



Despacho Económico con restricciones de seguridad considerando alta penetración de energías renovables

Iza Pruna, Karla Abigail

Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Trabajo de titulación, previo a la obtención del título de Ingeniera en Electromecánica

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo MSc PhD

10 de julio del 2023

Latacunga

Reporte de verificación de contenido

Document Information

| | |
|-------------------|--|
| Analyzed document | TESIS IZA.pdf (D171960642) |
| Submitted | 2023-07-10 14:47:00 |
| Submitted by | Juan Carlos Altamirano |
| Submitter email | jc.altamiranoc@uta.edu.ec |
| Similarity | 1% |
| Analysis address | jc.altamiranoc.uta@analysis.arkund.com |

Sources included in the report

| | | | |
|-----------|--|---|----------|
| SA | PERFIL DE TESIS 1 JoseLuisMatosMeza 08 set 2018.pdf Document PERFIL DE TESIS 1 JoseLuisMatosMeza 08 set 2018.pdf (D41273933) |  | 1 |
| SA | 14410-Rodriguez Rodriguez, Jorge Isaac.pdf Document 14410-Rodriguez Rodriguez, Jorge Isaac.pdf (D68923559) |  | 1 |
| W | URL: https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-500w-deep-blue-30-ja-solar Fetched: 2023-07-10 14:47:00 |  | 1 |
| SA | UNIVERSIDAD TECNICA DE AMBATO / TESIS RUBIO OSCAR.pdf Document TESIS RUBIO OSCAR.pdf (D170648284) Submitted by: jc.altamiranoc@uta.edu.ec Receiver: jc.altamiranoc.uta@analysis.arkund.com |  | 2 |



Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo MSc PhD

C.C.: 1803225414



Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Certificación

Certifico que el trabajo de titulación: **“Despacho Económico con restricciones de seguridad considerando alta penetración de energías renovables”** fue realizado por la señorita **Iza Pruna, Karla Abigail**; el mismo que cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, además fue revisado y analizado en su totalidad por la herramienta de prevención y/o verificación de similitud de contenidos; razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que se lo sustente públicamente.

Latacunga, 10 de julio de 2023

Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo MSc PhD

C.C.: 1803225414



Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Responsabilidad de Autoría

Yo, **Iza Pruna, Karla Abigail**, con cédula de ciudadanía n° 0550306310, declaro que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: **“Despacho Económico con restricciones de seguridad considerando alta penetración de energías renovables”** es de mi autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos, y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 10 de julio de 2023

Iza Pruna, Karla Abigail

C.C.: 0550306310



Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Autorización de publicación

Yo, **Iza Pruna, Karla Abigail** con cédula de ciudadanía n° 0550306310, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación: **“Despacho Económico con restricciones de seguridad considerando alta penetración de energías renovables”**, en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi responsabilidad.

Latacunga, 10 de julio de 2023

Iza Pruna, Karla Abigail

C.C.: 0550306310

Dedicatoria

El presente trabajo de titulación está dedicado:

A mis amados padres Hilda y Juan, su amor incondicional y su constante aliento ha sido mi empuje durante los momentos más desafiantes. Gracias porque a través de todos sus sacrificios, hoy puedo culminar una meta más en mi vida.

A mi querido hermano Diego, por siempre confiar en mí y creer que lo iba a lograr. Gracias por brindarme seguridad y por muchas veces haber dejado de lado tus propias necesidades para ayudarme a culminar este logro en mi vida.

A mi novio Mauricio, tu apoyo constante me han dado la confianza para perseguir mis sueños y superar cualquier obstáculo. Tu presencia y tranquilidad han sido fundamentales para llegar hasta aquí. Gracias por creer en mí y por ser una fuente de inspiración.

A las futuras generaciones de mujeres que pretenden recorrer la senda de la ingeniería, no olviden que, a pesar de que este mundo parezca estar dominado por estereotipos y barreras, ustedes desafiarán todas las expectativas y demostrarán que no hay límites para su talento y capacidad. Sigamos adelante juntas, construyendo un futuro más brillante y equitativo.

Agradecimiento

A mi madre Hilda, mujer fuerte y valiente que nunca ha soltado mi mano en todo este trayecto, aquella que ha sido mi apoyo, mi fortaleza y sobre todo mi motivación para seguir. Mamita esto es por ti y por todos los esfuerzos que has hecho en tu vida para que yo pudiera llegar a ser una profesional.

A mi padre Juan, quien, con su fuerza, valentía y su trabajo me ha enseñado a no darme por vencida a pesar de las adversidades. Agradezco tus consejos y palabras en donde buscas siempre animarme a ser mejor cada día.

A mi hermano Diego, hombre trabajador que siempre ha visto por su familia, gracias por tu apoyo, tu cariño, por brindarme tu protección, por todos los momentos vivimos y por los que nos quedan aún por vivir. Sin duda mi pequeño has sido mi más grande inspiración.

A mi novio Mauricio, mi compañero de aventuras, gracias porque con tu amor, paciencia y comprensión, has sido una pieza clave en mi crecimiento académico y personal. Tú, tus palabras y tus abrazos me han dado la confianza para perseguir mis sueños y superar cualquier obstáculo.

Al Dr. Diego Ortiz, por guiarme y brindarme sus conocimientos y consejos a lo largo de esta etapa. Gracias por desafiarme a ir más allá de mis límites y por inspirarme a alcanzar la excelencia. Es un maestro excepcional, aprecio la oportunidad de haber aprendido de usted.

A mis queridos amigos Bladimir, Alexis, Pablo, Rafael y Fernando, fue un gusto coincidir con ustedes en las aulas de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE. Juntos hemos vivido varios momentos alegres y tristes; que emocionada me siento al saber que hemos superado cada obstáculo y hoy logramos el objetivo de ser Ingenieros en Electromecánica.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

| | |
|--|-----------|
| Carátula | 1 |
| Reporte de verificación de contenido..... | 2 |
| Certificación | 3 |
| Responsabilidad de Autoría..... | 4 |
| Autorización de publicación | 5 |
| Dedicatoria | 6 |
| Agradecimiento..... | 7 |
| Índice de contenidos | 8 |
| Índice de figuras | 13 |
| Índice de tablas | 15 |
| Nomenclatura | 16 |
| Nomenclatura del problema de optimización | 16 |
| Índices..... | 16 |
| Conjuntos | 17 |
| Parámetros..... | 17 |
| Variables | 20 |
| Resumen..... | 22 |
| Abstract | 23 |
| Capítulo I: Problemática | 24 |

| | |
|---|----|
| Antecedentes..... | 24 |
| Planteamiento del problema..... | 26 |
| Importancia y justificación | 27 |
| Alcance del Proyecto | 28 |
| Objetivos..... | 29 |
| <i>Objetivo general</i> | 29 |
| <i>Objetivos específicos</i> | 30 |
| Capítulo II: Estado del arte | 31 |
| Estabilidad de un SEP..... | 31 |
| <i>Estabilidad del ángulo del rotor</i> | 31 |
| <i>Estabilidad de voltaje</i> | 32 |
| <i>Estabilidad de frecuencia</i> | 32 |
| <i>Estabilidad de resonancia</i> | 32 |
| <i>Estabilidad impulsada por convertidor</i> | 33 |
| Horizontes de tiempo de los estudios de estabilidad | 34 |
| <i>La estabilidad a corto plazo</i> | 35 |
| <i>La estabilidad a largo plazo</i> | 35 |
| Estabilidad de Frecuencia | 36 |
| Indicadores de la Estabilidad de Frecuencia..... | 37 |
| <i>RoCoF</i> | 37 |

| | |
|--|----|
| <i>Frecuencia Nadir</i> | 38 |
| <i>Frecuencia mínima</i> | 38 |
| Inercia..... | 39 |
| Momento angular del sistema | 41 |
| Regulador de velocidad | 42 |
| <i>Mantenimiento de la estabilidad de frecuencia</i> | 42 |
| <i>Respuesta rápida ante cambios en la demanda</i> | 43 |
| Velocidad de rampa del generador | 43 |
| Respuesta en frecuencia | 44 |
| <i>Contingencia</i> | 44 |
| <i>Período de detención</i> | 44 |
| <i>Período de repunte</i> | 44 |
| <i>Período de recuperación</i> | 45 |
| Capítulo III: Metodología..... | 46 |
| Módulo Maestro (MM)..... | 47 |
| <i>Modelo matemático</i> | 49 |
| Función objetivo..... | 50 |
| Modelo de unidades de generación sincrónica. | 50 |
| Modelo de generación fotovoltaico..... | 51 |
| Modelo de generación eólico..... | 52 |

| | |
|---|----|
| Ecuación de Balance..... | 53 |
| Flujos de Potencia..... | 54 |
| <i>Modelo DC</i> | 54 |
| <i>Modelo AC</i> | 55 |
| <i>Modelo linealizado AC-SOS2</i> | 56 |
| <i>Modelo linealizado AC-Cold Start</i> | 61 |
| Restricción del nadir de frecuencia..... | 63 |
| Módulo Esclavo (ME) | 65 |
| Algoritmo de solución..... | 68 |
| Capítulo IV: Caso de Estudio | 72 |
| Sistema de prueba modificado de 6 barras de Garver..... | 72 |
| Selección de puntos críticos operativos | 75 |
| Capítulo V: Análisis de resultados | 78 |
| Hora 6:00..... | 78 |
| <i>Condiciones Iniciales 1</i> | 78 |
| <i>Condiciones Iniciales 2</i> | 84 |
| Hora 13:00..... | 89 |
| <i>Condiciones Iniciales 1</i> | 89 |
| <i>Condiciones Iniciales 2</i> | 94 |
| Hora 17:00..... | 99 |
| <i>Condiciones Iniciales 1</i> | 99 |

| | |
|--|------------|
| <i>Condiciones Iniciales 2</i> | 104 |
| Capítulo VI: Conclusiones y Recomendaciones | 109 |
| Conclusiones | 109 |
| Recomendaciones | 111 |
| Bibliografía | 112 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 <i>Clasificación de la Estabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia</i> | 34 |
| Figura 2 <i>Respuesta en frecuencia durante una contingencia</i> | 37 |
| Figura 3 <i>Indicadores de la Estabilidad de Frecuencia</i> | 39 |
| Figura 4 <i>Respuesta en frecuencia</i> | 45 |
| Figura 5 <i>Diagrama metodológico de dos etapas propuesto</i> | 46 |
| Figura 6 <i>Contenido del Módulo Maestro (MM)</i> | 48 |
| Figura 7 <i>Caracterización de una curva velocidad de viento/potencia de un aerogenerador</i> | 53 |
| Figura 8 <i>Aproximación PWL de la función coseno utilizando variables SOS2</i> | 59 |
| Figura 9 <i>Aproximación lineal del círculo de potencia</i> | 60 |
| Figura 10 <i>Aproximación PWL de la función coseno</i> | 62 |
| Figura 11 <i>Evaluación de la respuesta escalón de un modelo de reguladores de velocidad en dos puntos de operación</i> | 65 |
| Figura 12 <i>Contenido del Módulo Esclavo (ME)</i> | 66 |
| Figura 13 <i>Diagrama del algoritmo propuesto para n iteraciones</i> | 71 |
| Figura 14 <i>Características del sistema modificado de 6 barras de Garver</i> | 73 |
| Figura 15 <i>Diagrama reducido del sistema modificado de 6 barras de Garver</i> | 73 |
| Figura 16 <i>Perfil de irradiancia a lo largo de un día</i> | 76 |
| Figura 17 <i>Perfil de velocidad de viento a lo largo de un día</i> | 77 |
| Figura 18 <i>Identificación de las horas de análisis en el perfil de demanda del sistema</i> | 77 |
| Figura 19 <i>Respuesta de frecuencia del sistema a las 6 h con condiciones iniciales 1</i> | 79 |
| Figura 20 <i>Evolución de las unidades asignadas y momento angular total del sistema a las 6 h con condiciones iniciales 1</i> | 81 |
| Figura 21 <i>Respuesta de frecuencia del sistema a las 6 h con condiciones iniciales 2</i> | 85 |

| | |
|--|-----|
| Figura 22 <i>Evolución de las unidades asignadas y momento angular total del sistema a las 6 h con condiciones iniciales 2</i> | 86 |
| Figura 23 Respuesta de frecuencia del sistema a las 13 h con condiciones iniciales 1 | 90 |
| Figura 24 <i>Evolución de las unidades asignadas y momento angular total del sistema a las 13 h con condiciones iniciales 1</i> | 92 |
| Figura 25 Respuesta de frecuencia del sistema a las 13 h con condiciones iniciales 2 | 95 |
| Figura 26 <i>Evolución de las unidades asignadas y momento angular total del sistema a las 13 h con condiciones iniciales 2</i> | 96 |
| Figura 27 Respuesta de frecuencia del sistema a las 17 h con condiciones iniciales 1 | 100 |
| Figura 28 <i>Evolución de las unidades asignadas y momento angular total del sistema a las 17 h con condiciones iniciales 1</i> | 102 |
| Figura 29 Respuesta de frecuencia del sistema a las 17 h con condiciones iniciales 2 | 105 |
| Figura 30 <i>Evolución de las unidades asignadas y momento angular total del sistema a las 17 h con condiciones iniciales 2</i> | 107 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla 1 <i>Tiempos de estudio de estabilidad</i> | 35 |
| Tabla 2 <i>Equivalencias lineales de términos no-lineales en ecuaciones de flujo de potencia AC</i> | 57 |
| Tabla 3 <i>Información de los generadores sincrónicos del sistema</i> | 74 |
| Tabla 4 <i>Información de las centrales de CGTs del sistema</i> | 75 |
| Tabla 5 <i>Evolución de las principales variables de estudio del sistema a las 6 h con condiciones iniciales 1</i> | 83 |
| Tabla 6 <i>Evolución de las principales variables de estudio del sistema a las 6 h con condiciones iniciales 2</i> | 88 |
| Tabla 7 <i>Evolución de las principales variables de estudio del sistema a las 13 h con condiciones iniciales 1</i> | 93 |
| Tabla 8 <i>Evolución de las principales variables de estudio del sistema a las 13 h con condiciones iniciales 2</i> | 98 |
| Tabla 9 <i>Evolución de las principales variables de estudio del sistema a las 17 h con condiciones iniciales 1</i> | 103 |
| Tabla 10 <i>Evolución de las principales variables de estudio del sistema a las 17 h con condiciones iniciales 2</i> | 108 |

Nomenclatura

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia

CGTs: Tecnologías de generación basadas en convertidores (Converter-based Generation Technologies)

RoCoF: Tasa de cambio de frecuencia (Rate of Change of Frequency)

UFLS: Relés de desconexión automática de carga por baja frecuencia (Under Frequency Load Shedding)

SCUC: Compromiso de unidad con restricciones de seguridad (Security-Constrained Unit Commitment)

SCED: Despacho económico con restricciones de seguridad (Security Constrained Economic Dispatch)

FSC: Restricciones de estabilidad de frecuencia (Frequency Stability Constraints)

TDS: Simulaciones en el dominio del tiempo (Time Domain Simulation)

TSO: Operadores del sistema de transmisión (Transmission System Operators)

Nomenclatura del problema de optimización

Índices

t : Índice de tiempo.

k : Índice de nodos del sistema.

i : Índice de generadores sincrónicos.

u : Índice de centrales fotovoltaicas.

W : Índice de centrales eólicas.

l : Índice de líneas de transmisión.

S : Índice del nodo de referencia del sistema.

r : Índice de la unidad de generación a ser desconectada.

Z : Índice de puntos de quiebre en el modelo lineal de equilibrio de potencia AC SOS2.

Conjuntos

K : Conjunto de nodos del sistema.

L : Conjunto de líneas de transmisión.

I : Conjunto de generadores sincrónicos.

U : Conjunto de centrales fotovoltaicas.

W : Conjunto de centrales eólicas.

I_k : Conjunto de índices de los generadores sincrónicos conectados al nodo k .

U_k : Conjunto de índices de las centrales fotovoltaicas conectadas al nodo k .

W_k : Conjunto de índices de las centrales eólicas conectadas al nodo k .

Parámetros

$fr(l)$: Nodo emisor u origen de la línea de transmisión l .

$to(l)$: Nodo receptor o de destino de la línea de transmisión l .

G_l : Parte real de la admitancia (conductancia) de la línea de transmisión l [Siemens].

B_l : Parte imaginaria de la admitancia (susceptancia) de la línea de transmisión l [Siemens].

X_l : Reactancia de la línea de transmisión l [Ohms].

\overline{S}_l^L : Capacidad de la línea de transmisión l [MVA].

c_i^{SG} : Costo de producción del generador síncrono i [\$/MW].

c_u^{CPV} : Penalización del vertimiento de la central fotovoltaica u [\$/MW].

c_w^{CWT} : Penalización del vertimiento de la central eólica w [\$/MW].

c_k^{ENS} : Costo de la energía activa no suministrada en el nodo k [\$/MWh].

$D_{k,t}^P$: Demanda de potencia activa del nodo k [MW].

$D_{k,t}^Q$: Demanda de potencia reactiva del nodo k [MVAR].

\overline{P}_i^{SG} : Límite superior de potencia activa del generador síncrono i [MW].

\underline{P}_i^{SG} : Límite inferior de potencia activa del generador síncrono i [MW].

\overline{Q}_i^{SG} : Límite superior de potencia reactiva del generador síncrono i [MVAR].

\underline{Q}_i^{SG} : Límite inferior de potencia reactiva del generador síncrono i [MVAR].

\overline{S}_i^{SG} : Capacidad del generador síncrono i [MVA].

$P_{u,t}^{PV}$: Potencia activa producida por la central fotovoltaica u [MW].

P_u^{IPV} : Capacidad instalada de la central fotovoltaica u [MW].

P_u^{NPV} : Potencia nominal de los paneles fotovoltaicos de la central fotovoltaica u [MW].

n_u^{PV} : Número de paneles fotovoltaicos instalados en la central fotovoltaica u .

$I_{r,u,t}$: Irradiancia recibida por los paneles fotovoltaicos de la central fotovoltaica u [W/m²].

$T_{u,t}^{PV}$: Temperatura de las celdas de los paneles fotovoltaicos de la central fotovoltaica u [°C].

$T_{u,t}^a$: Temperatura ambiente de los paneles fotovoltaicas de la central fotovoltaica u [°C].

$NOCT_u$: Temperatura nominal de operación de las celdas de los paneles fotovoltaicos de la central fotovoltaica u [°C].

η_u^{PV} : Eficiencia del inversor empleado por la central fotovoltaica u para conectarse a la red.

η_u^T : Coeficiente de temperatura de las celdas de los paneles fotovoltaicos de la central fotovoltaica u [°C⁻¹].

$P_{w,t}^{WT}$: Potencia activa producida por la central eólica w [MW].

P_w^{IWT} : Capacidad instalada de la central eólica w [MW].

P_w^{NWT} : Potencia nominal de los aerogeneradores de la central eólica w [MW].

n_w^{WT} : Número de aerogeneradores instalados en la central eólica w .

η_w^{WT} : Eficiencia del inversor empleado por la central eólica w para conectarse a la red.

$v_{w,t}^W$: Velocidad del viento recibida por la central eólica w [m/s].

f_w^{WT} : Función de generación de potencia de los aerogeneradores de la central eólica W [MW].

\bar{V} : Límite superior del voltaje permitido en el sistema [p.u].

\underline{V} : Límite inferior del voltaje permitido en el sistema [p.u].

Pl_{ss} : Mayor pérdida de potencia del sistema [MW].

M_i : Momento angular del generador sincrónico i [MWs/Hz].

ρ_i : Respuesta de los reguladores de velocidad/velocidad de rampa del generador sincrónico i [MW/s].

f_0 : Frecuencia nominal del sistema [Hz].

f_{\min} : Frecuencia mínima establecida [Hz].

f_{db} : Frecuencia de banda muerta [Hz].

N_z : Número de puntos de quiebre utilizados en la linealización del modelo AC-SOS2.

\bar{x}_z : Puntos de quiebre de la diferencia angular de voltaje usados en el modelo AC-SOS2.

\bar{y}_z : Puntos de quiebre de la función coseno usada en el modelo AC-SOS2.

Variables

$P_{i,t}^{SG}$: Potencia activa despachada por el generador sincrónico i [MW].

$Q_{i,t}^{SG}$: Potencia reactiva despachada por el generador sincrónico i [MVAR].

$R_{i,t}^{SG}$: Provisión de reserva del generador sincrónico i [MW].

$Y_{i,t}$: Variable binaria de asignación del generador sincrónico i (encendido/apagado).

$P_{u,t}^{CPV}$: Potencia activa vertida de la central fotovoltaica u [MW].

$P_{w,t}^{CWT}$: Potencia activa vertida de la central eólica w [MW].

$P_{l,t}^L$: Flujo de potencia activa de la línea de transmisión l [MW].

$Q_{l,t}^L$: Flujo de potencia reactiva de la línea de transmisión l [MVAR].

$ENS_{k,t}^P$: Energía activa no suministrada en el nodo k [MWh].

$ENS_{k,t}^R$: Energía reactiva no suministrada en el nodo k [MVARh].

MH_t : Momento angular total del sistema [MWs/Hz].

$\theta_{k,t}$: Ángulo de fase del nodo k [rad].

$v_{k,t}$: Magnitud de voltaje del nodo k [p.u.].

$\delta_{l,t}$: Aproximación de la diferencia de ángulos de voltaje.

$\hat{COS}_{l,t}$: Aproximación de la función coseno.

$\lambda_{l,z,t}$: Variable de SOS2 empelada para la aproximación lineal por tramos (PWL).

$\phi_{k,t}$: Variación de voltaje en el nodo k .

Resumen

El presente trabajo de titulación desarrolla una herramienta computacional que integra un modelo de operación avanzado, el cual incluye restricciones de seguridad que garantizan estabilidad desde la perspectiva de estabilidad de frecuencia. Dicho modelo garantiza el desempeño adecuado de un sistema eléctrico de potencia, con una alta penetración de CGTs, después de la ocurrencia de una contingencia. Dentro del marco metodológico se emplea un enfoque de dos etapas que relaciona un entorno de simulación del sistema con un entorno de optimización de la operación de este. En el entorno de optimización se desarrolla la formulación e implementación de un despacho económico con restricciones de seguridad (enfocadas en la estabilidad de frecuencia) utilizando el lenguaje de programación de código abierto CVXPY. Además, se incorporan flujos de potencia DC y AC para brindar flexibilidad al momento de requerir un nivel específico de detalle del comportamiento del sistema. El entorno de simulación se desarrolla utilizando el software Power Factory DIgSILENT, en donde se llevan a cabo varias TDS para rescatar la respuesta inercial y respuesta primaria en frecuencia específica de cada unidad de generación sincrónica. La consideración de esta dinámica es incorporada de manera iterativa en el problema de optimización para actualizar las restricciones asociadas a la estabilidad de frecuencia. Para evaluar el desempeño de la herramienta se modelan varios escenarios de contingencia en el sistema de prueba de 6 barras de Garver, el mismo que ha sido modificado para considerar una alta participación de CGTs. Los resultados obtenidos son comparados con métodos tradicionales empleados por parte de los TSO para establecer diferencias.

Palabras clave: despacho económico, estabilidad de frecuencia, restricciones de seguridad, energías renovables.

Abstract

The present work develops a computational tool that integrates an advanced operation model, which includes security constraints that guarantee stability from a frequency stability perspective. This model guarantees the adequate performance of an electrical power system, with a high penetration of CGTs, after the occurrence of a contingency. The methodological framework employs a two-stage approach that links a system simulation environment with a system operation optimization environment. In the optimization environment, the formulation and implementation of an economic dispatch with security constraints (focused on frequency stability) is developed using the open-source programming language CVXPY. In addition, DC and AC power flows are incorporated to provide flexibility when a specific level of detail of the system behavior is required. The simulation environment is developed using Power Factory DIgSILENT software, where several TDS are performed to rescue the inertial response and primary frequency response specific to each synchronous generation unit. The consideration of these dynamics is iteratively incorporated into the optimization problem to update the constraints associated with frequency stability. To evaluate the performance of the tool, several contingency scenarios are modeled on Garver's 6-bus test system, which has been modified to consider a high participation of CGTs. The results obtained are compared with traditional methods used by TSOs to establish differences.

Key words: economic dispatch, frequency stability, security constraints, renewable energy.

Capítulo I

Problemática

Antecedentes

En la actualidad, varios países alrededor del mundo se han fijado el objetivo de lograr la descarbonización total de sus matrices energéticas como respuesta a las cada vez más evidentes y graves consecuencias del cambio climático. Para lograr esta meta, el último informe de Evaluación Climática del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés Intergovernmental Panel on Climate Change), obtenido de (International Renewable Energy Agency, 2023), establece la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a través de la búsqueda e inserción de fuentes de energía más limpias y sostenibles. Es por ello que en la literatura técnica especializada se habla acerca de un nuevo enfoque de transición energética. Según (Nguyen, Pandit, Quigley , & Mitra, 2021), dicho enfoque se centra en promover un modelo de red en la que la mayor parte de la demanda de energía esté cubierta por tecnologías de generación basadas en convertidores (CGTs, por sus siglas en inglés Converter-based Generation Technologies). En consecuencia, lograr el desapego a la dependencia de fuentes fósiles para atender las necesidades humanas (las mismas que engloban campos como la vivienda, alimentación, transporte, entre otras).

Sin embargo, la incorporación a gran escala de este tipo de tecnologías plantea nuevos retos y desafíos para lograr una integración efectiva y eficiente en los Sistemas Eléctricos de Potencia, tal como se especifica en (Luo, Teng, & Bu, 2020). Esta situación se presenta debido a que las CGTs son muy susceptibles a la variabilidad e incertidumbre asociada a los recursos naturales empleados como fuente de energía primaria (irradiación solar, velocidad de viento, entre otras). La combinación de estas características repercute en problemas relacionados a la falta de flexibilidad, resiliencia, estabilidad y confiabilidad del sistema.

Particularmente, y como se establece en (Medina, Rios, & González, 2022), los problemas relacionados con la estabilidad de frecuencia son una fuente de gran preocupación para los operadores y reguladores del sistema en el corto y mediano plazo. La razón radica en que, a diferencia de los generadores convencionales (sincrónicos), las CGTs por lo general no contribuyen a la respuesta primaria de frecuencia frente a los desequilibrios de potencia. Esto representa una amenaza para la seguridad y el funcionamiento normal del sistema eléctrico. Por ejemplo, si se presenta una caída de frecuencia por debajo de un umbral definido se activarían los relés de desconexión automática de carga por baja frecuencia (UFLS, por sus siglas en inglés Under-Frequency Load Shedding). Esta situación llevaría a la interrupción del suministro de energía, lo que a su vez ocasionaría pérdidas económicas y sociales.

De esta manera, se evidencia que la respuesta en frecuencia tiene una notable influencia en la confiabilidad del sistema eléctrico, siendo uno de los desafíos principales mantener la frecuencia de la red dentro de un límite predefinido. Así mismo, y como se establece en (Rajan, Fernandez, & Yang, 2021), es necesario reconocer que el control que se tiene sobre la operación de los sistemas eléctricos se volverá más complejo a medida que se integren una mayor cantidad de CGTs. Esta situación está condicionada a los requerimientos de los objetivos globales de descarbonización y al desarrollo de tecnologías que permitan asegurar un nivel de confiabilidad adecuado para el sistema.

Es así como actualmente se ha vuelto imprescindible desarrollar modelos operativos avanzados (tales como modelos de despacho económico, modelos de flujo de potencia óptimo, etc.) que incorporen enfoques de estabilidad de frecuencia. En particular, se requiere que dichos modelos se centren en el adecuado control de las desviaciones de frecuencia, para garantizar un funcionamiento confiable de los sistemas de potencia ante la creciente entrada masiva de CGTs.

Planteamiento del problema

En la actualidad, la planificación y operación de los sistemas eléctricos de potencia se enfrentan a desafíos cada vez mayores debido a la creciente inserción de CGTs en las matrices energéticas. Dentro de la literatura técnica especializada se menciona que uno de los campos en los que se experimentará mayores inconvenientes es el relacionado con la estabilidad del sistema.

Según (Chen, 2019), los problemas relacionados a la estabilidad del sistema eléctrico se condicionan a que la participación en el abastecimiento energético entregado por las unidades de generación sincrónicas tradicionales se verán desplazadas por las CGTs. El problema surge debido a que estas tecnologías emplean convertidores electrónicos para integrarse a la red, los cuales no contribuyen a la respuesta primaria en frecuencia requerida para hacer frente a los desequilibrios de potencia. Esta situación provoca una inestabilidad de frecuencia que pone en riesgo la normal operación del sistema de potencia.

Tradicionalmente, la operación del sistema se determina mediante modelos de optimización que suelen ignorar los detalles asociados a la excursión de frecuencia debido a la ocurrencia de contingencias. No obstante, últimamente se pueden encontrar en la literatura técnica especializada diferentes enfoques que permiten abordar la operación óptima del sistema bajo una perspectiva de estabilidad de frecuencia. Este cambio se presenta debido a la cada vez mayor entrada de CGTs al sistema y a la inevitable disminución de la inercia rotacional disponible.

Como ejemplos de estos trabajos, se tiene el desarrollado en (Cardozo, Ackooij, & Capely, 2018), el cual presenta un modelo de despacho económico con restricciones de estabilidad de frecuencia que utiliza la técnica de planos de corte para aproximar el nadir de frecuencia. Otro ejemplo es lo presentado en (Gu, Yan, Saha, & Muljadi, 2019), en donde se

propone la formulación para un despacho de generación con restricciones de inercia para garantizar la seguridad operativa en el Mercado Eléctrico Australiano. Sin embargo, se asume una misma respuesta de velocidad de rampa de los reguladores de velocidad de las unidades de generación. Así mismo se tiene lo expuesto en (Zhang, y otros, 2020), en donde se propone un modelo de asignación de unidades con restricciones de frecuencia (FCUC, por sus siglas en inglés Frequency Constrained Unit Commitment) el cual introduce el concepto de margen de seguridad de frecuencia. Este concepto permite transformar las restricciones de nadir de frecuencia en restricciones de capacidad de reserva que son más fáciles de entender y linealizar.

Aunque existen estudios en la literatura técnica especializada que abordan la operación óptima de los sistemas de potencia utilizando enfoques de estabilidad de frecuencia, resulta inevitable encontrar algunas deficiencias presentes en dichos trabajos. Las mismas que están asociadas principalmente a la omisión de la dinámica de los controladores presentes en el sistema, el uso de modelos operativos drásticamente simplificados, la implementación de métodos desacoplados de simulación/optimización, por mencionar algunos. Este conjunto de simplificaciones repercute en la obtención de soluciones poco realistas y subestimadas que comprometen la seguridad del sistema. Es por ello, que resulta necesario desarrollar nuevas propuestas que permitan cubrir estas deficiencias y aseguren un adecuado nivel de confiabilidad en el sistema ante la entrada masiva de CGTs.

Importancia y justificación

En la literatura técnica especializada existen varios trabajos asociados a la optimización de la operación de sistemas eléctricos dominados por CGTs, sin embargo, la cantidad de trabajos que abordan este problema desde el enfoque de estabilidad de frecuencia son

escasos. Además, es común encontrar que en estos trabajos se asume una respuesta genérica de los reguladores de velocidad para cada generador sincrónico del sistema, lo que da lugar a imprecisiones significativas que repercuten en decisiones operativas erróneas. Por otra parte, dichos trabajos emplean todavía un proceso manual para la toma y retroalimentación de datos entre los diferentes algoritmos y programas computacionales que emplean, debido a que los manejan de manera desacoplada. Asimismo, por lo general, evitan trabajar con restricciones de inercia, y emplean modelos simplificados de operación basados en flujo de potencia de corriente directa, lo que compromete el detalle y la precisión del comportamiento del sistema en pro del aprovechamiento de los recursos computacionales disponibles.

Por lo tanto, el presente trabajo propone el desarrollo de una herramienta computacional que atienda las deficiencias mencionadas anteriormente y pueda garantizar el adecuado desempeño de un sistema eléctrico con alta inserción de CGTs desde la perspectiva de estabilidad de frecuencia, ante la ocurrencia de una contingencia (desconexión intempestiva de una unidad de generación). En el desarrollo de este trabajo de tesis se emplearán programas ampliamente reconocidos en el sector eléctrico y en el campo de la optimización. La propuesta permitirá al operador del sistema obtener estrategias de despacho flexibles, disminuir el costo de operación y asegurar el funcionamiento fiable del sistema eléctrico en el menor tiempo posible.

Alcance del Proyecto

El presente trabajo tiene como objetivo desarrollar una herramienta computacional que permita optimizar la operación de un sistema eléctrico con alta inserción de CGTs, desde una perspectiva de estabilidad de frecuencia. Para lo cual, se empleará un enfoque de dos etapas que relaciona un entorno de simulación del sistema con un entorno de optimización de la operación de este. El entorno de simulación será llevado a cabo empleando el software (Power

Factory DlgSILENT [Software], 2021) y el entorno de optimización se desarrollará a través del lenguaje de programación de código abierto (CVXPY (1.3) [Software], 2023), el cual está basado en Python.

La herramienta propuesta tomará en cuenta la respuesta primaria en frecuencia específica de cada unidad de generación sincrónica según su punto de operación, para incorporarla de manera iterativa en el problema de optimización que incluye restricciones de frecuencia. Además, incorporará diferentes modelos de operación basados en flujos de potencia de corriente directa (DC por sus siglas en inglés Direct Current) y corriente alterna (AC por sus siglas en inglés Alternate Current), para otorgar flexibilidad al momento de requerir mayor nivel de detalle y precisión que aproveche los recursos computacionales disponibles. El análisis comparativo del desempeño de las estrategias empleadas para modelar los flujos de potencia permitirá cuantificar el desempeño de los modelos implementados y su incidencia en el aseguramiento de la estabilidad de frecuencia del sistema

Para validar la eficiencia de la herramienta propuesta, se ejecutarán escenarios de contingencia en diferentes puntos de operación de un sistema de prueba. Particularmente, se empleará el sistema de 6 barras de Garver, el cual será modificado para que su matriz de generación posea un alto porcentaje de aporte de CGTs.

Objetivos

Objetivo general

Desarrollar una herramienta computacional que permita asegurar el desempeño de un sistema eléctrico con alta inserción de tecnologías de generación basadas en convertidores (CGTs) desde la perspectiva de estabilidad de frecuencia luego de ocurrida una contingencia, empleando software especializado en el sector eléctrico.

Objetivos específicos

Formular e implementar un modelo de despacho económico con restricciones de seguridad (estabilidad de frecuencia), mediante el uso de software enfocado en la resolución de problemas de optimización.

Modelar de manera detallada un test system con alta inserción de CGTs, con el fin de evaluar su desempeño ante contingencias desde el punto de vista de la estabilidad de frecuencia, a través de software especializado en el sector eléctrico.

Seleccionar los parámetros a modificar una vez realizadas las simulaciones en el dominio del tiempo con el propósito de retroalimentar el algoritmo desarrollado en el despacho económico para cumplir con los criterios de seguridad.

Evaluar el desempeño del sistema eléctrico utilizando la herramienta computacional desarrollada y compararla con métodos tradicionales empleados por parte de los operadores del sistema de transmisión.

Capítulo II

Estado del arte

Estabilidad de un SEP

Según, (Li, Wang, & Ma, 2021) la estabilidad de un SEP se refiere a su capacidad para mantener condiciones operativas seguras y aceptables a largo plazo, asegurando que las variables eléctricas, como el voltaje, la corriente y la frecuencia, se mantengan dentro de rangos predefinidos. Es por esto, que la importancia de la estabilidad radica en su estrecha relación con la confiabilidad y seguridad de un SEP, ya que si se presenta un escenario de inestabilidad, podría acarrear graves consecuencias como la necesidad de desconectar cargas (consumidores residenciales, comerciales e industriales), y evidentemente esta desconexión provocaría malestares sociales al dejar sin servicio de manera parcial o total a la población y pérdidas económicas al obligar a paralizar parte del sector industrial de un país.

Debido a la importancia de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia han surgido varios estudios que abordan esta temática, como es el caso del descrito en (Hatziaargyriou, y otros, 2020) en donde se enfocan en clasificar y definir los fenómenos de estabilidad del SEP, y además incluyen consideraciones adicionales propias de un sistema con alta penetración de CGTs. La clasificación desarrollada en dicho trabajo se expone a continuación y se puede observar en la Figura 1.

Estabilidad del ángulo del rotor

Se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas interconectadas en un sistema de potencia para permanecer en sincronismo en condiciones normales de funcionamiento y recuperar el sincronismo después de estar sujetas a una pequeña o gran perturbación. Una máquina mantiene el sincronismo si el par electromagnético es igual y opuesto al par mecánico

entregado por el prime mover. Por consiguiente, este tipo de estabilidad depende de la capacidad de las máquinas síncronas para mantener o restablecer el equilibrio entre estos dos pares opuestos.

Estabilidad de voltaje

Se refiere a la capacidad de un SEP para mantener los valores de voltaje constantes cercanos al valor nominal en todas las barras del sistema luego de haber estado sujeto a una perturbación. Depende de la capacidad de los sistemas combinados de generación y transmisión para proporcionar la potencia solicitada por las cargas. Esta capacidad está limitada por la transferencia de potencia máxima a un conjunto específico de barras y está vinculada a la caída de voltaje que ocurre cuando la potencia activa y/o reactiva fluye a través de las reactancias inductivas de la red de transmisión.

Estabilidad de frecuencia

Se refiere a la capacidad que tiene un sistema eléctrico para mantener un estado de equilibrio entre la generación y la carga. Sin embargo, al existir pequeños desbalances de potencia que afectan este equilibrio constantemente, ya sea por variaciones de la carga o por perturbaciones en el sistema (como desconexión de generadores debido a una falla), se procede con la respuesta en frecuencia. Las tres fases de control en las que se suele dividir la respuesta en frecuencia del sistema son: respuesta primaria de frecuencia (RPF), respuesta secundaria de frecuencia (RSF); y, respuesta terciaria de frecuencia (RTF).

Estabilidad de resonancia

Abarca la resonancia subsincrónica (SSR, por sus siglas en inglés Subsynchronous Resonance), ya sea asociada con una resonancia electromecánica o una resonancia completamente eléctrica. Esta puede manifestarse de dos formas posibles: (i) debido a una

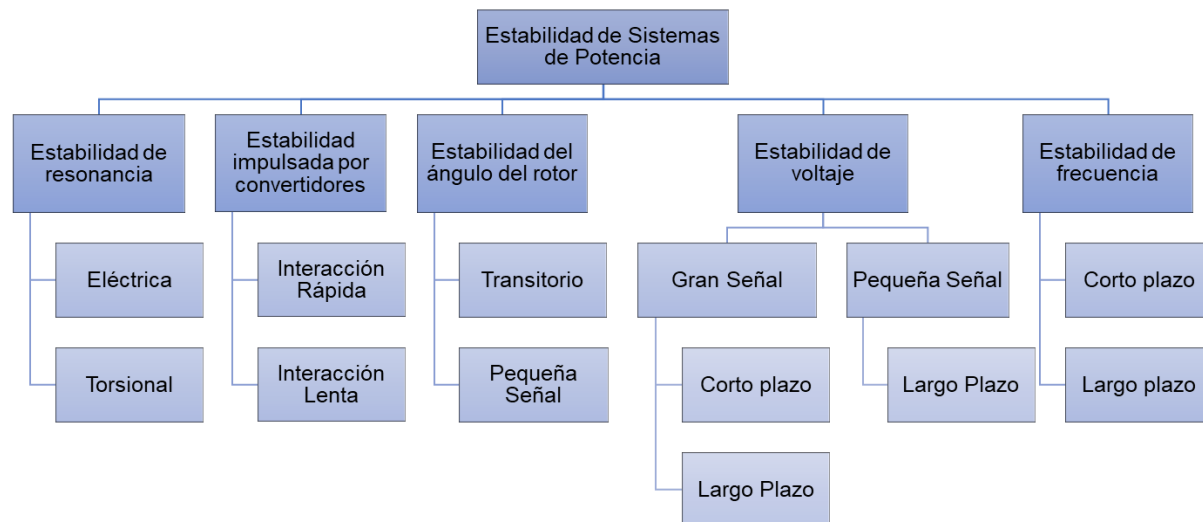
resonancia entre la compensación en serie y las frecuencias mecánicas de torsión del eje de la turbina-generador, y (ii) debido a una resonancia entre la compensación en serie y las características eléctricas del generador. El primero de ellos ocurre entre la red eléctrica compensada en serie y los modos mecánicos de oscilaciones torsionales en el eje del generador de turbina, mientras que el segundo es una resonancia puramente eléctrica y se denomina efecto de generador de inducción.

Estabilidad impulsada por convertidor

El comportamiento dinámico de las CGTs es claramente diferente de los generadores síncronos convencionales, debido a que emplean convertidores electrónicos integrados en la red. En este sentido, la amplia escala de tiempo relacionada con los controles de los CGTs puede dar lugar a acoplamientos cruzados tanto con la dinámica electromecánica de las máquinas como con los transitorios electromagnéticos de la red, lo que puede conducir a oscilaciones inestables del sistema de potencia en un amplio rango de frecuencias. En consecuencia, las interacciones lentas y rápidas se diferencian, en función de las frecuencias de los fenómenos observados. Los fenómenos de inestabilidad que muestran frecuencias relativamente bajas se clasifican como estabilidad impulsada por convertidor de interacción lenta (típicamente, menos de 10 Hz), mientras que los fenómenos con frecuencias relativamente altas se clasifican como estabilidad impulsada por convertidor de interacción rápida (típicamente, decenas a cientos de Hz, y posiblemente en kHz).

Figura 1

Clasificación de la Estabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia



Nota. En la Figura 1 se muestra la clasificación de la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia. Basado en (Hatzargyriou, y otros, 2020).

Horizontes de tiempo de los estudios de estabilidad

Los sistemas eléctricos de potencia poseen características dinámicas, por lo tanto, presentan variaciones que van desde los micro-segundos hasta horas. Sin embargo, en donde se presentan mayores inconvenientes es en el lapso de los segundos hasta los minutos. La Tabla 1 presenta el criterio sobre los horizontes de tiempo de análisis de la estabilidad en un SEP.

Tabla 1*Tiempos de estudio de estabilidad*

| Tipo de estabilidad | Corto plazo | Largo plazo | Dinámica de los equipos |
|------------------------------|-------------------------|----------------|---|
| Estabilidad de pequeña señal | | 10 – 20 [s] | |
| Estabilidad transitoria | 3 – 5 [s] y 10 – 20 [s] | | Consideración de equipos de acción lenta y/o rápida |
| Estabilidad de voltaje | Varios segundos | Varios minutos | |
| Estabilidad de frecuencia | 3 – 30 [s] | Varios minutos | |

Nota. En la Tabla 1 se indica los criterios sobre la consideración de los horizontes de tiempo de estudio de la estabilidad. Basado en (Gómez, y otros, 2002).

La estabilidad a corto plazo

Considera que las dinámicas dominantes son las de los generadores y sus sistemas de control primario (voltaje y carga-velocidad).

La estabilidad a largo plazo

Supone que las dinámicas involucradas son las de las fuentes primarias de energía de los generadores sincrónicos, los sistemas de regulación secundaria frecuencia-potencia y los sistemas de regulación voltaje-reactivo (Gómez, y otros, 2002).

Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia es la capacidad de un sistema de potencia de mantener el valor estable de la frecuencia ante la presencia de una perturbación severa que provoque un significativo desbalance entre la generación y la carga. Las perturbaciones severas ocasionan excursiones de frecuencia, voltaje y otras variables del sistema que requieren la intervención de otros procesos, de controles y protecciones que no necesariamente se modelan en el estudio de estabilidad transitoria. Los procesos pueden ser lentos como la dinámica de las calderas, o procesos rápidos como los activados por condiciones extremas del sistema tales como el disparo de generadores por las protecciones volt/Hertz (Kovaltchouk, Debusschere, Bacha, Fiacchini, & Alamir, 2016)

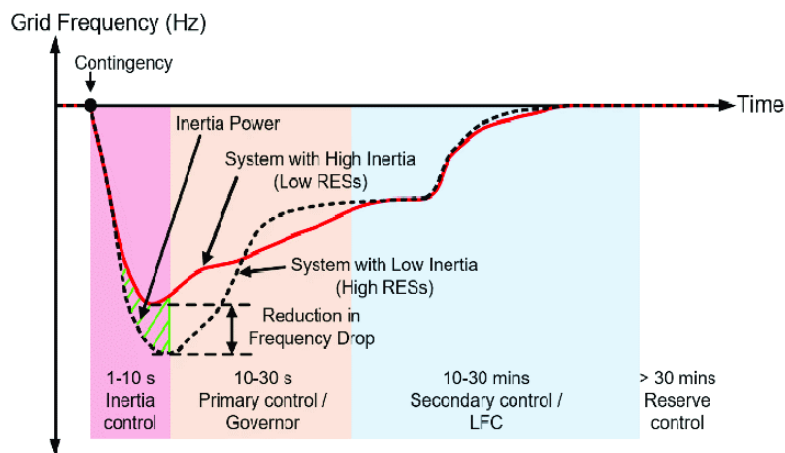
En la Figura 2 se puede apreciar que, ante una contingencia, el sistema eléctrico reacciona de diferentes maneras, el escenario uno corresponde a la respuesta de un sistema donde predominan generadores convencionales y el escenario dos corresponde a la respuesta de un sistema en donde existe mayor inserción de CGTs.

En este último escenario es en donde se puede apreciar una reducción en la capacidad para controlar las desviaciones de frecuencia durante las perturbaciones y, en consecuencia, esto puede ocasionar inestabilidad de frecuencia del sistema.

Esta condición es perjudicial debido a que puede provocar la activación de los relés UFLS, lo que provocaría una suspensión del suministro energético y a su vez, esta situación generaría pérdidas económicas y sociales.

Figura 2

Respuesta en frecuencia durante una contingencia



Nota. En la Figura 2 se muestra el comportamiento de un sistema eléctrico convencional y un sistema eléctrico con alta inserción de CGTs ante una contingencia. Tomado de (Vetoshkin & Müller, 2021).

Indicadores de la Estabilidad de Frecuencia

RoCoF

La tasa de cambio de frecuencia (RoCoF por sus siglas en inglés Rate of Change of Frequency) es la derivada temporal de la frecuencia del sistema eléctrico $\left(\frac{d\Delta f}{dt}\right)$ que califica la robustez de una red eléctrica. Cuanto mayor sea la cantidad de inercia sincrónica conectada al sistema, más lenta será la tasa de cambio de frecuencia ante cualquier perturbación repentina y mayor será el efecto de amortiguamiento. Los grandes generadores sincrónicos son las principales fuentes de inercia sincrónica, y desempeñan un papel importante en la limitación del RoCoF y en la contención de los cambios de frecuencia del sistema tras una pérdida no programada de generación o demanda (Azizi, Sun, Liu, & Terzija, 2020). El RoCoF se calcula empleando la ecuación (1):

$$\frac{d\Delta f}{dt} = \frac{f^0 P_k}{2 \sum_{i=1, i \neq k}^N H_i S_i} \quad (1)$$

Donde f^0 es la frecuencia nominal del sistema [Hz], H_i es la inercia de cada unidad de generación del sistema [s], P_k es la pérdida de carga o generación (desbalance de potencia) [MW] y S_i es la potencia nominal de las unidades de generación del sistema [MVA].

Frecuencia Nadir

La frecuencia nadir es un indicador significativo para el monitoreo y control de la respuesta primaria de frecuencia. Si la inercia del sistema es baja, la probabilidad de un nadir de baja frecuencia aumenta tras una perturbación. Por lo tanto, en los sistemas modernos de energía, en los que la inercia es cada vez menor, debe predecirse la frecuencia nadir, con el propósito de determinar si el sistema permanecerá estable en frecuencia luego de ocurrida una perturbación. Si la frecuencia nadir está por debajo de los límites especificados, se pueden incorporar medidas correctivas (por ejemplo, el desprendimiento de carga preprogramado).

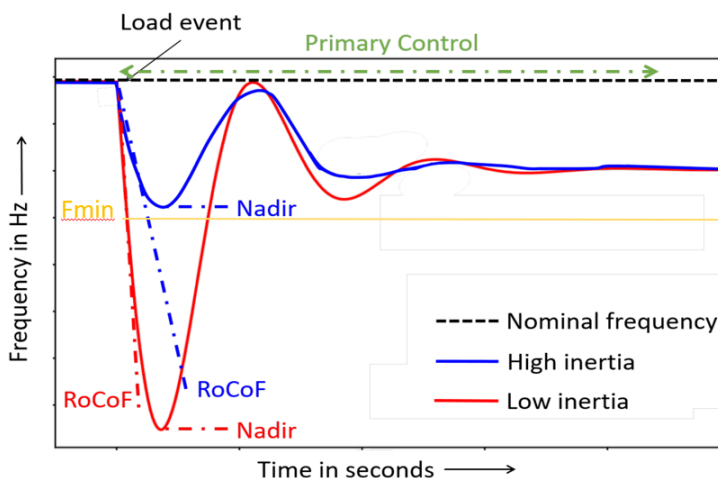
Frecuencia mínima

La frecuencia mínima es el límite establecido del valor de frecuencia que puede llegar alcanzar un SEP luego de ocurrida una perturbación, con el valor de la frecuencia mínima se lleva a cabo el ajuste de los relés UFLS. Debido a que si se presenta una perturbación y el valor de la frecuencia cae, excediendo el límite de frecuencia mínimo establecido automáticamente los UFLS se activaran.

En la Figura 3 se muestra los indicadores de la estabilidad de frecuencia que permiten evaluar la respuesta en frecuencia del sistema ante una contingencia.

Figura 3

Indicadores de la Estabilidad de Frecuencia



Nota. En la Figura 3 se muestran los indicadores de estabilidad de frecuencia los cuales son herramientas clave para evaluar y monitorear la estabilidad del SEP. Tomado de (Hoffmann, y otros, 2020).

Inercia

La inercia en un SEP se refiere a su capacidad de almacenar energía cinética en las unidades de generación en funcionamiento. Cuando ocurre una perturbación en el sistema, como un desprendimiento de carga o una falla en una unidad de generación, la inercia permite que las unidades de generación mantengan su velocidad y continúen suministrando energía a la red durante un corto período de tiempo.

En consecuencia, después de un desequilibrio de carga, la frecuencia del sistema disminuirá a una tasa determinada principalmente por la inercia total del sistema. Es importante destacar que a medida que disminuye la inercia del sistema, la caída de frecuencia será mayor

(Lalor, Mullane, & Malley, 2015). La constante de inercia para una unidad de generación se aprecia en la ecuación (2):

$$H_i = \frac{1}{2} \cdot \frac{J_i \cdot \omega_i^2}{MVA_{base}} \quad (2)$$

Donde H_i es la inercia de cada unidad de generación del sistema [s], J_i es la diferencia entre el torque mecánico y el torque electromagnético [kgm^2], ω_i es la velocidad rotacional del generador [$\frac{rad}{s}$] y MVA_{base} es la potencia nominal de las unidades de generación del sistema [MVA].

De igual manera la inercia sistémica está determinada por la inercia combinada de todos los generadores sincrónicos conectados al sistema, de acuerdo con la ecuación (3):

$$H_{system} = \frac{\sum_{i=1, i \neq k}^N H_i \cdot S_i}{\sum_{i=1, i \neq k}^N S_i} \quad (3)$$

Donde H_i es la inercia de cada unidad de generación del sistema [s], y S_i es la potencia nominal de las unidades de generación del sistema [MVA].

Inmediatamente después de la falla, los generadores síncronos no son capaces de producir instantáneamente la potencia adicional requerida para mantener el equilibrio de energía en el sistema debido a los retardos de tiempo de los reguladores de velocidad. La diferencia inicial entre la potencia generada y la demanda está cubierta por energía adicional extraída de la energía cinética de los generadores sincrónicos. Un generador puede ser

considerado que contribuye a la respuesta inercial del sistema, si un cambio en la frecuencia del sistema ocasiona un cambio en su velocidad rotacional, y así un cambio en su energía cinética. Esto conduce a una reducción de la velocidad de las máquinas hasta que la tasa de cambio de frecuencia $\left(\frac{df}{dt}\right)$ se convierta en cero. Este tipo de respuesta de los generadores se llama respuesta inercial (Walker, Sooriyaarachchi, Liyanage, Abeynayake, & Abeyratne, 2021). Esta reacción natural de las máquinas sincrónicas está dada por la ley de rotación de Newton:

$$2H \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e \quad (4)$$

Donde H es la constante de inercia $[s]$, T_m es el torque mecánico $[Nm]$ y T_e corresponde al torque electromagnético $[Nm]$.

Sobre la base de la ecuación (4), los generadores sincrónicos proporcionan una contra respuesta durante varios segundos cada vez que exista un desajuste entre carga y generación. Por lo tanto, cualquier cambio repentino en la generación, se compensa inicialmente por la extracción de la energía cinética de las masas rotatorias de los generadores sincrónicos.

Momento angular del sistema

El momento angular total del SEP es una propiedad física que se refiere a la cantidad total de energía cinética rotacional almacenada en las unidades de generación que están conectadas a la red eléctrica.

El momento angular total del SEP es una medida importante de la capacidad del sistema para mantener la estabilidad y la confiabilidad del suministro eléctrico en respuesta a perturbaciones. Un aumento en el momento angular total puede ayudar a estabilizar el SEP y

minimizar las fluctuaciones de voltaje y frecuencia, mientras que una disminución en el momento angular total puede hacer que el sistema sea más vulnerable a las perturbaciones y caídas en el suministro eléctrico. La constante de momento angular para una unidad de generación se aprecia en la ecuación (5):

$$M_i = \frac{2 \cdot H_i \cdot MVA_{base}}{\omega_i} \quad (5)$$

Donde H_i es la inercia de cada unidad de generación del sistema [s], MVA_{base} es la potencia del sistema [MVA], ω_i es la velocidad rotacional del generador $\left[\frac{rad}{s} \right]$.

Regulador de velocidad

Este es un dispositivo que detecta la desviación de velocidad de su valor de referencia y adecuadamente cambia la posición de la válvula de control en una turbina de vapor o la posición de una compuerta en una turbina hidráulica. El regulador de velocidad desempeña un papel fundamental en el funcionamiento eficiente y seguro de un SEP. A continuación, se destacan algunas de sus principales funciones:

Mantenimiento de la estabilidad de frecuencia

El regulador de velocidad ajusta automáticamente la potencia generada por las unidades en función de las variaciones de carga, permitiendo mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites aceptables. Esto es esencial para garantizar un suministro eléctrico confiable y evitar fluctuaciones indeseables en la frecuencia, las cuales pueden afectar el funcionamiento de los equipos eléctricos conectados a la red.

Respuesta rápida ante cambios en la demanda

El regulador de velocidad permite una respuesta rápida y precisa de las unidades de generación frente a las variaciones en la carga. Al detectar una desviación en la frecuencia del sistema, el regulador ajusta la señal de control para modificar la potencia generada y restablecer la frecuencia en el rango deseado. Esto contribuye a mantener un equilibrio adecuado entre la generación y la demanda de energía, evitando desequilibrios que puedan afectar la estabilidad y calidad del suministro eléctrico.

Velocidad de rampa del generador

La velocidad de rampa del generador se refiere a la capacidad del generador para cambiar su producción de energía de forma rápida y segura, en función de las necesidades del sistema eléctrico. Esta velocidad de cambio se utiliza para describir la capacidad del generador para aumentar o disminuir su producción de energía eléctrica de manera gradual y controlada. Tomando en cuenta que no es una constante y depende de su punto de operación.

Por ejemplo, un generador con una velocidad de rampa alta puede aumentar su producción de energía en respuesta a un aumento repentino en la demanda eléctrica, mientras que un generador con una velocidad de rampa más baja puede tardar más tiempo en ajustar su producción de energía en respuesta a cambios en la demanda.

La ecuación (6) representa una aproximación del cálculo de la velocidad de rampa del regulador de velocidad.

$$\rho = \frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{P_{Nadir} - P_f}{t_{fNadir} - t_f} \quad (6)$$

Donde $t_{f_{Nadir}}$ es el momento en que se alcanza el nadir de frecuencia $[s]$ y P_{Nadir} es la potencia mecánica de la unidad en ese punto $[MW]$. El momento en el que se produce la contingencia es representado por t_f en $[s]$ y P_f es la potencia mecánica de la unidad en ese momento $[MW]$.

Respuesta en frecuencia

Según (Kundur & Malik, 2022), la respuesta de frecuencia varía en función de los esquemas de regulación de frecuencia implementados en los diferentes sistemas alrededor del mundo. Por ejemplo, para el caso ecuatoriano, únicamente se considera un enfoque de regulación de dos etapas, a diferencia de modelos como el estadounidense que considera tres etapas. La respuesta de frecuencia para este último caso consta de los siguientes periodos:

Contingencia

La pérdida de generación o carga provoca una caída repentina de la frecuencia del sistema.

Período de detención

El control primario de frecuencia, que incluye la respuesta del regulador de velocidad y la reducción de cargas con relés de subfrecuencia, ralentiza y luego detiene la caída de la frecuencia. Esto una vez concluida la respuesta inercial.

Período de repunte

El control secundario de frecuencia, proporcionado por la reserva de regulación, establece una frecuencia estable que sigue estando por debajo de los 60 Hz deseados.

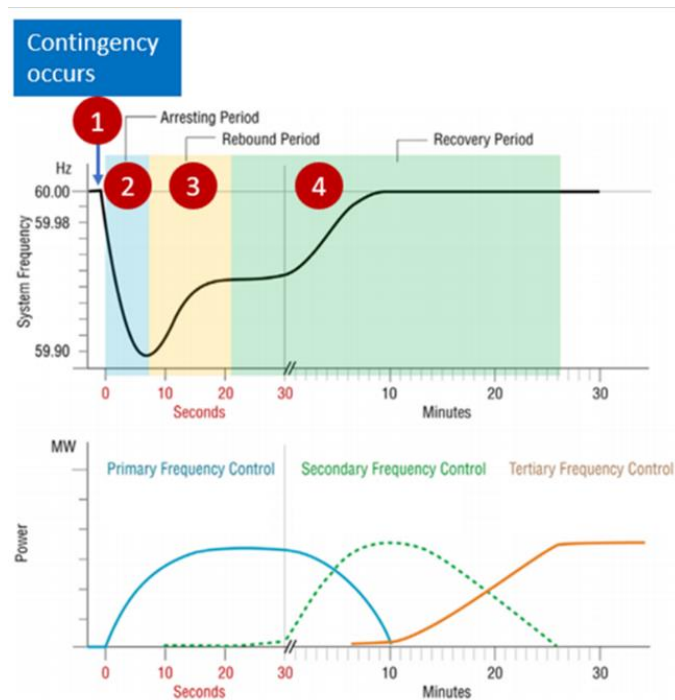
Período de recuperación

El control terciario de frecuencia proporcionado por la reserva giratoria y no giratoria devuelve la frecuencia a 60 Hz.

En la Figura 4 se muestra la respuesta en frecuencia tras una contingencia en un SEP.

Figura 4

Respuesta en frecuencia



Nota. En la Figura 4 se muestra repuesta de frecuencia del SEP, la cual es una representación gráfica de cómo varía la frecuencia del sistema en respuesta a cambios en la demanda de energía o eventos perturbadores. Tomado de (Energodynamics, 2023).

Capítulo III

Metodología

En este capítulo se presenta la metodología empleada para optimizar la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia teniendo en cuenta excursiones de frecuencia realistas y restringiendo la frecuencia nadir. Dicha metodología se basa en un enfoque de dos etapas presentado en (Ortiz-Villalba, y otros, 2022), y se muestra en la Figura 5.

Figura 5

Diagrama metodológico de dos etapas propuesto



La primera etapa implica el desarrollo de un programa de optimización que aborda el problema de despacho económico con restricciones de seguridad (SCED, por sus siglas en inglés Security Constrained Economic Dispatch) y que también incorpora restricciones adicionales para garantizar la estabilidad de la frecuencia. El problema del SCED se formula empleando la programación lineal entera mixta (MILP, por sus siglas en inglés Mixed-Integer Linear Programming) e incorpora la posibilidad de seleccionar diversos modelos de flujos de potencia. Los parámetros del problema de optimización se ajustan iterativamente mediante un enfoque de Gauss-Seidel, explicado en (Sallam & Malik, 2015). El problema de optimización se

aborda utilizando el lenguaje de programación de código abierto CVXPY, el cual está basado en Python.

La segunda etapa implica el desarrollo de un modelo de simulación utilizando el software Power Factory DIGSILENT, cuyo objetivo es el de ajustar y actualizar de manera iterativa los parámetros de las restricciones establecidas en la primera etapa. Los parámetros ajustados caracterizan la respuesta de los reguladores de velocidad de cada unidad de generación sincrónica (SG, por sus siglas en inglés Synchronous Generator) ante el desequilibrio de potencia más significativo en un punto de operación específico.

A continuación, se explican a detalle el contenido de las etapas mencionadas anteriormente, las mismas que serán denominadas a partir de ahora como Módulo Maestro (MM) y Módulo Esclavo (ME). Además, se presentará el algoritmo de solución que resuelve el problema de operación del sistema, relacionando ambos módulos.

Módulo Maestro (MM)

El MM de la metodología propuesta optimiza el funcionamiento del sistema en términos de la potencia entregada, reservas y disponibilidad de las unidades de generación. Consta de tres etapas generales, las mismas que se detallan en la Figura 6 y se explican a continuación.

En la primera etapa se procede a formular el problema de optimización, cuyo objetivo es el de minimizar los costos operativos, manteniendo criterios técnicos y de seguridad. Esto se realiza empleando los datos de entrada (DE) que abarcan el conjunto de información técnica del sistema, contingencia y fuentes de energía renovable disponibles.

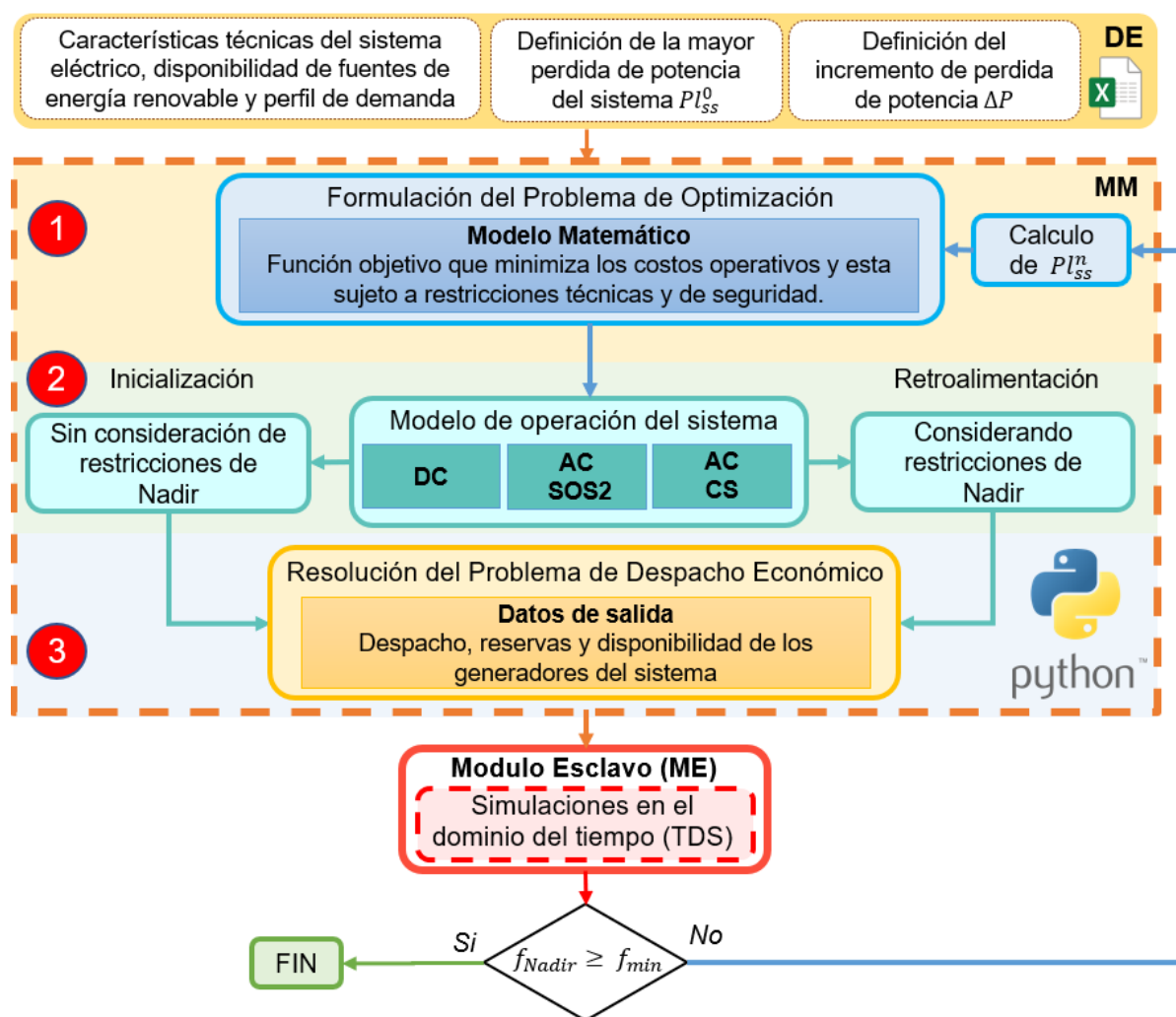
Posteriormente, en la segunda etapa se incorpora un modelo de operación del sistema y se omiten las restricciones de nadir dado que se encuentra en el estado de inicialización. Los modelos implementados en este trabajo emplean flujos de potencia DC y AC para representar el comportamiento del sistema eléctrico con diferentes niveles de precisión. La inclusión de

estos modelos proporciona flexibilidad para ajustar el nivel de detalle y precisión requerido según las necesidades del problema y los recursos computacionales disponibles. Cabe mencionar que el modelo elegido deberá mantenerse durante la ejecución del programa.

En la tercera etapa se resuelve el problema de optimización y se obtienen los valores de despacho, reservas y disponibilidad de los generadores que participan en el horizonte de estudio.

Figura 6

Contenido del Módulo Maestro (MM)



Con los resultados obtenidos se procede a realizar simulaciones en el dominio del tiempo (TDS, por sus siglas en inglés Time Domain Simulations) en el ME, y se realiza una comparativa entre el valor de la frecuencia nadir obtenido y la frecuencia mínima establecida del sistema ($f_{Nadir} \geq f_{min}$). Si esta condición se cumple, el proceso termina, caso contrario es necesario ejecutar la primera etapa con un nuevo valor de falla. Posteriormente, se procede a ejecutar la segunda etapa en su estado de retroalimentación, en donde se añaden las restricciones de frecuencia nadir. Una vez completada esta etapa, se avanza hacia la ejecución de la tercera etapa y así sucesivamente, hasta que se cumpla la condición establecida.

A continuación, se desarrolla en detalle el contenido del modelo matemático empleado en el MM.

Modelo matemático

En el MM de la metodología desarrollada se implementa un modelo matemático orientado a la optimización de la operación segura y económica de un sistema eléctrico con alta inserción de CGTs ante la desconexión de su generador con mayor inyección de potencia. El modelo de optimización incluye restricciones técnicas operacionales asociadas al sistema de transmisión y al parque generador. Además, incorpora diferentes modelos de operación basados en flujos DC y AC para otorgar un nivel de detalle y precisión que aprovechan los recursos computacionales disponibles. Adicionalmente, incorpora un conjunto de restricciones que garantizan la estabilidad de frecuencia en el sistema.

La formulación matemática para resolver el problema de optimización, así como la empleada para describir los modelos de flujos de potencia incorporados, se desarrolla mediante las ecuaciones (7) – (56)

Función objetivo. La función objetivo representada en la ecuación (7) minimiza los costos de operación del sistema durante el horizonte de estudio. Los costos de operación se componen de la sumatoria de los costos del combustible asociados a la inyección de potencia de las unidades convencionales (c_i^{SG}), la penalización monetaria del vertimiento de potencia de las CGTs consideradas en el presente trabajo (c_u^{CPV} , c_w^{CWT}) y la penalización por energía activa no suministrada al sistema (c_k^{ENS}).

$$\min \sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in I} c_i^{SG} P_{i,t}^{SG} + \sum_{u \in U} c_u^{CPV} P_{u,t}^{CPV} + \sum_{w \in W} c_w^{CWT} P_{w,t}^{CWT} + \sum_{k \in K} c_k^{ENS} ENS_{k,t}^P \right) \quad (7)$$

Cabe mencionar que la función objetivo tiene asociada una serie de restricciones que se explicaran a continuación.

Modelo de unidades de generación sincrónica. Las ecuaciones (8) y (9) representan los límites de generación de potencia activa de las unidades de generación sincrónica, teniendo en cuenta el valor de la reserva en giro que pueden aportar al sistema. La ecuación (10) establece los límites a las reservas de cada unidad de generación. La variable binaria que establece la condición de asignación de cada unidad de generación sincrónica (encendido/apagado) para el horizonte de tiempo establecido, se denota como $Y_{i,t}$. La ecuación (11) define la cantidad de reserva en giro necesaria para hacer frente a la desconexión del generador con mayor inyección de potencia (Pl_{ss}).

$$P_{i,t}^{SG} + R_{i,t}^{SG} \leq \overline{P_i^{SG}} Y_{i,t} \quad \forall i \in I \quad (8)$$

$$P_{i,t}^{SG} \geq \underline{P_i^{SG}} Y_{i,t} \quad \forall i \in I \quad (9)$$

$$0 \leq R_{i,t}^{SG} \leq \overline{R}_i^{SG} Y_{i,t} \quad \forall i \in I \quad (10)$$

$$\sum_{i \in I \mid i \neq r} R_{i,t}^{SG} \geq Pl_{ss} \quad \forall i \in I \quad (11)$$

Las ecuaciones (12) y (13) representan los límites de generación de potencia reactiva de las unidades de generación sincrónica. Por último, la ecuación (14) representa una expresión liberalizada que permite aproximar la potencia aparente de las unidades de generación sincrónica del sistema, con el objetivo de reducir la carga computacional en el proceso de optimización.

$$Q_{i,t}^{SG} \leq \overline{Q}_i^{SG} Y_{i,t} \quad \forall i \in I \quad (12)$$

$$Q_{i,t}^{SG} \geq \underline{Q}_i^{SG} Y_{i,t} \quad \forall i \in I \quad (13)$$

$$P_{i,t}^{SG} + Q_{i,t}^{SG} \leq \overline{S}_l^{SG} Y_{i,t} \quad \forall i \in I \quad (14)$$

Modelo de generación fotovoltaico. Para definir la inyección de potencia activa de una central fotovoltaica ($P_{u,t}^{PV}$) se emplean las ecuaciones presentadas en (Gandhi, Rodríguez-Gallegos, Zhang, Srinivasan, & Reindl, 2018), en donde se establece que dicha inyección depende de la capacidad instalada de la planta (P_u^{IPV}), la irradiancia solar disponible en la zona ($I_{r,u,t}$), la temperatura de las células fotovoltaicas de los paneles que componen la planta ($T_{u,t}^{PV}$), su coeficiente de temperatura (η_u^T) así como su temperatura a condiciones normales ($NOCT_u$), la temperatura ambiente ($T_{u,t}^a$) y la eficiencia del inversor que se emplea para conectarse a la red (η_u^{PV}), como se muestra en las ecuaciones (15) y (16). Cabe mencionar

que la P_u^{IPV} se obtiene al multiplicar el número de paneles que la componen (n_u^{PV}) por su respectiva potencia nominal (n_u^{PV}), como se muestra en la ecuación (17). Por último, la ecuación (18) establece los límites del vertimiento de potencia de la central ($P_{u,t}^{CPV}$).

$$P_{u,t}^{PV} = \frac{I_{r_{u,t}}}{1000[W/m^2]} P_u^{IPV} (1 - \eta_u^T (T_{u,t}^{PV} - 25[^\circ C])) \eta_u^{PV} \quad \forall u \in U \quad (15)$$

$$T_{u,t}^{PV} = T_{u,t}^a + \frac{I_{r_{u,t}}}{800[W/m^2]} (NOCT_u - 20[^\circ C]) \quad \forall u \in U \quad (16)$$

$$P_u^{IPV} = P_u^{NPV} n_u^{PV} \quad \forall u \in U \quad (17)$$

$$0 \leq P_{u,t}^{CPV} \leq P_{u,t}^{PV} \quad \forall u \in U \quad (18)$$

Modelo de generación eólico. La capacidad instalada de la central eólica (P_w^{IWT}) se define por el número de aerogeneradores instalados (n_w^{WT}) y su potencia nominal (P_w^{NWT}), como se muestra en la ecuación (19). La potencia activa despachada por el parque eólico ($P_{w,t}^{WT}$) se obtiene a través de la multiplicación del número de los aerogeneradores instalados (n_w^{WT}), su respectiva función de generación de potencia (f_w^{WT}) y la eficiencia del inversor que se emplea para conectarse a la red (η_w^{WT}), como se muestra en la ecuación (20). Cabe mencionar que la inyección de potencia de los aerogeneradores puede definirse como una función por tramos, la cual depende de su respectiva curva viento-potencia, en donde se establecen los rangos de inicio de generación (Región 1), generación variable (Región 2), generación constante (Región 3), y corte de generación (Región 4), tal como se observa en la Figura 7.

Finalmente, la ecuación (21) establece los límites del vertimiento de potencia de la central eólica ($P_{w,t}^{CWT}$).

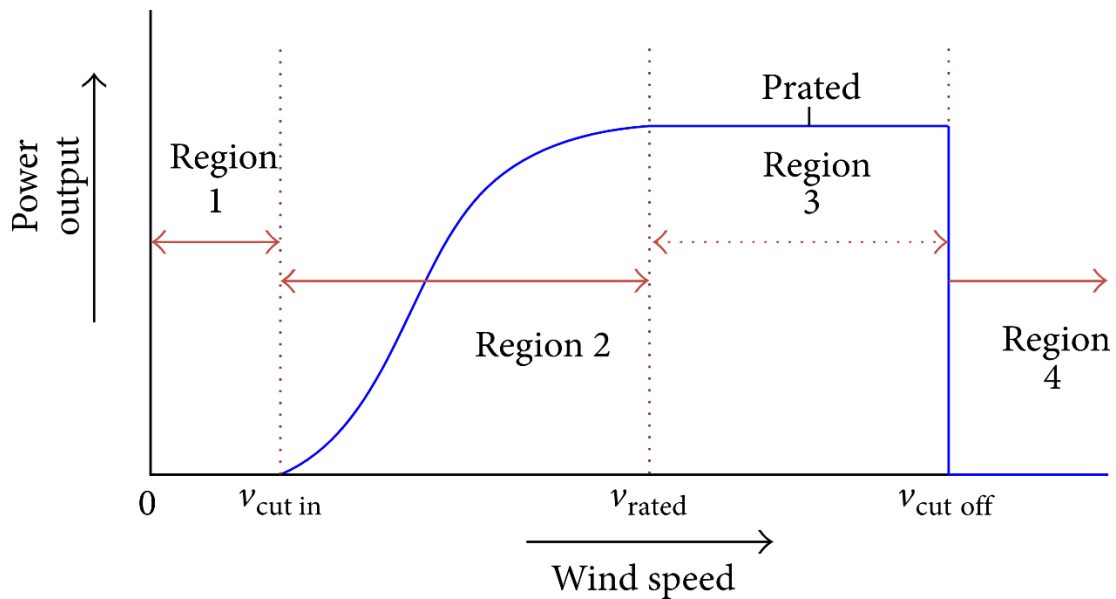
$$P_w^{IWT} = n_w^{WT} P_w^{NWT} \quad \forall w \in W \quad (19)$$

$$P_{w,t}^{WT} = \eta_w^{WT} n_w^{WT} f_w^{WT} \quad \forall w \in W \quad (20)$$

$$0 \leq P_{w,t}^{CWT} \leq P_{w,t}^{WT} \quad \forall w \in W \quad (21)$$

Figura 7

Caracterización de una curva velocidad de viento/potencia de un aerogenerador



Nota. Tomado de (Sohoni, Gupta, & Nema, 2016).

Ecuación de Balance. Dado que en el presente trabajo se aborda la introducción de modelos de flujos de potencia DC y AC, es necesario establecer las ecuaciones de balance nodal de la potencia activa y reactiva del sistema, las mismas que son representadas por las ecuaciones (22) y (23) respectivamente. En la ecuación (22) se considera la inyección de

potencias activas provenientes de los generadores sincrónicos y de los CGTs, además se considera el flujo de potencia activa de líneas ($P_{l,t}^L$), la demanda de potencia activa ($D_{k,t}^P$), la energía activa no suministrada ($ENS_{k,t}^P$) y las potencias de vertimiento de las CGTs. En la ecuación (23) se considera la inyección de potencias reactivas provenientes de los generadores sincrónicos ($Q_{i,t}^{SG}$) además se considera el flujo de potencia reactiva de líneas ($Q_{l,t}^L$), la demanda de potencia reactiva ($D_{k,t}^Q$) y la energía reactiva no suministrada ($ENS_{k,t}^Q$). Finalmente, se establecen los límites de la energía activa y reactiva no suministrada empleando las ecuaciones (24) y (25).

$$\sum_{i \in I_k} P_{i,t}^{SG} + \sum_{u \in U_k} P_{u,t}^{PV} + \sum_{w \in W_k} P_{w,t}^{WT} + \sum_{l \in L \mid to(t)=k} P_{l,t}^L - \sum_{l \in L \mid fr(t)=k} P_{l,t}^L =$$

$$D_{k,t}^P - ENS_{k,t}^P + \sum_{u \in U_k} P_{u,t}^{CPV} + \sum_{w \in W_k} P_{w,t}^{CWT}$$

$$\sum_{i \in I_k} Q_{i,t}^{SG} + \sum_{l \in L \mid to(t)=k} Q_{l,t}^L - \sum_{l \in L \mid fr(t)=k} Q_{l,t}^L = D_{k,t}^Q - ENS_{k,t}^Q$$

$$0 \leq ENS_{k,t}^P \leq D_{k,t}^P \quad \forall k \in K$$

$$0 \leq ENS_{k,t}^Q \leq D_{k,t}^Q \quad \forall k \in K$$

Flujos de Potencia. A continuación, se desarrollan las ecuaciones que definen los modelos de flujos de potencia DC y AC empleados en el desarrollo del presente trabajo.

Modelo DC. El modelo de flujos de potencia DC es ampliamente utilizado en el ámbito de la operación y planificación de redes eléctricas debido a su enfoque simplificado de análisis. Según (Skolfield & Escobedo, 2022), este enfoque se basa en una representación linealizada

de la red que excluye la componente reactiva de la misma y emplea varias suposiciones que posibilitan obtener resultados computacionalmente eficientes en comparación con los modelos más complejos de flujos de potencia AC. La ecuación (26) representa el flujo de potencia activa que circula por una línea de transmisión ($P_{l,t}^L$) que está conectada entre dos nodos del sistema. Dicha ecuación relaciona la reactancia de la línea (X_l) y la diferencia angular de sus nodos de conexión ($\theta_{fr(l)} - \theta_{to(l)}$). La ecuación (27) establece los límites de la capacidad de transporte de la línea de transmisión. Además, las ecuaciones (28) y (29) establecen los valores y rangos permisibles para los ángulos de los nodos del sistema.

$$P_{l,t}^L = \frac{1}{X_l} (\theta_{fr(l)} - \theta_{to(l)}) \quad \forall l \in L \quad (26)$$

$$-\overline{S}_l^L \leq P_{l,t}^L \leq \overline{S}_l^L \quad \forall l \in L \quad (27)$$

$$\theta_{k,t} = 0 ; \quad k = s \quad \forall k \in K \quad (28)$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta_{k,t} \leq \frac{\pi}{2} ; \quad k \neq s \quad \forall k \in K \quad (29)$$

Modelo AC. Como se establece en (Naderi, y otros, 2021), el modelo de flujos de potencia AC proporciona un análisis detallado y preciso del comportamiento de los flujos en las redes eléctricas, lo que permite resolver problemas complejos relacionados con la operación y planificación de los sistemas eléctricos. Para lograrlo, se emplea una amplia variedad de modelos matemáticos y algoritmos de optimización. Además, estos modelos también se utilizan en la realización de estudios de estabilidad y análisis de contingencias. Las ecuaciones (30) y (31) representan el flujo de potencia que circula por las líneas de transmisión del sistema en sus coordenadas polares, es decir, en su componente de potencia activa y reactiva,

respectivamente. En dichas ecuaciones intervienen los ángulos de los nodos a los cuales están conectadas las líneas de transmisión y sus respectivos voltajes ($v_{fr(l),t}, v_{to(l),t}$). Además, interviene la conductancia (G_l) y la susceptancia (B_l) de la línea.

$$P_{l,t}^L = (v_{fr(l),t})^2 G_l - v_{fr(l),t} v_{to(l),t} \left[G_l \cos(\theta_{fr(l)} - \theta_{to(l)}) + B_l \sin(\theta_{fr(l)} - \theta_{to(l)}) \right] \quad \forall l \in L \quad (30)$$

$$Q_{l,t}^L = -(v_{fr(l),t})^2 B_l - v_{fr(l),t} v_{to(l),t} \left[G_l \sin(\theta_{fr(l)} - \theta_{to(l)}) - B_l \cos(\theta_{fr(l)} - \theta_{to(l)}) \right] \quad \forall l \in L \quad (31)$$

Sin embargo, estas ecuaciones se caracterizan por ser no-lineales, lo que complejiza en gran medida la resolución del problema de optimización en donde se usen. Es por ello que usualmente se aplican técnicas que permiten linealizar estas ecuaciones para integrarlas al ámbito de la optimización lineal. La optimización lineal es una disciplina bien establecida con algoritmos eficientes para encontrar soluciones óptimas en sistemas lineales. Según (Gros, Zanon, Quirynen, Bemporad, & Diehl, 2020), estas técnicas son más rápidas y fáciles de implementar en comparación con las técnicas de optimización no lineal por lo que permiten obtener una representación más manejable del problema sin perder demasiada precisión, aprovechando así los recursos computacionales disponibles.

A continuación, se presentan los modelos de flujos AC linealizados empleados en el presente trabajo.

Modelo linealizado AC-SOS2. Las ecuaciones (30) y (31) pueden ser linealizadas a través del uso de series de expansión de Taylor y métodos de aproximación lineal por tramos (PWL, por sus siglas en inglés Piecewise linear), tal como se establece en (Javadi & Amraee, 2018). El

resultado de la aplicación de estas técnicas da como resultado las ecuaciones (32) y (33), que representan el flujo linealizado de potencia activa y reactiva del sistema, respectivamente.

Cabe mencionar que los flujos de las líneas son expandidos a través de series de Taylor asumiendo que los voltajes tienen un valor típicamente cercano a 1.0 por unidad (p.u) y que la diferencia angular ($\hat{\delta}_{l,t}$), representada por la ecuación (34), es insignificante. La Tabla 2

muestra las equivalencias lineales de los términos no-lineales.

$$P_{l,t}^L = (2v_{fr(l),t} - 1)G_l - G_l(v_{fr(l),t} + v_{to(l),t} + \hat{C}OS_{l,t} - 2) - B_l \hat{\delta}_{l,t} \quad \forall l \in L \quad (32)$$

$$Q_{l,t}^L = -(2v_{fr(l),t} - 1)B_l + B_l(v_{fr(l),t} + v_{to(l),t} + \hat{C}OS_{l,t} - 2) - G_l \hat{\delta}_{l,t} \quad \forall l \in L \quad (33)$$

$$\hat{\delta}_{l,t} = \theta_{fr(l)} - \theta_{to(l)} \quad \forall l \in L \quad (34)$$

Tabla 2

Equivalencias lineales de términos no-lineales en ecuaciones de flujo de potencia AC

| Termino No-lineal | Equivalencia Lineal |
|--|---|
| $v_{fr(l),t} v_{to(l),t} \cos(\hat{\delta}_{l,t})$ | $v_{fr(l),t} + v_{to(l),t} + \hat{C}OS_{l,t} - 2$ |
| $v_{fr(l),t} v_{to(l),t} \sin(\hat{\delta}_{l,t})$ | $\hat{\delta}_{l,t}$ |
| $(v_{fr(l),t})^2$ | $2v_{fr(l),t} - 1$ |

Nota. Basado en (Javadi & Amraee, 2018)

El grupo de ecuaciones (35)-(38) representan la linealización de la función coseno aplicando un método de linealización por tramos que emplea un set ordenado de variables de tipo 2 (SOS2). En este método, el termino ($\hat{COS}_{l,t}$) toma el valor de la aproximación de la función coseno y el termino $\lambda_{l,z,t}$ representa a las variables de tipo SOS2 que deben ser consecutivas, y no más de dos miembros adyacentes pueden ser distintos de cero en una solución factible. La función lineal a trozos se representa en la Figura 8.

$$\hat{\delta}_{l,t} = \sum_{z=1}^{N_z} \lambda_{l,z,t} \bar{x}_z \quad \forall l \in L \quad (35)$$

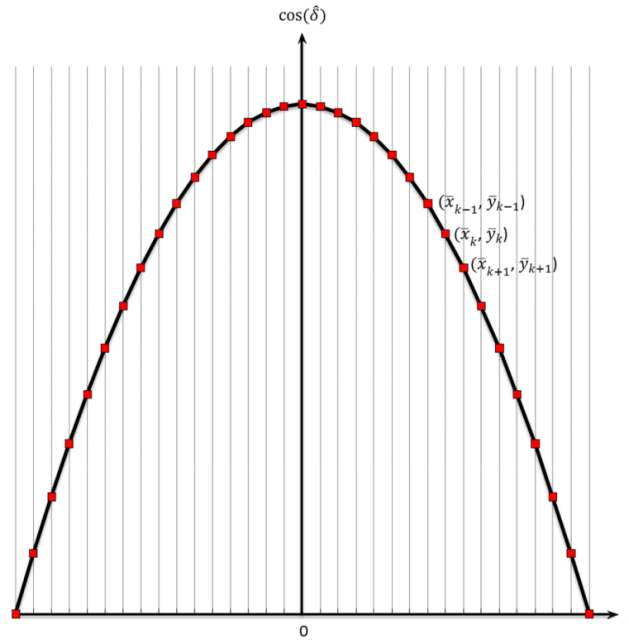
$$\bar{y}_z = \cos(\bar{x}_z) \quad (36)$$

$$\hat{COS}_{l,t} = \sum_{z=1}^{N_z} \lambda_{l,z,t} \bar{y}_z \quad \forall l \in L \quad (37)$$

$$\sum_{z=1}^{N_z} \lambda_{l,z,t} = 1 \quad \forall l \in L \quad (38)$$

Figura 8

Aproximación PWL de la función coseno utilizando variables SOS2



Nota. Tomado de (Javadi & Amraee, 2018).

Para linealizar la función cuadrática de la potencia aparente máxima que puede circular en una línea de transmisión se recurre a una serie de inecuaciones propuestas en (Velásquez-Lozano, Aguirre-Velasco, Saltos-Rodríguez, Ortiz-Villalba, & Villamarín-Jácome, 2021). El conjunto de restricciones (39)-(42) establece un área factible para los valores de potencia activa y reactiva de la línea, tal como se muestra en la Figura 9.

$$P_{l,t}^L + Q_{l,t}^L \leq \overline{S}_l^L \quad \forall l \in L \quad (39)$$

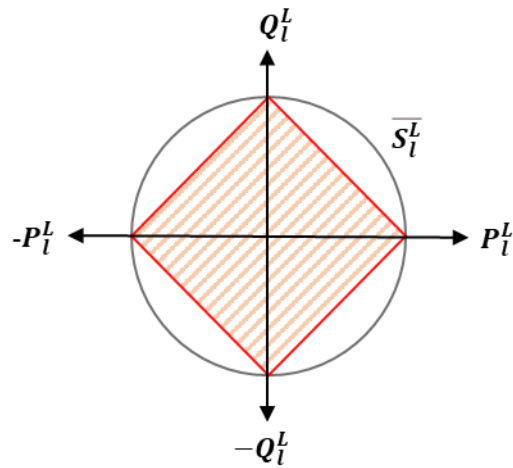
$$P_{l,t}^L - Q_{l,t}^L \geq -\overline{S}_l^L \quad \forall l \in L \quad (40)$$

$$P_{l,t}^L - Q_{l,t}^L \leq \overline{S}_l^L \quad \forall l \in L \quad (41)$$

$$P_{i,t}^L + Q_{i,t}^L \geq -\bar{S}_i^L \quad \forall l \in L \quad (42)$$

Figura 9

Aproximación lineal del círculo de potencia



Nota. Basado de (Velásquez-Lozano, Aguirre-Velasco, Saltos-Rodríguez, Ortiz-Villalba, & Villamarín-Jácome, 2021).

Finalmente, las restricciones (43) y (44) establecen las condiciones y los límites permisivos de voltaje para el nodo de referencia y los demás nodos del sistema. Así mismo se emplean las restricciones (28) y (29) para establecer los límites de sus ángulos.

$$v_{k,t} = 1 \quad ; \quad k = s \quad \forall k \in K \quad (43)$$

$$\underline{v} \leq v_{k,t} \leq \bar{v} \quad ; \quad k \neq s \quad \forall k \in K \quad (44)$$

Modelo linealizado AC-Cold Start. El modelo de arranque en frío (CS, por sus siglas en inglés Cold Start) emplea de manera similar las ecuaciones de flujo establecidas para el modelo AC-SOS2, con la particularidad de que la potencia reactiva de una línea está en función de los cambios de las magnitudes de voltaje del sistema ($\phi_{j,t}$), tal como se establece en (Coffrin & Hentenryck, 2014). Este modelo fija los valores de voltaje de los nodos del sistema a un valor de 1.0 p.u., a excepción de los nodos que cuentan con generación que controla voltaje, cuya magnitud es un parámetro que se representa por el término ($v_{j,t}^g$), en donde (J) es el índice del set de nodos que poseen generación (J). Las ecuaciones (45) y (46) representan el flujo de potencia activa y reactiva que circula por una línea de transmisión con las consideraciones antes mencionadas. Las restricciones (47) y (48) representan la variación de voltaje para el nodo de referencia y para los nodos que poseen generación, respectivamente. Finalmente, se emplean las restricciones (28) y (29) para establecer los límites de los ángulos de los nodos del sistema.

$$P_{l,t}^L = G_l - G_l \widehat{COS}_{l,t} - B_l \widehat{\delta}_{l,t} \quad \forall l \in L \quad (45)$$

$$Q_{l,t}^L = -B_l - G_l \widehat{\delta}_{l,t} + B_l \widehat{COS}_{l,t} - B_l (\phi_{fr(l),t} - \phi_{to(l),t}) \quad \forall l \in L \quad (46)$$

$$\phi_{s,t} = v_{s,t}^g - 1 \quad (47)$$

$$\phi_{j,t} = v_{j,t}^g - 1; \quad \forall j \in J \quad (48)$$

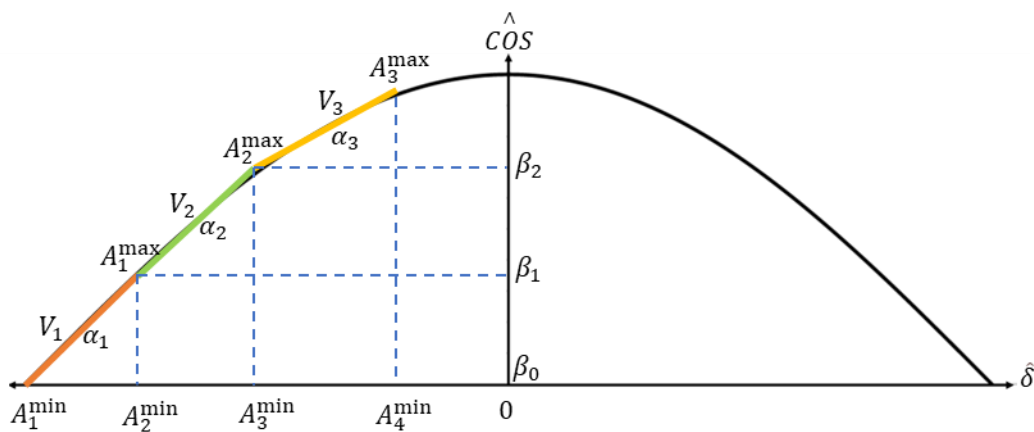
Para linealizar el coseno en este modelo, se empleó un método PWL. Este método permite aproximar a través de funciones lineales el dominio de la función coseno. Para lo cual se parte por la generación de n rectas tangentes a los puntos evaluados de \widehat{COS} . En concreto, para una coordenada a , la recta tangente se define como:

$$y = -\sin(a)(x-a) + \cos(a) \quad (49)$$

Posteriormente, se interseca cada recta tangente para identificar los tramos que describen el contorno de la función coseno. El punto de intersección establece los límites para emplear una determinada ecuación de recta. La Figura 10 muestra una aproximación del método

Figura 10

Aproximación PWL de la función coseno



El grupo de ecuaciones (50)-(53) establecen las restricciones del método PWL. Como se puede apreciar, el término $\hat{COS}_{l,t}$ es aproximado a través de la activación del segmento de recta b que se adapta a determinado valor de $\hat{\delta}_{l,t}$. El término α_b , representa la pendiente de la recta y el término β_b es el valor de la ordenada al origen. La variable binaria de activación de cada recta está representada por el término $V_{l,b,t}$. Los límites de la recta b están

representados por los términos A_b^{\min} y A_b^{\max} . El término $A_{l,b,t}$ representa la variable que aproxima el valor de $\hat{\delta}_{l,t}$ para determinado limite.

$$\hat{COS}_{l,t} = \sum_{b=1}^{N_b} \alpha_b A_{l,b,t} + \beta_b V_{l,b,t} \quad \forall l \in L \quad (50)$$

$$V_{l,b,t} A_b^{\min} \leq A_{l,b,t} \leq A_b^{\max} V_{l,b,t} \quad \forall l \in L \quad (51)$$

$$\sum_{b=1}^{N_b} V_{l,b,t} \leq 1 \quad \forall l \in L \quad (52)$$

$$\hat{\delta}_{l,t} = \sum_{b=1}^{N_b} A_{l,b,t} \quad \forall l \in L \quad (53)$$

Restricción del nadir de frecuencia. A continuación, se presentan las ecuaciones extraídas de (Ortiz-Villalba, y otros, 2022) e introducidas en el MM para representar la restricción que limita el nadir de frecuencia. La inecuación (54) establece la reserva necesaria que debe tener cada SG para detener la excursión de frecuencia producida por Pl_{ss} . Dicha inecuación depende del momento angular disponible del sistema (MH_t) tras la ocurrencia de Pl_{ss} , la frecuencia nominal (f_0), la frecuencia mínima (f_{\min}), la frecuencia de banda muerta (f_{db}) y la velocidad de rampa del regulador de velocidad (ρ_i) de los generadores. La ecuación (55) establece que MH_t se define como la sumatoria de los momentos angulares de los generadores asignados al despacho (M_i) y que depende de la variable de asignación $Y_{i,t}$.

$$R_{i,t}^{SG} \leq 2\rho_i \frac{MH_t (f_0 - f_{\min} - f_{db})}{Pl_{ss}} \quad \forall i \in I; i \neq r \quad (54)$$

$$MH_t = \sum_{i \in I} M_i Y_{i,t} \quad \forall i \in I; i \neq r \quad (55)$$

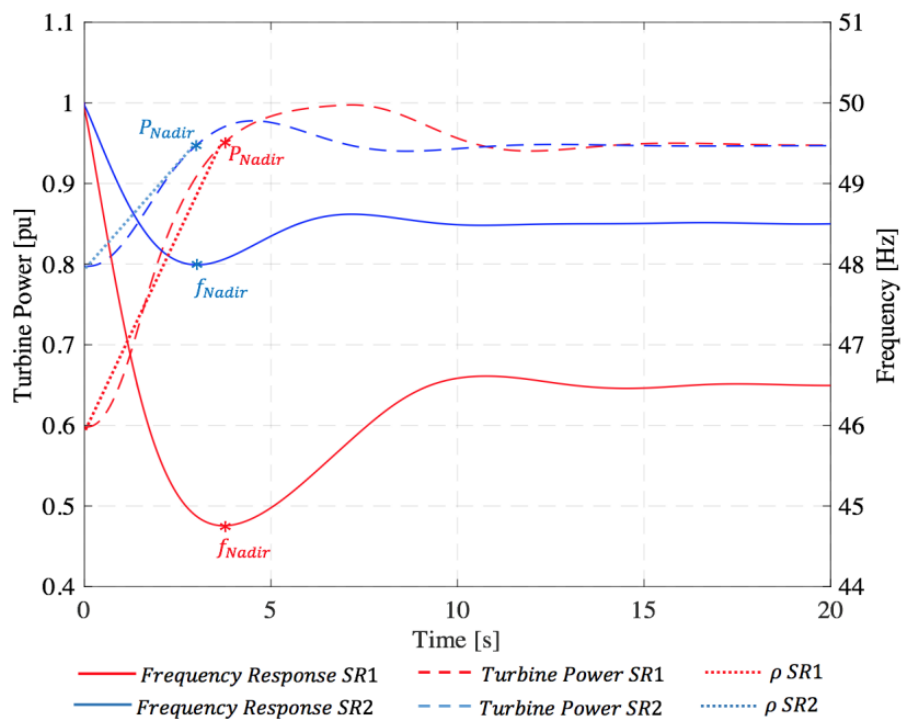
Sin embargo, es importante señalar que la ecuación (54) es una restricción no-lineal debido a que ρ_i no es constante, ya que cambia con relación a un punto de operación.

Además, ρ_i es única para cada SG, y es de gran importancia en la respuesta dinámica del sistema.

La Figura 11 muestra la ρ_i de una unidad de generación en dos condiciones de operación diferentes para ejemplificar lo mencionado anteriormente. Como se puede apreciar, ρ_i cambia de manera significativa dependiendo del punto de operación, ya que al aplicar la ecuación (6) en los casos SR1 y SR2 se determina que el valor de ρ_i es de 0.10 p.u./s y 0.045 p.u./s, respectivamente. Son estas diferencias las que resaltan la importancia de capturar de manera precisa el comportamiento de los reguladores de velocidad al momento de buscar una operación segura del sistema.

Figura 11

Evaluación de la respuesta escalón de un modelo de reguladores de velocidad en dos puntos de operación



Nota. Tomado de (Ortiz-Villalba, y otros, 2022).

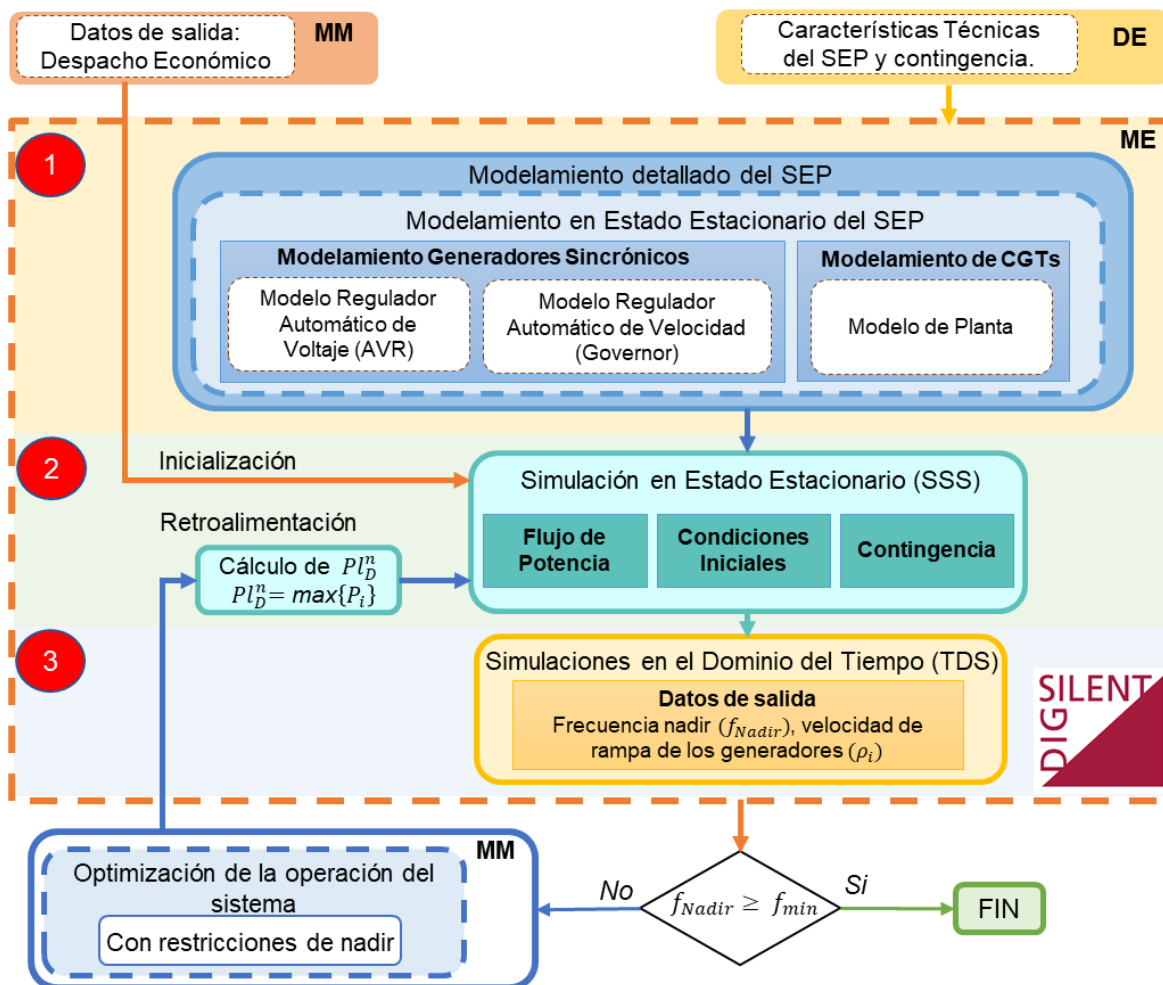
Módulo Esclavo (ME)

El ME de la metodología propuesta evalúa dinámicamente la respuesta entregada por el MM una vez que se ha resuelto el problema optimización de la operación del sistema, lo que permite actualizar las restricciones de reserva de las SG a través del reconocimiento de la

dinámica de sus controladores (reguladores de velocidad). Consta de tres etapas generales, las mismas que se detallan en la Figura 12 y se explican a continuación.

Figura 12

Contenido del Módulo Esclavo (ME)



En la primera etapa se modelan todos los elementos del SEP (líneas, transformadores, generadores, etc) empleando los datos de entrada (DE) que abarcan el conjunto de información técnica del sistema. Además, se incorporan los modelos de los controladores de los SG y los modelos de planta de las CGTs. Los controladores considerados para los SG corresponden al

regulador de velocidad y al regulador automático de voltaje (AVR, por sus siglas en inglés Automatic Voltage Regulator).

Una vez que el sistema ha sido modelado, se procede a la ejecución de la segunda etapa. En esta etapa se utilizan los datos de salida del MM (resultado del despacho en su estado de inicialización) para realizar un análisis en estado estacionario, en el cual se parametrizan las condiciones de pre y post contingencia del sistema. Para lo cual, se programa un análisis de flujos de potencia, se calculan las condiciones iniciales y se establece la contingencia del sistema.

En la tercera etapa se procede a evaluar dinámicamente al sistema una vez que ha ocurrido la contingencia, mediante la utilización de TDS. El resultado de estas simulaciones permite encontrar el valor de frecuencia nadir (f_{Nadir}) y los valores de ρ_i para cada SG.

Con los resultados obtenidos se realiza una comparativa entre el valor de la frecuencia nadir obtenida y la frecuencia mínima establecida del sistema ($f_{Nadir} \geq f_{min}$). Si esta condición se cumple, el proceso termina, caso contrario es necesario regresar al módulo maestro para ejecutar la optimización de la operación del sistema en el estado de retroalimentación, es decir, añadiendo las restricciones de nadir. Posteriormente, utilizando el despacho generado, se establece la desconexión del generador con mayor inyección de potencia (P_D^n) y se ejecuta la segunda etapa del ME. Luego, se ejecuta la tercera etapa y se evalúa nuevamente la condición. Este proceso iterativo se realiza hasta que se cumpla la condición establecida ($f_{Nadir} \geq f_{min}$).

Algoritmo de solución

La Figura 13 muestra el algoritmo propuesto para establecer la relación secuencial entre el módulo maestro y el esclavo orientado a optimizar la operación de un SEP y garantizar una frecuencia nadir adecuada ante la desconexión de la mayor unidad de generación en línea. El algoritmo propuesto consta de siete pasos y se basa en un método Gauss-Seidel que ajusta el ρ_i de cada SG a través de un proceso iterativo, lo que permite abordar la no-linealidad de la ecuación (54). A continuación, se describe cada paso contenido en el algoritmo.

Paso 1 - Resolución del problema de despacho económico del sistema sin restricción de nadir: En este paso se resuelve el problema del SCED sin considerar la restricción del nadir de frecuencia, en donde se minimiza el coste operativo del sistema con requisitos explícitos de reservas. Este paso junto al paso 2, forman parte del proceso de inicialización del MM y el ME, mostrado anteriormente.

Paso 2 - Evaluación dinámica: Con los resultados obtenidos en el paso anterior (despacho, reservas y disponibilidad de los generadores) se realizan simulaciones en el dominio del tiempo (TDS), considerando un modelo dinámico detallado del sistema. En dichas simulaciones se somete al sistema a la ocurrencia de Pl_{ss} , para observar su comportamiento desde una perspectiva de estabilidad de frecuencia. Los resultados de este paso son el f_{Nadir} del sistema y el ρ_i de cada SG.

Entonces se plantea que si la frecuencia del sistema cae por debajo de un umbral mínimo predefinido ($f_{Nadir} < f_{min}$) el proceso continúa hacia el paso 3 en una nueva iteración. Caso contrario, se interpreta que el resultado obtenido al resolver el SCED sin restricciones de

nadir del paso 1 es la solución óptima que satisface los requerimientos de frecuencia, y por lo tanto el proceso finaliza.

Paso 3 – Definición de Pl_{ss}^n : En este paso se calcula un nuevo valor de Pl_{ss}^n para la iteración en curso, la misma que será utilizada en el paso 4 y se representa por la ecuación (56) en donde el nuevo valor depende de la interacción anterior y un incremento de potencia de perdida definido (ΔP).

$$Pl_{ss}^n = Pl_{ss}^{n-1} + \Delta P \quad (56)$$

Paso 4 - Resolución del problema de despacho económico del sistema con restricción de nadir: En este paso se resuelve el problema del SCED considerando la restricción del nadir de frecuencia, el ρ_i de cada SG obtenido en el paso 2 y el valor de Pl_{ss}^n obtenido en el paso 3. Los resultados de la potencia inyectada, disponibilidad y reserva de los SG se emplean en los siguientes pasos.

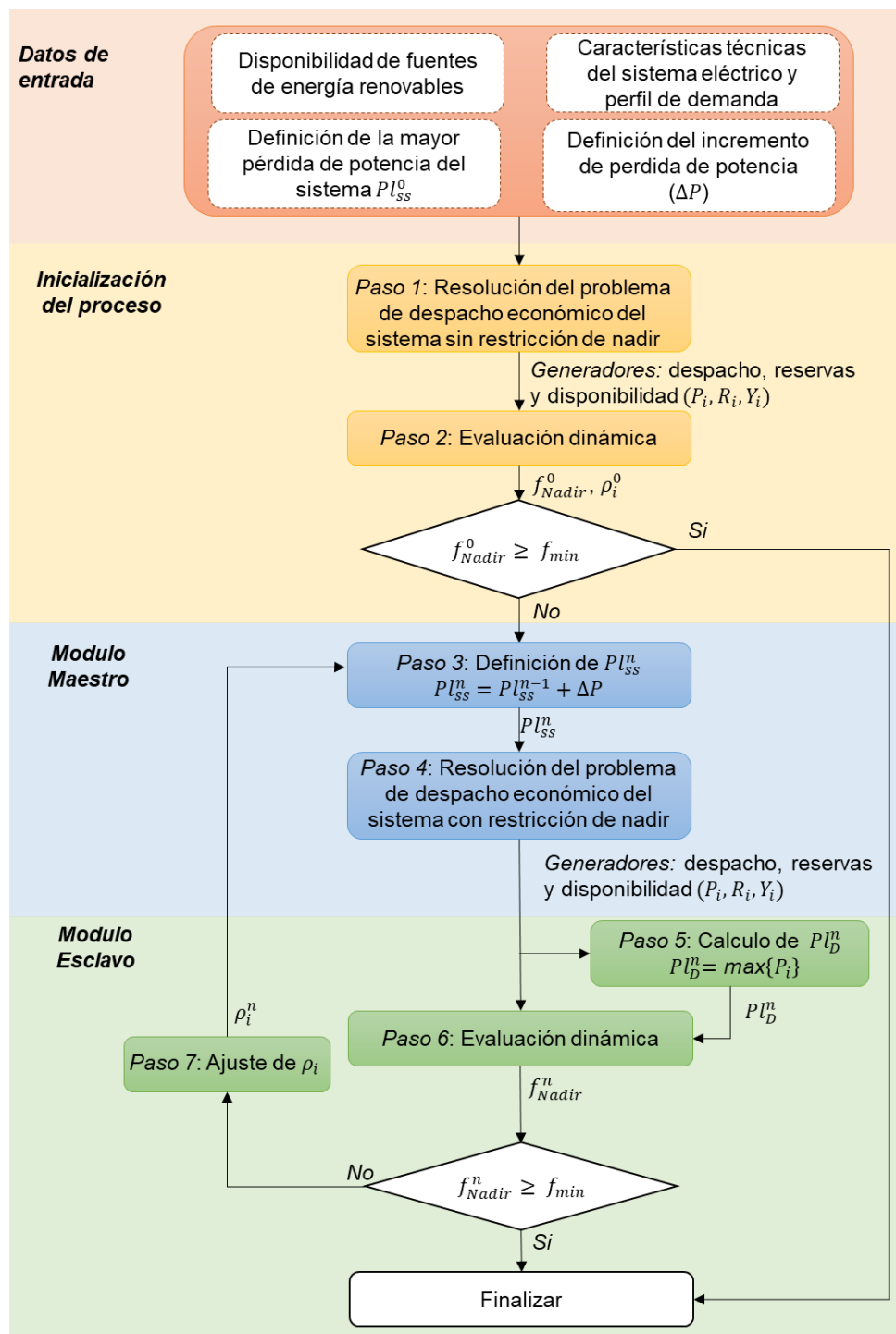
Paso 5 – Calculo de Pl_D^n : En este paso se establece la desconexión del generador con mayor inyección de potencia (Pl_D^n) en línea, a través de la búsqueda del mayor valor de generación de la respuesta obtenido en el paso 4.

Paso 6 - Evaluación dinámica: El despacho obtenido en el paso 4 se evalúa dinámicamente para el Pl_D^n del paso 5, a través de una TDS. Si la condición $f_{Nadir} \geq f_{min}$ se cumple significa que la solución entregada por el paso 4 es la óptima y el proceso finaliza, caso contrario continua al siguiente paso.

Paso 7 – Ajuste de ρ_i : En este paso, el valor de ρ_i para cada SG se ajusta en función de su respuesta dinámica obtenida en el paso 6 y empleando la ecuación (6). Los nuevos valores de ρ_i se usan en la siguiente iteración. El proceso iterativo se detiene cuando se cumple la condición $f_{Nadir} \geq f_{min}$.

Figura 13

Diagrama del algoritmo propuesto para n iteraciones



Nota. Basado en (Ortiz-Villalba, y otros, 2022).

Capítulo IV

Caso de Estudio

En este capítulo se presentan las características técnicas y modificaciones realizadas al sistema de prueba de 6 barras de Garver para considerar una entrada masiva de CGTs que permita validar la eficiencia de la herramienta propuesta en diferentes escenarios críticos operativos del sistema. El sistema de 6 barras de Garver se utiliza originalmente para abordar problemas relacionados con la planificación de sistemas de transmisión. En consecuencia, cuenta con un margen de holgura diseñado para futuras expansiones de la red. No obstante, su parque generador se compone exclusivamente de unidades térmicas. Esta característica lo convierte en un entorno apto para buscar posibles problemas relacionados a la operación del sistema ante la entrada masiva de CGTs.

Sistema de prueba modificado de 6 barras de Garver

El sistema presentado en (Garver, 1970) se modifica de tal manera que la capacidad instalada de las CGTs representa el 33.4% del total de su capacidad de generación instalada. Esta situación crea un escenario en donde posteriormente se aprecian complicaciones operativas. La Figura 14 muestra un resumen de los componentes de este sistema modificado y la Figura 15 muestra su diagrama reducido.

Figura 14

Características del sistema modificado de 6 barras de Garver

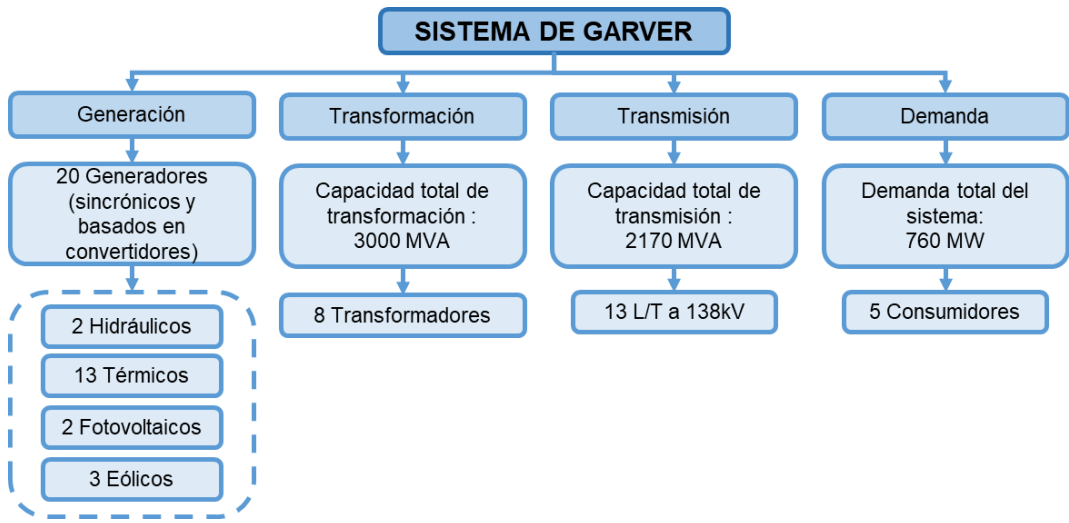
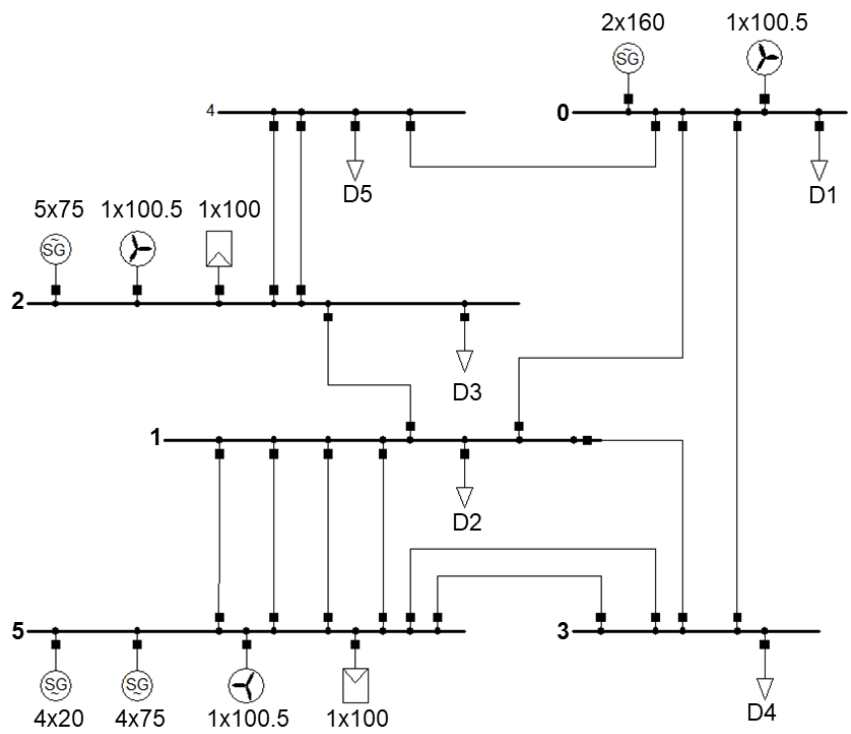


Figura 15

Diagrama reducido del sistema modificado de 6 barras de Garver



Nota. Basado en (Garver, 1970).

La Tabla 3 presenta las principales características de cada SG del sistema (tipo de unidades, costo de producción, capacidad instalada, momento angular, entre otros), así como los modelos de reguladores de velocidad (MRV) utilizados. Además, todas las unidades comparten un mismo modelo de AVR, el cual es el IEEE1. Cabe mencionar que tanto los MRV como el modelo de AVR son extraídos de las librerías del software Power Factory DIgSILENT.

Tabla 3

Información de los generadores sincrónicos del sistema

| Nodo | Número de SG | Tipo de Unidad | Costo. Pr [USD/MW] | MRV | Cap. Instal [MVA] | Factor de Potencia | Mome. Ang [MWs/Hz] |
|-------------|---------------------|-----------------------|---------------------------|------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------|
| 0 | 1 | Hidro | 0 | IEEEG3 | 160 | 0.95 | 10.0268 |
| 0 | 2 | Hidro | 0 | IEEEG3 | 160 | 0.95 | 10.0268 |
| 2 | 3 | Turbina de gas | 70 | TGOV1 | 75 | 0.95 | 2.3841 |
| 2 | 4 | Turbina de gas | 70 | TGOV1 | 75 | 0.95 | 2.3841 |
| 2 | 5 | Turbina de gas | 70 | TGOV1 | 75 | 0.95 | 2.3841 |
| 2 | 6 | Turbina de gas | 70 | TGOV1 | 75 | 0.95 | 2.3841 |
| 2 | 7 | Turbina de gas | 70 | TGOV1 | 75 | 0.95 | 2.3841 |
| 5 | 8 | Turbina de gas | 70 | TGOV1 | 75 | 0.95 | 2.3841 |
| 5 | 9 | Turbina de gas | 70 | TGOV1 | 75 | 0.95 | 2.3841 |
| 5 | 10 | Turbina de gas | 70 | TGOV1 | 75 | 0.95 | 2.3841 |
| 5 | 11 | Turbina de gas | 70 | TGOV1 | 75 | 0.95 | 2.3841 |
| 5 | 12 | Diesel/Vapor | 75 | IEEEG1 | 20 | 0.95 | 0.1485 |
| 5 | 13 | Diesel/Vapor | 75 | IEEEG1 | 20 | 0.95 | 0.1485 |
| 5 | 14 | Diesel/Vapor | 75 | IEEEG1 | 20 | 0.95 | 0.1485 |
| 5 | 15 | Diesel/Vapor | 75 | IEEEG1 | 20 | 0.95 | 0.1485 |

La Tabla 4 presenta las principales características de las centrales de CGTs del sistema (tipo de unidades, costo de producción, capacidad instalada, entre otros). Cabe mencionar que el modelo de aerogenerador empleado en las centrales eólicas es el GW70/1500 del fabricante Goldwind, cuya información técnica se encuentra en (Goldwind, 2023). Así mismo, el modelo

empleado de paneles fotovoltaicos en las centrales fotovoltaicas corresponde al JAM66S30-500/MR del fabricante JA Solar, cuya información técnica se encuentra en (JA Solar, 2023).

Tabla 4

Información de las centrales de CGTs del sistema

| Nodo | Número de CGT | Tipo de Unidad | Costo. Pr [USD/MW] | Cap. Instal [MW] |
|-------------|----------------------|-----------------------|---------------------------|-------------------------|
| 0 | 1 | Turbina de viento | 0 | 100.5 |
| 2 | 2 | Fotovoltaica | 0 | 100 |
| 2 | 3 | Turbina de viento | 0 | 100.5 |
| 5 | 4 | Fotovoltaica | 0 | 100 |
| 5 | 5 | Turbina de viento | 0 | 100.5 |

Selección de puntos críticos operativos

Para determinar situaciones potencialmente riesgosas en la operación del sistema ante la ocurrencia de una contingencia (que involucra la desconexión de la unidad de generación más grande en línea), es necesario establecer los puntos en donde la cantidad de inercia rotacional asignada podría verse considerablemente reducida por la presencia de CGTs. Esto se consigue al determinar el nivel de aporte de energía que tendrán las CGTs a lo largo del día. Para lo cual, en primer lugar, se emplean las aplicaciones web Global Wind Atlas (Global Wind Atlas [Aplicación web], 2023) y Global Solar Atlas (Global Solar Atlas [Aplicación web], 2023) para obtener series de datos de irradiancia y velocidad de viento, las mismas que pueden ser observadas en las Figuras 15 y 16, respectivamente.

Con las series de datos obtenidas se emplean las ecuaciones desarrolladas en el Capítulo III para determinar la energía generada por las CGTs, y, en consecuencia, establecer horas críticas en donde se estima una menor presencia de las SG en el sistema. Tras realizar este análisis, se identifican tres horas que podrían presentar un peligro potencial, las cuales

son: i) Hora 6:00, en donde se observa un bajo aporte de CGTs, además de una baja presencia de los SG, dado que la demanda es muy baja, ii) Hora 13:00 en donde se puede estimar un mayor aporte de generación fotovoltaica en comparación a los otros generadores, debido a que se presenta una gran cantidad de irradiancia y iii) Hora 17:00 en donde se puede estimar un mayor aporte de generación eólica en comparación a los otros generadores, debido a que se presentan altas velocidades de viento. La Figura 18 muestra la identificación de estas horas críticas, en el perfil de demanda diaria del sistema.

Figura 16

Perfil de irradiancia a lo largo de un día

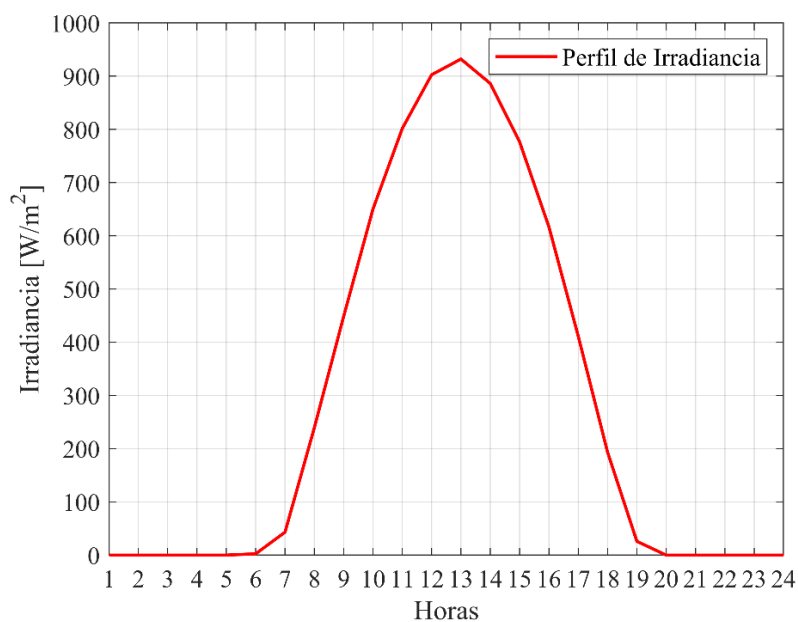
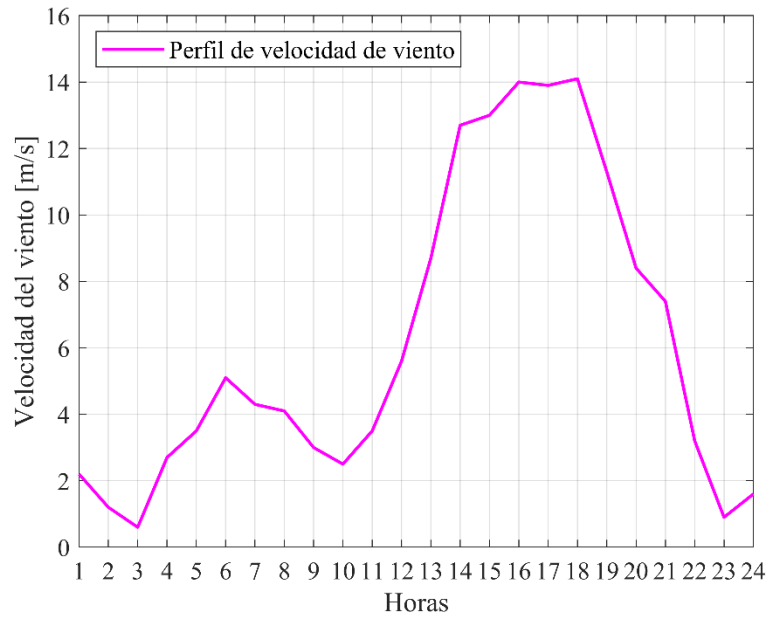
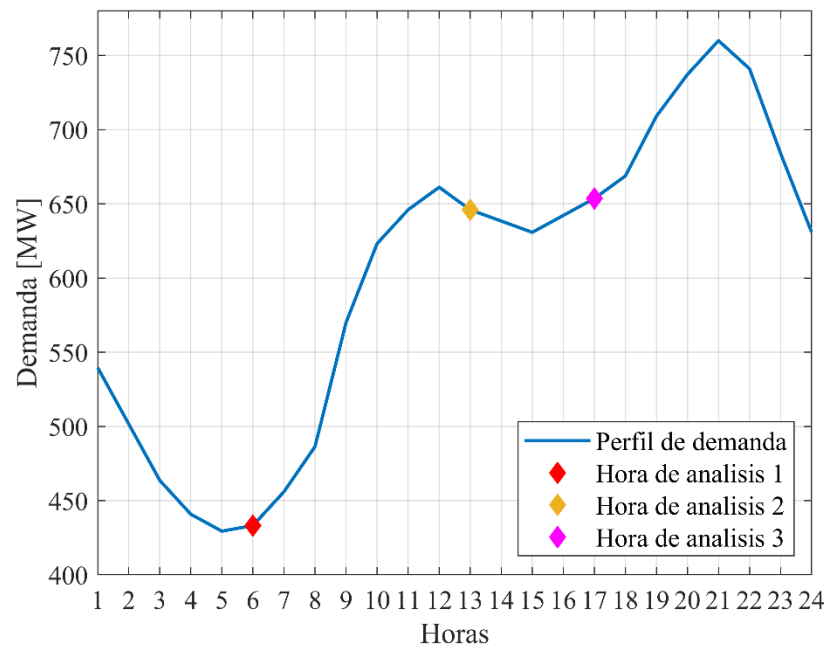


Figura 17

Perfil de velocidad de viento a lo largo de un día

**Figura 18**

Identificación de las horas de análisis en el perfil de demanda del sistema



Capítulo V

Análisis de resultados

Hora 6:00

A continuación, se presentan los resultados obtenidos al provocar una contingencia en el sistema a las 6 h, bajo dos condiciones iniciales diferentes. Cabe mencionar que a esta hora se tiene un bajo aporte de CGTs, además de una baja presencia de los SG, dado que la demanda del sistema es baja.

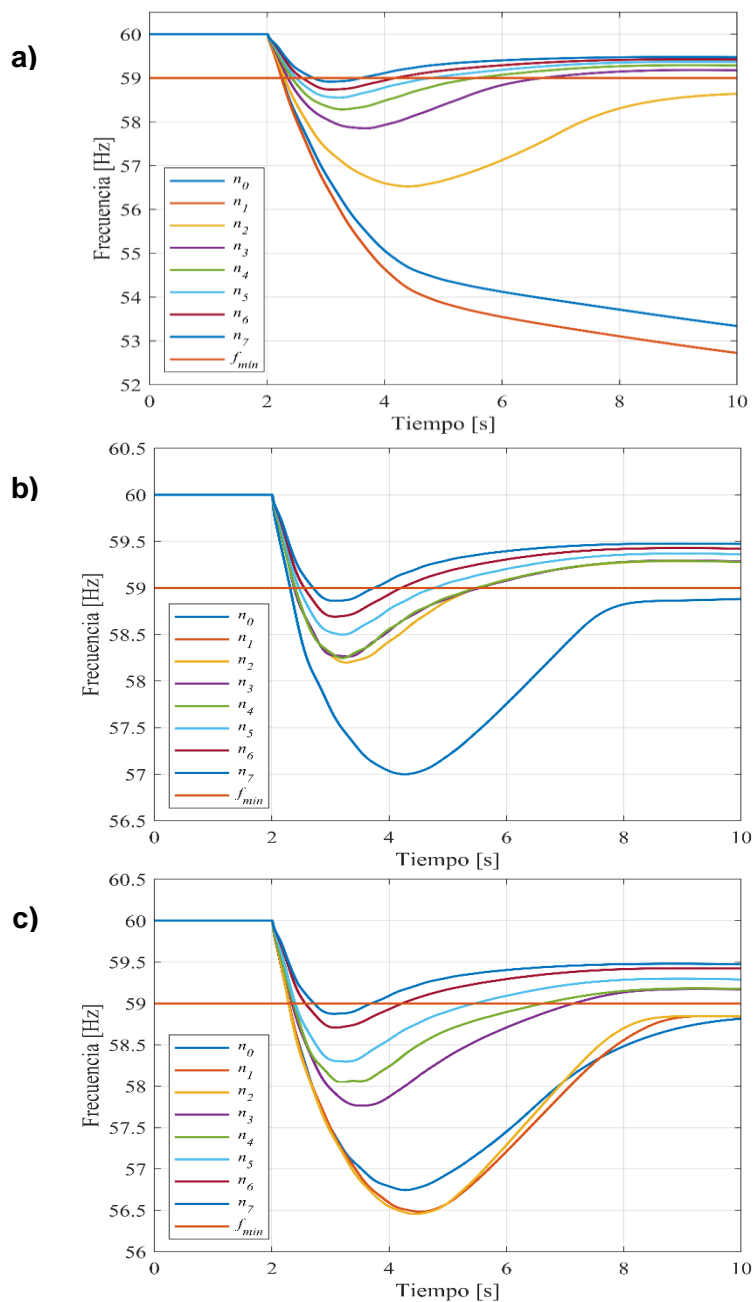
Condiciones Iniciales 1

La Figura 19 muestra las excursiones de frecuencia en cada iteración del algoritmo para cada uno de los modelos de flujos de potencia implementados (DC, AC-CS y AC-SOS2), tomando como base un Pl_{ss} inicial de 0.3 [p.u] y un ΔP de 0.1 [p.u]. Cabe mencionar que se requirió de ocho iteraciones para lograr la convergencia del algoritmo en cada uno de los modelos implementados. Como se puede apreciar en la primera iteración (n_0), al únicamente considerar requisitos explícitos de reservas para los tres modelos, la f_{Nadir} cae por debajo del umbral de f_{min} definido, lo que provocaría la activación de los relés UFLS. Esta situación supondría una inestabilidad en el sistema que comprometería la seguridad de este. Además, se puede apreciar en esta iteración que al emplear un modelo DC se obtiene la f_{Nadir} más baja de los tres modelos, la cual corresponde a un valor de 53.34 [Hz]. No obstante, una vez que el algoritmo ejecuta las iteraciones $n_1 - n_7$, que consideran las restricciones de nadir y los valores de ρ_i , se observa una mejora en la respuesta de frecuencia del sistema. Estos resultados evidencian la importancia de emplear una representación precisa de la respuesta primaria de frecuencia y de disponer de un modelo adecuado que permita reconocer

detalladamente excursiones de frecuencia, con el objetivo de garantizar la estabilidad del sistema.

Figura 19

Respuesta de frecuencia del sistema a las 6 h con condiciones iniciales 1



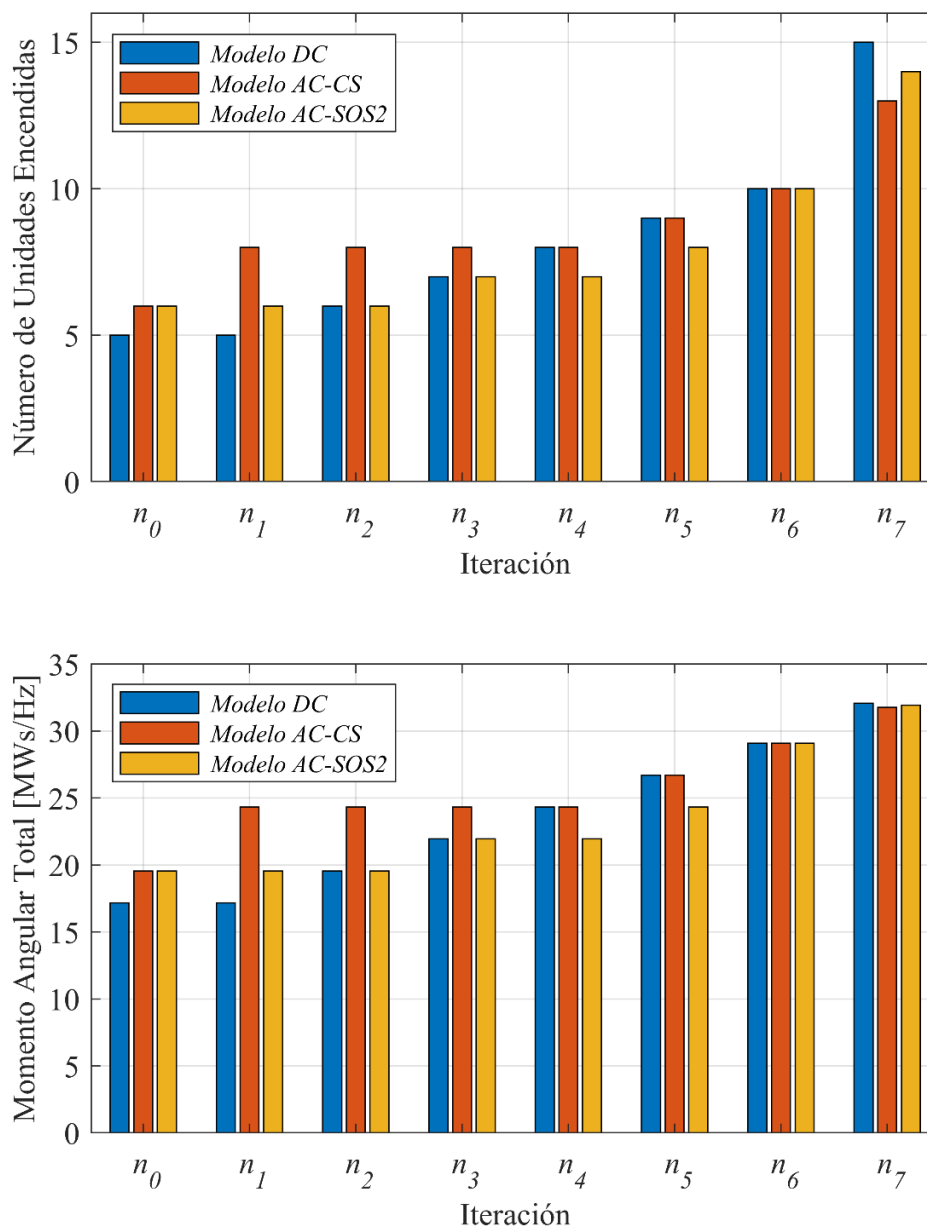
Nota. Se usa un $Pl_{ss}^0 = 0.3$ y $\Delta P = 0.1$ para los modelos: a) DC, b) AC-CS y c) AC-SOS2.

La Figura 20 muestra la evolución en torno a la asignación de unidades para cada iteración del algoritmo, así como el momento angular total disponible del sistema. Se puede observar que, al resolver un problema de despacho más seguro con restricciones de nadir, los tres modelos operativos activan un mayor número de unidades de generación en comparación a emplear únicamente restricciones que involucran requisitos explícitos de reserva. Esto se debe a que el algoritmo realiza la búsqueda de un mayor aporte de inercia en cada iteración a través del reconocimiento de la dinámica de los reguladores de velocidad de las SG, lo que en consecuencia incrementa el momento angular total del sistema para hacer frente a la contingencia.

Además, se puede apreciar en la última iteración que a pesar de que el modelo DC enciende una mayor cantidad de unidades en comparación a los modelos AC-CS y AC-SOS2, el momento angular total disponible en el sistema es similar entre los tres modelos. Esto se debe a que el tipo de tecnología, así como las características de construcción de las unidades asignadas, influye en el momento angular que pueden entregar para afrontar la contingencia (ver tabla 3). Por ende, se pueden obtener soluciones equivalentes de momento angular, con un número mayor o menor de unidades asignadas. Así mismo, se puede indicar que la similitud obtenida en la respuesta de frecuencia tras finalizar el algoritmo para los tres modelos se debe a que esas soluciones contemplan momentos angulares similares.

Figura 20

Evolución de las unidades asignadas y momento angular total del sistema a las 6 h con condiciones iniciales 1



Nota. Se usa un $Pl_{ss}^0 = 0.3$ y $\Delta P = 0.1$ para los modelos: DC, AC-CS y AC-SOS2.

En la Tabla 5 se muestra un resumen del comportamiento evolutivo de las variables más importantes del estudio para cada uno de los modelos operativos durante la ejecución del

algoritmo. Como se mencionó anteriormente, para garantizar una operación más segura del sistema eléctrico, se requiere activar un mayor número de unidades que incrementen el momento angular total del sistema, sin embargo, esto implica un aumento en el costo operacional. Este aumento es necesario para cumplir con la restricción del nadir de frecuencia que permite elevar las reservas del sistema, y en consecuencia garantizar una operación más segura ante una contingencia. Cabe mencionar que en algunas iteraciones se obtiene un costo operacional equivalente debido a que se realiza una reasignación de potencia despachada entre las unidades asignadas.

Finalmente, se puede indicar que, para los resultados obtenidos en esta hora de análisis al emplear las condiciones iniciales descritas anteriormente, no se observa una diferencia sustancial entre el uso de un modelo de operación basado en flujos DC y el uso de alguno de los modelos linealizados de flujos AC presentados. Esto se debe a que al finalizar la ejecución del algoritmo se obtienen respuestas equivalentes que permiten mejorar la respuesta de frecuencia ante una contingencia y, en consecuencia, lograr una operación más segura del sistema. No obstante, se puede apreciar que, al evaluar la respuesta entregada por los tres modelos en la última iteración, la frecuencia aún se encuentra por debajo de la banda permitida. Esta situación se presenta debido a que el método propuesto puede quedarse atrapado en mínimos locales y el valor al que converge el método para los tres modelos es cercano al f_{\min} . Sin embargo, es importante destacar que únicamente se activaría el primer escalón de desconexión de carga, lo cual permite evidenciar que el despacho obtenido es más seguro que el despacho inicial que se tenía sin haber utilizado las restricciones de estabilidad de frecuencia para los tres modelos implementados. De igual, se recomienda fortalecer el método propuesto para abordar el problema de que la solución alcanzada quede atrapada en mínimos locales.

Tabla 5

Evolución de las principales variables de estudio del sistema a las 6 h con condiciones iniciales 1

| Iteración n | Modelo DC | | | | Modelo AC-CS | | | | Modelo AC-SOS2 | | | |
|------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|
| | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] |
| 0 | 53.34 | 5 | 17.18 | 10,002.09 | 57.00 | 6 | 19.56 | 10,002.09 | 56.74 | 6 | 19.56 | 10,002.09 |
| 1 | 52.73 | 5 | 17.18 | 10,002.09 | 58.25 | 8 | 24.33 | 10,002.09 | 56.48 | 6 | 19.56 | 10,002.09 |
| 2 | 56.52 | 6 | 19.56 | 10,002.09 | 58.20 | 8 | 24.33 | 10,002.09 | 56.46 | 6 | 19.56 | 10,002.09 |
| 3 | 57.85 | 7 | 21.95 | 10,002.09 | 58.26 | 8 | 24.33 | 10,002.09 | 57.76 | 7 | 21.95 | 10,002.09 |
| 4 | 58.28 | 8 | 24.33 | 10,002.09 | 58.25 | 8 | 24.33 | 10,002.09 | 58.05 | 7 | 21.95 | 10,002.09 |
| 5 | 58.55 | 9 | 26.72 | 10,002.09 | 58.50 | 9 | 26.72 | 10,002.09 | 58.30 | 8 | 24.33 | 10,002.09 |
| 6 | 58.74 | 10 | 29.10 | 10,002.09 | 58.69 | 10 | 29.10 | 10,002.09 | 58.71 | 10 | 29.10 | 10,002.09 |
| 7 | 58.92 | 15 | 32.08 | 10,050.00 | 58.86 | 13 | 31.78 | 10,022.09 | 58.87 | 14 | 31.93 | 10,032.09 |

Nota. Los resultados presentados se obtuvieron al emplear un $PI_{ss}^0 = 0.3$ y un $\Delta P = 0.1$.

Condiciones Iniciales 2

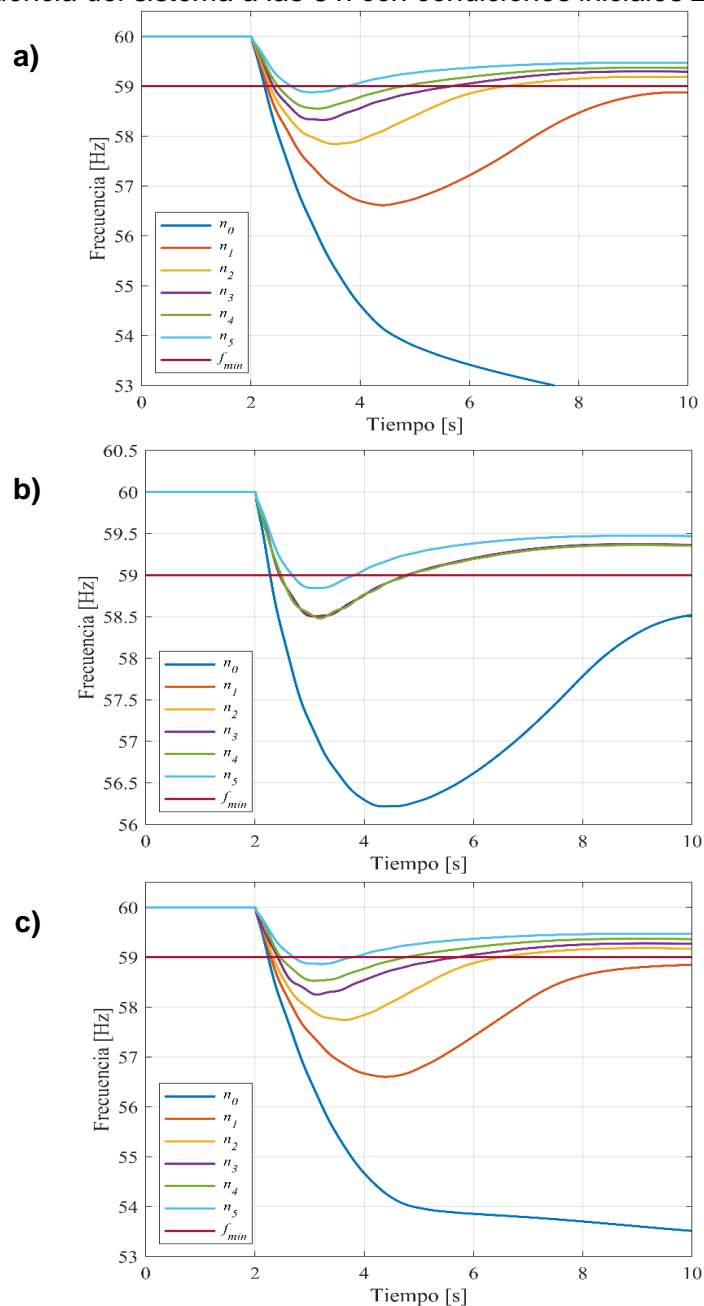
La Figura 21 muestra las excursiones de frecuencia en cada iteración del algoritmo para cada uno de los modelos de flujos de potencia implementados, tomando como base un Pl_{ss} inicial de 0.25 [p.u] y un ΔP de 0.15 [p.u]. Cabe mencionar que se requirió de seis iteraciones para lograr la convergencia del algoritmo en cada uno de los modelos implementados. Como se puede apreciar, el comportamiento de los tres modelos al considerar únicamente requisitos explícitos de reservas en su iteración n_0 , se asemeja a lo visto en el caso anterior, en donde la f_{Nadir} que alcanzan se encuentra por debajo del umbral definido de f_{min} . Además, se puede apreciar que, bajo estas nuevas condiciones, tanto el modelo DC y el modelo AC-SOS2 tienen el peor desempeño en esta iteración, alcanzando frecuencias de 52.48 [Hz] y 53.51 [Hz], respectivamente. Así mismo, una que vez que el algoritmo ejecuta las siguientes iteraciones que consideran las restricciones de nadir y los valores de ρ_i , se observa una mejora en la respuesta de frecuencia del sistema.

En la Figura 22 se muestra la evolución en la asignación de unidades y del momento angular total disponible del sistema para cada iteración del algoritmo. Nótese que si bien la tendencia es asignar más unidades para incrementar las reservas del sistema y en consecuencia elevar la cantidad de momento angular que haga frente a la contingencia, entre las iteraciones $n_2 - n_3$ sucede algo particular con el modelo AC-CS. Como se puede apreciar, en la iteración n_2 el número de unidades asignadas es mayor que en la iteración n_3 , sin embargo, este cambio se debe a que el algoritmo reconoce la dinámica precisa de los reguladores de velocidad de las unidades y discrimina cuales le serán más útiles para afrontar la contingencia. Además, se observa que, al concluir la ejecución del algoritmo, la cantidad de

unidades asignadas y el momento angular disponible en el sistema son idénticos para los tres modelos. Por ende, se obtienen soluciones equivalentes en su respuesta de frecuencia.

Figura 21

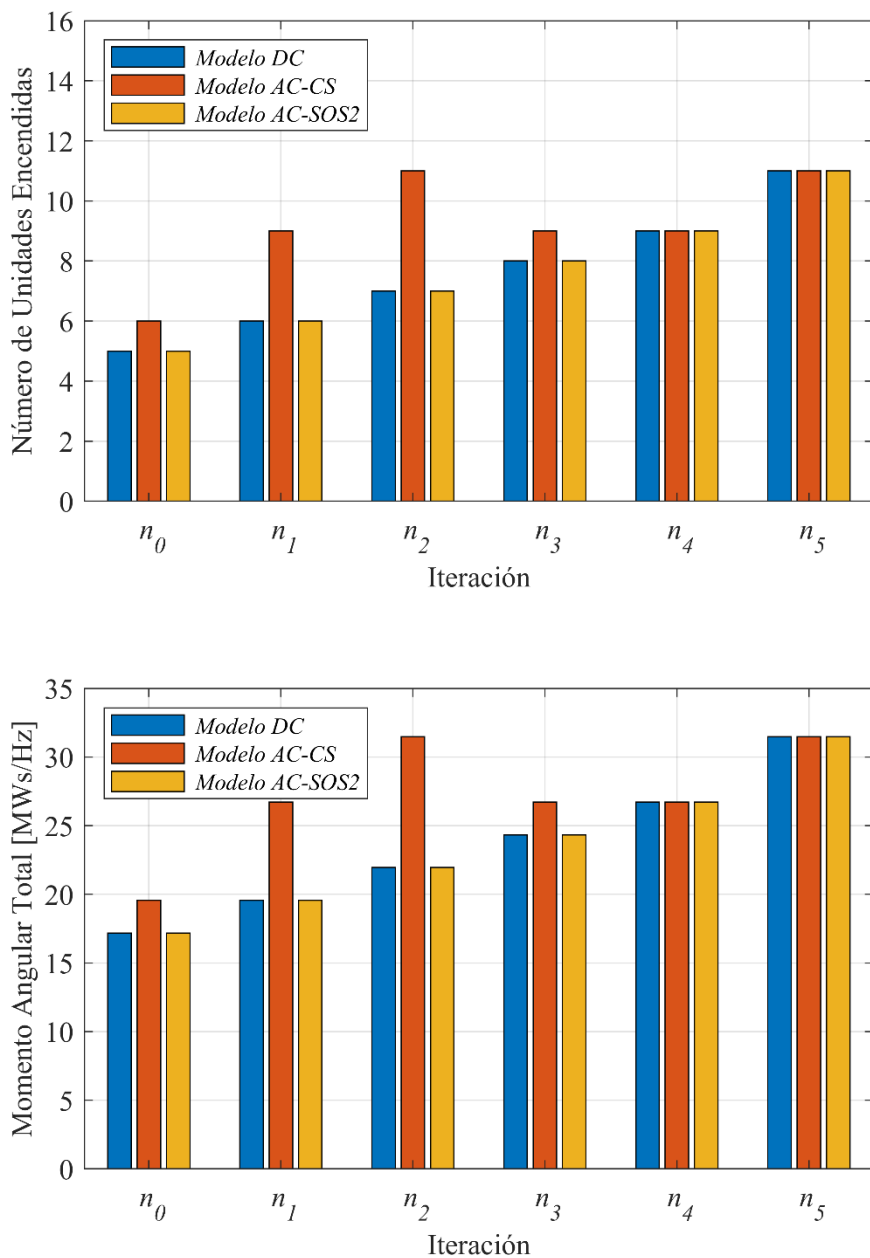
Respuesta de frecuencia del sistema a las 6 h con condiciones iniciales 2



Nota. Se usa un $Pl_{ss}^0 = 0.25$ y $\Delta P = 0.15$ para los modelos: a) DC, b) AC-CS y c) AC-SOS2

Figura 22

Evolución de las unidades asignadas y momento angular total del sistema a las 6 h con condiciones iniciales 2



Nota. Se usa un $Pl_{ss}^0 = 0.25$ y $\Delta P = 0.15$ para los modelos: DC, AC-CS y AC-SOS2.

La Tabla 6 presenta un resumen del comportamiento evolutivo de las variables más importantes del estudio para cada uno de los modelos operativos durante la ejecución del algoritmo. Como se puede observar, en esta ocasión el costo operativo permanece constante para los tres modelos durante toda la ejecución del algoritmo. Esto se debe a que internamente se realiza una reasignación de la potencia despachada en la iteración anterior entre un mayor número de unidades asignadas. Los resultados muestran que no existe una diferencia sustancial entre usar un modelo operativo específico para las condiciones iniciales dadas, debido a que se obtienen soluciones similares tras finalizar la ejecución del algoritmo. Sin embargo, a pesar de que se observa una mejora en la respuesta de frecuencia del sistema para los tres modelos implementados, se puede apreciar que la frecuencia aún se encuentra por debajo de la banda permitida. Esta situación se explica de igual manera que en el caso anterior en el cual las soluciones obtenidas por los tres modelos implementados pueden quedar atrapadas en mínimos locales.

Tabla 6

Evolución de las principales variables de estudio del sistema a las 6 h con condiciones iniciales 2

| Iteración <i>n</i> | Modelo DC | | | | Modelo AC-CS | | | | Modelo AC-SOS2 | | | |
|-----------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|
| | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] |
| 0 | 52.48 | 5 | 17.18 | 10,002.09 | 56.22 | 6 | 19.56 | 10,002.09 | 53.51 | 5 | 17.18 | 10,002.09 |
| 1 | 56.62 | 6 | 19.56 | 10,002.09 | 58.50 | 9 | 26.72 | 10,002.09 | 56.60 | 6 | 19.56 | 10,002.09 |
| 2 | 57.84 | 7 | 21.95 | 10,002.09 | 58.84 | 11 | 31.48 | 10,002.09 | 57.74 | 7 | 21.95 | 10,002.09 |
| 3 | 58.33 | 8 | 24.33 | 10,002.09 | 58.51 | 9 | 26.72 | 10,002.09 | 58.25 | 8 | 24.33 | 10,002.09 |
| 4 | 58.55 | 9 | 26.72 | 10,002.09 | 58.48 | 9 | 26.72 | 10,002.09 | 58.53 | 9 | 26.72 | 10,002.09 |
| 5 | 58.88 | 11 | 31.48 | 10,002.09 | 58.84 | 11 | 31.48 | 10,002.09 | 58.87 | 11 | 31.48 | 10,002.09 |

Nota. Los resultados presentados se obtuvieron al emplear un $PI_{ss}^0 = 0.25$ y un $\Delta P = 0.15$.

Hora 13:00

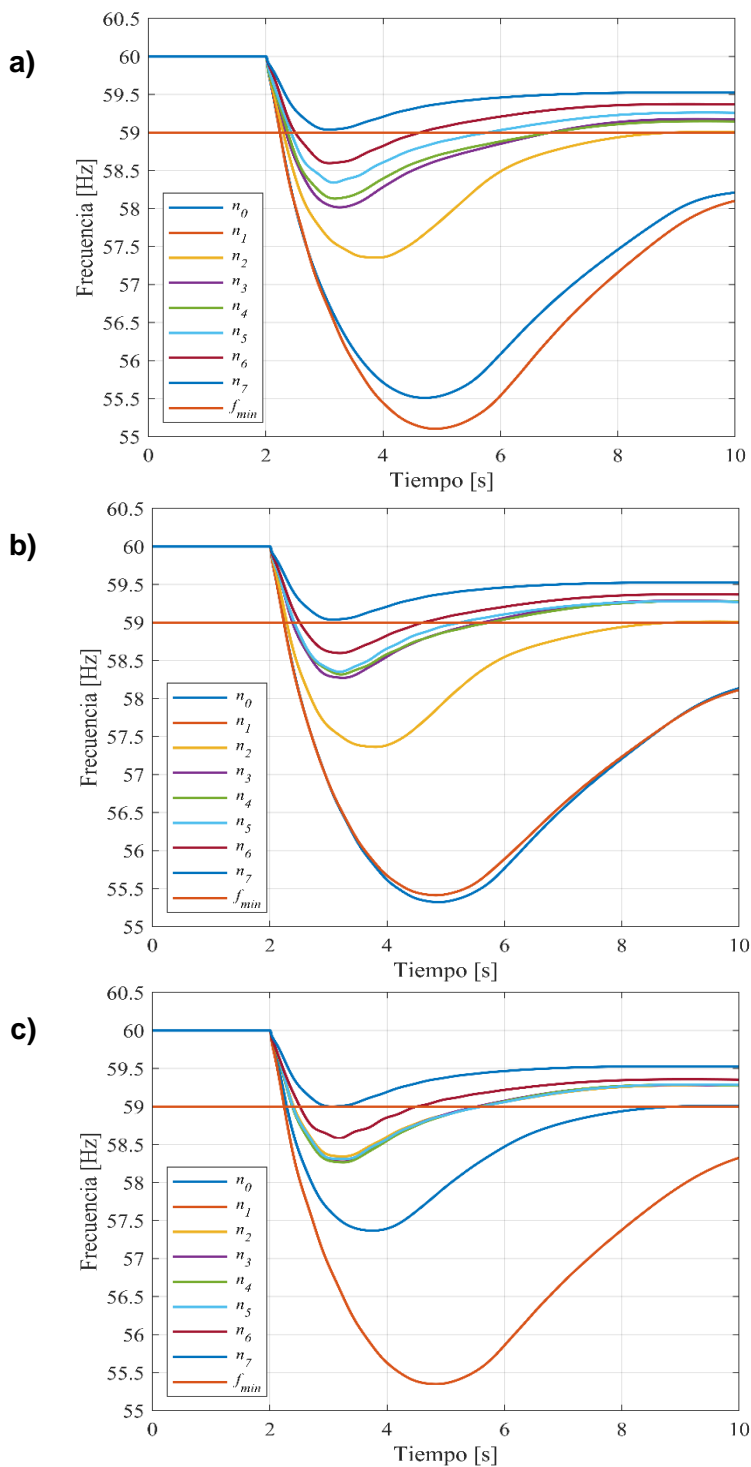
A continuación, se presentan los resultados obtenidos al provocar una contingencia en el sistema a las 13 h, bajo dos condiciones iniciales diferentes. Cabe mencionar que a esta hora se tiene un mayor aporte de generación fotovoltaica en comparación con otros generadores, debido a la presencia de una mayor cantidad de irradiancia solar.

Condiciones Iniciales 1

La Figura 23 muestra las excursiones de frecuencia en cada iteración del algoritmo para cada uno de los modelos de flujos de potencia implementados, tomando como base un PI_{ss} inicial de 0.3 [p.u] y un ΔP de 0.1 [p.u]. Cabe mencionar que se requirió de ocho iteraciones para lograr la convergencia del algoritmo en cada uno de los modelos implementados. Como se puede apreciar en la iteración n_0 , la f_{Nadir} que alcanzan los tres modelos al únicamente considerar requisitos explícitos de reserva se encuentra por debajo del umbral definido de f_{min} . Además, se observa que en esta iteración el modelo AC-SOS2 presenta una menor caída de frecuencia (57.37 [Hz]) a comparación de los modelos DC y AC-CS (55.51 [Hz] y 55.32 [Hz], respectivamente). Sin embargo, se aprecia una mejora en la respuesta de frecuencia en las siguientes iteraciones del algoritmo, ya que consideran las restricciones de nadir y los valores de ρ_i . Así mismo, se observa que, tras finalizar la ejecución del algoritmo, la f_{Nadir} de los tres modelos se encuentra por encima de la f_{min} del sistema. Esto representa que se obtuvieron soluciones que permiten satisfacer las condiciones de seguridad impuestas al sistema, y, en consecuencia, garantizar una operación más segura.

Figura 23

Respuesta de frecuencia del sistema a las 13 h con condiciones iniciales 1



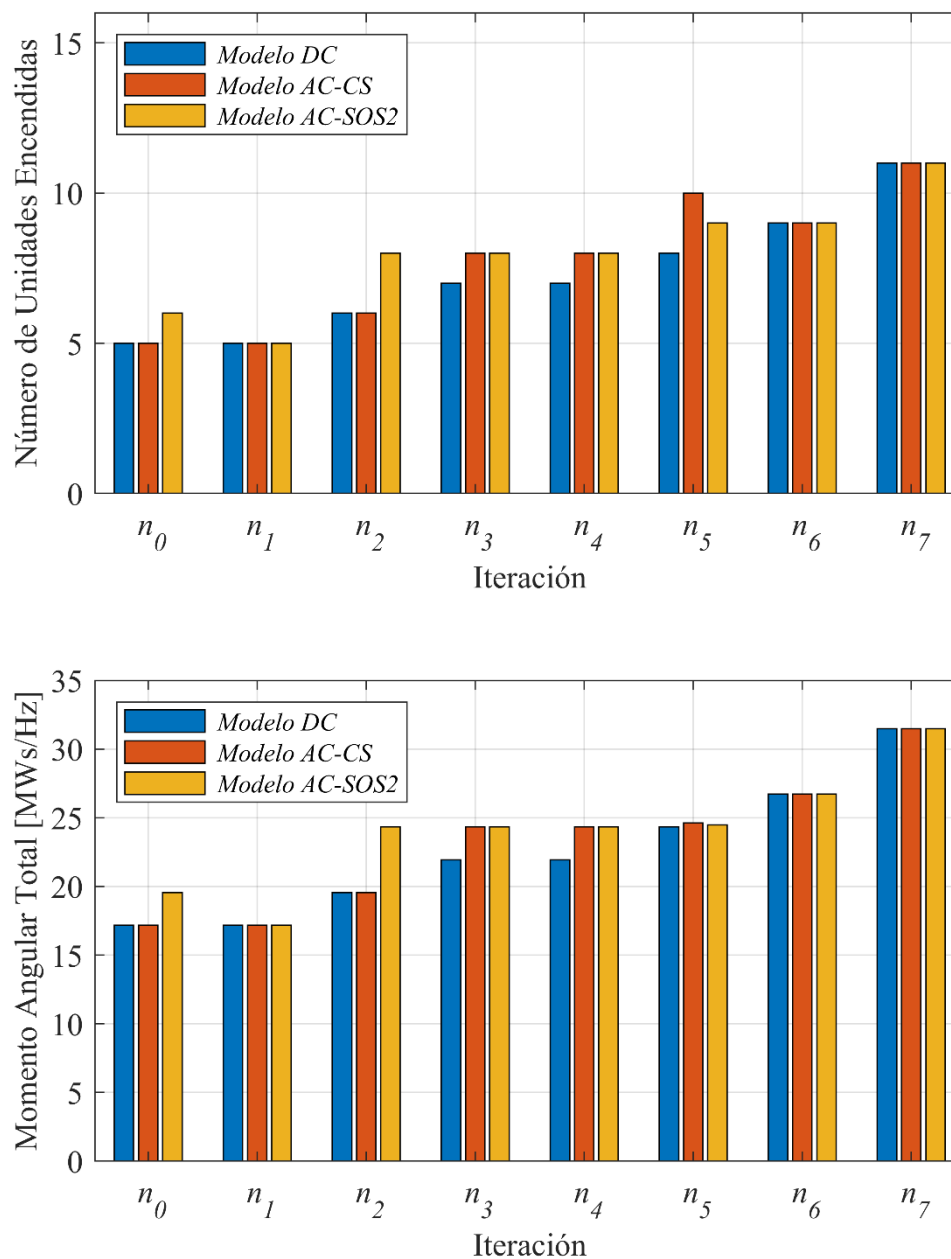
Nota. Se usa un $Pl_{ss}^0 = 0.3$ y $\Delta P = 0.1$ para los modelos: a) DC, b) AC-CS y c) AC-SOS2

En la Figura 24 se muestra la evolución en la asignación de unidades y del momento angular total disponible del sistema para cada iteración del algoritmo. Se puede observar que en ciertas iteraciones para los modelos AC-CS y AC-SOS2, la cantidad de unidades asignadas disminuye en relación con la iteración anterior. Esto sucede debido a que algoritmo discrimina que unidades le serán más útiles para afrontar la contingencia, por ende, realiza un reajuste en la siguiente solución. Además, se observa que, la cantidad de unidades asignadas y el momento angular disponible en el sistema son idénticos para los tres modelos una vez concluida la ejecución del algoritmo. Por ende, las soluciones que proporción repercuten en respuestas de frecuencia similares.

La Tabla 7 resume el comportamiento evolutivo de las variables más relevantes del estudio en cada uno de los modelos operativos durante la ejecución del algoritmo. Como se puede observar, el costo operativo tiene el mismo comportamiento para los tres modelos durante la ejecución del algoritmo. Así mismo, se observa un comportamiento similar entre los valores de f_{Nadir} alcanzados por los tres modelos en cada iteración. Los resultados indican que no hay una diferencia significativa al utilizar un modelo operativo específico para las condiciones iniciales dadas, ya que se obtienen soluciones similares al finalizar la ejecución del algoritmo. Así mismo, las soluciones entregadas por los tres modelos en la última iteración garantizan una operación segura del sistema.

Figura 24

Evolución de las unidades asignadas y momento angular total del sistema a las 13 h con condiciones iniciales 1



Nota. Se usa un $Pl_{ss}^0 = 0.3$ y $\Delta P = 0.1$ para los modelos: DC, AC-CS y AC-SOS2.

Tabla 7

Evolución de las principales variables de estudio del sistema a las 13 h con condiciones iniciales 1

| Iteración n | Modelo DC | | | | Modelo AC-CS | | | | Modelo AC-SOS2 | | | |
|------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|
| | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] |
| 0 | 55.51 | 5 | 17.18 | 6,859.89 | 55.32 | 5 | 17.18 | 6,859.89 | 57.37 | 6 | 19.56 | 6,859.89 |
| 1 | 55.10 | 5 | 17.18 | 6,859.89 | 55.41 | 5 | 17.18 | 6,859.89 | 55.35 | 5 | 17.18 | 6,859.89 |
| 2 | 57.36 | 6 | 19.56 | 6,859.89 | 57.36 | 6 | 19.56 | 6,859.89 | 58.34 | 8 | 24.33 | 6,859.89 |
| 3 | 58.02 | 7 | 21.95 | 6,859.89 | 58.27 | 8 | 24.33 | 6,859.89 | 58.27 | 8 | 24.33 | 6,859.89 |
| 4 | 58.13 | 7 | 21.95 | 6,859.89 | 58.32 | 8 | 24.33 | 6,859.89 | 58.27 | 8 | 24.33 | 6,859.89 |
| 5 | 58.34 | 8 | 24.33 | 6,859.89 | 58.35 | 10 | 24.63 | 6,859.89 | 58.31 | 9 | 24.48 | 6,869.89 |
| 6 | 58.60 | 9 | 26.72 | 7,350.00 | 58.60 | 9 | 26.72 | 7,350.00 | 58.58 | 9 | 26.72 | 7,350.00 |
| 7 | 59.04 | 11 | 31.48 | 9,450.00 | 59.04 | 11 | 31.48 | 9,450.00 | 59.00 | 11 | 31.48 | 9,450.00 |

Nota. Los resultados presentados se obtuvieron al emplear un $PI_{ss}^0 = 0.3$ y un $\Delta P = 0.1$.

Condiciones Iniciales 2

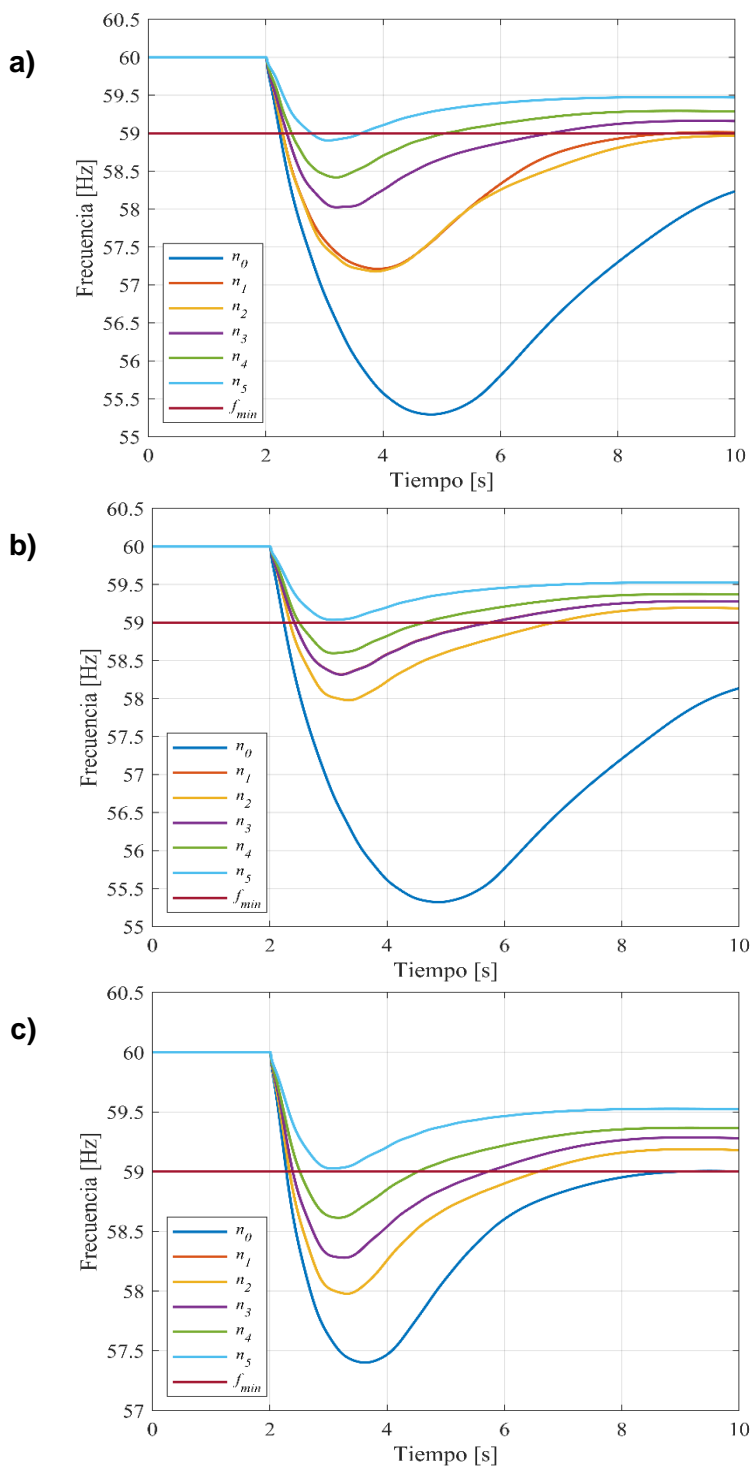
La Figura 25 muestra las excursiones de frecuencia en cada iteración del algoritmo para cada uno de los modelos de flujos de potencia implementados, tomando como base un Pl_{ss} inicial de 0.25 [p.u] y un ΔP de 0.15 [p.u]. Cabe mencionar que se requirió de seis iteraciones para lograr la convergencia del algoritmo en cada uno de los modelos implementados. Al igual que en el caso anterior, se puede apreciar que en la iteración n_0 , la f_{Nadir} que alcanzan los tres modelos se encuentra por debajo del umbral definido de f_{min} . Esta situación se presenta debido a que en esa iteración únicamente se consideraran requisitos explícitos de reserva para los tres modelos.

Así mismo, se observa que en esa iteración los modelos DC y AC-CS tienen el peor desempeño al obtener valores de f_{Nadir} igual a 55.29 [Hz] y 55.32 [Hz], respectivamente, mientras que el modelo AC-SOS2 presenta la menor caída de frecuencia con un valor de 57.40 [Hz]. No obstante, una vez que finaliza la ejecución del algoritmo se puede notar que únicamente los modelos AC-CS y AC-SOS2 consiguen que la excursión de frecuencia experimentada tras la contingencia este por sobre la banda establecida.

En la Figura 26 se muestra la evolución en la asignación de unidades y del momento angular total disponible del sistema para cada iteración del algoritmo. Es importante destacar que, aunque el modelo DC activa más unidades al finalizar la ejecución del algoritmo en comparación con los otros modelos, su contribución en términos de momento angular es la más baja entre los tres. Es por esta razón, que la respuesta de frecuencia que obtiene la solución entregada por este modelo tras experimentar la contingencia se encuentra por debajo de la banda de seguridad establecida.

Figura 25

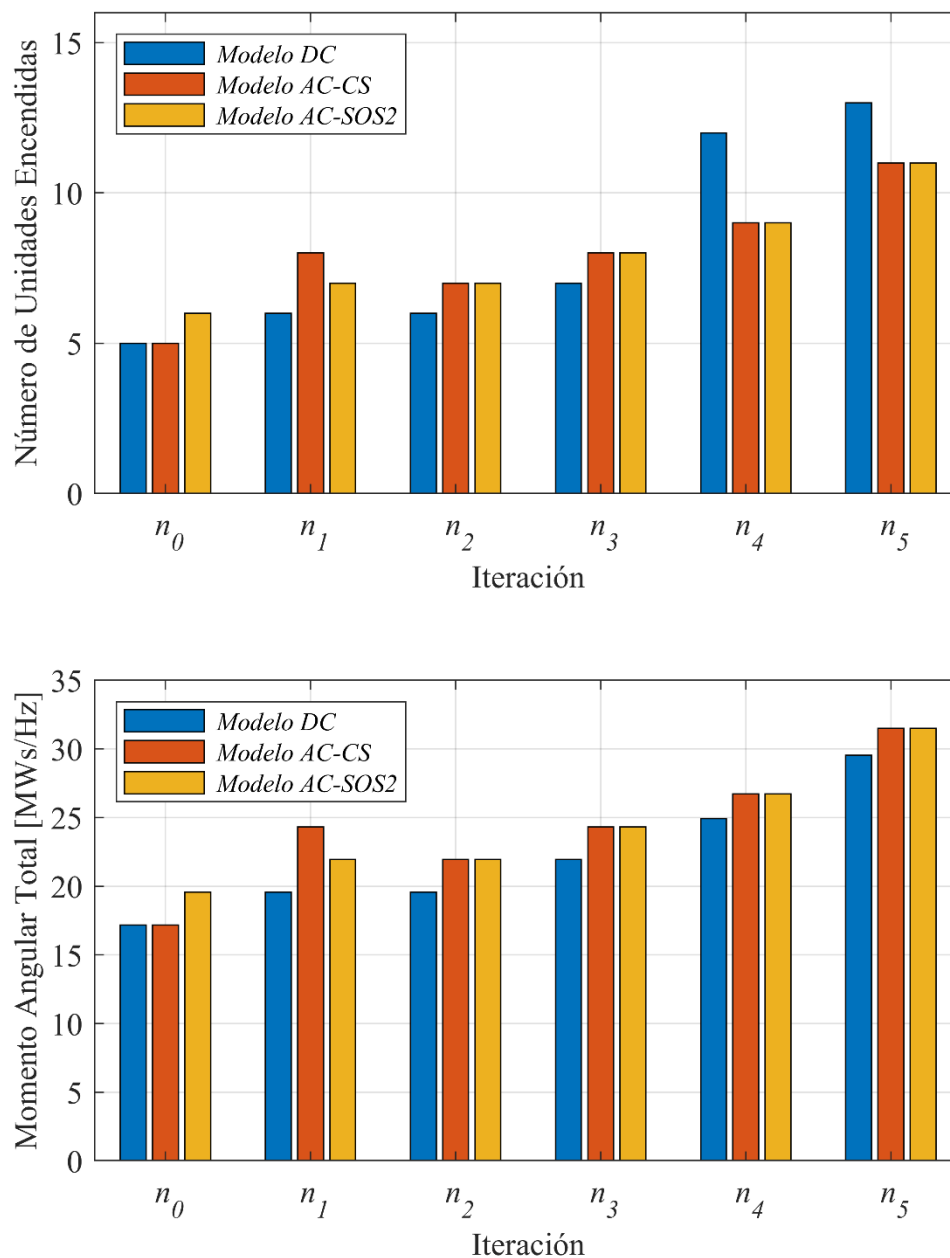
Respuesta de frecuencia del sistema a las 13 h con condiciones iniciales 2



Nota. Se usa un $Pl_{ss}^0 = 0.25$ y $\Delta P = 0.15$ para los modelos: a) DC, b) AC-CS y c) AC-SOS2

Figura 26

Evolución de las unidades asignadas y momento angular total del sistema a las 13 h con condiciones iniciales 2



Nota. Se usa un $Pl_{ss}^0 = 0.25$ y $\Delta P = 0.15$ para los modelos: DC, AC-CS y AC-SOS2.

La Tabla 8 resume el comportamiento evolutivo de las variables más relevantes del estudio en cada uno de los modelos operativos durante la ejecución del algoritmo. Como se puede observar, el costo operativo asociado a una mejora en la respuesta de frecuencia tras una contingencia se eleva para los tres modelos implementados tras cada iteración del algoritmo. No obstante, se puede apreciar que si bien, el modelo DC presenta el menor costo de los tres una vez que ha finalizado la ejecución del algoritmo, la solución que entrega no satisface las condiciones de seguridad establecidas en el sistema. Esto se debe a que la solución alcanzada se encuentra atrapada en un mínimo local. Por otra parte, los modelos AC-CS y AC-SOS2 obtienen soluciones equivalentes que les permiten alcanzar las condiciones de seguridad establecidas.

Tabla 8

Evolución de las principales variables de estudio del sistema a las 13 h con condiciones iniciales 2

| Iteración <i>n</i> | Modelo DC | | | | Modelo AC-CS | | | | Modelo AC-SOS2 | | | |
|-----------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|
| | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] |
| 0 | 55.29 | 5 | 17.18 | 6,859.89 | 55.32 | 5 | 17.18 | 6,859.89 | 57.40 | 6 | 19.56 | 6,859.89 |
| 1 | 57.21 | 6 | 19.56 | 6,859.89 | 58.32 | 8 | 24.33 | 6,859.89 | 57.98 | 7 | 21.95 | 6,859.89 |
| 2 | 57.18 | 6 | 19.56 | 6,859.89 | 57.98 | 7 | 21.95 | 6,859.89 | 57.98 | 7 | 21.95 | 6,859.89 |
| 3 | 58.02 | 7 | 21.95 | 6,859.89 | 58.31 | 8 | 24.33 | 6,859.89 | 58.28 | 8 | 24.33 | 6,859.89 |
| 4 | 58.42 | 12 | 24.93 | 6,900.00 | 58.60 | 9 | 26.72 | 7,350.00 | 58.61 | 9 | 26.72 | 7,350.00 |
| 5 | 58.90 | 13 | 29.55 | 8,850.00 | 59.03 | 11 | 31.48 | 9,450.00 | 59.03 | 11 | 31.48 | 9,450.00 |

Nota. Los resultados presentados se obtuvieron al emplear un $PI_{ss}^0 = 0.25$ y un $\Delta P = 0.15$.

Hora 17:00

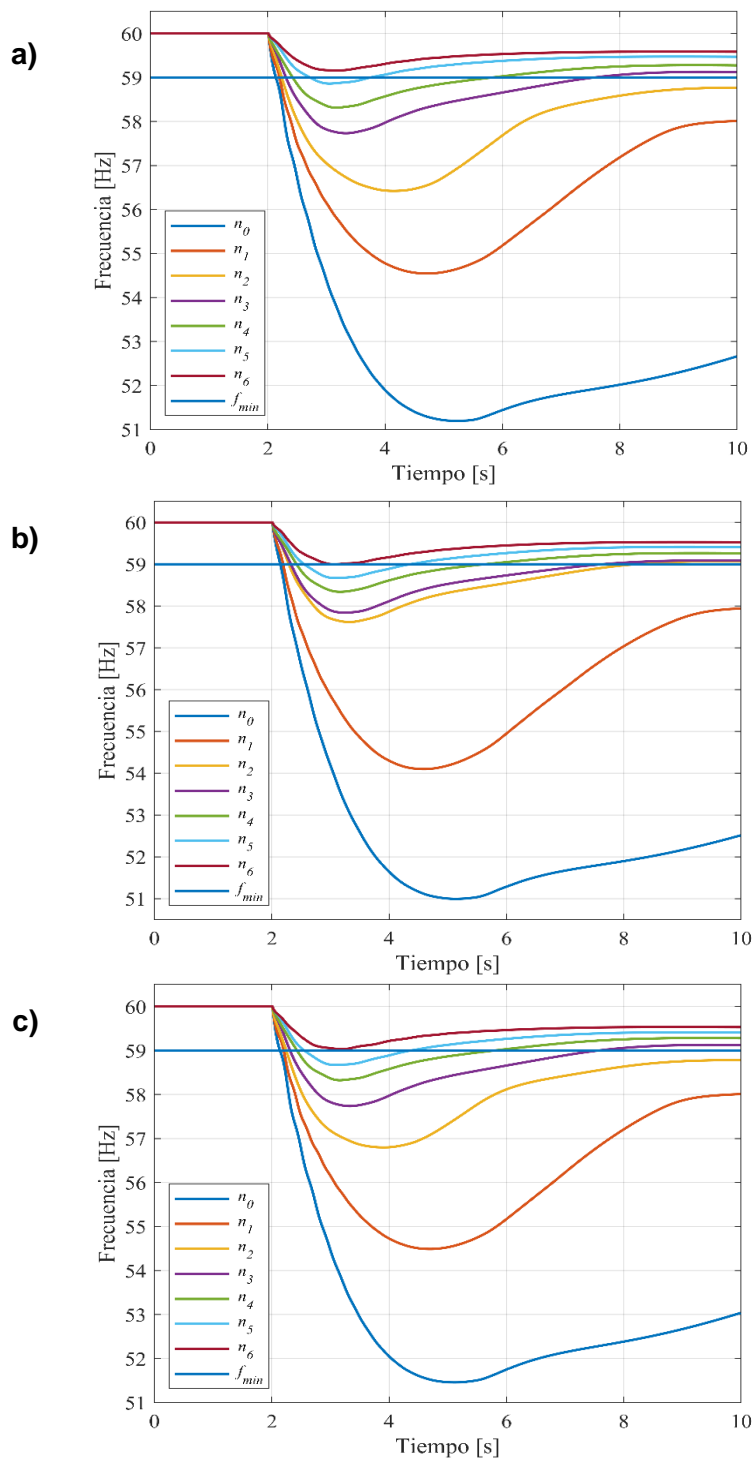
A continuación, se presentan los resultados obtenidos al provocar una contingencia en el sistema a las 17 h, bajo dos condiciones iniciales diferentes. Cabe mencionar que a esta hora se tiene un mayor aporte de generación eólica en comparación con otros generadores, debido a la gran velocidad de viento que se registra.

Condiciones Iniciales 1

La Figura 27 muestra las excursiones de frecuencia en cada iteración del algoritmo para cada uno de los modelos de flujos de potencia implementados, tomando como base un PI_{ss} inicial de 0.3 [p.u] y un ΔP de 0.1 [p.u]. Cabe mencionar que se requirió de siete iteraciones para lograr la convergencia del algoritmo en cada uno de los modelos implementados. Tal como se ha observado en los anteriores análisis, la f_{Nadir} que alcanzan los tres modelos en la iteración n_0 cae por debajo del umbral definido de f_{min} debido a que únicamente se están considerando requisitos explícitos de reserva. Así mismo se puede observar que en esta iteración, el rendimiento de los tres modelos es similar ya que alcanzan valores de f_{Nadir} cercanos entre sí. No obstante, a medida que se ejecutan las siguientes iteraciones del algoritmo, que consideran las estrictiones de nadir y los valores de ρ_i , se aprecia una mejora en la respuesta del sistema para los tres modelos. Finalmente, se observa que una vez que ha concluido la ejecución del algoritmo la f_{Nadir} alcanzada por los tres modelos se encuentra por encima de la f_{min} del sistema. Esta condición indica que las soluciones obtenidas por los tres modelos aseguran una operación segura del sistema. Sin embargo, cabe mencionar que la solución entregada por el modelo DC, tiene un mejor desempeño en términos de respuesta de frecuencia, que las soluciones entregadas por los otros modelos.

Figura 27

Respuesta de frecuencia del sistema a las 17 h con condiciones iniciales 1



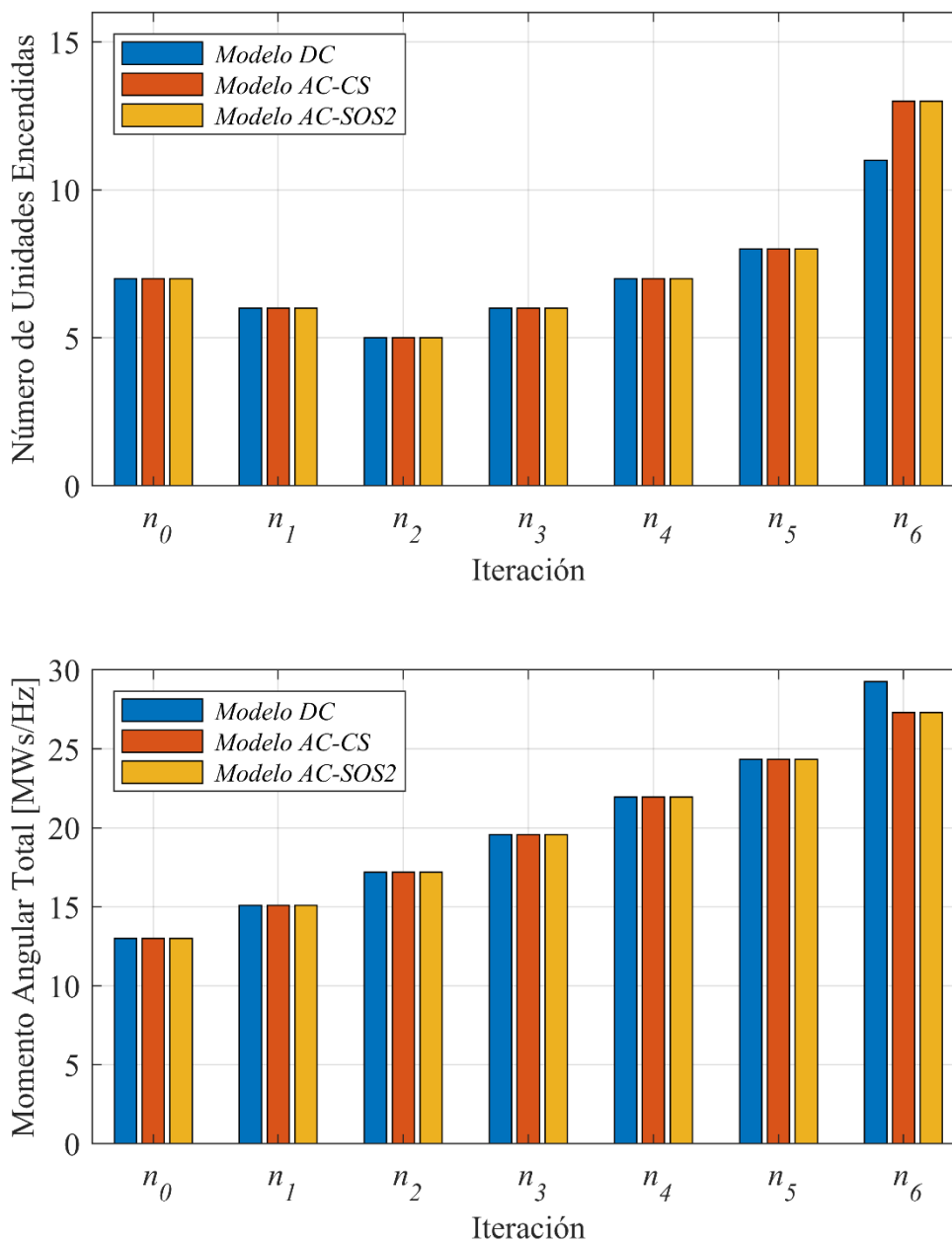
Nota. Se usa un $Pl_{ss}^0 = 0.3$ y $\Delta P = 0.1$ para los modelos: a) DC, b) AC-CS y c) AC-SOS2

En la Figura 28 se muestra la evolución en la asignación de unidades y del momento angular total disponible del sistema para cada iteración del algoritmo. Se puede observar en la iteración n_2 que la cantidad de unidades asignadas para los tres modelos disminuye en relación con la iteración anterior. Esto ocurre porque el algoritmo discrimina qué unidades serán más útiles para enfrentar la contingencia, por lo tanto, realiza un reajuste para la siguiente solución. Así mismo, se observa que, una vez finalizada la ejecución del algoritmo, la cantidad de unidades asignadas, así como el momento angular del sistema son mayores para el modelo DC, que para los modelos AC-CS y AC-SOS2. Esta situación explica por qué la respuesta de frecuencia de la solución obtenida del modelo DC muestra un mejor desempeño que las soluciones de los otros modelos.

La Tabla 9 resume el comportamiento evolutivo de las variables más relevantes del estudio en cada uno de los modelos operativos durante la ejecución del algoritmo. Como se puede observar, el costo operativo tiene el mismo comportamiento para los tres modelos durante la ejecución del algoritmo, salvo en su última iteración en donde el modelo DC consigue el mayor costo operacional de los tres modelos. Esta diferencia radica en que la solución entregada por el modelo DC consigue una mejor respuesta de frecuencia del sistema, en comparación con los modelos AC-CS y AC-SOS2. Sin embargo, dado que los tres modelos lograron garantizar una operación segura del sistema, no se puede identificar una diferencia significativa al utilizar un modelo operativo en particular, más allá de lo mencionado anteriormente.

Figura 28

Evolución de las unidades asignadas y momento angular total del sistema a las 17 h con condiciones iniciales 1



Nota. Se usa un $Pl_{ss}^0 = 0.3$ y $\Delta P = 0.1$ para los modelos: DC, AC-CS y AC-SOS2.

Tabla 9

Evolución de las principales variables de estudio del sistema a las 17 h con condiciones iniciales 1

| Iteración n | Modelo DC | | | | Modelo AC-CS | | | | Modelo AC-SOS2 | | | |
|------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|
| | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] |
| 0 | 51.20 | 7 | 13.01 | 2,154.49 | 50.99 | 7 | 13.01 | 2,154.49 | 51.46 | 7 | 13.01 | 2,154.49 |
| 1 | 54.55 | 6 | 15.09 | 2,400.00 | 54.10 | 6 | 15.09 | 2,400.00 | 54.49 | 6 | 15.09 | 2,400.00 |
| 2 | 56.42 | 5 | 17.18 | 3,150.00 | 57.62 | 5 | 17.18 | 3,150.00 | 56.80 | 5 | 17.18 | 3,150.00 |
| 3 | 57.73 | 6 | 19.56 | 4,200.00 | 57.84 | 6 | 19.56 | 4,200.00 | 57.74 | 6 | 19.56 | 4,200.00 |
| 4 | 58.31 | 7 | 21.95 | 5,250.00 | 58.34 | 7 | 21.95 | 5,250.00 | 58.32 | 7 | 21.95 | 5,250.00 |
| 5 | 58.86 | 8 | 24.33 | 6,300.00 | 58.67 | 8 | 24.33 | 6,300.00 | 58.67 | 8 | 24.33 | 6,300.00 |
| 6 | 59.16 | 11 | 29.25 | 8,550.00 | 59.00 | 13 | 27.31 | 7,950.00 | 59.03 | 13 | 27.31 | 7,950.00 |

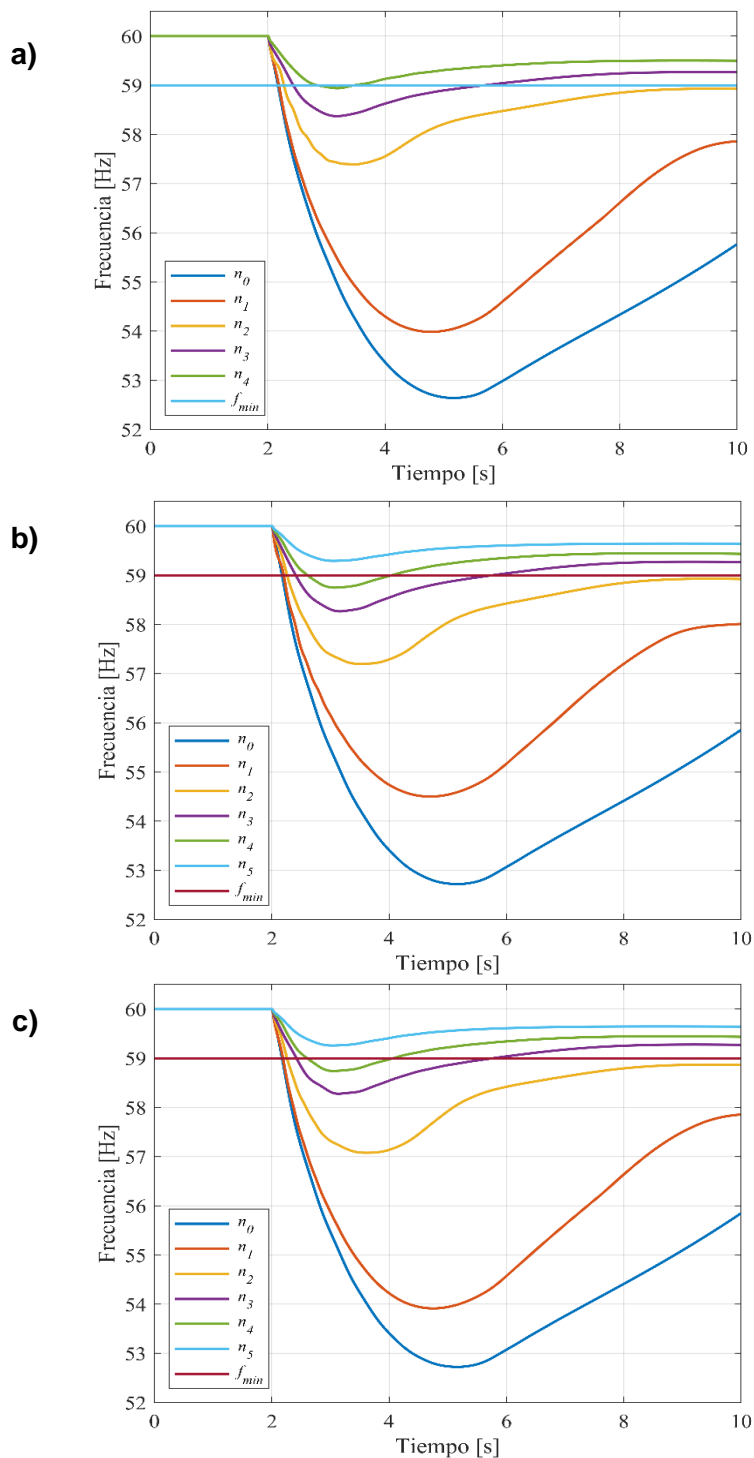
Nota. Los resultados presentados se obtuvieron al emplear un $PI_{ss}^0 = 0.3$ y un $\Delta P = 0.1$.

Condiciones Iniciales 2

La Figura 29 muestra las excursiones de frecuencia en cada iteración del algoritmo para cada uno de los modelos de flujos de potencia implementados, tomando como base un Pl_{ss} inicial de 0.25 [p.u] y un ΔP de 0.15 [p.u]. Cabe mencionar que se requirió de cinco iteraciones para lograr la convergencia del algoritmo en el modelo DC y de seis iteraciones para los modelos AC-CS y AC-SOS2. Al igual que en el caso anterior, en la iteración n_0 se observa que la f_{Nadir} que alcanzan los tres modelos por debajo del umbral definido de f_{min} debido a que únicamente se están considerando requisitos explícitos de reserva. Además, se puede observar que, en esta iteración, los tres modelos presentan un rendimiento similar ya que sus valores de f_{Nadir} se encuentran cercanos entre ellos. Así mismo, se observa que en a medida que el algoritmo se ejecuta, la respuesta de frecuencia del sistema mejora para los tres modelos. Esto se debe a que, en las nuevas iteraciones, se consideran las restricciones de nadir y los valores de ρ_i . Sin embargo, al finalizar la ejecución del algoritmo, se puede observar que solo los modelos AC-CS y AC-SOS2 logran que la excursión de frecuencia experimentada después de la contingencia se encuentre por encima del límite establecido. Esta situación se presenta debido a que la solución obtenida por el modelo DC, se encuentra atrapada en un mínimo local.

Figura 29

Respuesta de frecuencia del sistema a las 17 h con condiciones iniciales 2



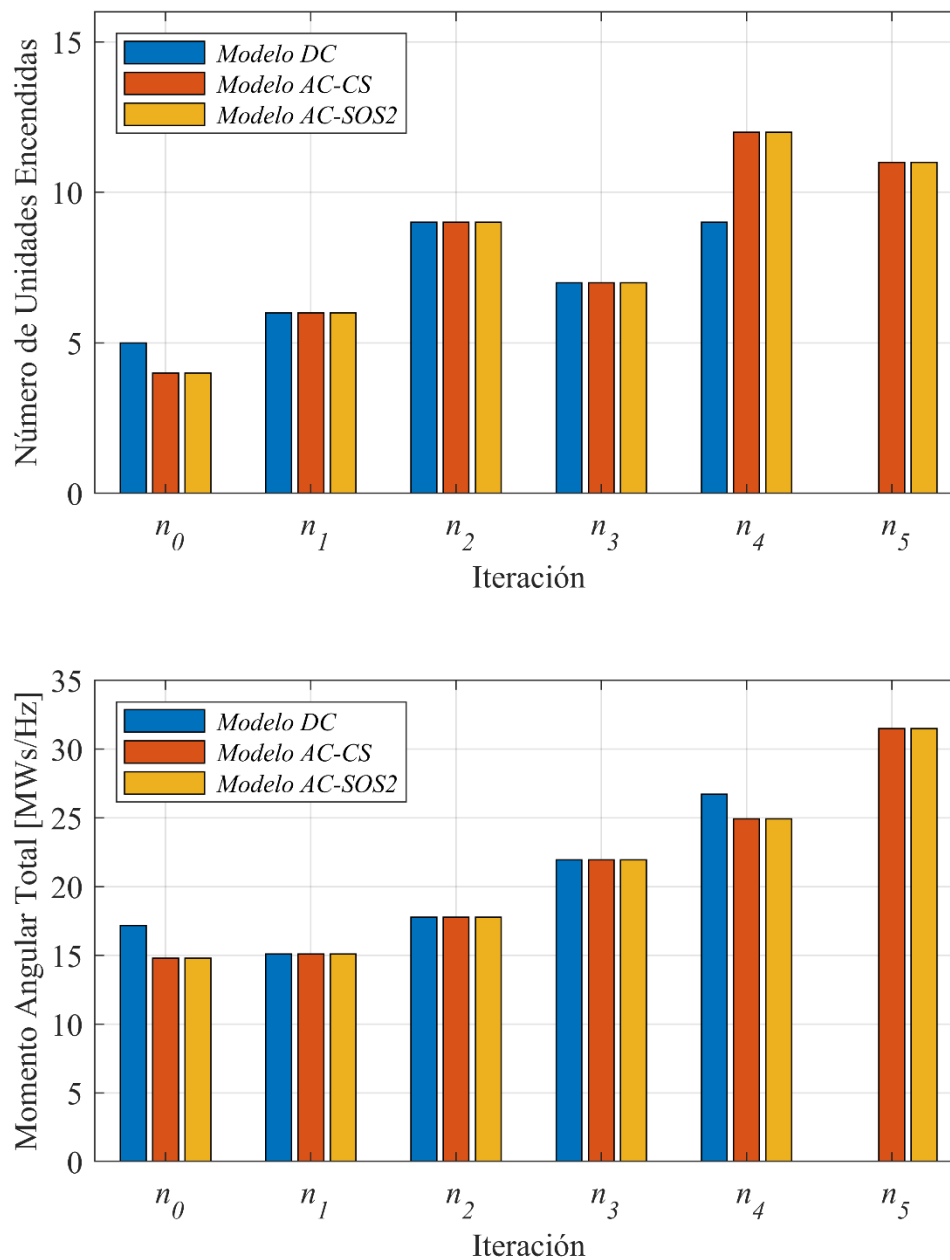
Nota. Se usa un $Pl_{ss}^0 = 0.25$ y $\Delta P = 0.15$ para los modelos: a) DC, b) AC-CS y c) AC-SOS2

En la Figura 30 se muestra la evolución en la asignación de unidades y del momento angular total disponible del sistema para cada iteración del algoritmo. Al igual que en los casos anteriores, se denota una reasignación de unidades conforme a las decisiones que ejecuta el algoritmo para atender la contingencia en cada modelo operativo. Así mismo, se puede observar que, aunque el modelo DC ejecuta una menor cantidad de iteraciones que los modelos AC-CS y AC-SOS2, la solución que entrega en términos de momento angular es la más baja entre los tres. Por esta razón, la respuesta de frecuencia generada por este modelo después de la contingencia se sitúa por debajo de la banda de seguridad establecida.

La Tabla 10 resume el comportamiento evolutivo de las variables más relevantes del estudio en cada uno de los modelos operativos durante la ejecución del algoritmo. Como se puede observar, el costo operativo asociado a la mejora en la respuesta de frecuencia después de una contingencia se incrementa en los tres modelos implementados en cada iteración del algoritmo. Sin embargo, se puede apreciar que, aunque el modelo DC tiene el costo más bajo de los tres al finalizar la ejecución del algoritmo, la solución que proporciona no cumple con las condiciones de seguridad establecidas en el sistema. Por otro lado, los modelos AC-CS y AC-SOS2 obtienen soluciones equivalentes que les permiten alcanzar dichas condiciones de seguridad.

Figura 30

Evolución de las unidades asignadas y momento angular total del sistema a las 17 h con condiciones iniciales 2



Nota. Se usa un $Pl_{ss}^0 = 0.25$ y $\Delta P = 0.15$ para los modelos: DC, AC-CS y AC-SOS2.

Tabla 10

Evolución de las principales variables de estudio del sistema a las 17 h con condiciones iniciales 2

| Iteración <i>n</i> | Modelo DC | | | | Modelo AC-CS | | | | Modelo AC-SOS2 | | | |
|-----------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------------|
| | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] | f_{nadir} [Hz] | Uni. Enc | M. AngT [MWs/Hz] | Costo.Op [USD] |
| 0 | 52.64 | 5 | 17.18 | 2,114.49 | 52.72 | 4 | 14.80 | 2,114.49 | 52.72 | 4 | 14.80 | 2,114.49 |
| 1 | 53.99 | 6 | 15.09 | 2,400.00 | 54.50 | 6 | 15.09 | 2,400.00 | 53.91 | 6 | 15.09 | 2,400.00 |
| 2 | 57.39 | 9 | 17.77 | 3,750.00 | 57.20 | 9 | 17.77 | 3,750.00 | 57.08 | 9 | 17.77 | 3,750.00 |
| 3 | 58.37 | 7 | 21.95 | 5,250.00 | 58.27 | 7 | 21.95 | 5,250.00 | 58.28 | 7 | 21.95 | 5,250.00 |
| 4 | 58.94 | 9 | 26.72 | 7,350.00 | 58.75 | 12 | 24.93 | 6,900.00 | 58.74 | 12 | 24.93 | 6,900.00 |
| 5 | - | - | - | - | 59.29 | 11 | 31.48 | 9,450.00 | 59.26 | 11 | 31.48 | 9,450.00 |

Nota. Los resultados presentados se obtuvieron al emplear un $PI_{ss}^0 = 0.25$ y un $\Delta P = 0.15$.

Capítulo VI

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

La herramienta computacional desarrollada, a través de la incorporación de las restricciones del nadir de frecuencia y la actualización iterativa de sus parámetros, entrega un despacho seguro que garantiza la estabilidad de frecuencia en un sistema eléctrico con alta inserción de CGTs.

La evaluación dinámica llevada a cabo en los diferentes puntos de operación analizados captura con precisión la respuesta dinámica del regulador de velocidad de las unidades de generación del sistema. Esto contribuye a mejorar la precisión del despacho en el proceso de optimización y, como resultado, prepara al sistema de manera más efectiva para hacer frente a posibles contingencias (por ejemplo, la pérdida de la unidad de generación con mayor inyección de potencia).

En el presente estudio se procedió a implementar y evaluar el impacto de diversos modelos operativos con restricciones de seguridad (basados en flujos DC y AC) en la estabilidad de frecuencia de un sistema eléctrico con alta inserción de CGTs. Los resultados obtenidos evidencian que los modelos operativos implementados son eficientes, y toman decisiones de operación similares (asignación de unidades, costos operativos, frecuencias nadir, etc.) en función de los objetivos de excursión de frecuencia planteados. Si bien es cierto que típicamente los modelos basados en flujo AC representan de mejor manera el comportamiento de un sistema eléctrico considerando un mayor esfuerzo computacional (al contrario de los modelos DC), se puede observar que, para los casos de estudios analizados, resulta indiferente la elección de un modelo en específico.

Tras analizar los resultados obtenidos, se puede indicar que la herramienta desarrollada representa una alternativa eficaz para ayudar a los operadores y reguladores del sistema a tomar decisiones informadas y efectivas en pro de garantizar la estabilidad de frecuencia en los sistemas eléctricos modernos. De esta manera, se logrará mejorar la eficiencia operativa del sistema, lo que permitirá mantener la continuidad del suministro eléctrico frente a los desafíos que plantea una inserción masiva de CGTs.

Recomendaciones

Utilizar modelos de operación que empleen técnicas de linealización con un número reducido de variables binarias para poder escalar la complejidad de futuros casos de estudio de manera más eficiente

Se recomienda realizar una prueba de escalón de carga para comprobar la efectividad del comportamiento de los modelos de reguladores de velocidad de las diferentes unidades de generación, ante una contingencia. De esta forma, se podrá asegurar la adecuada integración de los modelos en el control de frecuencia y se podrán tomar decisiones informadas sobre su uso en futuras situaciones

Para llevar a cabo simulaciones en el dominio del tiempo con una alta rapidez, es aconsejable utilizar un ordenador con capacidades de procesamiento elevadas.

Bibliografía

- Azizi, S., Sun, M., Liu, G., & Terzija, V. (2020). Local frequency-based estimation of the rate of change of frequency of the center of inertia. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4948-4951.
- Cardozo, C., Ackooij, W. v., & Capely, L. (2018). Cutting plane approaches for frequency constrained economic dispatch problems. *Electric Power Systems Research*, 156, 54-63.
- Chen, K. (2019). Indirect PCA Dimensionality Reduction Based Machine Learning Algorithms for Power System Transient Stability Assessment. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 4175-4179.
- Coffrin, C., & Hentenryck, P. V. (2014). A linear-programming approximation of AC power flows. *INFORMS Journal on Computing*, 26(4), 718-734.
- Conejo, J., & Baringo, L. (2018). *Power System Operations*. New York.
- CVXPY (1.3) [Software]. (2023). Obtenido de <https://www.cvxpy.org/index.html>
- Diambomba Hyacinthe Tungadio, Y. S. (2019). Load frequency controllers considering renewable energy integration in power system. *Energy Reports* ,5, 436-453.
- Enerdynamics. (28 de Junio de 2023). *Replacement reserve*. Obtenido de Energy KnowledgeBase: <https://energyknowledgebase.com/topics/replacement-reserve.asp>
- Gandhi, O., Rodríguez-Gallegos, C. D., Zhang, W., Srinivasan, D., & Reindl, T. (2018). Economic and technical analysis of reactive power provision from distributed energy resources in microgrids. *Applied energy*, 210, 827-841.

- Garver, L. L. (1970). Transmission Network Estimation Using Linear Programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (7), 1688-1697.
- Global Solar Atlas [Aplicación web]*. (2023). Obtenido de <https://globalsolaratlas.info/map>
- Global Wind Atlas [Aplicación web]*. (2023). Obtenido de <https://globalwindatlas.info/es>
- Goldwind. (23 de Mayo de 2023). *Aerogenerador modelo GW70/1500*. Obtenido de The Wind Power: https://www.thewindpower.net/turbine_es_439_goldwind_gw70-1500.php
- Gómez, A., Abur, A., Alvarado, F., Bel, C., Otero, A., Galiana, F., . . . García, J. (2002). *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. España: McGraww-Hill.
- Gros, S., Zanon, M., Quirynen, R., Bemporad, A., & Diehl, M. (2020). From linear to nonlinear MPC: bridging the gap via the real-time iteration. *International Journal of Control*, 93(1), 62-80.
- Gu, H., Yan, R., Saha, T. K., & Muljadi, E. (2019). System strength and inertia constrained optimal generator dispatch under high renewable penetration. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(4), 2392-2406.
- Hatziargyriou, N., Milanovic, J., Rahmann, C., Ajarapu, V., Cañizares, C., Erlich, I., . . . Vournas, C. (2020). Definition and classification of power system stability–revisited & extended. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3271-3281.
- Hoffmann, M., Chamorro, H., Lotz, M., Maestre, J., Rouzbehi, K., Gonzalez-Longatt, F., & Sood, V. (2020). Grid Code-Dependent Frequency Control Optimization in Multi-Terminal DC Networks. *Energies*, 13(24), 6485.

- INEN. (enero de 2014). *Instituto Ecuatoriano de Normalización*. Obtenido de https://www.normalizacion.gob.ec/buzon/normas/nte_inen_iso_10360_2_extracto.pdf
- International Renewable Energy Agency. (31 de Mayo de 2023). *World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway; Preview*. Obtenido de <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>
- JA Solar. (25 de Mayo de 2023). *Panel modelo JAM66S30-500/MR*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-500w-deep-blue-30-ja-solar>
- Javadi, M., & Amraee, T. (2018). Economic dispatch: A mixed-integer linear model for thermal generating units. In *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, 1-5.
- Javadi, M., Amraee, T., & Capitanescu, F. (2019). Look ahead dynamic security-constrained economic dispatch considering frequency stability and smart loads. . *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 240-251.
- Kovaltchouk, T., Debusschere, V., Bacha, S., Fiacchini, M., & Alamir, M. (2016). Assessment of the Impact of Frequency Containment Control and Synthetic Inertia on Intermittent Energies Generators Integration. *Eleventh international conference on ecological vehicles and renewable energies*, 1-8.
- Kundur, P., & Malik, O. (2022). *Power system stability and control*. McGraw-Hill Education.
- Lalor, G., Mullane, M., & Malley, O. (2015). Frequency Control and Wind Turbine Technologies. *IEEE Transactions on power systems*, 1905-1913.

- Li, F., Wang, C., & Ma, Z. (2021). Analysis and Control Strategy for Transient Stability of Power System With High Proportion of Wind Power. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 12(2), 1270-1281.
- Luo, J., Teng, F., & Bu, S. (2020). Stability-Constrained Power System Scheduling: A Review. *IEEE Access*, 8, 219331-219343.
- Medina, C., Rios, A., & González, G. (2022). Transmission Grids to Foster High Penetration of Large-Scale Variable Renewable Energy Sources—A Review of Challenges, Problems, and Solutions. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 12(1), 146-169.
- Naderi, E., Narimani, H., Pourakbari-Kasmaei, M., Cerna, F. V., Marzband, M., & Lehtonen, M. (2021). State-of-the-art of optimal active and reactive power flow: A comprehensive review from various standpoints. *Processes*, 9(8), 1319.
- Nguyen, N., Pandit, D., Quigley, R., & Mitra, J. (2021). Frequency Response in the Presence of Renewable Generation: Challenges and Opportunities. *Power and energy*, 8, 543-556.
- Ortiz-Villalba, D., Llanos, J., Muñoz-Jadan, Y., Moreno, R., Rahmann, C., & Pal, B. C. (2022). Optimizing system operation with nadir considerations via simulations of detailed system dynamic responses. *Electric Power Systems Research*, 212, 108533.
- Power Factory DlgSILENT [Software]*. (2021). Obtenido de <https://www.digsilent.de/en/>
- Rajan, R., Fernandez, F. M., & Yang, Y. (2021). Primary frequency control techniques for large-scale PV-integrated power systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 144, 110998.

- Sallam, A. A., & Malik, O. P. (2015). *Power System Stability: Modelling, Analysis and Control*. Institution of Engineering and Technology.
- Skolfield, J. K., & Escobedo, A. R. (2022). Operations research in optimal power flow: A guide to recent and emerging methodologies and applications. *European Journal of Operational Research*, 300(2), 387-404.
- Sohoni, V., Gupta, S. C., & Nema, R. K. (2016). A critical review on wind turbine power curve modelling techniques and their applications in wind based energy systems. *Journal of Energy*, 1-18.
- Tungadio, H., & Sun, Y. (2019). Load frequency controllers considering renewable energy integration in power system. *Energy Reports*, 436-453.
- Varma, K., Siavashi, E., Mohan, S., & Mc, M. (2021). Grid Support Benefits of Solar PV Systems as STATCOM (PV-STATCOM) Through Converter Control: Grid Integration Challenges of Solar PV Power Systems. *IEEE Electrification Magazine*, 50-61.
- Velásquez-Lozano, A., Aguirre-Velasco, M., Saltos-Rodríguez, M., Ortiz-Villalba, D., & Villamarín-Jácome, A. (2021). Optimal Planning of VAR Compensator for Voltage Regulation Enhancement on Power Distribution Systems Against Volcanic Eruptions Events. *2021 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, 298-304.
- Vetoshkin, L., & Müller, Z. (2021). A Comparative Analysis of a Power System Stability with Virtual Inertia. *Energies*, 3277.
- Walker, S., Sooriyaarachchi, K., Liyanage, B., Abeynayake, S., & Abeyratne, G. (2021). Comparative analysis of speed of convergence of MPPT techniques. *International Conference on Industrial and Information Systems*, 522-526.

Zhang, Z., Du, E., Zhu, G., Zhang, N., Kang, C., Qian, M., & Catalão, J. P. (2020). Modeling frequency dynamics in unit commitment with a high share of renewable energy. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(6), 4383-4395.