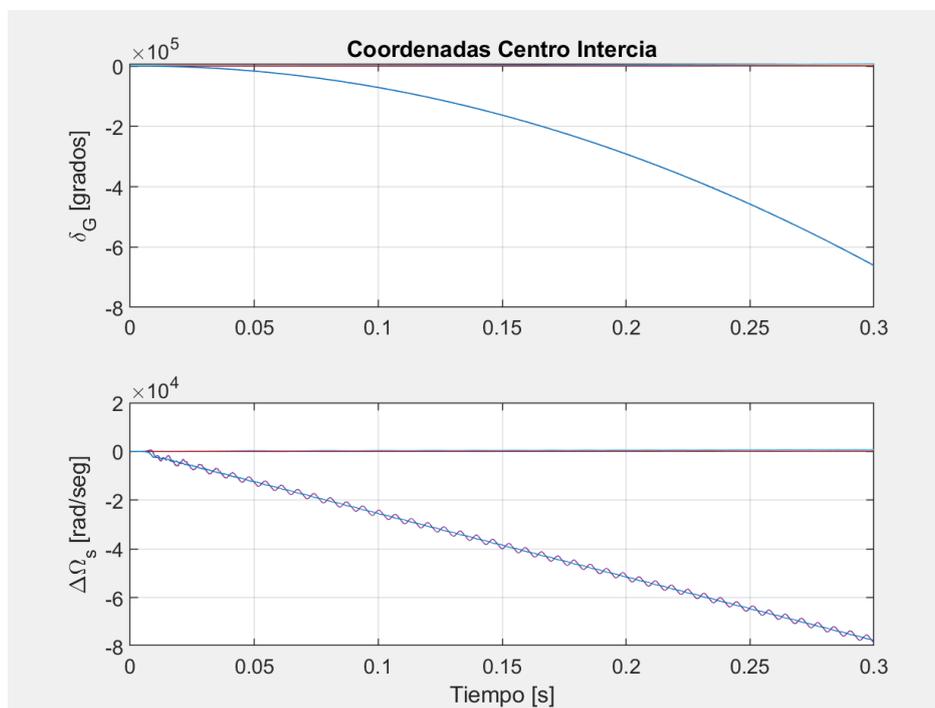


**Figura 23**

Curvas de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Quevedo saliendo de servicio la L/T que conecta con bus Santo Domingo.

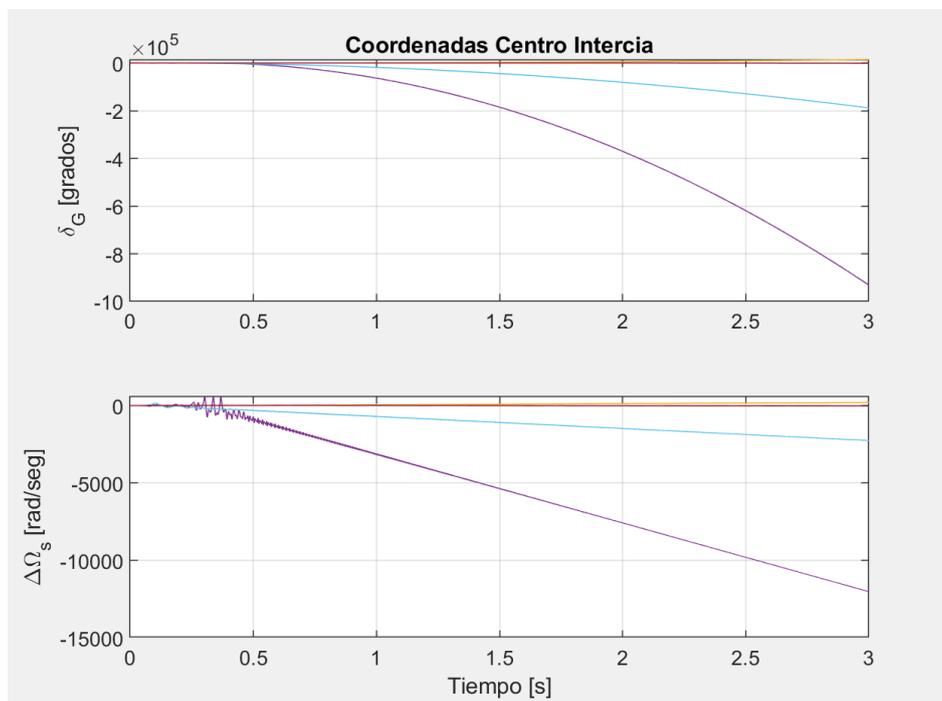
**Figura 24**

Curvas de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Quevedo saliendo de servicio la L/T que conecta con bus Santo Domingo agregando 25MW de Maquina Síncrona Virtual en bus Taday.

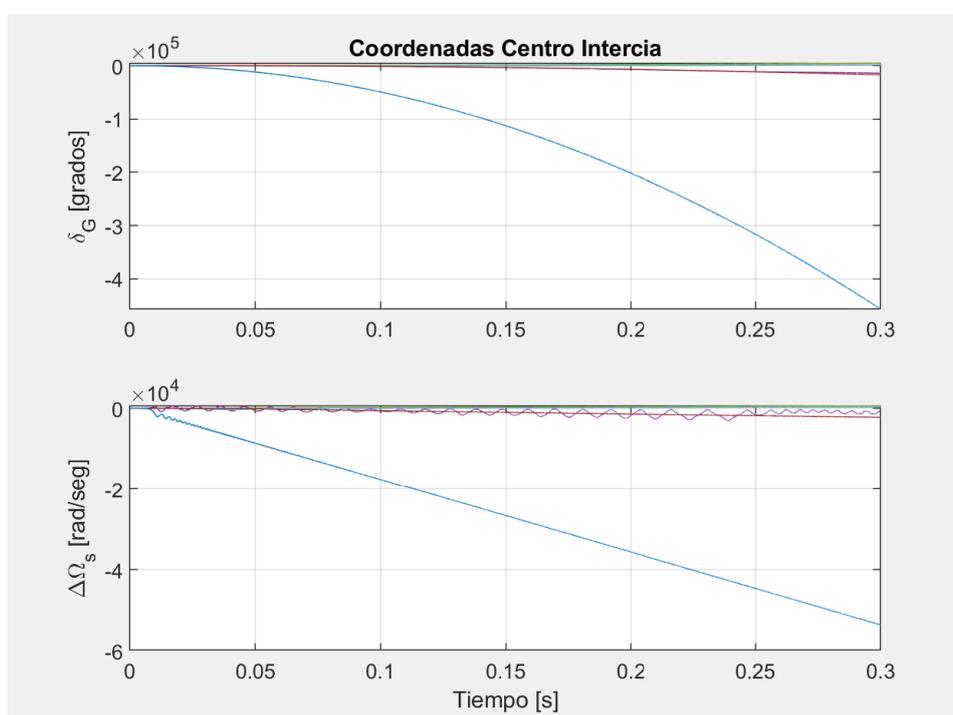


**Figura 25**

Curvas frecuencia vs tiempo y de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Totoras saliendo de servicio la L/T que conecta con Tisaleo.

**Figura 26**

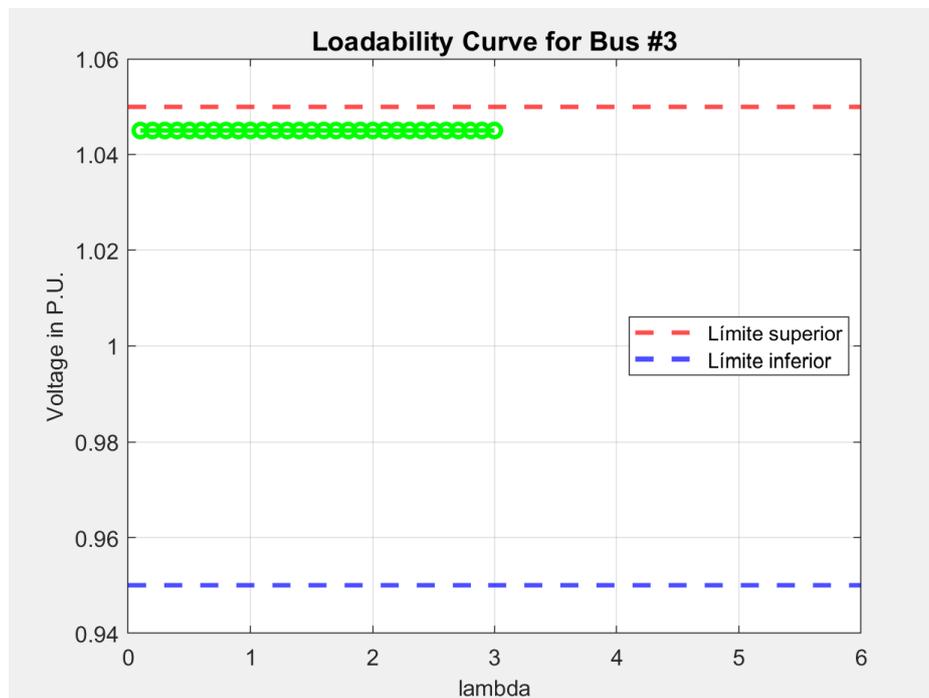
Curvas frecuencia vs tiempo y de ángulo delta vs tiempo para una falla en bus Totoras saliendo de servicio la L/T que conecta con bus Tisaleo agregando 25MW de Maquina Síncrona Virtual en bus Machala.



### 3.1.3 Resultados obtenidos del análisis de estabilidad de voltaje.

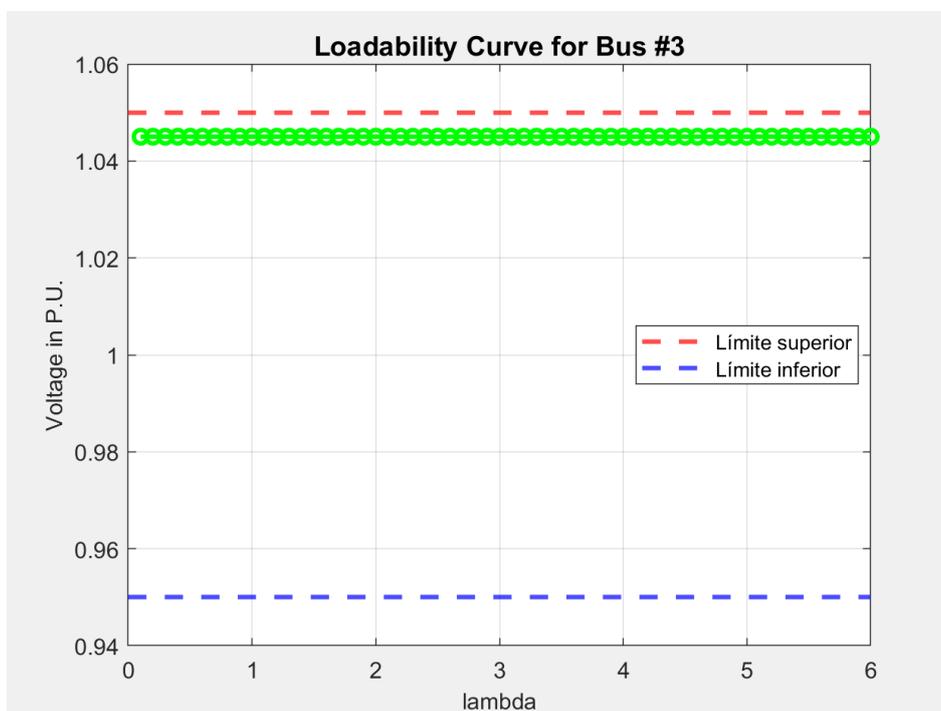
**Figura 27**

Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Coca Codo Sinclair.



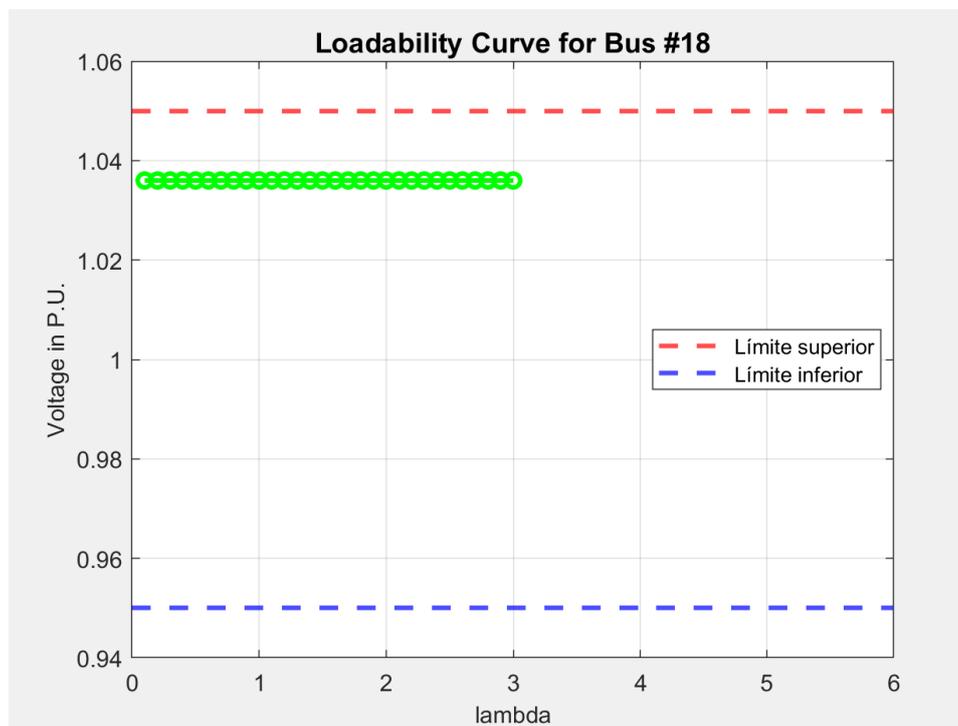
**Figura 28**

Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Coca Codo Sinclair agregando 25MW con modelo de Maquina Síncrona Virtual en bus Santa Rosa.

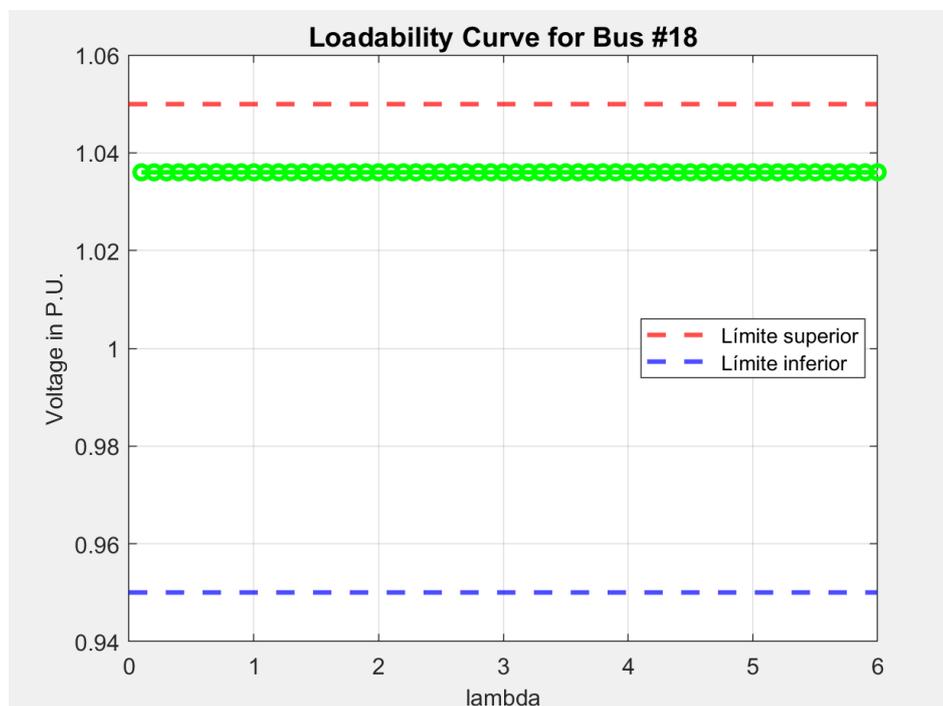


**Figura 29**

*Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Molino.*

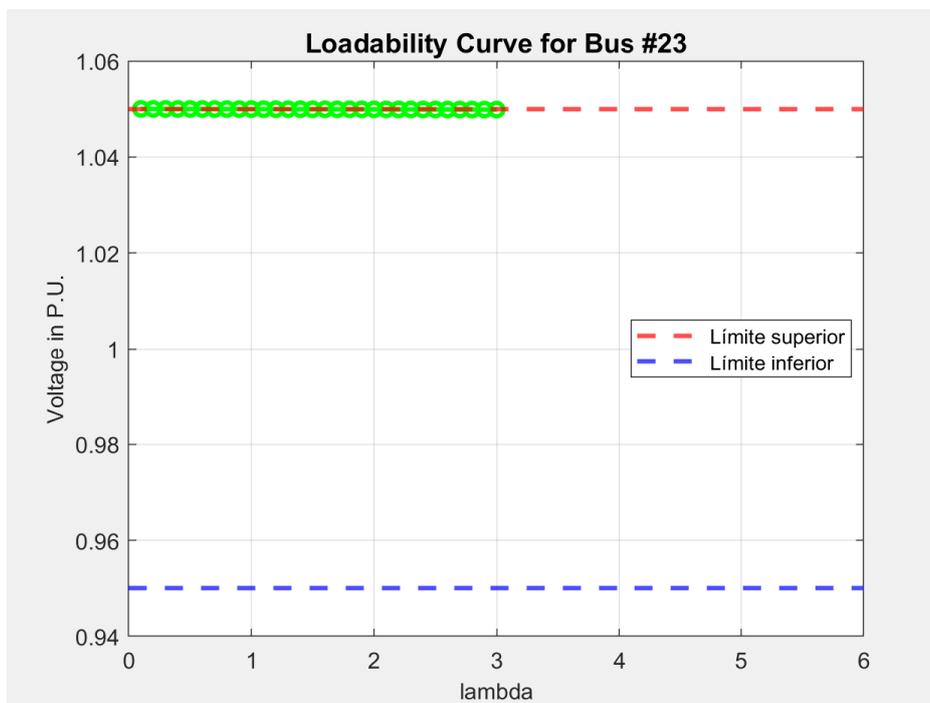
**Figura 30**

*Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Molino agregando 25MW con modelo de Maquina Síncrona Virtual en bus Santa Rosa.*

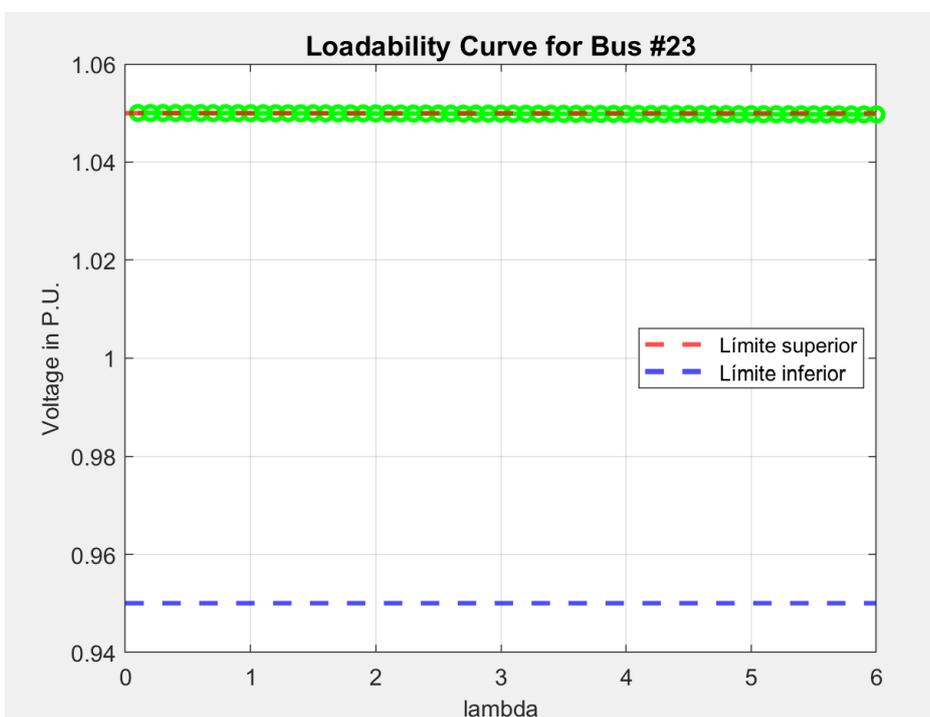


**Figura 31**

*Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Machala.*

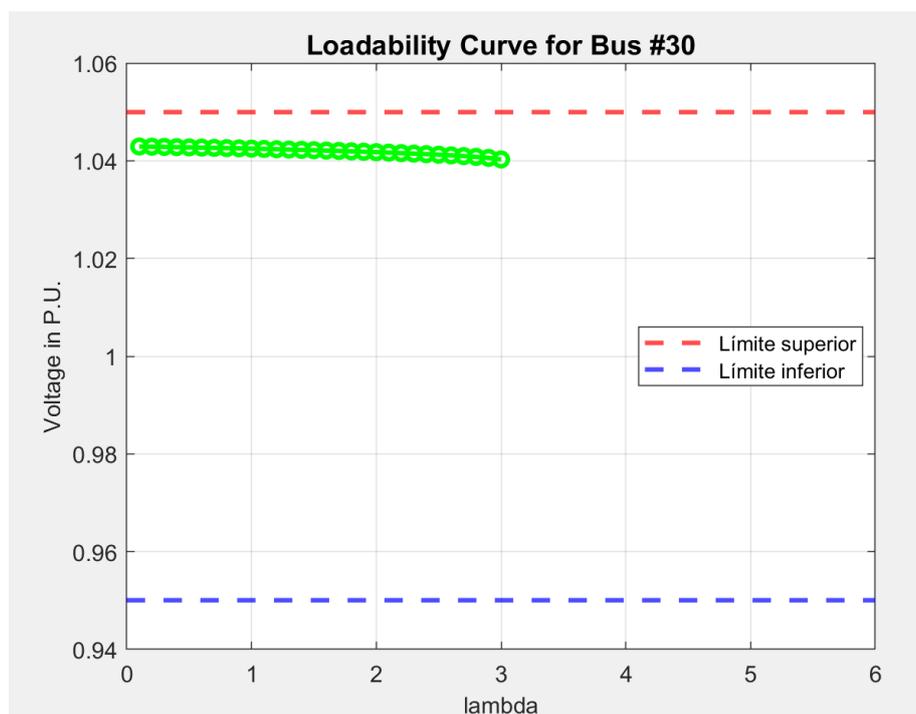
**Figura 32**

*Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Machala agregando 25MW con modelo de Maquina Síncrona Virtual en bus Santa Rosa.*

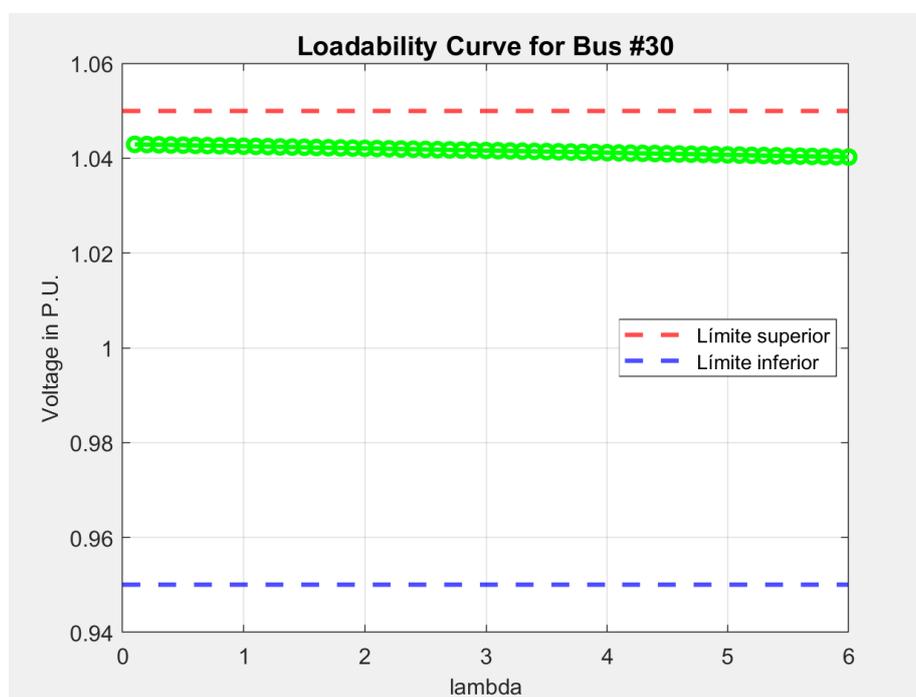


**Figura 33**

*Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Esclusas.*

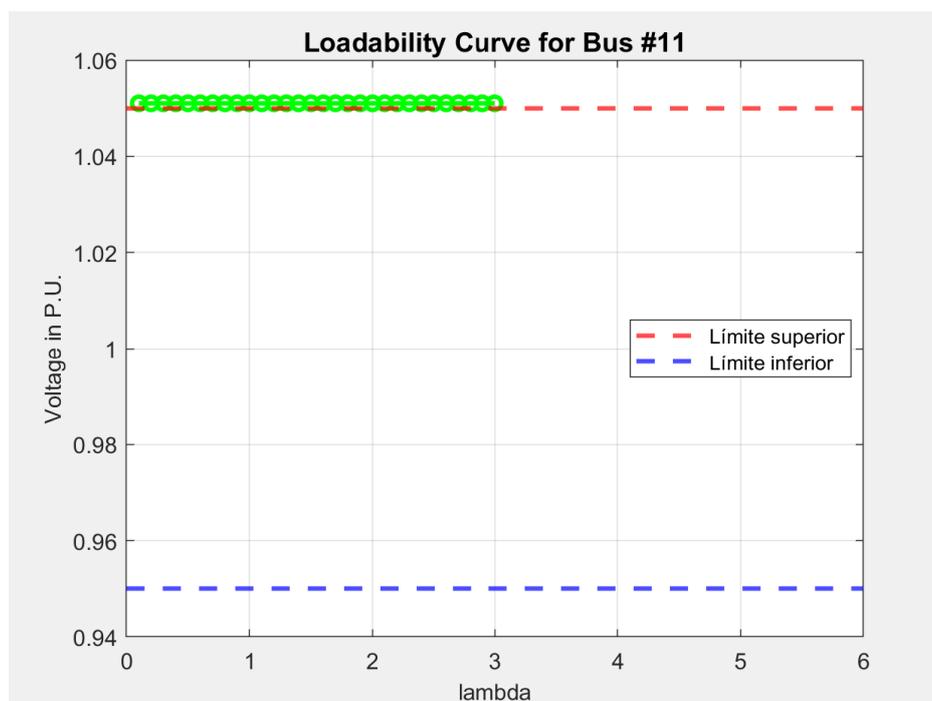
**Figura 34**

*Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Las Esclusas agregando 20MW con modelo de Maquina Síncrona Virtual en bus Santa Rosa.*

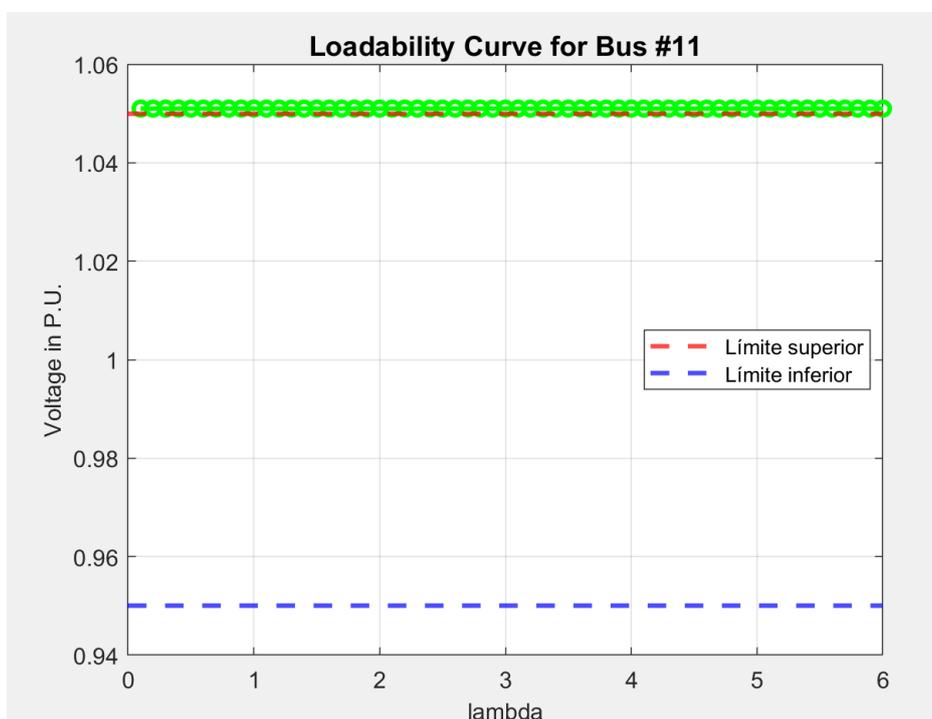


**Figura 35**

*Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Quevedo.*

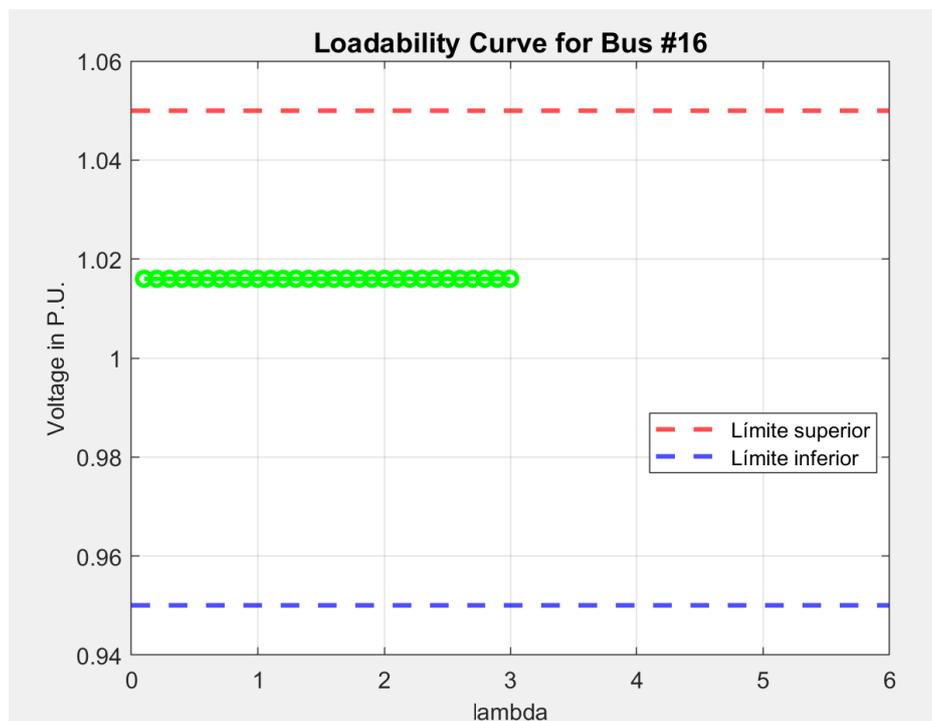
**Figura 36**

*Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Quevedo agregando 25MW con modelo de Maquina Síncrona Virtual en bus Machala.*

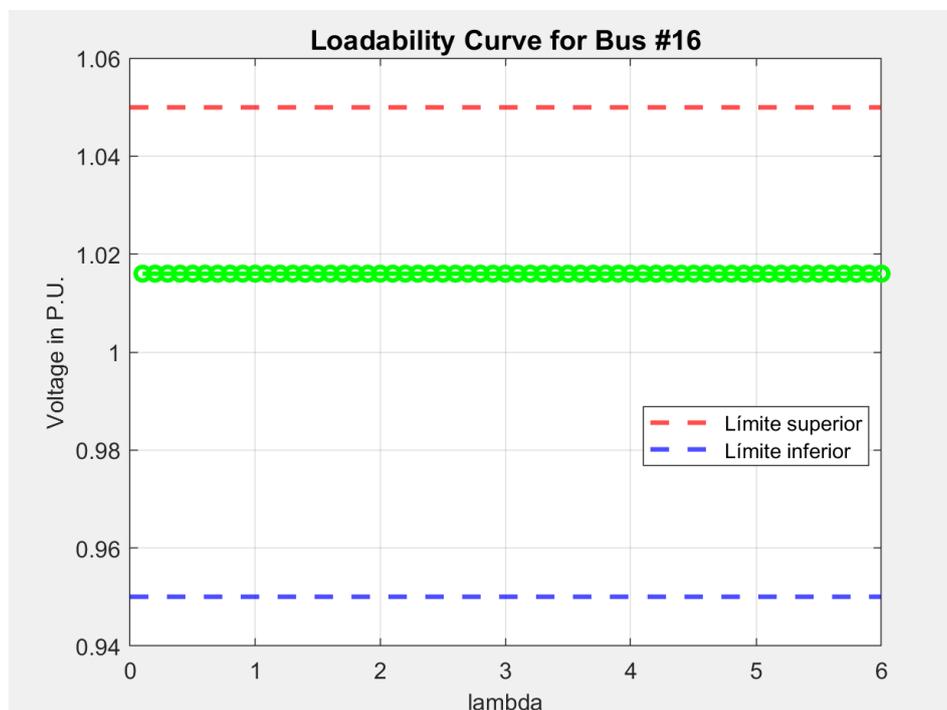


**Figura 37**

*Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Totoras.*

**Figura 38**

*Curva PV (Potencia vs Voltaje) para el bus Totoras agregando 25MW con modelo de Maquina Síncrona Virtual en bus Santa Rosa.*



### 3.2 Análisis

Se realizó una simplificación del sistema nacional interconectado utilizando el método de Ward extendido tal y como se puede observar en la figura 13, estos resultados son verificados con la ayuda del software Powerfactory el cual nos arroja una tabla comparativa en la que se describen los valores nominales de voltajes en las barras antes y después de emplear el método, en este caso la tabla 14 nos muestra que los errores porcentuales tanto de la magnitud como el ángulo de voltaje son inferiores a valores de  $3e-3$  por lo que la simplificación del sistema es más que aceptable, dando como resultado un sistema muy aproximado a la realidad.

Lo siguiente fue colocar los datos del sistema en el algoritmo de programación para análisis de estabilidad de frecuencia, en este caso se han obtenido gráficas que simulan el comportamiento del sistema tras una falla en una barra establecida, y despejando la falla al quitar la línea, para este apartado se ha definido 6 casos en específico, donde se tomará en cuenta una falla trifásica en 6 de las centrales generadoras en el SNI del Ecuador tal y como son, Coca Codo, Paute, Termogas Machala, Barcazas en la barra Esclusas, Hidronación, San Francisco, Agoyán y CELEC Quevedo, para el cual se realizará una prueba como caso base donde se toma en cuenta el sistema sin modificaciones, y el caso de penetración eólica y BESS donde se agregan unidades de generación eólica en modo de máquina síncrona virtual al sistema, en puntos específicos definidos donde existe factibilidad de energía eólica en el país.

En el análisis realizado, se utilizó un valor de  $H=4s$  para la constante de inercia de las máquinas síncronas virtuales (VSM) en la simulación del sistema de potencia. Este valor fue seleccionado con base en rangos típicos de inercia observados en generadores síncronos del sistema nacional interconectado, que varían entre 2 y 8 segundos, considerando que, en investigaciones y artículos científicos relacionadas con máquinas síncronas virtuales, las VSM permiten ajustar este parámetro en función de las necesidades del sistema. La elección de  $H$  se planteó como una muestra representativa que permite analizar el comportamiento del sistema

bajo condiciones típicas con penetración de energías renovables y sistemas de almacenamiento de energía.

Aunque el valor de  $H$  fue fijo en la simulación debido a las limitaciones del modelo, en implementaciones reales, las VSM permiten ajustar dinámicamente esta constante mediante controladores avanzados para adaptarse a condiciones cambiantes del sistema. Esto garantiza una respuesta más flexible y robusta ante perturbaciones. El análisis mostró que, el sistema presenta una mejora significativa en la estabilidad de frecuencia, demostrando la efectividad de las VSM como herramientas para integrar energías renovables y mitigar los efectos de su variabilidad en sistemas de potencia interconectados.

En el caso de la barra Coca Codo Sinclair para la falla, y el despeje involucra a la línea que une esta barra con la de San Rafael, en la figura 15, se aprecia un desvío angular significativo de uno de los generadores, lo cual es típico en fallas severas que afectan el equilibrio del sistema. La velocidad angular de otro de los generadores presenta oscilaciones que no se logran amortiguar. Estas dos situaciones nos indican inestabilidad transitoria. En la figura 16 se presenta el mismo evento, pero aquí se incluye el efecto de agregar la Máquina Síncrona Virtual de agregar 20MW en Machala. Se puede observar que la desaceleración y las oscilaciones de velocidad se reducen en comparación con la figura 15, indicando una mayor capacidad del sistema para absorber la perturbación.

En el caso de la barra Molino en la figura 17, se aprecia un desvío angular significativo, lo cual es típico en fallas severas que afectan el equilibrio del sistema. La velocidad angular presenta oscilaciones que luego se amortiguan, pero el sistema no retorna a su punto de equilibrio, indicando inestabilidad transitoria. En la figura 18 se presenta el mismo evento, pero aquí se incluye el efecto de agregar la Máquina Síncrona Virtual de agregar 20MW en Machala. Se puede observar que la desaceleración y las oscilaciones de velocidad se reducen en

comparación con la figura 17, indicando una mayor capacidad del sistema para absorber la perturbación.

En las barras de Machala, Las Esclusas, Quevedo y Totoras, se observa un comportamiento similar al descrito para la barra Molino. En situaciones de falla severa, estas barras presentan desvíos angulares significativos y oscilaciones en la velocidad angular que no se amortiguan adecuadamente, indicando inestabilidad transitoria en el sistema. La incorporación de una Máquina Síncrona Virtual de 20 MW en Machala ha demostrado reducir la desaceleración y las oscilaciones de velocidad en estas barras, mejorando la capacidad del sistema para absorber perturbaciones. Además, se puede observar, que la mayor desaceleración ocurre para fallas en buses Molino y Totoras, indicando que son los puntos más sensibles del Sistema Nacional Interconectado.

Para el análisis de estabilidad de voltaje fue necesario realizar un algoritmo capaz de mostrarnos las curvas PV para cada punto de interés del sistema, el primer caso es el de Coca Codo Sinclair visto en la figura 27 en el cual al ser una barra PV se puede observar que la cargabilidad máxima que alcance es de 3 p.u y con un voltaje constante, mientras que en la figura 28 en la cual se agregó 25 MW en la barra de Santa Rosa, podemos ver que la cargabilidad ha incrementado a un valor aproximado de 15 p.u manteniendo el voltaje constante.

El segundo caso es tomando la barra de Molino cuya gráfica se puede observar en la figura 29 la cual tiene un comportamiento similar al caso anterior con la cargabilidad de 3 p.u y voltaje constante, debido a que es barra PV, y en la figura 30 se agregan 25 MW en la barra Santa Rosa, permitiendo un aumento de cargabilidad de 15 p.u aproximadamente.

Para el tercer caso se toma en cuenta la barra Machala la cual es una barra PQ, en la figura 31 se observa que la cargabilidad es de 3 p.u, pero a mayor cargabilidad el voltaje decae esto debido a que no posee un control de voltaje, pero en la figura 32 en la cual se ha agregado

25 MW en la barra Santa Rosa, la cargabilidad mejora hasta llegar a 15 p.u teniendo un comportamiento en el voltaje similar.

En el cuarto caso se tiene en cuenta la barra Las Esclusas la cual es una barra PQ, en la figura 33 se tiene la gráfica que muestra un punto de cargabilidad de 3 p.u y con el comportamiento de voltaje similar al caso anterior, pero al agregar 20 MW en la barra Santa Rosa se tiene en la figura 34 que la cargabilidad alcanza valores de hasta 50 p.u, además de que el punto de colapso de voltaje llega a disminuir hasta un valor de 1 p.u.

Para los casos de las barras Quevedo y Totoras las cuales son ambas barras PV, poseen el mismo comportamiento del caso 1 y 2 presentados, esto puede ser observado en las figuras 35 y 37 para los casos base sin maquinas síncronas virtuales y las figuras 36 y 38 para los casos donde se agrega energía eólica.

Desde un punto de vista más general, se puede ver que, en cuanto a estabilidad de frecuencia, el Sistema Nacional Interconectado se encuentra muy proclive a inestabilidad ante falla en cualquier punto de este, pero con el soporte virtual se logra un mejor amortiguamiento en las oscilaciones y desaceleraciones reducen, lo que indica que puede ser una solución viable para mejorar la estabilidad transitoria en zonas más críticas del sistema. Con respecto a estabilidad de voltaje, se puede observar que esta tan crítica como la frecuencia, y que con la adición de la Maquina Síncrona Virtual (Modelo con energía Eólica y Sistemas BESS) tiene un impacto muy significativo, mejorando de manera radical la cargabilidad.

En el sistema eléctrico de Ecuador, los límites de voltaje establecidos para líneas de alta tensión se encuentran entre 0.95 pu y 1.05 pu. Al analizar las gráficas obtenidas, se observa que el voltaje de colapso está significativamente por encima del límite inferior de 0.95 pu. Esto se debe a que las barras estudiadas corresponden a los niveles de tensión de 230kV y 500kV, las cuales son consideradas críticas dentro del Sistema Nacional Interconectado. Además, los resultados muestran que el voltaje crítico del sistema se encuentra aproximadamente por

encima de 1 pu, lo que refleja la capacidad de estas barras para mantener condiciones de operación dentro de rangos aceptables incluso en escenarios de alta demanda.

Es importante destacar que esta tesis constituye la fase inicial de una investigación más amplia, en la que se ha logrado obtener un modelo reducido del Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano mediante la técnica de reducción de redes eléctricas, lo que permite simplificar su análisis manteniendo las características críticas del sistema original. En esta fase, el análisis de estabilidad de frecuencia y voltaje se realizó sin considerar la inclusión de gobernadores, control automático de generación (AGC), control de frecuencia y carga (LFC) ni reguladores automáticos de voltaje (AVR). Por lo tanto, se recomienda que en fases futuras de esta investigación se incluyan estos elementos de control para evaluar de manera más detallada y precisa la respuesta dinámica del sistema, con el fin de obtener conclusiones más completas y proponer estrategias que mejoren su estabilidad operativa.

Este estudio se llevó a cabo en base a información obtenida del año 2018, considerando una demanda media y proyectando los datos según el Plan Maestro de Expansión del Sistema Eléctrico al año 2019. Por lo tanto, no incluye la incorporación de las barcazas ni de los nuevos generadores que entraron en operación en el año 2024.

## **Capítulo 4**

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Tras haber aplicado las fases necesarias de la propuesta de investigación, que incluyeron el desarrollo de modelos matemáticos, simulaciones y análisis de resultados, se obtienen las siguientes conclusiones fundamentales. Estas conclusiones reflejan los principales hallazgos obtenidos a lo largo del estudio, los cuales aportan una visión clara sobre la estabilidad transitoria del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador y el impacto de la incorporación de nuevas tecnologías en el sistema eléctrico.

### 4.1.1 Conclusiones

- La evaluación de la estabilidad transitoria del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador, mediante el uso de un algoritmo basado en un modelo simplificado con el método de Reducción de Ward Extendido, brinda una comprensión detallada del comportamiento del sistema ante diversas perturbaciones. Este enfoque ha permitido analizar de manera efectiva el impacto de la integración de generación eólica y sistemas de almacenamiento en baterías (simuladas como Máquinas Síncronas Virtuales) sobre la estabilidad de frecuencia y voltaje. Los resultados muestran que la incorporación de estas tecnologías mejora notablemente la respuesta del sistema ante fallas. Esto permite que el sistema enfrente mejor las perturbaciones, reduciendo los riesgos de inestabilidad y contribuyendo a una mayor resiliencia del sistema eléctrico nacional.
- El modelo matemático desarrollado para evaluar la estabilidad transitoria del SNI, utilizando un equivalente reducido del sistema y basado en scripts de MATLAB, ha demostrado ser una herramienta altamente eficaz. Este diseño ha permitido simplificar el análisis de un sistema eléctrico tan complejo como el SNI, manteniendo la precisión en los resultados. La capacidad del algoritmo para representar de manera eficiente las dinámicas del sistema sin necesidad de modelar cada componente en detalle ha

facilitado la simulación y el análisis de diferentes escenarios de perturbación, lo que constituye una ventaja clave para la evaluación de la estabilidad del sistema a gran escala.

- El análisis de la estabilidad de frecuencia y voltaje en los siete generadores más representativos del SNI ha permitido identificar puntos críticos del sistema ante fallas severas. Los resultados mostraron que, en ciertas áreas, la estabilidad transitoria se ve comprometida, especialmente en aquellos puntos donde las perturbaciones no se amortiguan adecuadamente, lo que refleja la vulnerabilidad del sistema. Sin embargo, al incorporar la máquina síncrona virtual y agregar generación eólica, se observó una mejora en la capacidad del sistema para amortiguar estas perturbaciones. Este hallazgo enfatiza la importancia de integrar tecnologías flexibles y adaptativas, como las máquinas síncronas virtuales y la energía renovable, para fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico. Estas soluciones no solo optimizan la respuesta ante fallas, sino que también aseguran una mayor estabilidad a largo plazo, permitiendo que el SNI enfrente de manera más efectiva los desafíos operativos del futuro.
- La aplicación del método de Reducción de Ward Extendido para crear un equivalente dinámico del SNI ha sido clave para simplificar el modelo del sistema, manteniendo la precisión en los análisis de estabilidad. Esto ha permitido representar de manera eficiente las dinámicas del sistema, facilitando la evaluación de la respuesta transitoria ante diversos eventos, como fallas trifásicas. El uso de esta técnica ha asegurado una representación precisa del comportamiento del sistema tanto en condiciones normales de operación como al integrar nuevas fuentes de generación, como la energía eólica. El desarrollo de este apartado ha sido esencial para llevar a cabo los análisis realizados en esta tesis, permitiendo obtener resultados confiables y de alta calidad para evaluar la estabilidad transitoria del SNI.

- El análisis de la estabilidad de frecuencia y voltaje del Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano evidencia que muchas líneas de transmisión y transformadores operan cerca de sus límites de cargabilidad, lo que incrementa el riesgo de saturación ante fallas y puede llevar al colapso del sistema por sobrecarga. Esta situación afecta la estabilidad de voltaje, ya que la saturación de líneas puede ocasionar un colapso al operar en el máximo de capacidad, mientras que en términos de frecuencia, la desconexión de líneas por sobrecarga podría generar desbalances entre generación y demanda, agravando la inestabilidad. Es imprescindible adoptar medidas inmediatas para reforzar la infraestructura del sistema, optimizar su operación y garantizar su capacidad de respuesta frente a contingencias, protegiendo así su estabilidad a largo plazo.

#### ***4.1.2 Recomendaciones***

- Complementar el análisis técnico con un estudio sobre los costos asociados a la implementación de máquinas síncronas virtuales y la integración de generación renovable, identificando su viabilidad económica en el contexto del SNI.
- Incorporar análisis de sensibilidad para determinar cómo factores externos, como cambios en la demanda eléctrica o fluctuaciones de la generación eólica, afectan la estabilidad del sistema y el desempeño del modelo propuesto.
- Explorar la optimización del algoritmo desarrollado para reducir aún más los tiempos de simulación o aumentar su capacidad para modelar dinámicas más complejas, especialmente considerando sistemas eléctricos más grandes.

## Referencias

- [1] ARCERNNR. (2023). Resoluciones.
- [2] Arcos Guerrón, L., & Flores Gómez, I. (2007). ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIO DEL SISTEMA. Quito.
- [3] Canales, J., & Herrera, D. (2022). Análisis de estabilidad con sistemas multimáquina con alta penetración de generación eólica. Guayaquil.
- [4] Gabriel, A. (2005). ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL EN EL SISTEMA NACIONAL. Quito.
- [5] Gonzáles, M., Del Valle, J., & Anseán, D. (2018). Sistemas de almacenamiento masivo de energía.
- [6] Hatziargyriou, N. (2021). Definition and Classification of Power System. IEEE.
- [7] Kundur, P. (1994). Power system stability and control. McGraw-Hill, Inc.
- [8] Milano, F. (2008). Dynamic REI Equivalents For Short Circuit and Transient Stability Analyses.
- [9] SANDOVAL, H. P. (2023). ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE. Quito.
- [10] Villarroel, E., & Riquelme, F. (2015). Sistema de generación eólica basado en máquina de inducción de rotor bobinado. Concepción, Chile.
- [11] Asala, Á. (2023). Stiff ODE solvers: Comparison between ode45 and ode15s. Universidad Politécnica de Valencia. Recuperado de <https://personales.upv.es/asala/DocenciaOnline/material/Matlab/Stiffoder45vs15sTS T.pdf>

## 5. ANEXOS

### 5.1 Comparación del uso de la función ode 45 por sobre el ode 23

Para la resolución de las ecuaciones diferenciales provenientes del sistema en estudio, se decidió utilizar la función ode45. Aunque inicialmente se consideró el uso de ode23, la elección final se basó en las características del sistema y la necesidad de garantizar una mayor precisión en los resultados. Una de las principales ventajas de ode45 es su capacidad para manejar problemas con soluciones complejas, gracias a su implementación basada en el método de Runge-Kutta de orden  $4/5$ , que ofrece una precisión significativamente superior en comparación con el método de Runge-Kutta de orden  $2/3$  empleado por ode23.

Esta decisión estuvo respaldada por el hecho de que ode45 es especialmente adecuado para problemas donde la precisión es crucial, como lo indica Asala (2023), quien resalta que este método equilibra de manera eficiente la precisión y el control del error en problemas no rígidos y con soluciones complejas. En contraste, ode23 es más apropiado para problemas con soluciones suaves o menos exigentes en términos de precisión. Por estas razones, se optó por el uso de ode45, garantizando resultados más confiables y adaptados a las necesidades del análisis.

### 5.2 Comparación del método REI con el Ward extendido

Inicialmente, se consideró utilizar el método REI para realizar la reducción del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador. Sin embargo, al implementar este enfoque, se observó que el sistema, en lugar de simplificarse, se volvió más complejo debido a la creación de nuevas conexiones entre los buses frontera y los nodos REI, lo cual incrementó la cantidad de elementos en el modelo. Por esta razón, se optó por emplear el método Ward extendido, el cual resultó más adecuado para los objetivos del estudio. Este método permitió simplificar el

sistema sin introducir nuevos buses ni conexiones adicionales, logrando así una representación más manejable y eficiente para el análisis de estabilidad transitoria.