

**Departamento de Eléctrica y Electrónica
Carrera de Ingeniería en Electromecánica**

**“DESPACHO ECONÓMICO CON RESTRICCIONES DE
SEGURIDAD CONSIDERANDO ALTA PENETRACIÓN DE
ENERGÍAS RENOVABLES”**

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

Autora: Iza Pruna, Karla Abigail

kaiza1 [@espe.edu.ec]

Tutor: Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo, MSc, PhD.

ddortiz5 [@espe.edu.ec]



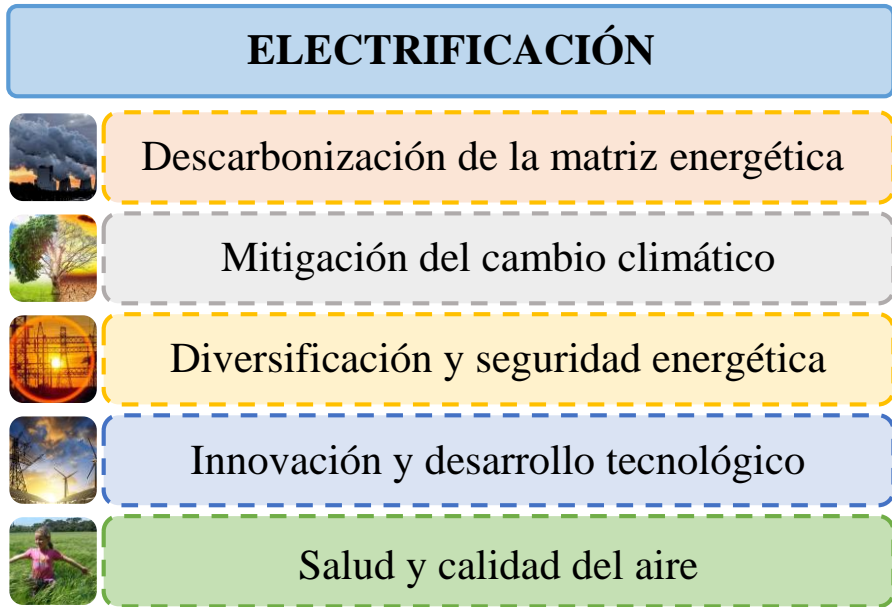
AGENDA:

- **MOTIVACIÓN**
- **OBJETIVOS**
- **ANTECEDENTES**
- **METODOLOGÍA**
- **CASO DE ESTUDIO**
- **ANÁLISIS DE RESULTADOS**
- **CONCLUSIONES**
- **RECOMENDACIONES**

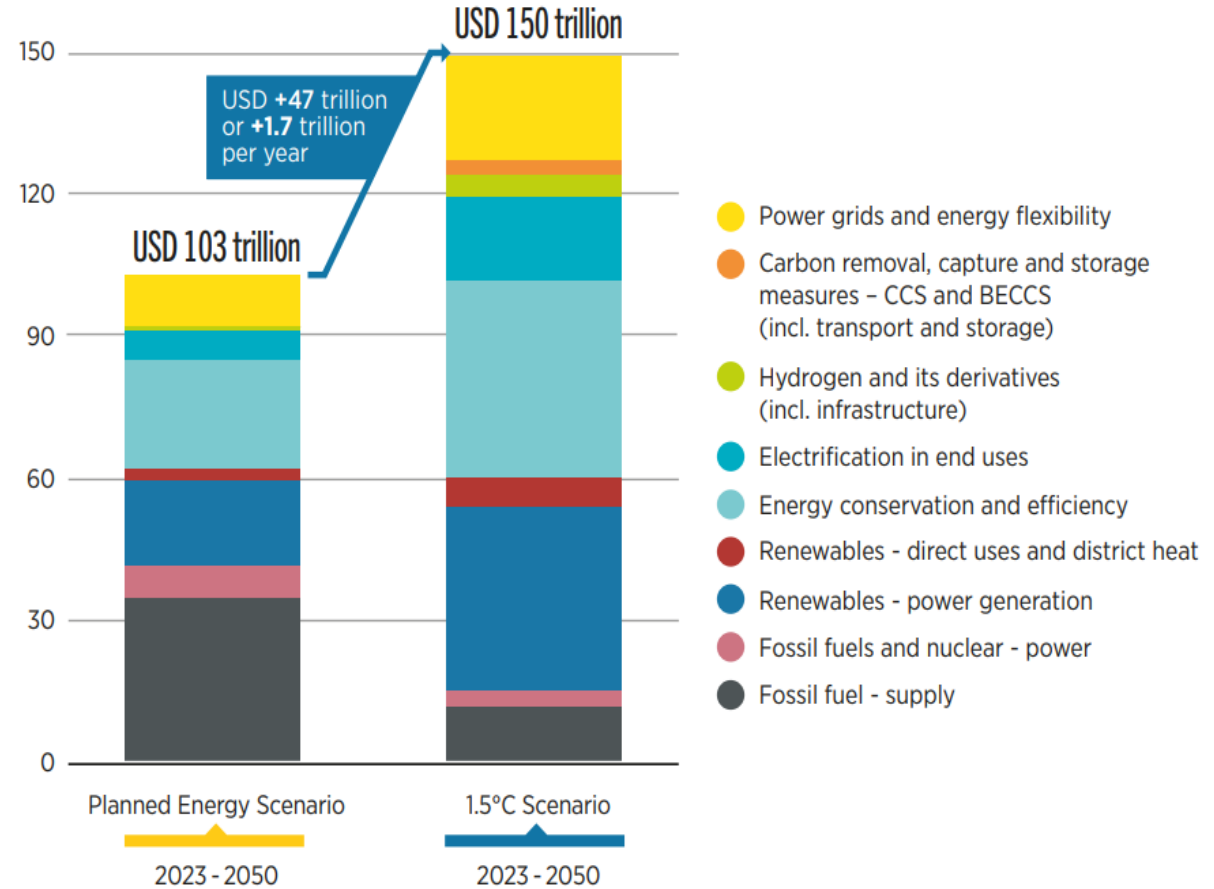


MOTIVACIÓN

- El actual informe de Evaluación Climática del IPCC enfatiza la urgencia de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y limitar el aumento de la temperatura global a 1.5 °C o 2 °C [1].
- Por lo cual, se propone aumentar considerablemente las energías renovables y la eficiencia energética, con la electrificación como motor clave de esta transición.

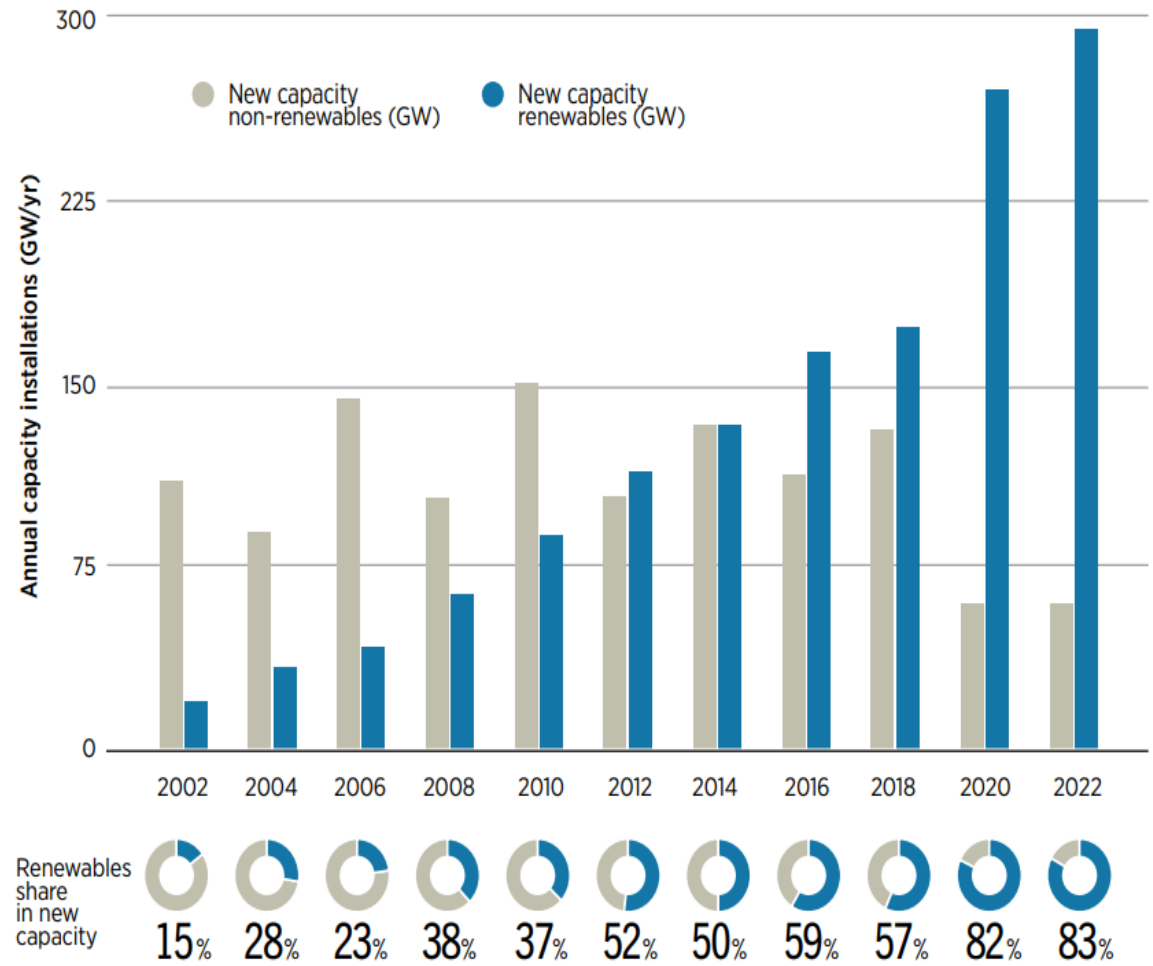


Cumulative energy sector investments, 2023 - 2050 (USD trillion)

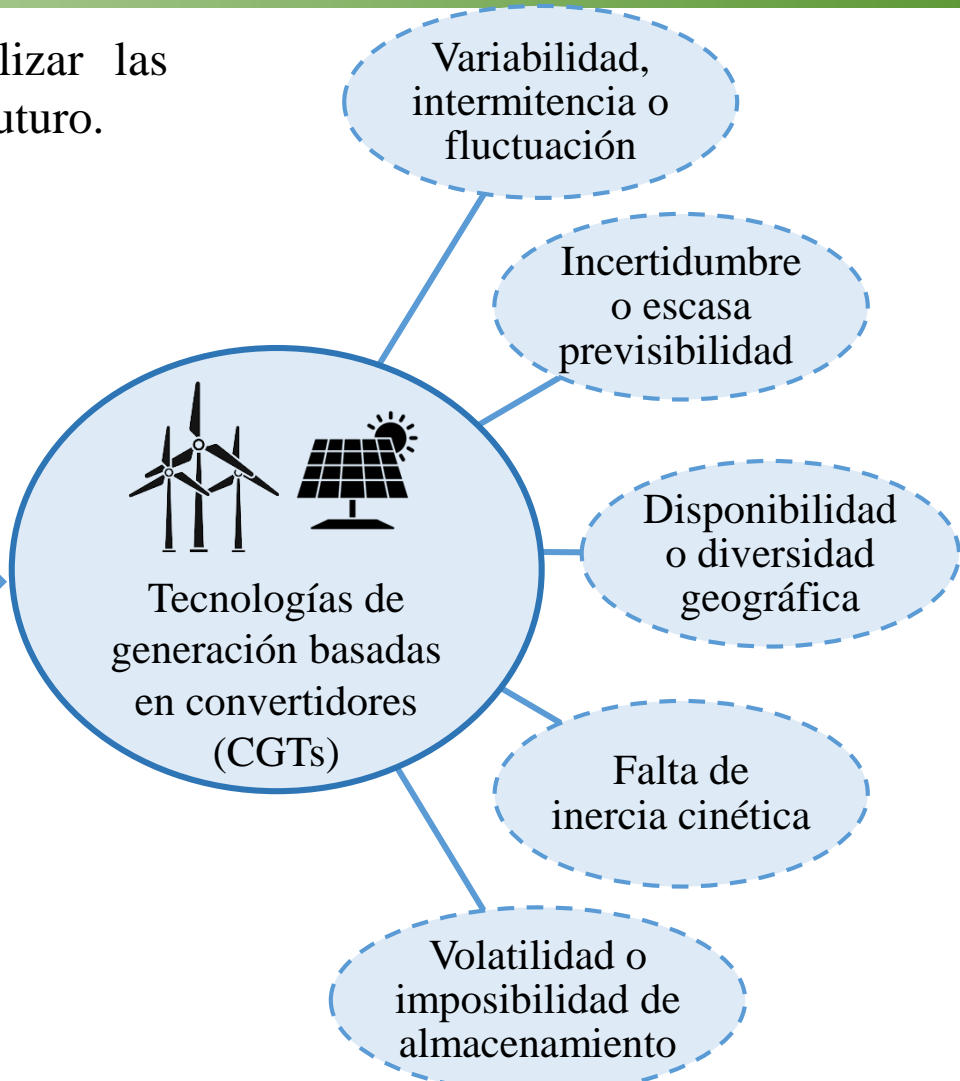


[1] International Renewable Energy Agency - IRENA, 2023. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>

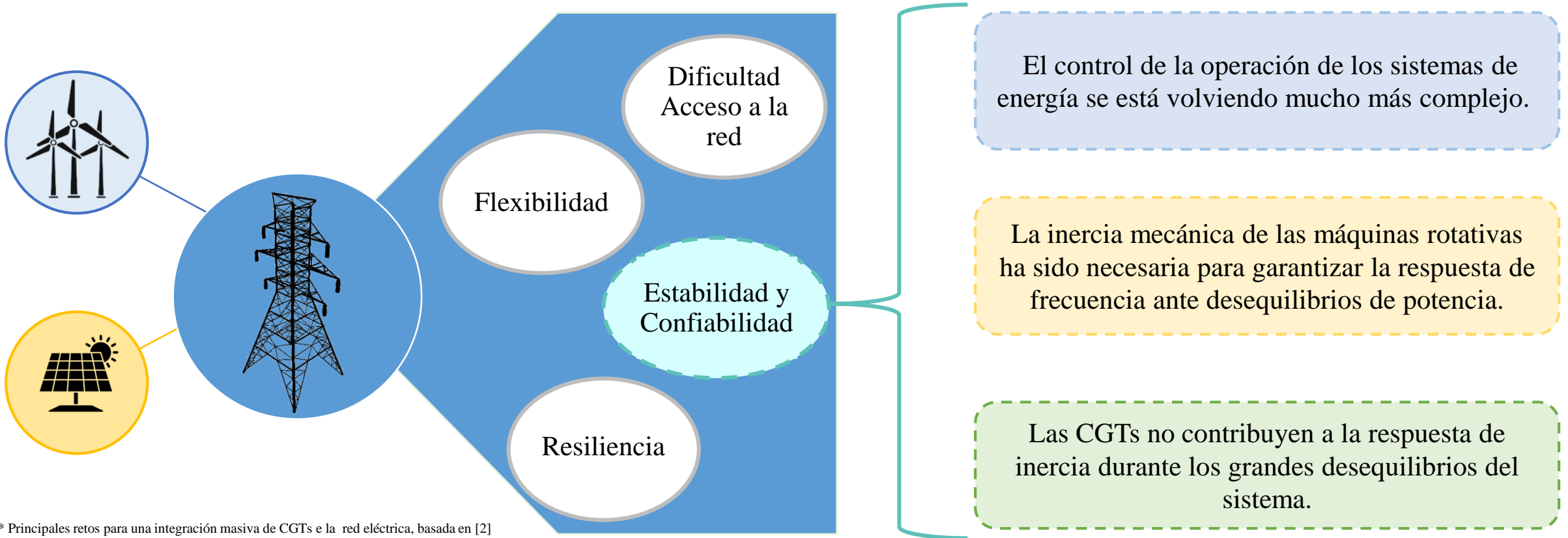
- Con la entrada a gran escala de estas tecnologías, es necesario analizar las características técnicas que presentan para identificar posibles problemas a futuro.



Características principales



- Como se pudo observar anteriormente, las CGTs presenta propiedades muy diferentes de la generación y las cargas tradicionales, lo que plantea retos y dificultades para lograr, de forma eficaz y eficiente, una alta penetración hacia los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).

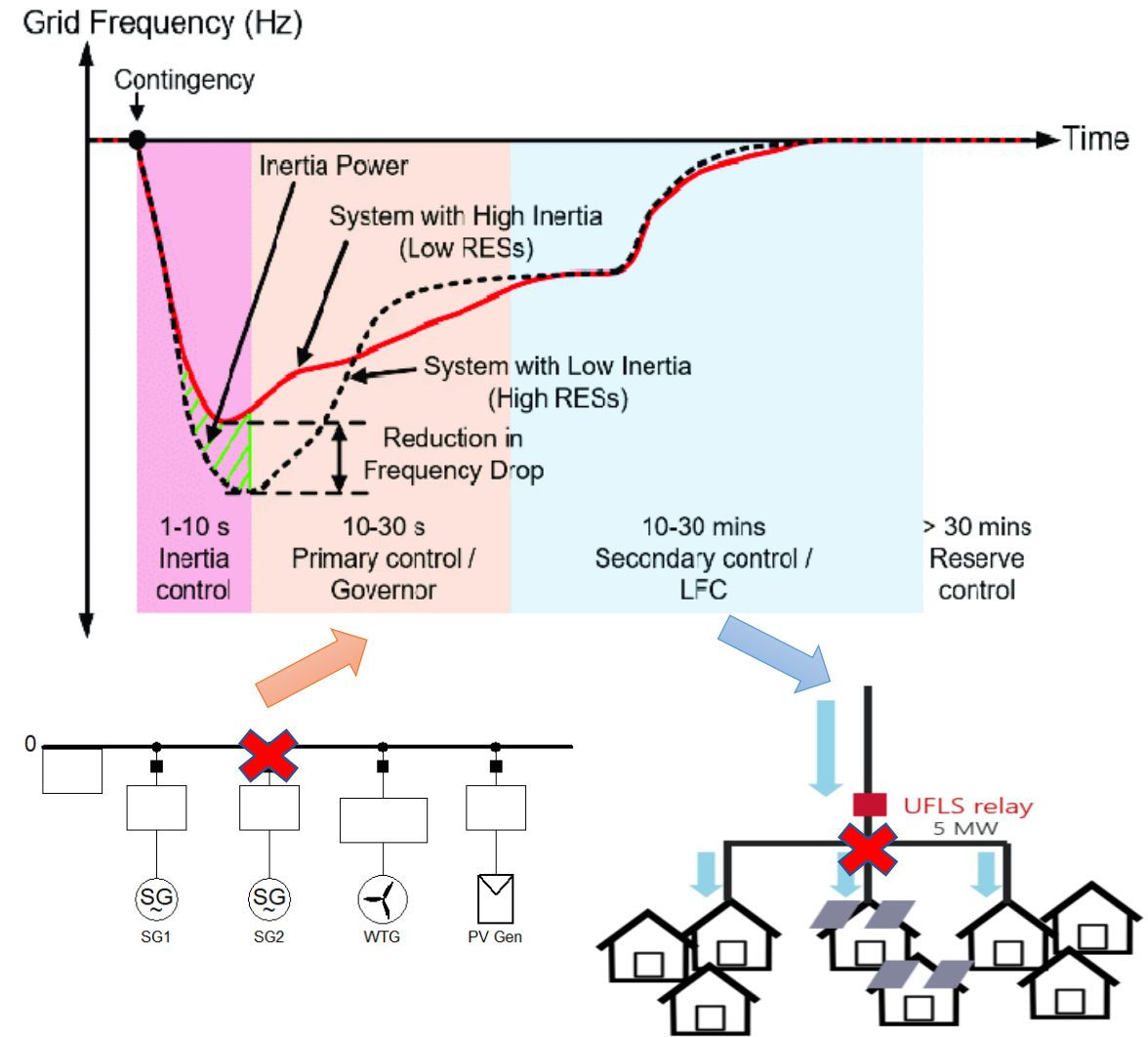


* Principales retos para una integración masiva de CGTs e la red eléctrica, basada en [2]

[2] C. Medina, C. Ríos M. Ana y G. González, "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), vol. 12, no. 1, pp. 146-169, 2022.



- Las CGTs pueden disminuir la inercia del sistema y afectar su capacidad para controlar las desviaciones de frecuencia durante perturbaciones, lo que pone en riesgo la estabilidad de la frecuencia.
- La caída de la frecuencia del sistema puede activar los relés de desconexión automática de carga por baja frecuencia, lo que resultaría en la suspensión del suministro energético y en pérdidas económicas y sociales.
- En el actual contexto de descarbonización, es imprescindible desarrollar modelos operativos avanzados (tales como modelos de despacho económico, modelos de flujo de potencia óptimo, etc.) que consideren enfoques de estabilidad, centrados en desviaciones de frecuencia, para garantizar un funcionamiento confiable, ante la creciente entrada de CGTs.



AGENDA:

- MOTIVACIÓN
- OBJETIVOS
- ANTECEDENTES
- METODOLOGÍA
- CASO DE ESTUDIO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES



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 (TDS) 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 (TSO).



AGENDA:

- MOTIVACIÓN
- OBJETIVOS
- ANTECEDENTES
- METODOLOGÍA
- CASO DE ESTUDIO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES

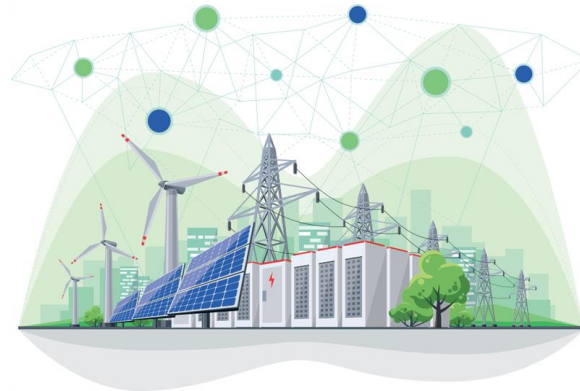
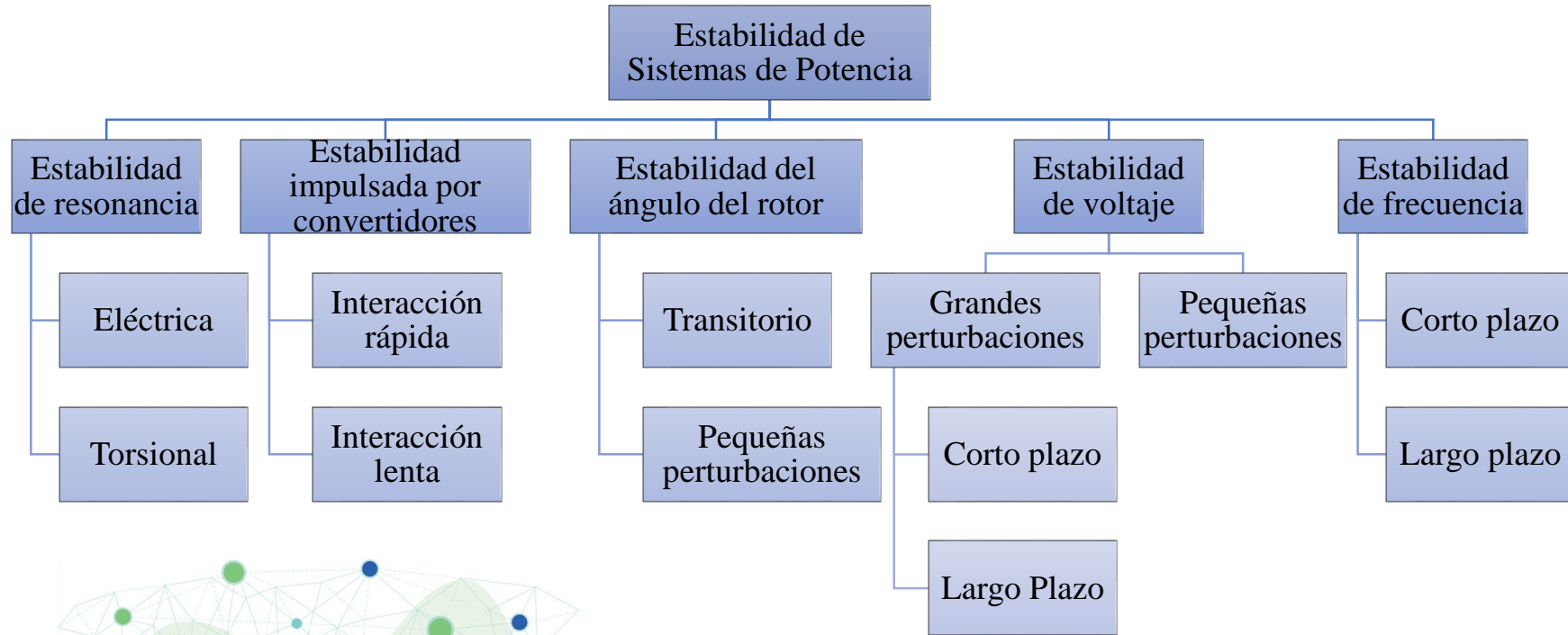


Estabilidad del SEP

- La estabilidad de un sistema eléctrico se refiere a su capacidad para mantener condiciones operativas seguras y aceptables, incluso frente a perturbaciones internas o externas, además de poder recuperarse en un tiempo razonable.

Estabilidad de Frecuencia

- Se refiere a la capacidad del sistema para mantener una frecuencia de operación cercana a su valor nominal, incluso en presencia de perturbaciones como variaciones en la generación o demanda de energía eléctrica.

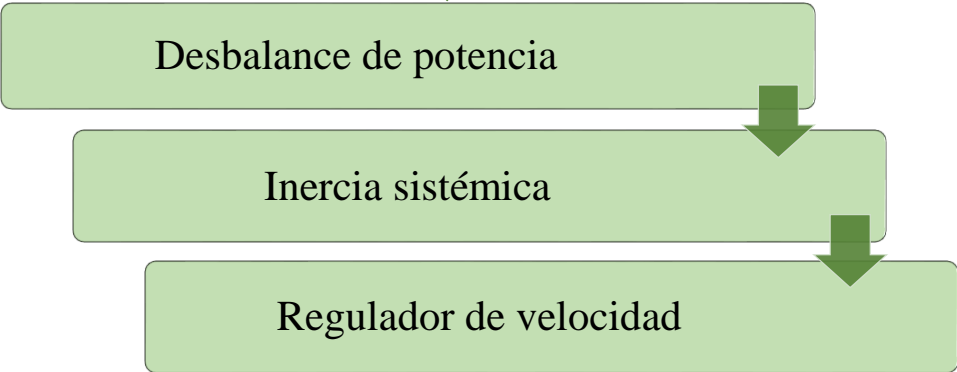


*Clasificación de la estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia basado en [3]

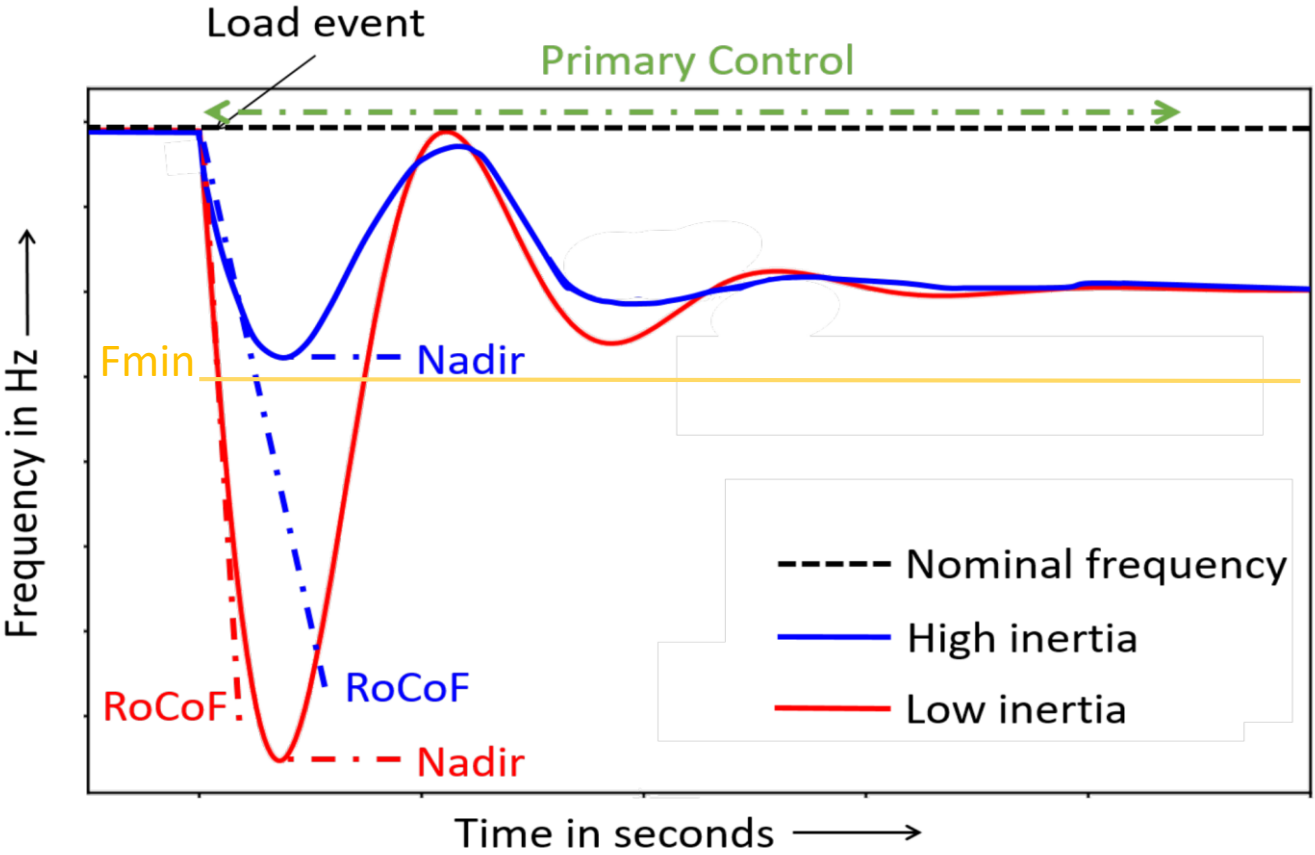
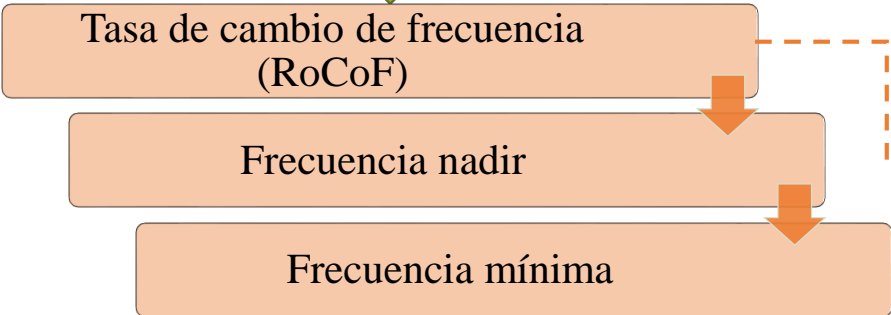
[3] N. Hatziargyriou, J. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, et al., “Definition and classification of power system stability–revisited & extended,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, 2020



Factores incidentes en la Estabilidad de Frecuencia



Indicadores de la Estabilidad de Frecuencia



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



- Capacidad de almacenamiento de energía cinética en las unidades generadoras en funcionamiento.
- Dada una perturbación en el sistema la inercia permite que las unidades de generación mantengan su velocidad y continúen suministrando energía a la red durante un breve periodo de tiempo.
- La gestión adecuada de la inercia del sistema eléctrico de potencia es esencial para afirmar la seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

$$H_i = \frac{1}{2} \cdot \frac{J \cdot \omega^2}{MVA_{base}}$$

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

INERCIA

- El momento angular total del sistema considera la variable de decisión perteneciente al Unit Commitment, indicando aquellas unidades, las cuales fueron despachadas y brindan inercia al sistema.
- Un aumento en el momento angular total puede ayudar a estabilizar el sistema eléctrico de potencia 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.

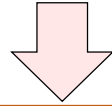
$$M_H = \sum_{i=1, i \neq k}^N M_i \cdot Y_i$$

$$M_i = \frac{2 \cdot H_i \cdot MVA_{base}}{\omega}$$

MOMENTO ANGULAR

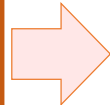


Regulador de Velocidad

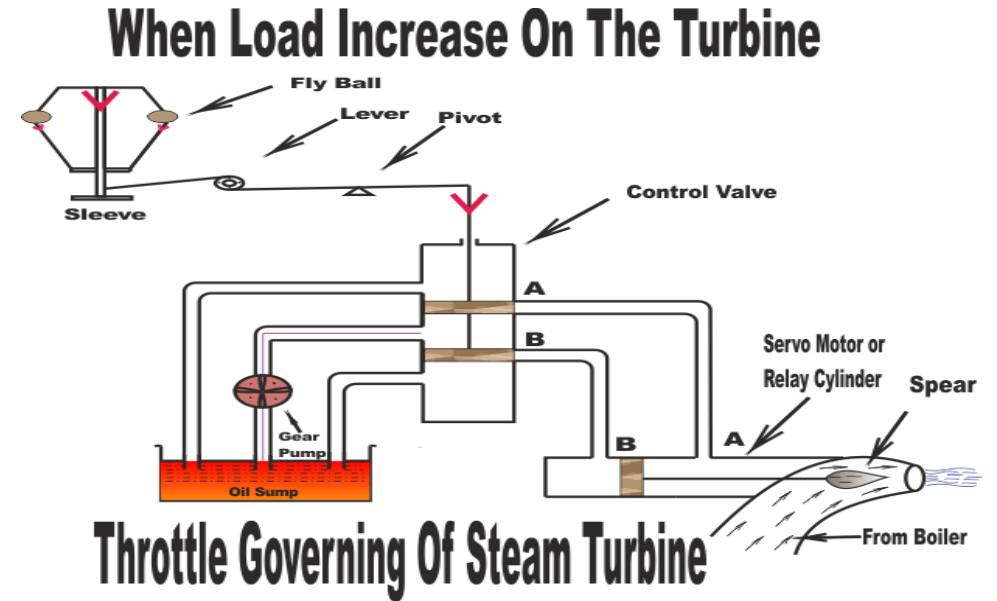


Este es un dispositivo que detecta la desviación de velocidad de su valor de referencia y adecuadamente cambia la posición de la válvula de control en una turbina de vapor o la posición de una compuerta en una turbina hidráulica.

VELOCIDAD DE RAMPA DEL GENERADOR



- Es la tasa de cambio de la generación de energía eléctrica de una unidad generadora en un período de tiempo determinado.
- 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.
- La velocidad de rampa del de la unidad de generación no es una constante y depende de su punto de operación.

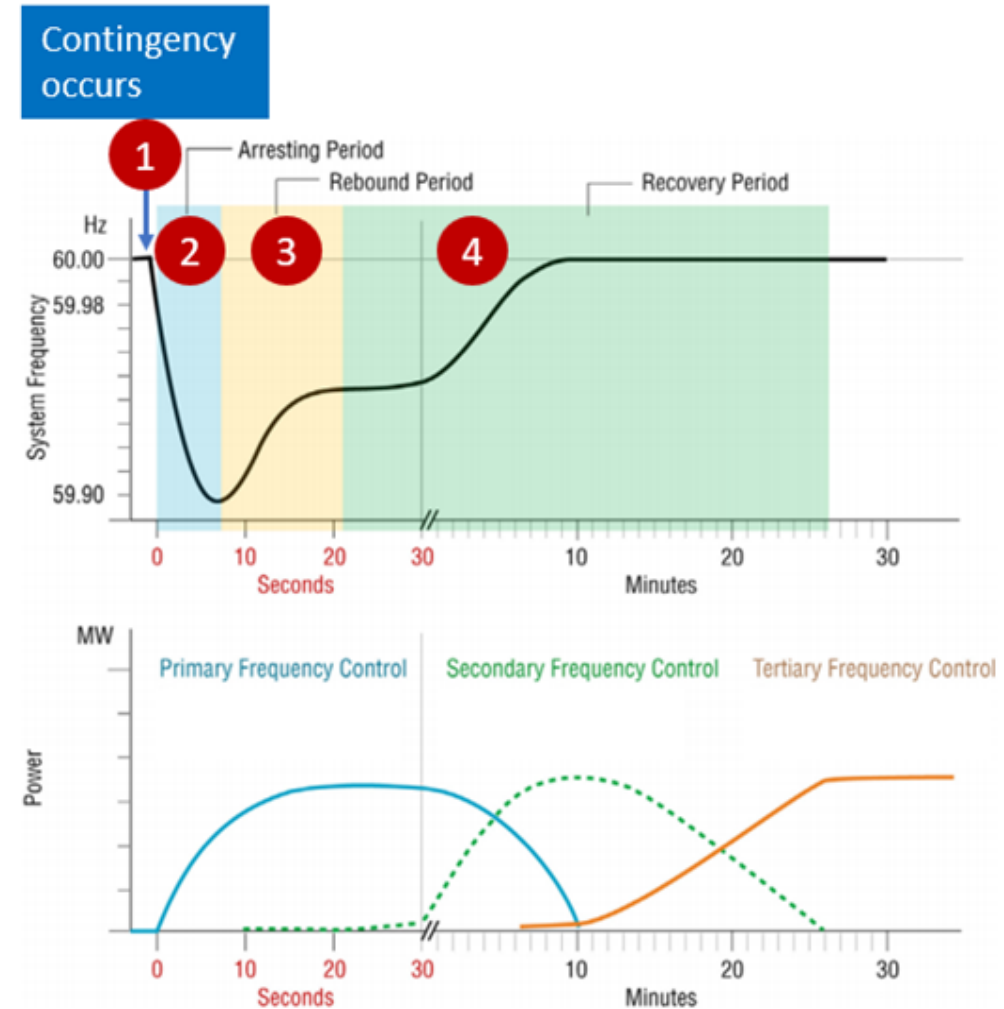


$$\rho = \frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{P_{Nadir} - P_f}{t_{fNadir} - t_f}$$



Respuesta de Frecuencia

1. **Contingencia:** La pérdida de generación o carga provoca una caída repentina de la frecuencia del sistema.
2. **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.
3. **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.
4. **Período de recuperación:** El control terciario de frecuencia proporcionado por la reserva giratoria y no giratoria devuelve la frecuencia a 60 Hz.

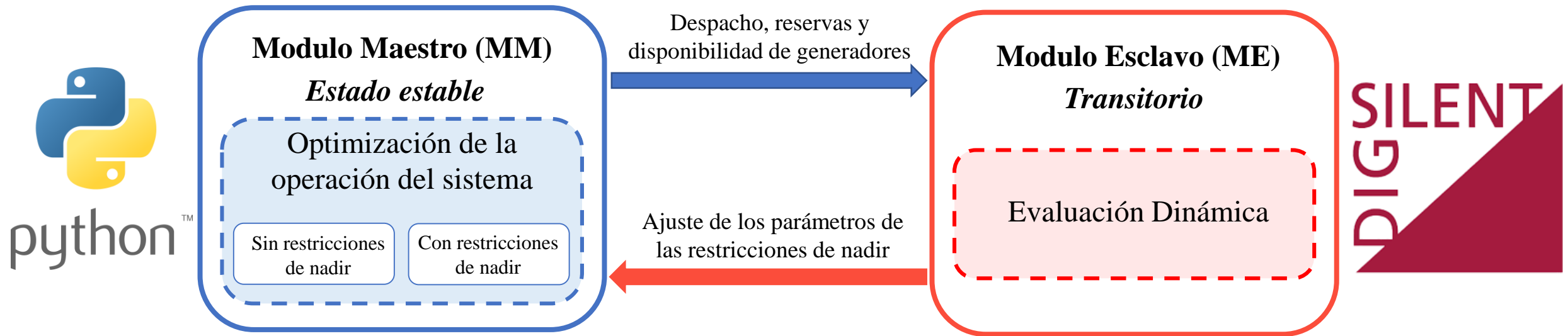


AGENDA:

- MOTIVACIÓN
- OBJETIVOS
- ANTECEDENTES
- METODOLOGÍA
- CASO DE ESTUDIO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES



Se presenta un enfoque en dos etapas para optimizar la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia teniendo en cuenta las excursiones de frecuencia y restringiendo la frecuencia nadir.



- La primera etapa corresponde a un modelo de despacho económico con restricciones de seguridad (SCED). Posee un conjunto de restricciones adicionales, que garantizan la estabilidad de la frecuencia.

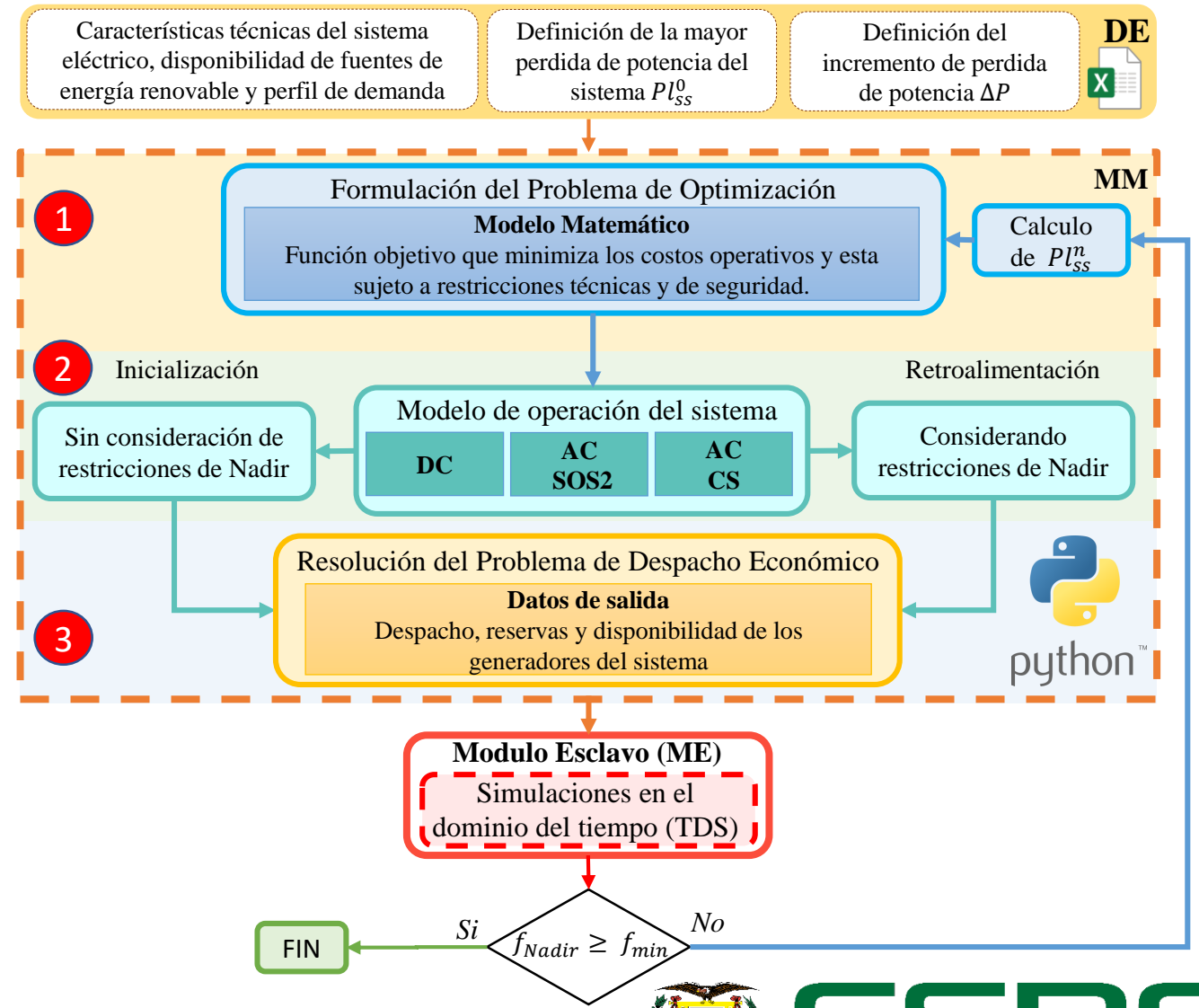
- La segunda etapa corresponde a un modelo de simulación, que ajusta y actualiza iterativamente los parámetros de las restricciones de la primera etapa.

Datos de entrada (DE).- Conjunto de información técnica del sistema, contingencia y fuentes de energía renovable disponibles.

Etapa 1.- Junto con los datos de entrada, se procede a formular el problema de optimización, cuyo objetivo es el de minimizar los costos operativos, manteniendo criterios técnicos y de seguridad.

Etapa 2.- Se incorpora un modelo de operación del sistema y se omiten las restricciones de nadir, dado que se encuentra en el estado de inicialización; No obstante, en caso de que no se cumpla la condición de $f_{Nadir} \geq f_{min}$ luego de ejecutada la simulación en el dominio del tiempo, se incorporan las restricciones de nadir en el estado de retroalimentación.

Etapa 3.- Una vez resuelto el problema de optimización, se obtienen los valores de despacho, reservas y disponibilidad de los generadores que participaran en el horizonte de estudio.



Formulación del Problema de Optimización (Modelo DC)

Modulo Maestro (MM)

Estado estable

Optimización de la operación del sistema

Sin restricciones de nadir

Con restricciones de nadir

Función objetivo

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

Sa.

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

Restricciones SG

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

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

$$0 \leq R_{i,t}^{SG} \leq \overline{R_i^{SG}} Y_{i,t} \quad \forall i \in I$$

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

Restricciones generación eólica

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

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

Restricciones Flujo

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

$$-\overline{S_l^L} \leq P_{l,t}^L \leq \overline{S_l^L} \quad \forall l \in L$$

Restricciones generación fotovoltaica

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

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

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

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



Formulación del Problema de Optimización (Modelo AC)

Sa.

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

Modulo Maestro (MM)

Estado estable

Optimización de la operación del sistema

Sin restricciones de nadir

Con restricciones de nadir

Restricciones de Flujo

Restricciones Flujo Modelo AC-SOS2

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

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

Restricciones Flujo Modelo AC-Cold Start (CS)

$$P_{l,t}^L = G_l - G_l \hat{C}OS_{l,t} - B_l \hat{\delta}_{l,t} \quad \forall l \in L$$

$$Q_{l,t}^L = -B_l - G_l \hat{\delta}_{l,t} + B_l \hat{C}OS_{l,t} - B_l(\phi_{k,t} - \phi_{m,t}) \quad \forall l \in L$$

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

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

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

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

Linealización de Términos

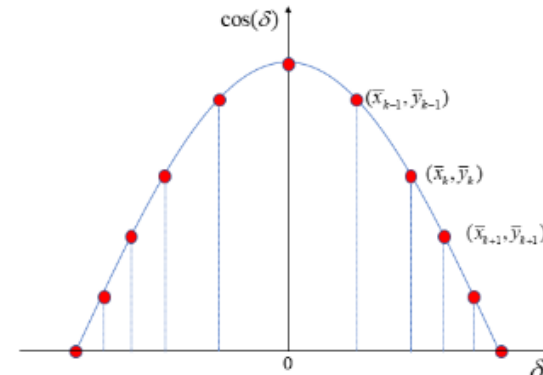
$$P_{ij}^{LINE} = V_i^2 G_{ij} - V_i V_j \left[G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \right]$$

$$Q_{ij}^{LINE} = -V_i^2 B_{ij} - V_i V_j \left[G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \right]$$

Por tramos (piecewise)

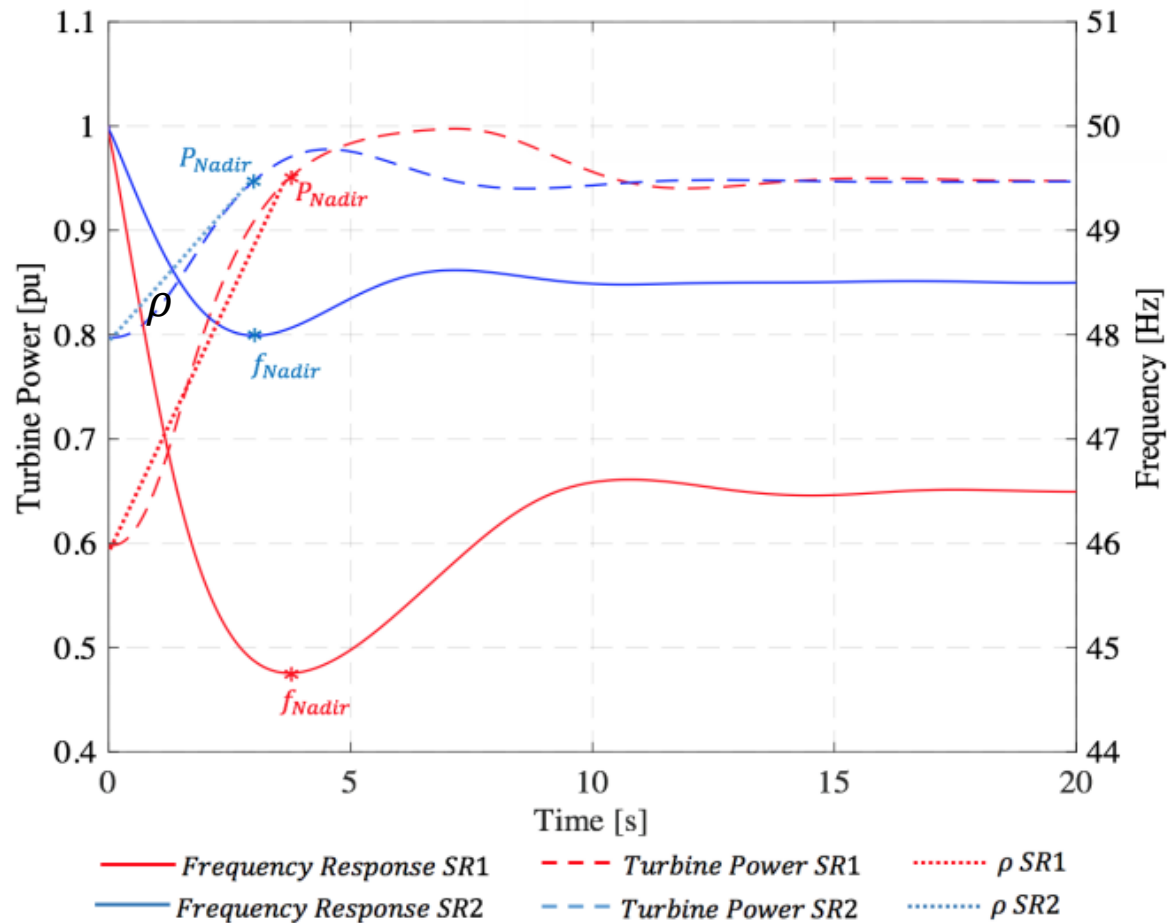
Series de Taylor

$$f(x) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{f^{(n)}(a)}{n!} (x-a)^n$$



TÉRMINOS NO LINEALES	LINEALIZACIÓN EQUIVALENTE
$V_i V_j$	$V_i + V_j - 2$
V_i^2	$2V_i - 1$
$\sin(\theta_i - \theta_j)$	$\theta_i - \theta_j$





Momento Angular Total del Sistema

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

Modulo Maestro (MM)

Estado estable

Optimización de la operación del sistema

Sin restricciones de nadir

Con restricciones de nadir

Reserva de los generadores sincrónicos

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

Velocidad de Rampa de los SG

$$\rho = \frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{P_{Nadir} - P_f}{t_{f_{Nadir}} - t_f}$$

Relación Post y Pre Falla



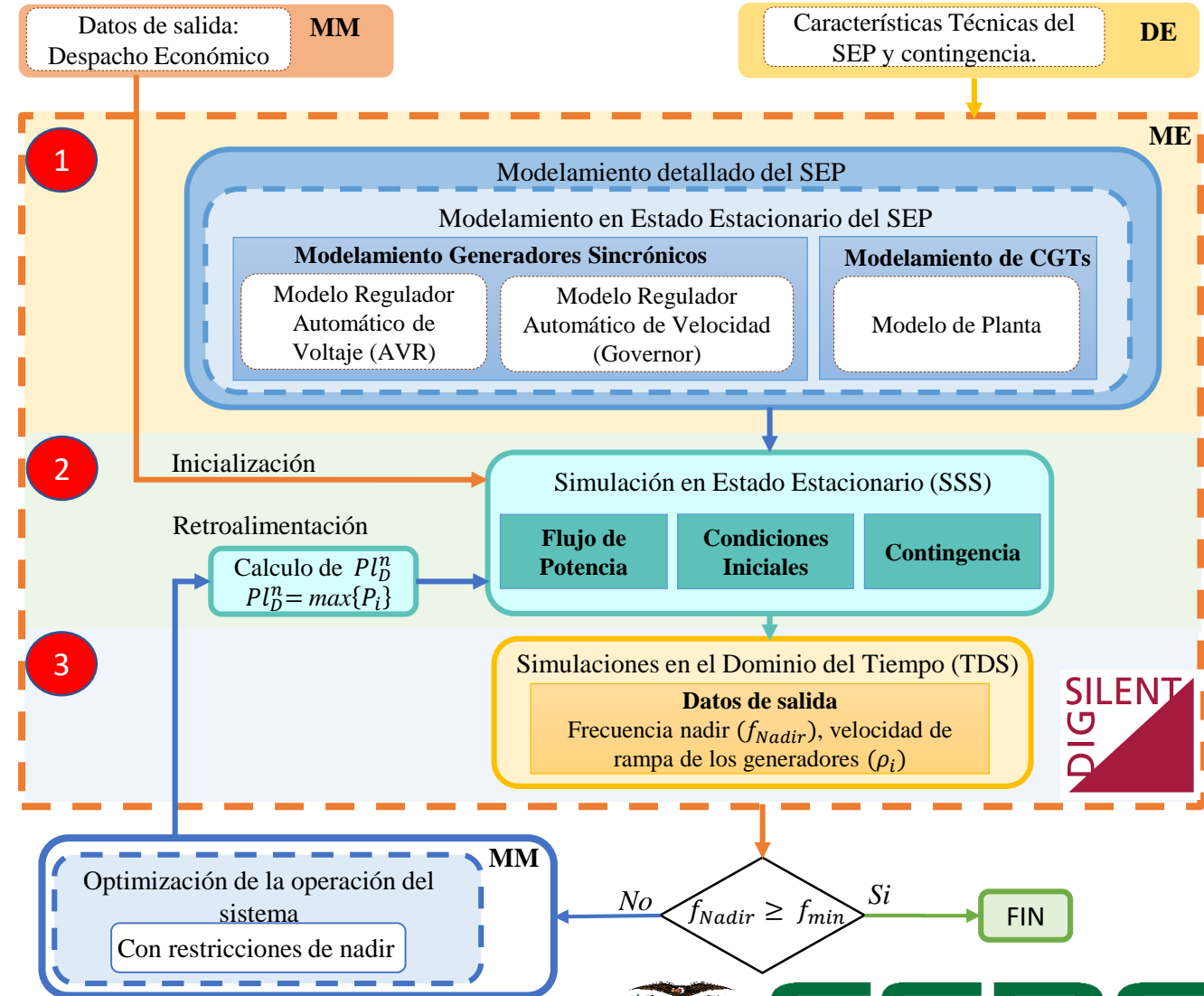
Datos de entrada (DE).- Información técnica del sistema y de la contingencia.

Modulo maestro (MM).- Contiene los datos de despacho, disponibilidad y reserva de generadores una vez resuelto el problema de optimización.

Etapa 1.- Junto con los DE, se modelan los componentes del SEP (líneas, transformadores, generadores, etc). Además, se incorporan los modelos de los controladores de las unidades de generación sincrónica.

Etapa 2.- Con los datos de salida del MM, y dependiendo del estado del sistema, se realiza un análisis en estado estacionario, en donde se parametrizan las condiciones de pre y post falla del sistema.

Etapa 3.- Se evalúa dinámicamente al sistema para obtener los valores de frecuencia nadir y velocidad de rampa de los generadores.



El algoritmo propuesto se basa en un método Gauss-Seidel que permite abordar la restricción no lineal del nadir en la optimización del funcionamiento del sistema.

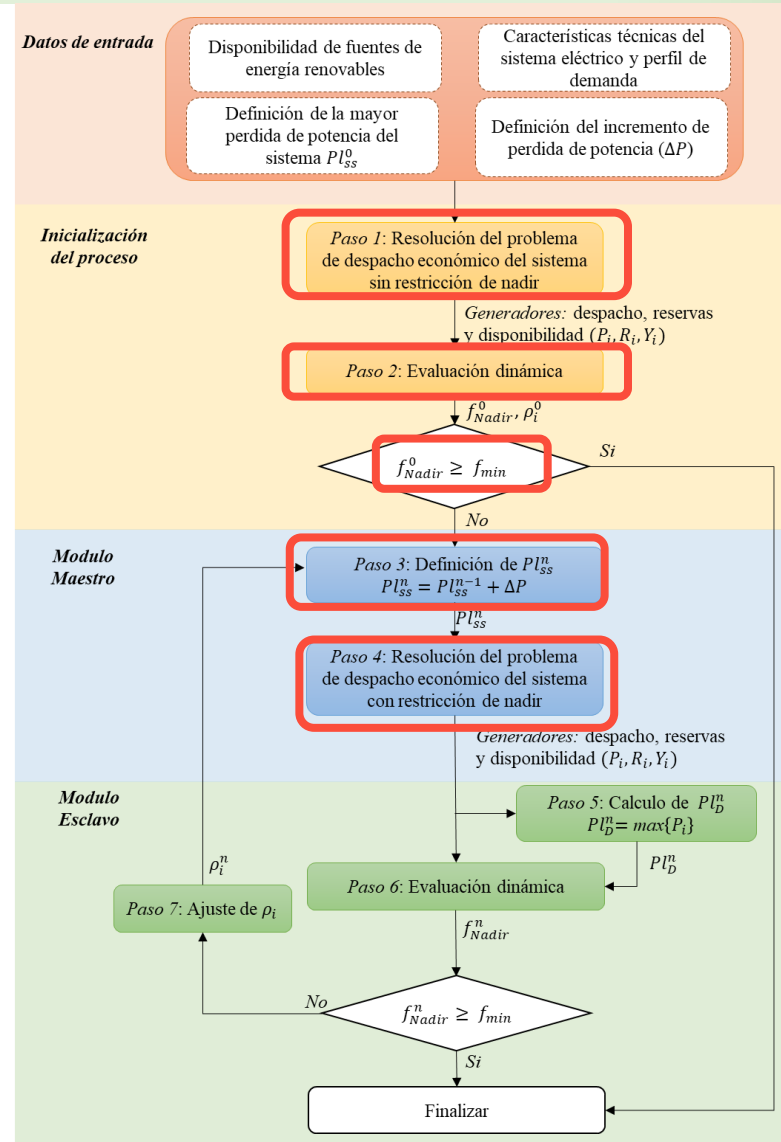
Paso 1. En este paso se minimiza el coste operativo del sistema con requisitos explícitos de reservas. Este paso junto al paso 2, forman parte del proceso de inicialización.

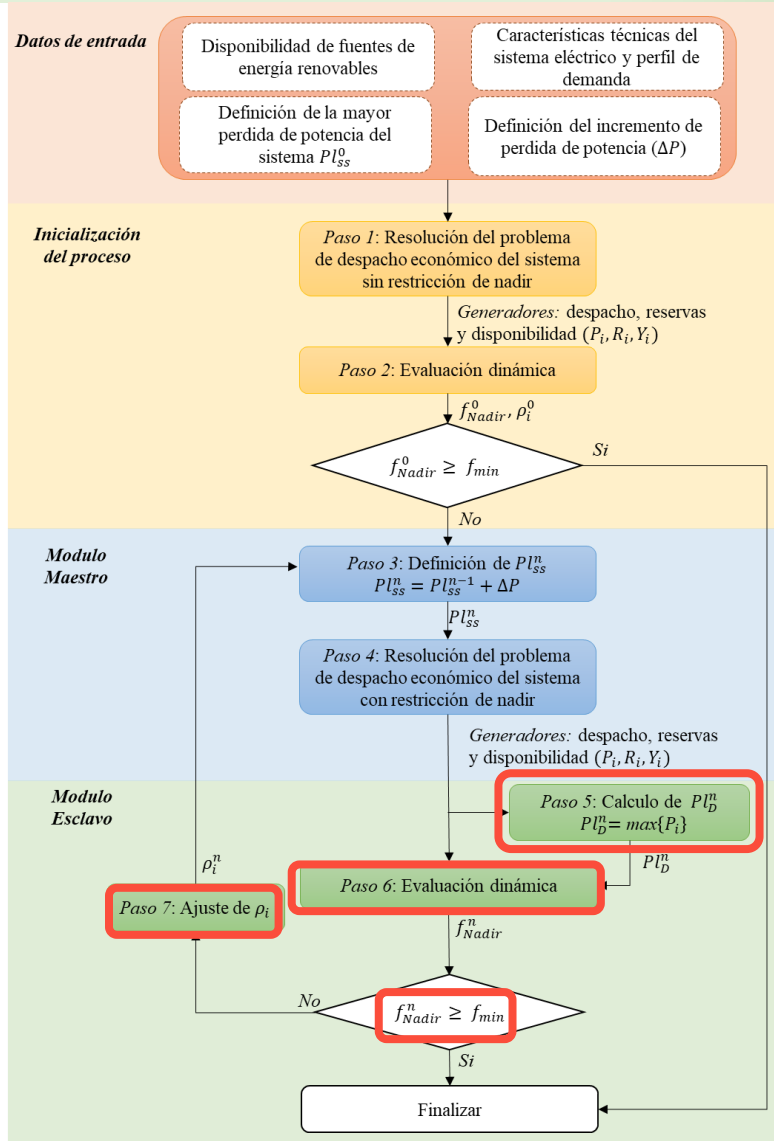
Paso 2. Con los resultados obtenidos, se realizan simulaciones en el dominio del tiempo (TDS), considerando un modelo dinámico detallado del sistema.

Si la frecuencia del sistema cae por debajo de un umbral mínimo predefinido ($f_{Nadir}^0 \geq f_{min}$) el proceso continúa con el siguiente paso y en una nueva iteración. En caso contrario, el proceso finaliza.

Paso 3. Se calcula un nuevo valor de la mayor pérdida de potencia del sistema.

Paso 4. El despacho económico con restricción nadir se ejecuta considerando los valores ρ_i obtenidos de cada SG despachada en el paso 2.





Paso 5. 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.

Paso 6. El despacho obtenido en el paso 4 se evalúa dinámicamente para la desconexión del generador con mayor inyección de potencia (paso 5), a través de un TDS.

Si la frecuencia del sistema cae por debajo de un umbral mínimo predefinido ($f_{Nadir}^n \geq f_{min}$) el proceso continúa con el siguiente paso y en una nueva iteración. En caso contrario, el proceso finaliza.

Paso 7. El valor de ρ_i de cada SG se ajusta en función de su respuesta dinámica obtenida en el paso 6. Los nuevos valores de ρ_i se emplean en la siguiente iteración.

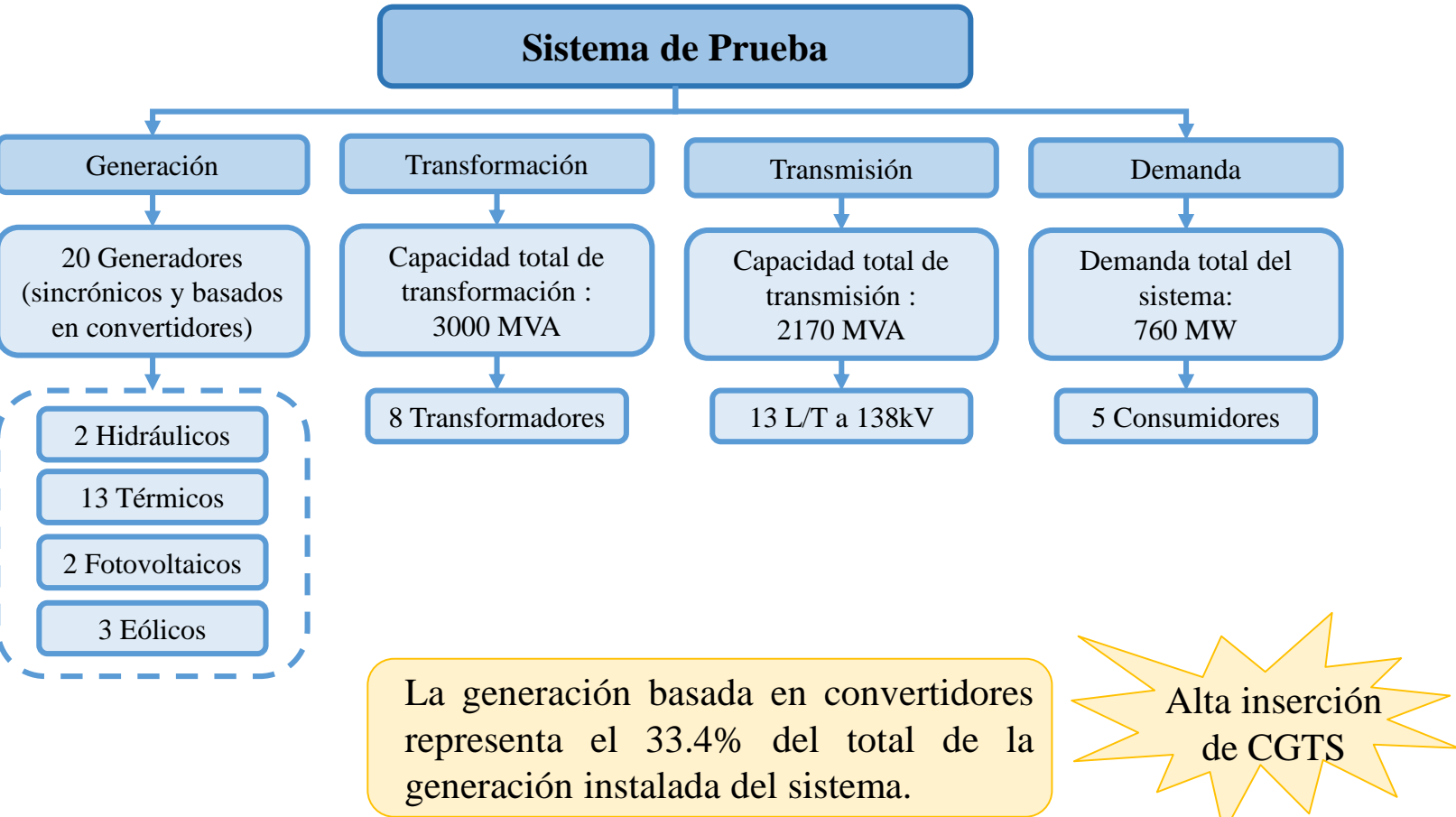
El proceso puede requerir de n iteraciones, hasta que se cumpla el objetivo de excursión de frecuencia.

AGENDA:

- MOTIVACIÓN
- OBJETIVOS
- ANTECEDENTES
- METODOLOGÍA
- CASO DE ESTUDIO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES



La herramienta propuesta es probada en un test system modificado de 6 Barras, tomando como base el sistema denominado como “Garver's 6-Bus transmission network system”, en la literatura especializada.

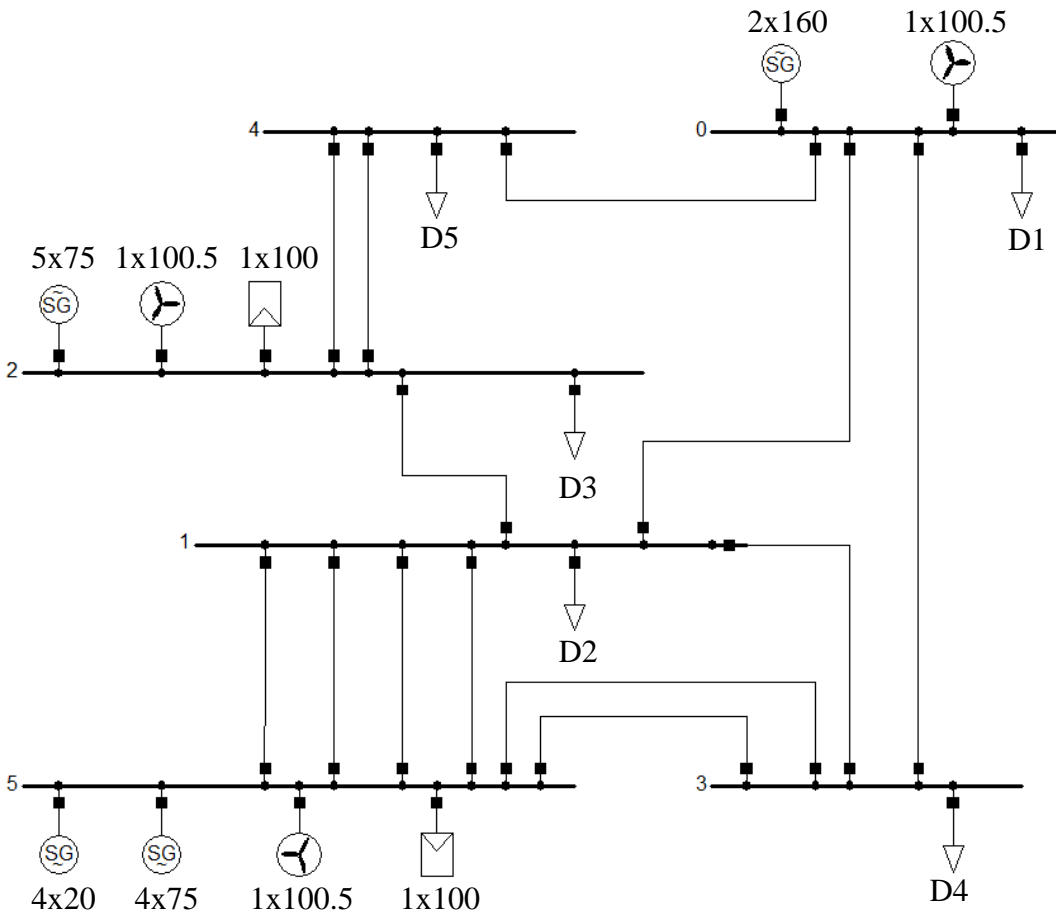


Nodo	SG	Tipo de Unidad	S Instalado [MVA]	Factor de Potencia
0	1	Hidro	160	0.95
0	2	Hidro	160	0.95
2	3	Turbina de Gas	75	0.95
2	4	Turbina de Gas	75	0.95
2	5	Turbina de Gas	75	0.95
2	6	Turbina de Gas	75	0.95
2	7	Turbina de Gas	75	0.95
5	8	Turbina de Gas	75	0.95
5	9	Turbina de Gas	75	0.95
5	10	Turbina de Gas	75	0.95
5	11	Turbina de Gas	75	0.95
5	12	Diesel/Vapor	20	0.95
5	13	Diesel/Vapor	20	0.95
5	14	Diesel/Vapor	20	0.95
5	15	Diesel/Vapor	20	0.95

Nodo	CGT	Tipo de Unidad	P Instalado [MW]
0	1	Turbina de Viento	100.5
2	2	Fotovoltaica	100
2	3	Turbina de Viento	100.5
5	4	Fotovoltaica	100
5	5	Turbina de Viento	100.5

Alta inserción de CGTS

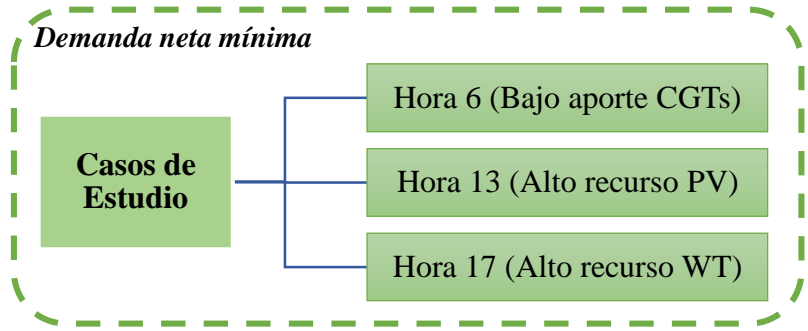
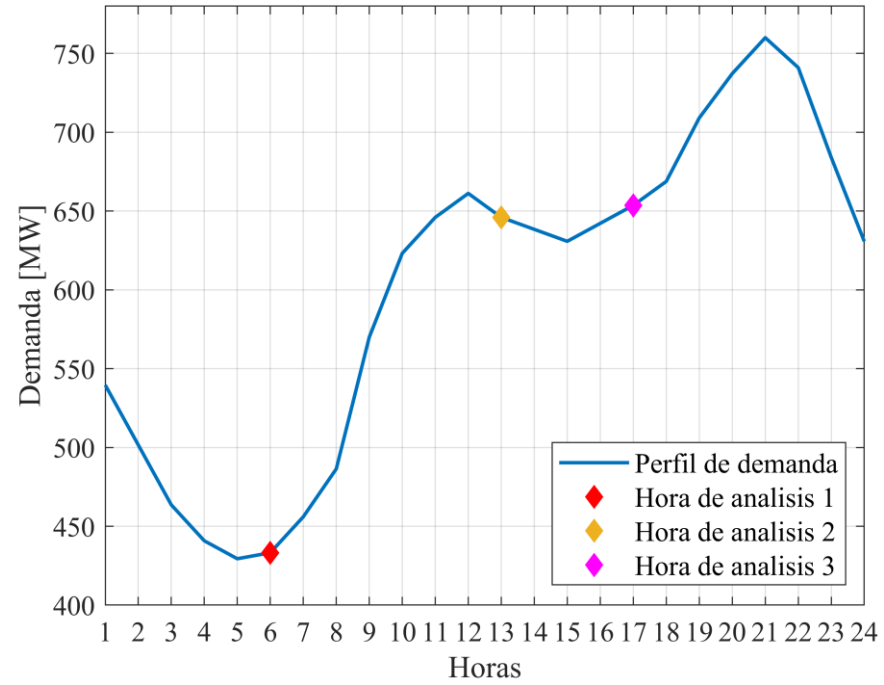
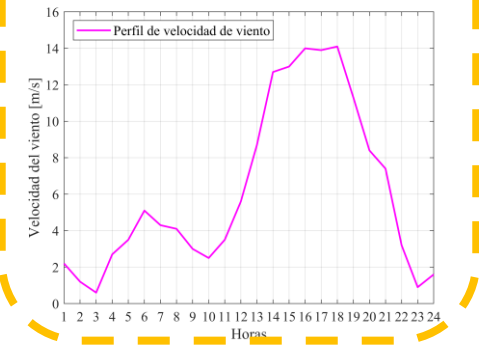
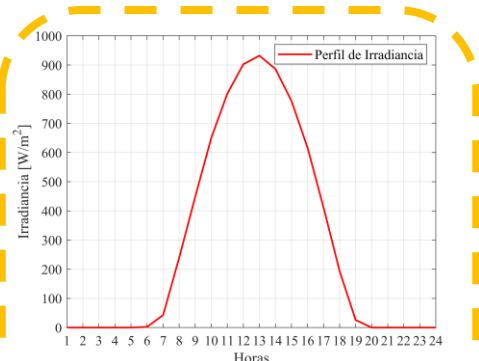




*Esquema reducido del sistema bajo estudio

Se analizan los puntos críticos del sistema

Reducción de inercia
Predominancia de CGTs

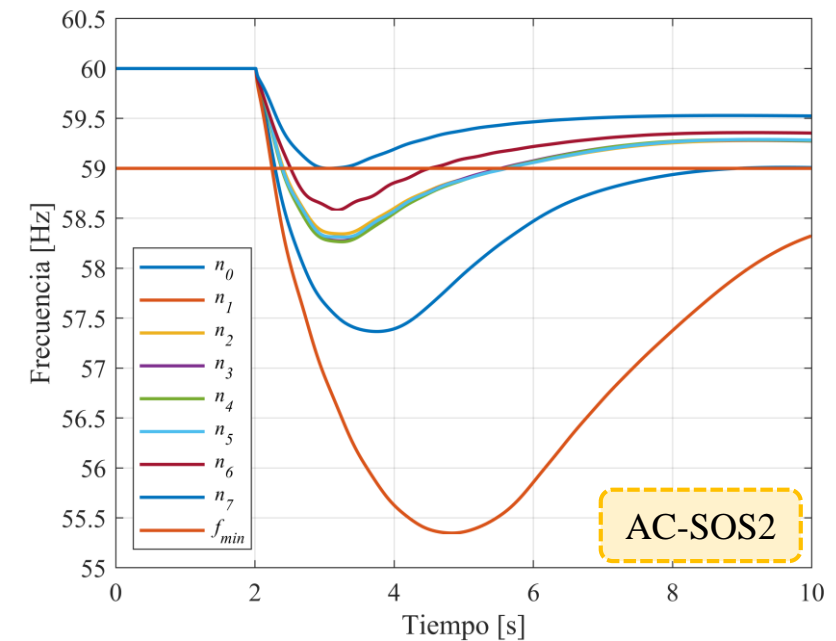
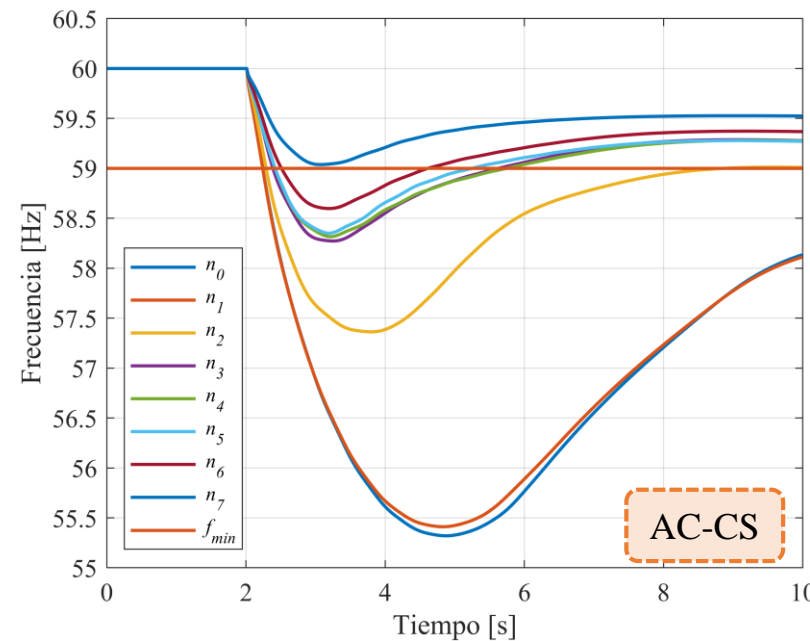
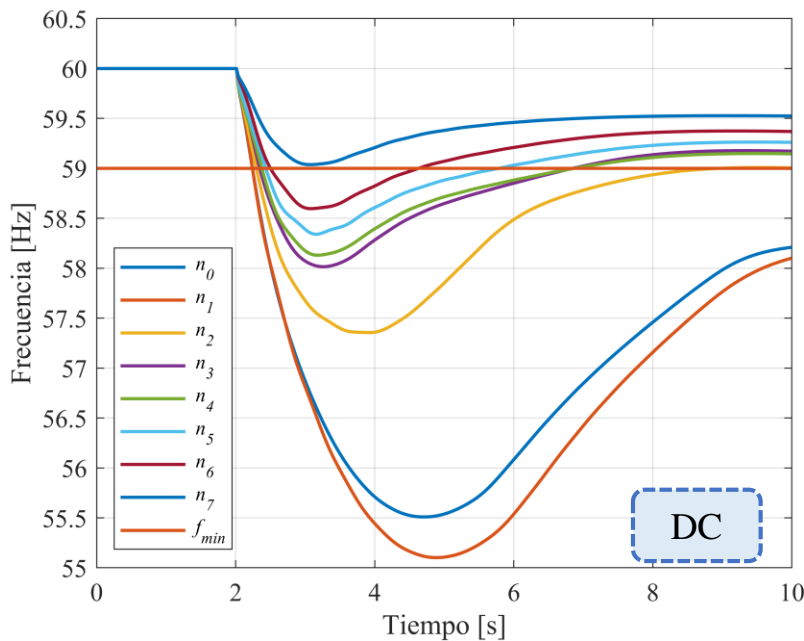


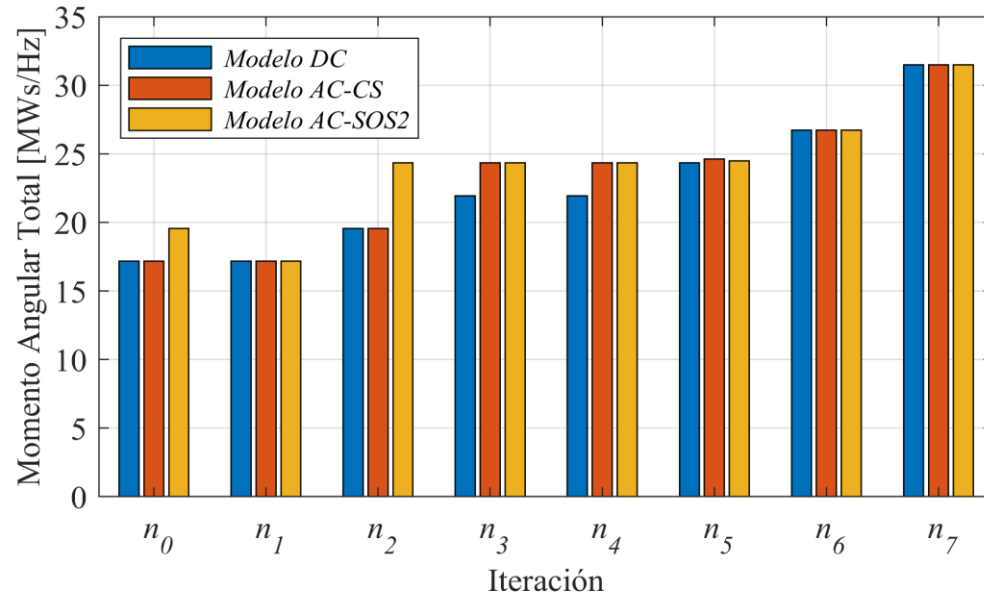
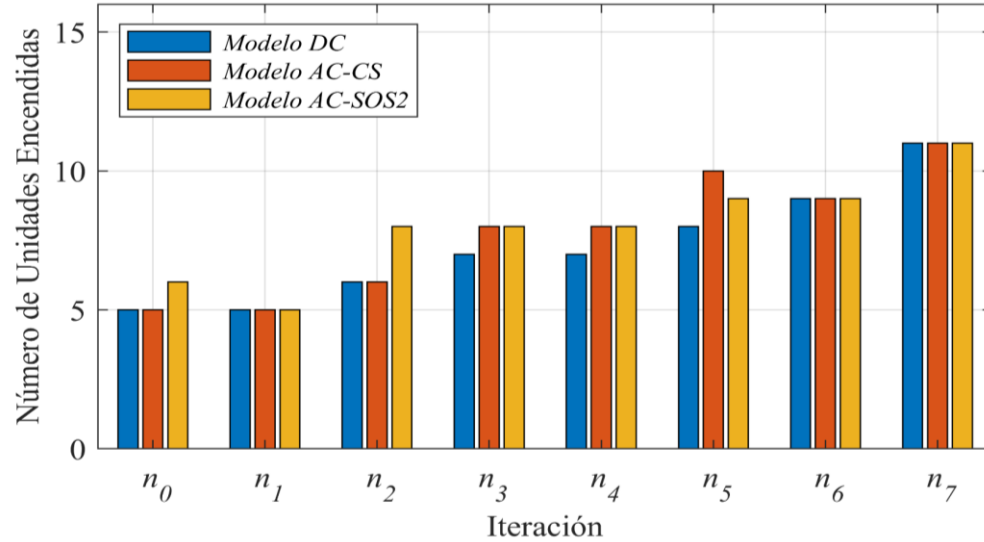
AGENDA:

- MOTIVACIÓN
- OBJETIVOS
- ANTECEDENTES
- METODOLOGÍA
- CASO DE ESTUDIO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES



- Ante una misma condición inicial de falla, independientemente del modelo de flujo de potencia optimizado, se tiene un excursión de frecuencia mayor al limite establecido (59 Hz).
- Los modelos implementados requieren de un total de siete iteraciones para lograr la convergencia del algoritmo ($f_{Nadir} \geq f_{min}$) a pesar de mostrar un distinto comportamiento evolutivo.





- La asignación de unidades para cada iteración cambia debido a que el algoritmo busca una operación mas segura ante una contingencia.

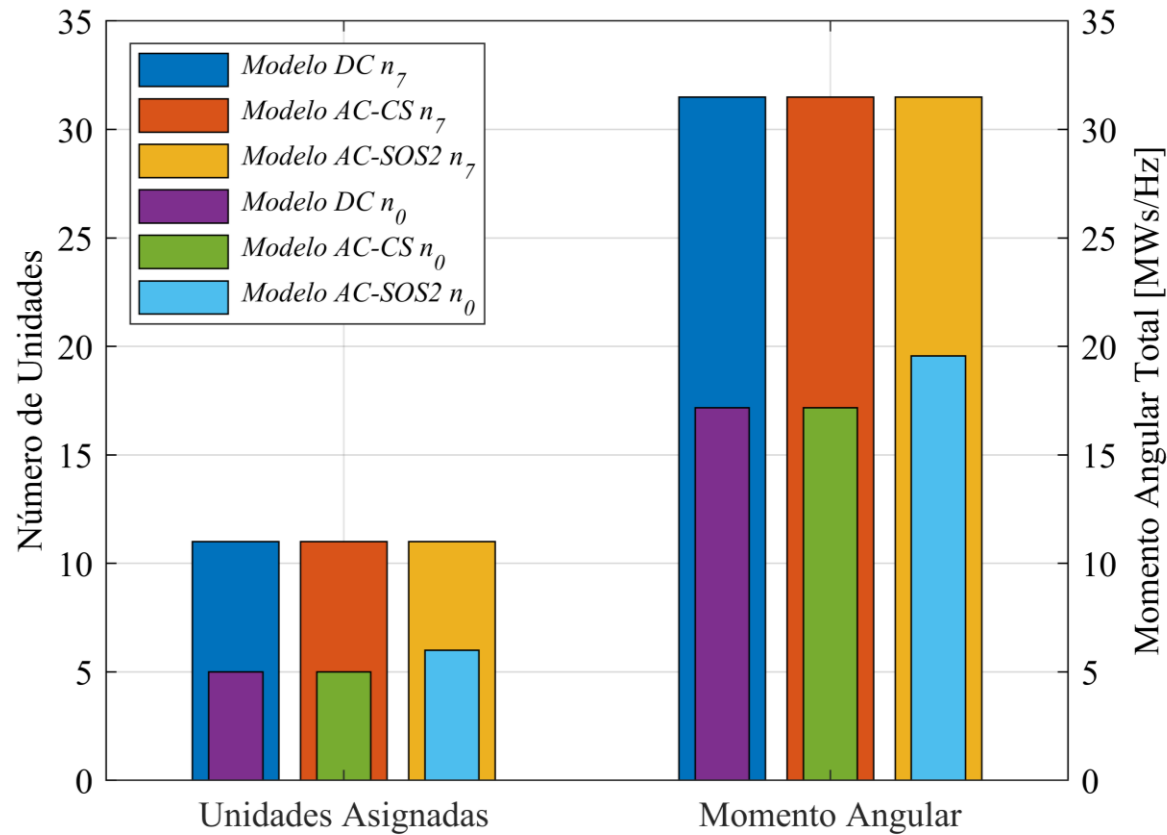
Iteración n	Tipo de Unidad	Unidades Asignadas		
		Modelo DC	Modelo AC-CS	Modelo AC-SOS2
5	Hidro	2	2	2
	Turbina de Gas	6	6	6
	Diesel	0	2	1
6	Hidro	2	2	2
	Turbina de Gas	7	7	7
	Diesel	0	0	0

- El tipo de tecnología de las unidades asignadas influye en el momento angular que pueden entregar para afrontar la contingencia.

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	55.51	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

- En algunas iteraciones se obtiene un costo operacional equivalente debido a que se realiza una reasignación de potencia despachada entre las unidades asignadas.
- Para conseguir una operación mas segura que garantice estabilidad de frecuencia en el sistema se requiere de un despacho con mayor costo.





- El enfoque tradicionalmente usado para operar un sistema eléctrico resulta ser insuficiente para atender una falla en un sistema con alta inserción de CGTs.

Iteración n	f_{nadir} [Hz]		
	Modelo DC	Modelo AC-CS	Modelo AC-SOS2
0	55.51	55.32	57.37
7	59.04	59.04	59.00

- No se observa una diferencia sustancial entre el uso de un modelo de operación basado en flujos DC, que con el uso de alguno de los modelos linealizados de flujos AC presentados.

AGENDA:

- MOTIVACIÓN
- OBJETIVOS
- ANTECEDENTES
- METODOLOGÍA
- CASO DE ESTUDIO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES



- La herramienta computacional desarrollada entrega un despacho seguro que garantiza la estabilidad de frecuencia en un sistema eléctrico con alta inserción de CGTs.
- La evaluación dinámica realizada en los distintos puntos de operación analizados captura la dinámica precisa del regulador de velocidad, lo que permite aumentar la precisión del despacho y en consecuencia preparar al sistema de mejor manera ante una contingencia.
- El uso de un modelo de operación basado en flujos DC o la inclusión de un modelo más complejo que introduzca flujos AC no afecta la eficiencia de la herramienta desarrollada, ya que una vez analizados los distintos puntos de operación propuestos se obtienen respuestas similares de las variables estudiadas.
- 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.



AGENDA:

- MOTIVACIÓN
- OBJETIVOS
- ANTECEDENTES
- METODOLOGÍA
- CASO DE ESTUDIO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES



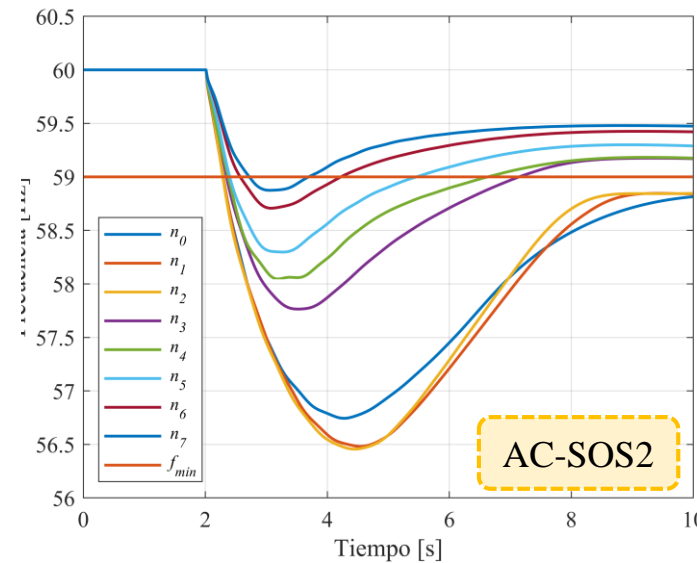
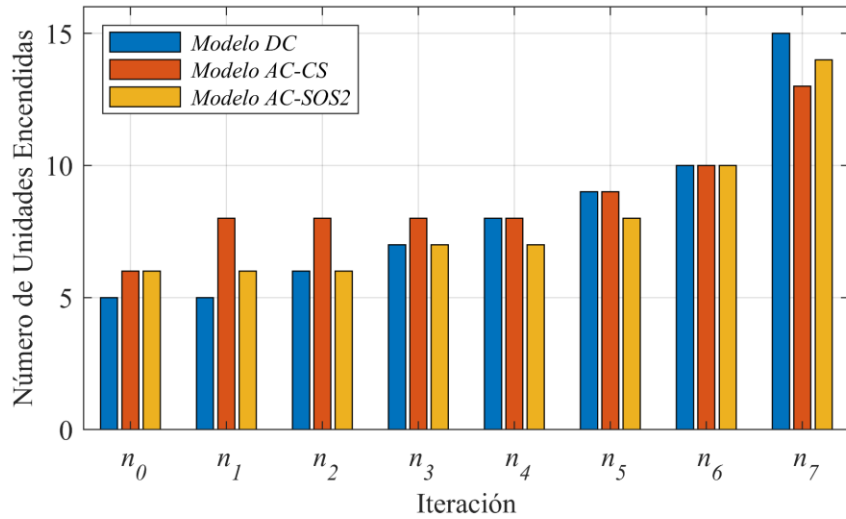
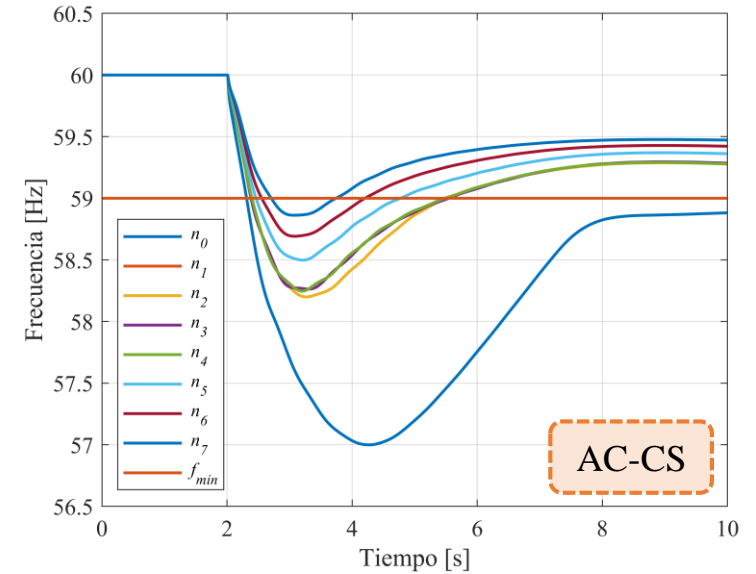
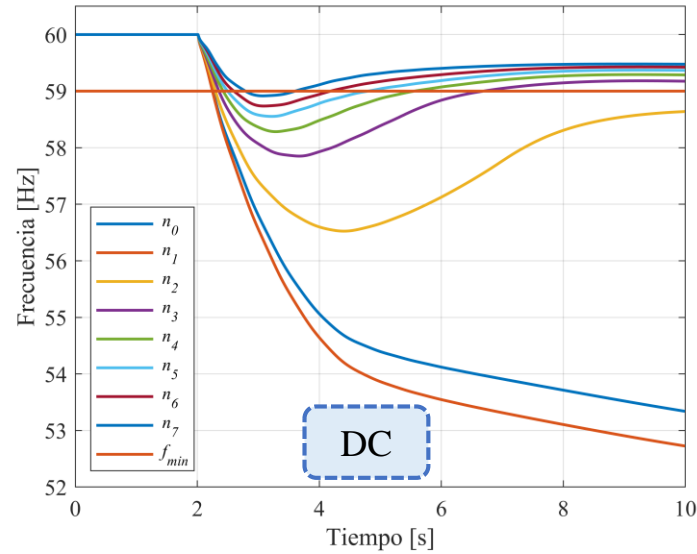
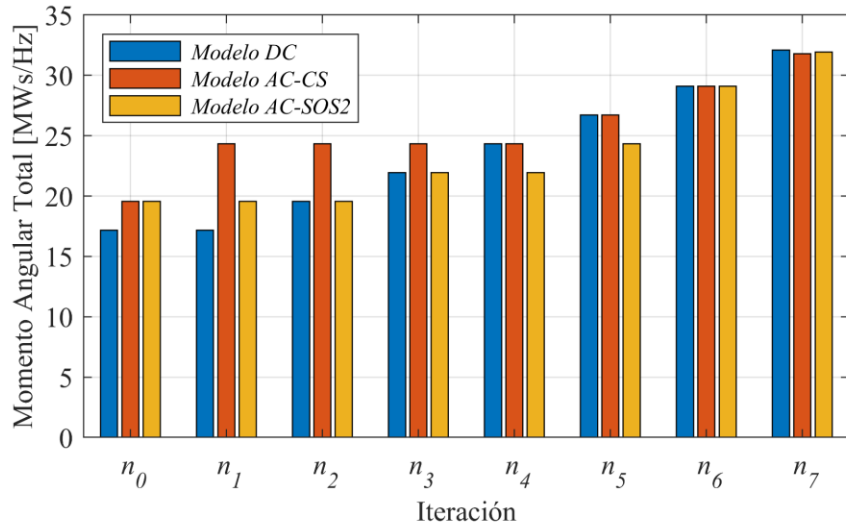
- Utilizar modelos de operación que empleen técnicas de linealización con un número reducido de variables binarias para poder escalar la complejidad de futuros casos de estudio de manera más eficiente.
- Realizar una prueba de escalón de carga que permita comprobar la efectividad del comportamiento de los modelos de los reguladores de velocidad de las diferentes unidades de generación sincrónica, ante una contingencia.
- Para llevar a cabo simulaciones en el dominio del tiempo con una alta rapidez, es aconsejable utilizar un ordenador con capacidades de procesamiento elevadas.



- Implementar la metodología desarrollada en el trabajo titulado “*Planificación de la descarbonización de las islas Galápagos mediante herramientas de optimización*” para evaluar la respuesta de frecuencia del sistema ante el portafolio de inversiones planificado, y de ser el caso, proponer cambios que aseguren un nivel seguro de operación.
- Incluir la respuesta inercial emulada de las CGTs a la metodología desarrollada, para demostrar su aplicabilidad en un contexto de descarbonización agresiva.
- Emplear la metodología propuesta en el contexto del predespacho (unit commitment) considerando restricciones de seguridad.



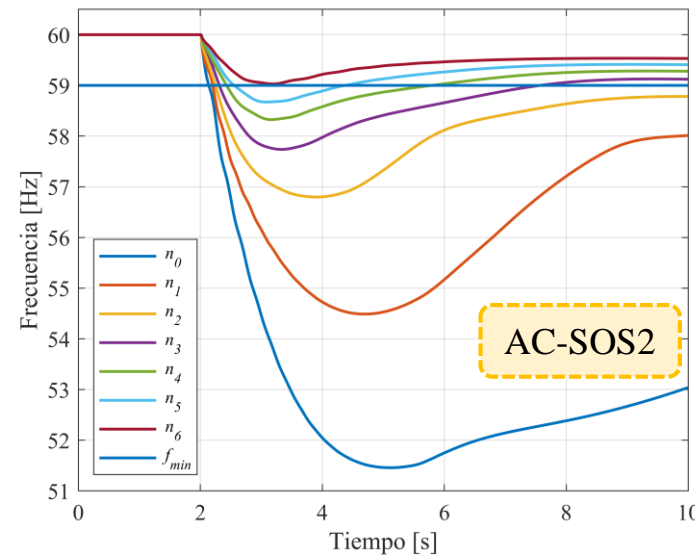
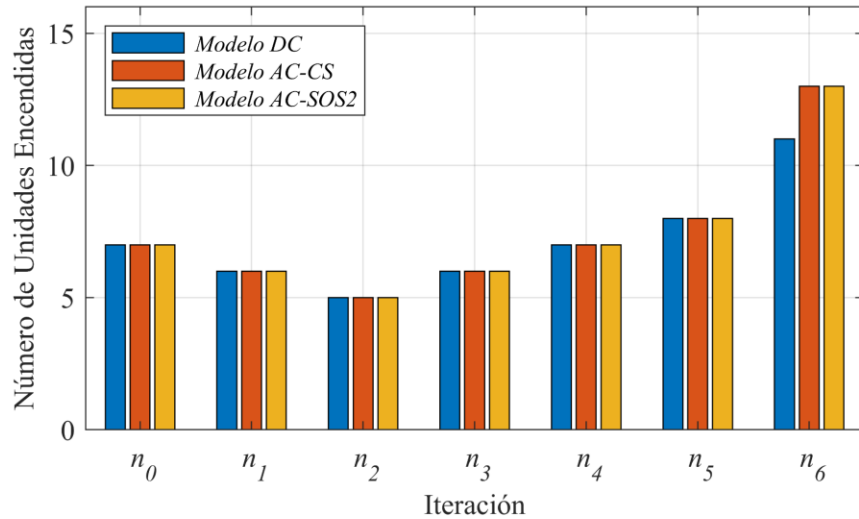
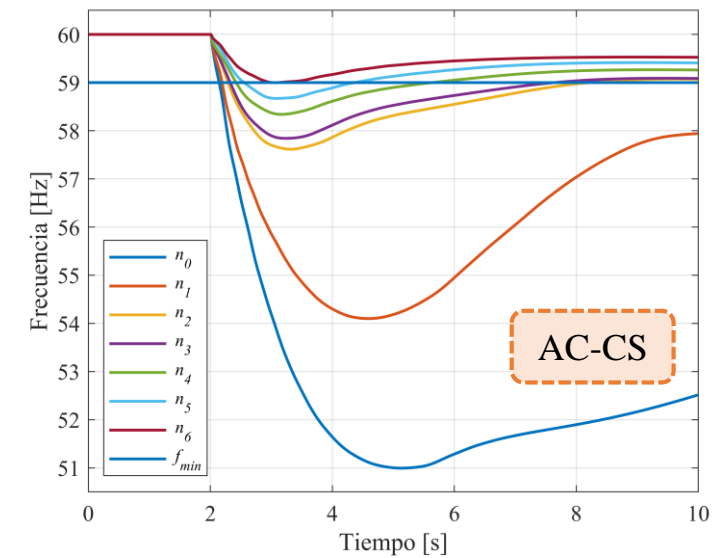
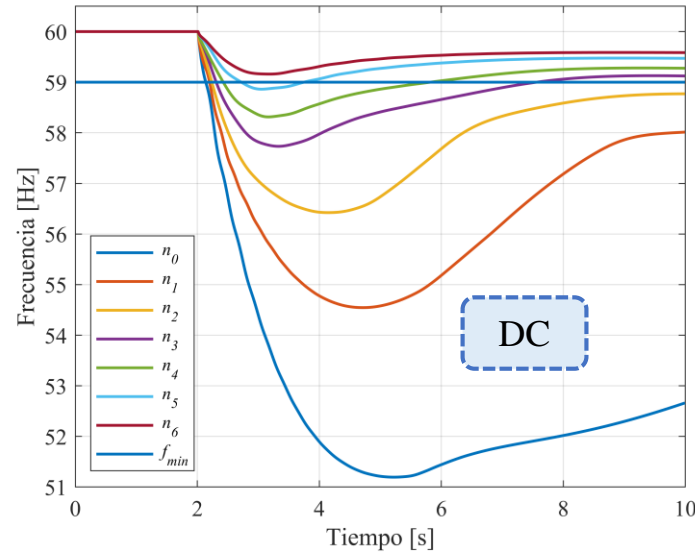
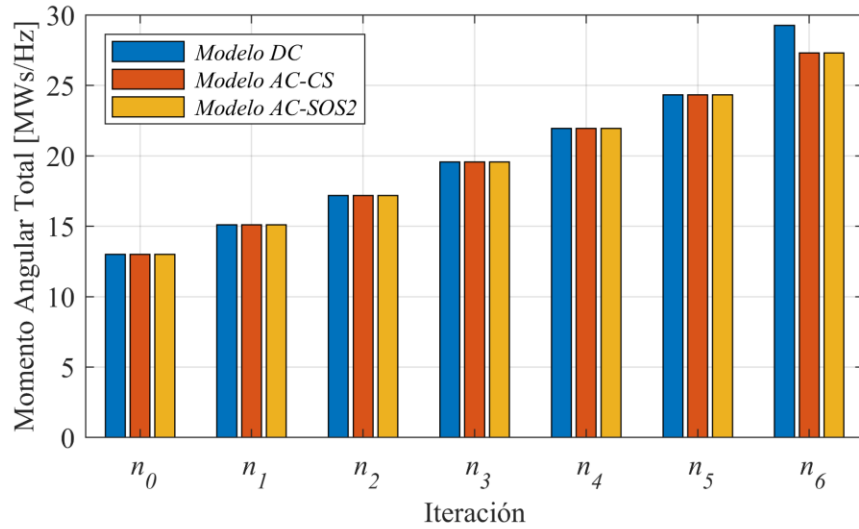




Iteración	f_{nadir} [Hz]		
	Modelo DC	Modelo AC-CS	Modelo AC-SOS2
0	53.34	57.00	56.74
7	58.92	58.86	58.87

Iteración	Costo.Op [USD]		
	Modelo DC	Modelo AC-CS	Modelo AC-SOS2
0	10,002.09	10,002.09	10,002.09
7	10,050.00	10,022.09	10,032.09

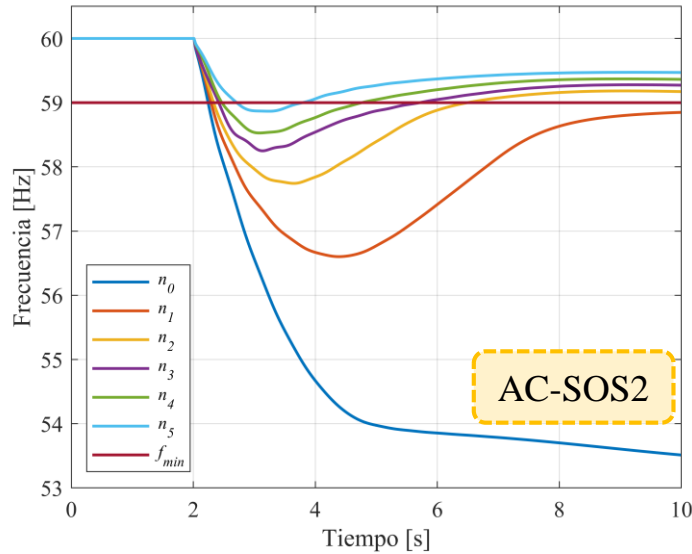
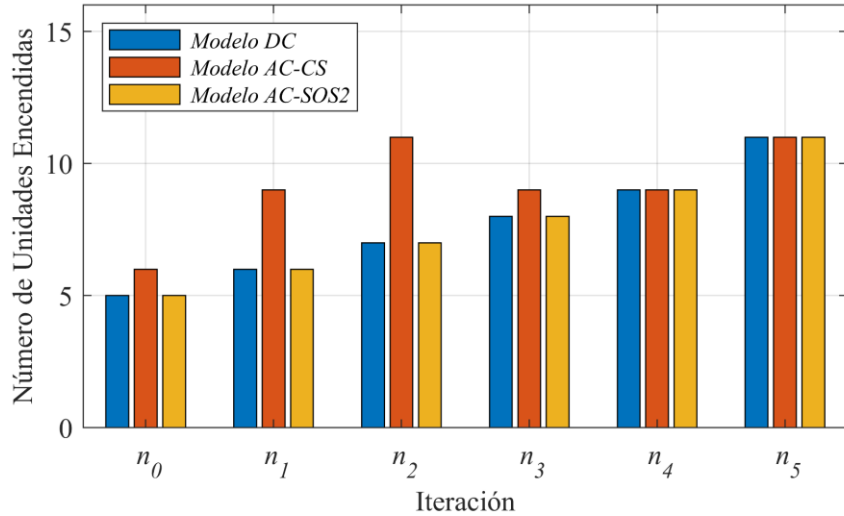
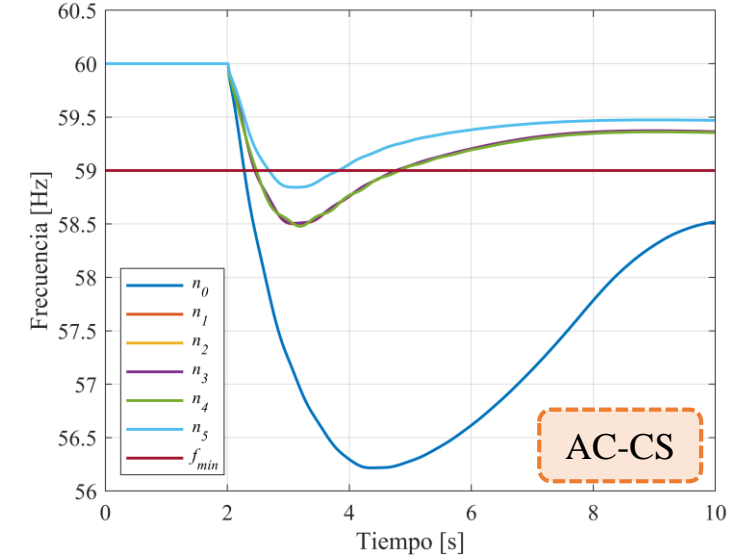
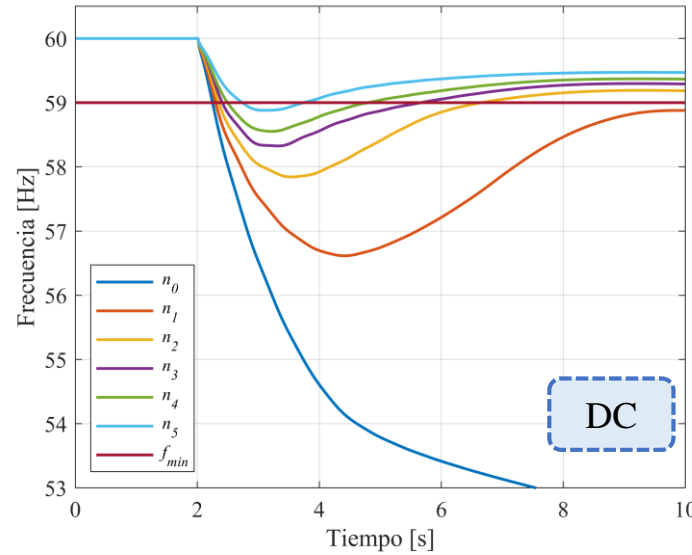
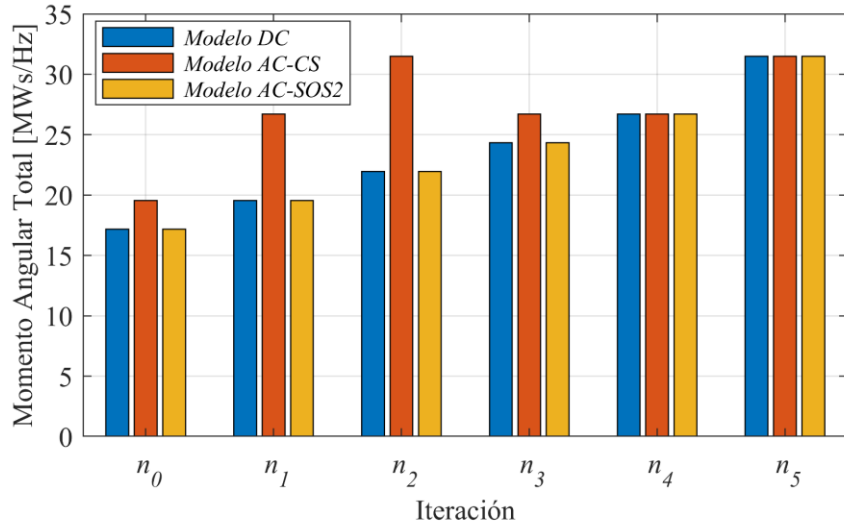




Iteración	f_{nadir} [Hz]		
	Modelo DC	Modelo AC-CS	Modelo AC-SOS2
0	51.20	50.99	51.46
6	59.16	59.00	59.03

Iteración	Costo.Op [USD]		
	Modelo DC	Modelo AC-CS	Modelo AC-SOS2
0	2,154.49	2,154.49	2,154.49
6	8,550.00	7,950.00	7,950.00

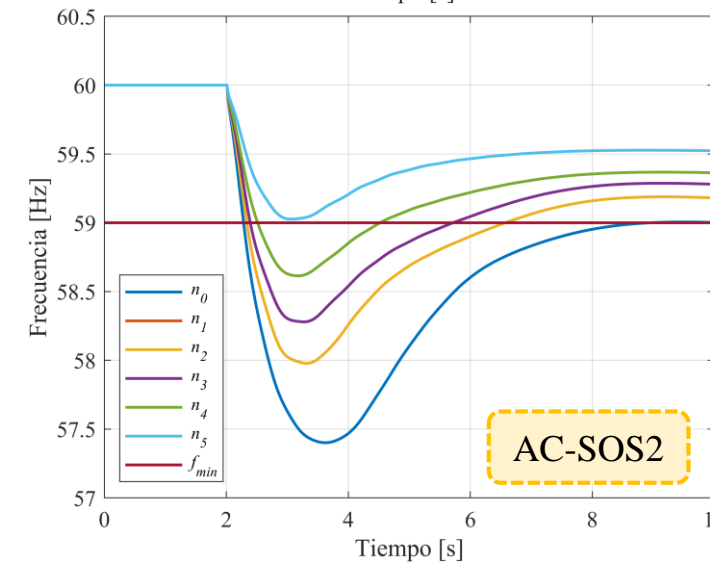
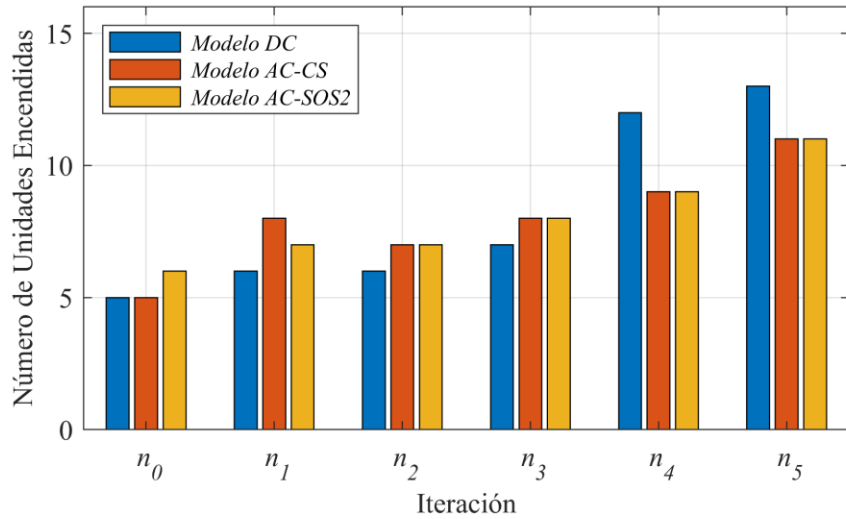
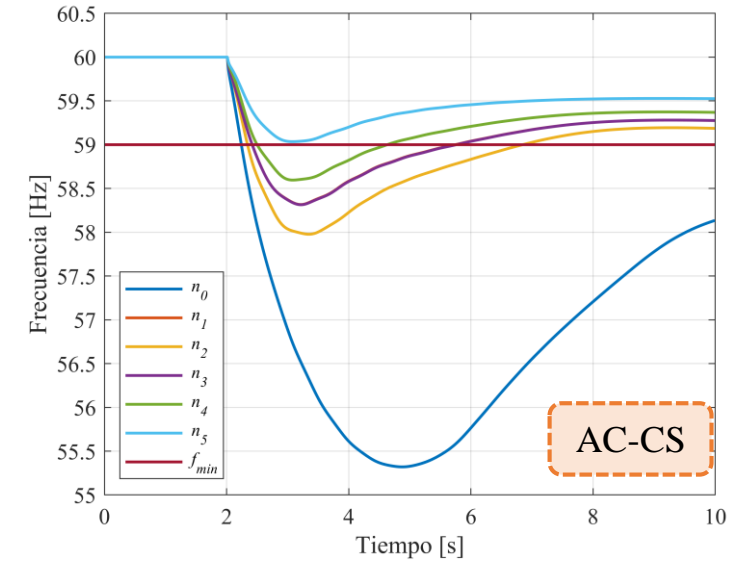
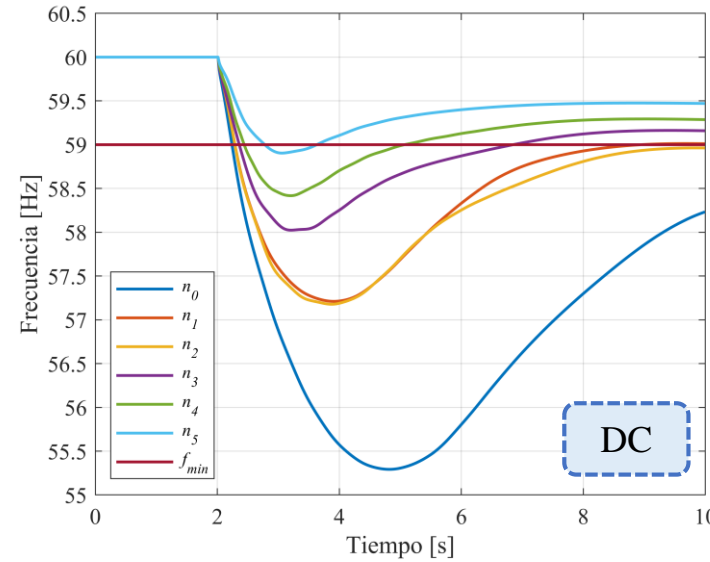
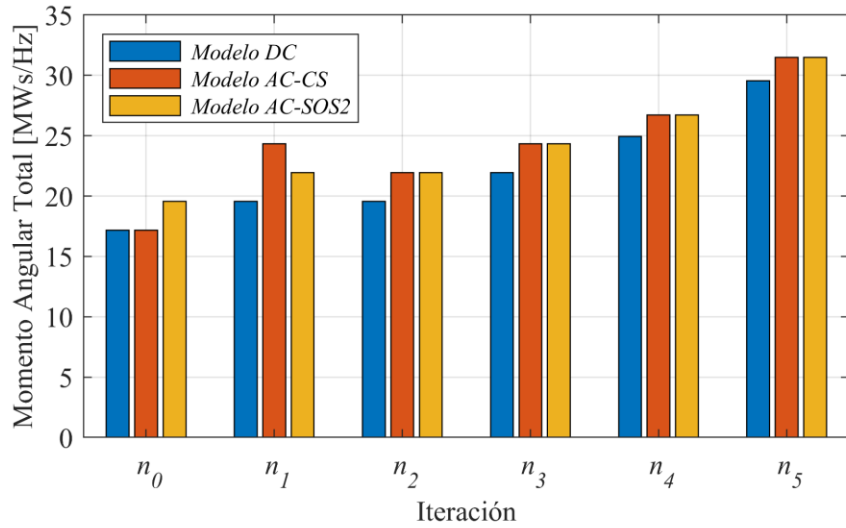




Iteración	f_{nadir} [Hz]		
	Modelo DC	Modelo AC-CS	Modelo AC-SOS2
n			
0	52.48	56.22	53.51
5	58.88	58.84	58.87

Iteración	Costo.Op [USD]		
	Modelo DC	Modelo AC-CS	Modelo AC-SOS2
n			
0	10,002.09	10,002.09	10,002.09
5	10,002.09	10,002.09	10,002.09

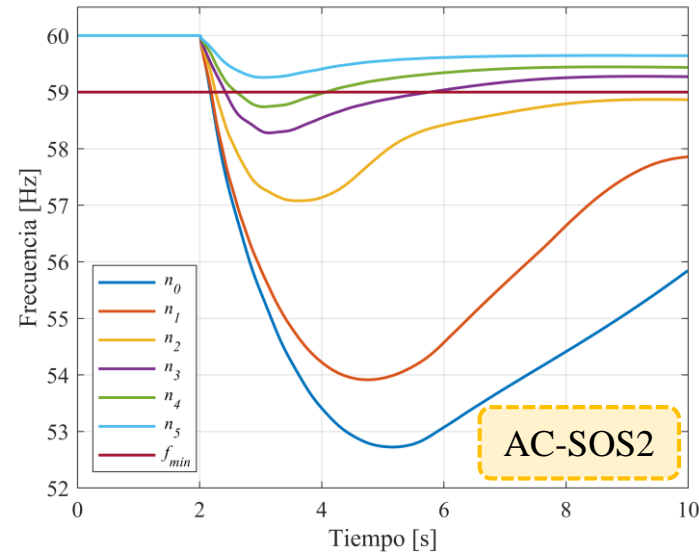
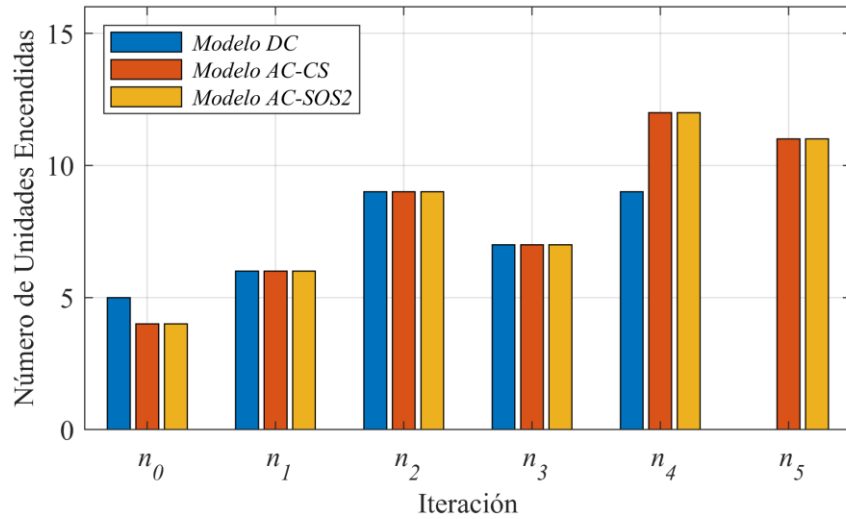
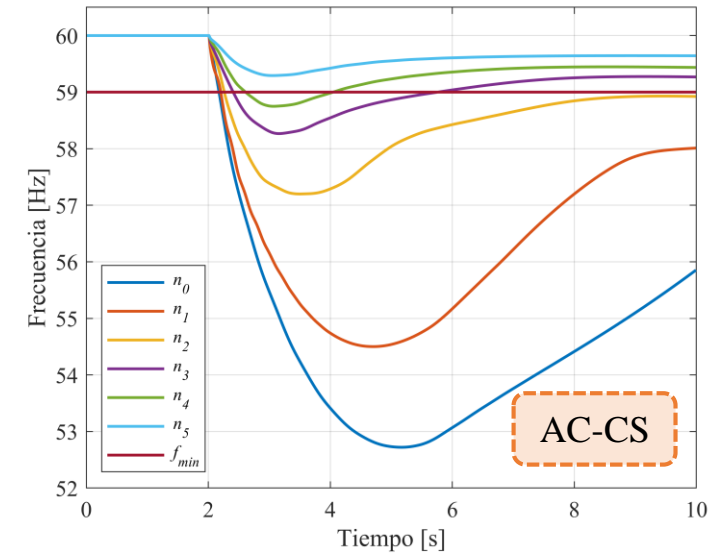
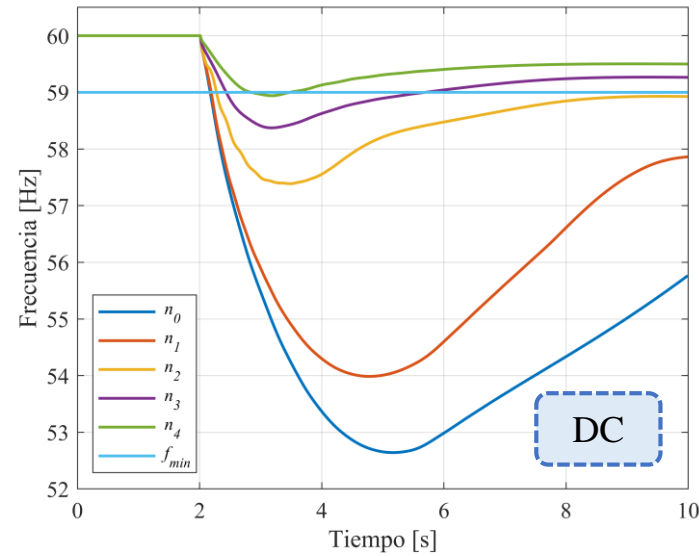
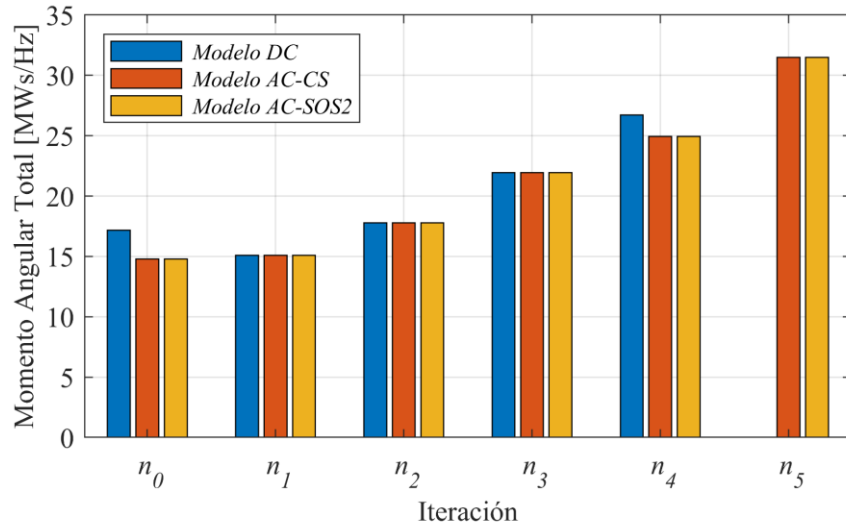




Iteración	f_{nadir} [Hz]		
	Modelo DC	Modelo AC-CS	Modelo AC-SOS2
n			
0	55.29	55.32	57.40
5	58.90	59.03	59.03

Iteración	Costo.Op [USD]		
	Modelo DC	Modelo AC-CS	Modelo AC-SOS2
n			
0	6,859.89	6,859.89	6,859.89
5	8,850.00	9,450.00	9,450.00





Iteración	f_{nadir} [Hz]		
	Modelo DC	Modelo AC-CS	Modelo AC-SOS2
n			
0	52.64	52.72	52.72
4/5	58.94	59.29	59.26

Iteración	Costo.Op [USD]		
	Modelo DC	Modelo AC-CS	Modelo AC-SOS2
n			
0	2,114.49	2,114.49	2,114.49
4/5	7,350.00	9,450.00	9,450.00

