

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**DISEÑO DE UN ESQUEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO PARA EL
CONTROL DE FRECUENCIA Y POTENCIA EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN ELECTRICIDAD: MENCIÓN REDES ELÉCTRICAS
INTELIGENTES**

MALDONADO ANDRADE DIEGO JAVIER

DIRECTOR: Dr. Ing. Silvana del Pilar Gamboa Benítez

CODIRECTOR: PhD. Jackeline Abad Torres

Quito, agosto 2020

AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Diego Javier Maldonado Andrade, bajo nuestra supervisión.

Silvana del Pilar Gamboa Benítez
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Jackeline Abad Torres
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Diego Javier Maldonado Andrade, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

Diego Javier Maldonado Andrade

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado especialmente a ti mi colega investigador, que has llegado hasta estas páginas en busca de conocimiento. Espero que estos párrafos complementen a tu interesante investigación, y que juntos nuestros trabajos contribuyan al beneficio directo de nuestra sociedad. Comparto contigo todo mi esfuerzo y dedicación plasmados en esta propuesta para el análisis y control de un mundo tan fascinante como el Sistema Eléctrico de Potencia.

Ve con confianza en la dirección de tus sueños y vive la vida que has imaginado.

Diego Maldonado A.

AGRADECIMIENTO

A Dios por llenarme de fe, sabiduría, y convicción en su palabra. Sé que esta es una bendición más que ha llegado a mi vida por su infinita misericordia.

A mis padres, Victoria y Antonio, quienes siempre me han alentado a ir en busca de mis sueños, a siempre creer en mí. El logro hoy alcanzado es fruto de su ejemplo.

A mis hermanos, Viky, Edison y Darío, gracias por su apoyo incondicional. A toda mi familia les agradezco por sus constantes palabras de aliento y siempre estar pendiente de mí y mi bienestar.

A mi directora, la Dra. Silvana G, a quien admiro en gran manera por su capacidad, su profesionalismo, por toda la entrega y disposición que tuvo conmigo al desarrollar este trabajo. Gracias por encaminarme de la mejor manera para cumplir con los objetivos y las metas propuestas. También le agradezco a la Dra. Jackeline A. por siempre estar pendiente del continuo avance de este proyecto y su aporte en cada una de las revisiones.

A todos los docentes de la maestría por compartir sus valiosos conocimientos. A todos los compañeros con los cuales tuve la grata oportunidad de conformar la primera cohorte de esta maestría.

Finalmente agradezco a la vida porque sabiamente pone las personas correctas que llegan a formar parte importante de tu crecimiento personal y profesional. A Paul F. por tu amistad y por tu compañerismo a lo largo de toda nuestra formación profesional. A Camila O. por tu amistad y tu apoyo incondicional.

Diego Maldonado A.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Pregunta de investigación	3
1.2. Objetivo General	3
1.3. Objetivos Específicos.....	3
1.4. Hipótesis o Alcance.....	4
1.5. Marco Teórico	6
1.5.1. Problemas del Sistema eléctrico de potencia	6
1.5.1.1. Problema Voltaje- Potencia Reactiva	7
1.5.1.1.1. <i>Factores de inestabilidad de voltaje</i>	8
1.5.1.1.2. <i>Acciones de estabilidad de voltaje</i>	8
1.5.1.1.3. <i>Curvas potencia reactiva-Voltaje (Q-V)</i>	9
1.5.1.2. Problema Potencia Activa- Frecuencia.....	10
1.5.1.2.1. <i>Componentes para el control de potencia activa-frecuencia</i>	11
1.5.1.2.2. <i>Equilibrio entre demanda y generación</i>	11
1.5.2. Control Carga-frecuencia.....	12
1.5.2.1. Control en modo isócrono.....	13
1.5.2.2. Control Automático de Generación (AGC).....	14
1.5.3. Norma de control Potencia activa-frecuencia.....	18
1.5.3.1. Control primario:	20
1.5.3.2. Control secundario:.....	20
1.5.3.3. Calidad del control durante la operación Normal.....	21
1.5.3.4. Calidad del control durante una desviación larga.	22
1.5.4. Control distribuido de Potencia Activa-frecuencia D_LFC	23
1.5.5. Descripción Medición del ángulo interno.....	27
1.5.5.1. Principios de medición, cálculo y control del ángulo del rotor.....	29

1.5.5.1.1.	<i>Medición del ángulo del rotor</i>	29
1.5.5.1.2.	<i>Cálculo del ángulo del rotor empleando vectores eléctricos</i>	29
1.5.5.1.3.	<i>Control del ángulo interno del rotor</i>	31
2.	METODOLOGÍA	32
2.1.	Modelamiento del Sistema de Potencia	33
2.1.1.	Ecuación de movimiento	33
2.1.2.	Desagregación del Sistema Eléctrico	34
2.1.3.	Consenso en sistemas interconectados	38
2.1.3.1.	Consenso de primer orden del sistema eléctrico	38
2.1.3.2.	Consenso de segundo orden del sistema eléctrico	39
2.2.	Ley de control.....	40
2.2.1.	Principio de funcionamiento	40
2.2.2.	Implementación de la ley de control en el Governor	44
2.2.2.1.	Antecedentes.....	44
2.2.2.2.	Governor con la ley de control propuesta	45
2.2.3.	Comportamiento dinámico	46
2.2.4.	Comportamiento en estado estacionario	48
2.3.	Análisis de estabilidad	48
2.3.1.	Estabilidad de un solo generador.....	49
2.3.2.	Estabilidad de Sistema multi-máquina.	52
2.3.3.	Estabilidad dinámica de la turbina	56
2.3.3.1.	Análisis de estabilidad del regulador- Lazo de velocidad	58
2.3.3.2.	Análisis de estabilidad del regulador-Lazo de ángulo.....	61
2.4.	Comportamiento de la frecuencia en un sistema	62
2.5.	Distribución de carga en un sistema con D_LFC	65
3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	69
3.1	Resultados	69
3.1.1.	Esquema D_LFC sobre un sistema de dos áreas.....	69
3.1.2.	Esquema D_LFC sobre el sistema de prueba de 39 barras de la IEEE75	
3.1.2.1.	Prueba de robustez	80
3.1.2.2.	Análisis modal.....	82
3.1.3.	Comparaciones respecto a otros modos de control.....	88

3.1.3.1. Comparación respecto a el AGC.	88
3.1.3.2. Comparación con respecto al control en modo isócrono	92
3.2 Discusión.....	95
4. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	97
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	99
ANEXOS	102

RESUMEN

Este trabajo presenta la metodología para diseñar e implementar un esquema de Control de Carga-Frecuencia Distribuido denominado (D_LFC) sobre los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). El cual, mediante la implementación de controladores distribuidos sincronizados bajo una ley de control en los governors de los generadores, se ejecuta el control de carga-frecuencia LFC (*Load-Frequency Control*) de manera descentralizada. Esto, justificado en que las acciones de control se podrán realizar localmente en las proximidades a la perturbación, sin la intervención de un centro de despacho. Logrando así, el restaurar de manera rápida y automática la frecuencia del sistema a su valor nominal por el restablecimiento del equilibrio entre demanda y generación después de suscitarse variaciones del consumo de energía. Meta alcanzada por el trabajo cooperativo entre controladores sincronizados a la ley de control que fuerza a las variables de estado de todos sus elementos a converger unas a otras. La ley se apoya en la realimentación de la medida del ángulo interno del rotor por su alta relación con la transferencia de potencia.

Se evalúa el desempeño y la capacidad de reacción que el SEP al estar sometido a la acción de controladores distribuidos. Todo esto, enmarcado dentro ámbito de la regulación primaria y secundaria del control de carga-frecuencia. Finalmente, se presenta un análisis comparativo entre el Control distribuido propuesto en este estudio respecto al AGC (*Automatic Generation Control*) tradicional centralizado. Las pruebas son realizadas dentro del sistema de 39 barras de la IEEE con ayuda de *PowerFactory DigSILENT*.

PALABRAS CLAVE: Control Distribuido, LFC, AGC, Power System

ABSTRACT

This work presents a methodology to design and implement a Distributed Load-Frequency Control (D_LFC) scheme in the power systems. In this proposal, the load-frequency control (LFC) is performed in a decentralized way by implementing a control law in the generators' governors, which act as the required distributed controllers. Control law is based on the feedback of the rotor internal angle measurement due to its high relationship with frequency and power transfer. Therefore, the control actions are carried out locally near the disturbance, without the intervention of a dispatch center. As result, system frequency is restored to its nominal value with response times lower than centralized schemes such as those the Automatic Generation Control (AGC). And although information exchange between governors is not performed, they describe a synchronized behaviour justified in the natural coupling between the speeds of generators.

The performance of the proposed control scheme is analyzed in IEEE 39-bar system by simulating it in PowerFactory DigSILENT. Finally, a comparative analysis between primary and secondary frequency regulation behavior for the proposed distributed control respect the traditional centralized Automatic Generation Control (AGC) is presented.

KEYWORDS: Distributed Control, LFC, AGC, Power System

1. INTRODUCCIÓN

A lo largo de los años se ha buscado que el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) alcance cada vez un grado más alto de confiabilidad, para lo cual se han propuesto una gran cantidad de metodologías sobre su control y monitoreo, tanto desde el punto de vista de control centralizado, así como desde el punto de vista del control distribuido [1]. Siendo la tendencia en los últimos años el control distribuido, una propuesta metodológica que facilita i) la operación coordinada de la gran cantidad de componentes dinámicos del sistema, ii) la inserción de la generación distribuida, iii) el aumento de la eficiencia; y iv) la operación de sistemas interconectados en los que se involucra más de un c

Esta investigación presenta una opción válida para la operación y monitoreo del SEP mediante la implementación de controladores distribuidos que trabajan de manera cooperativa, obedeciendo así, a la ley de sincronización natural presente en el SEP (todo esto justificado por su característica de ser un sistema interconectado). Lo que conlleva a que su funcionamiento permita acciones sobre el control de carga-frecuencia de manera descentralizada. Así pues, tienen potenciales beneficios como el mejorar la capacidad de reacción del SEP en comparación con el esquema AGC (*Automatic Generation Control*) tradicional, al facilitar la rápida reposición a un nuevo estado de equilibrio entre la generación y la demanda después de suscitarse diferentes variaciones. Esto último, justificado en que las acciones de control se podrán realizar localmente en las proximidades a la perturbación [2].

Efectivamente, la finalidad de todos los estudios realizados en el sector eléctrico buscan alternativas válidas que permitan aumentar la autonomía de operación [1]-[2], incrementar la confiabilidad del sistema, mejorar el desempeño a la respuesta ante diferentes eventos, elevar los niveles de calidad de la energía suministrada, etc., y en este caso la implementación de una arquitectura distribuida dentro del sistema eléctrico es capaz de solventar muchas de las necesidades, todo esto gracias a la filosofía de dividir los esfuerzos de manera equilibrada entre todos y cada uno de sus controladores locales para cumplir con las tareas de control y monitoreo. Para esto, el desarrollo del presente proyecto proporcionará una alternativa válida de control para el SEP desde la perspectiva de control distribuido, inicialmente estudiada desde el rigor matemático con su modelamiento y validada mediante herramientas de simulación disponibles en ingeniería, por lo que sirve como una metodología de estudio base para nuevas propuestas de control distribuido aplicado al sector eléctrico.

Mediante la implementación de un esquema de Control de Potencia-Activa Distribuido (*Distributed Load-Frequency Control, D_LFC*) es posible operar de manera descentralizada la acción de la regulación secundaria de frecuencia en los Sistemas Eléctrico de Potencia. A fin de reestablecer la frecuencia eléctrica a su consigna nominal mediante la distribución de carga entre sus áreas de control, logrando así el descentralizar las tareas correspondientes del AGC. Obteniéndose una mayor capacidad de reacción al operar en cercanías de los eventos ante cambios de demanda o generación. Además, posibilita que el sistema vuelva a valores nominales de forma rápida y sin la necesidad de que el operador del sistema intervenga. Suceso que se traduciría como un incremento en la calidad de energía entregada a la red, y por ende al usuario final [2]–[4].

En este documento se encontrará en el primer capítulo, la revisión del estado del arte concerniente a las diferentes metodologías propuestas sobre controladores distribuidos y algoritmos de consenso que han sido aplicados para resolver el problema del control de la carga-frecuencia sobre los Sistemas Eléctricos de Potencia. Todo esto dentro de un marco regulatorio.

En el segundo capítulo se expone la metodología aplicada para la modelación de los Sistemas Eléctricos de Potencia con la introducción de un esquema de control D_LFC, basado fundamentalmente en mediciones del ángulo interno del rotor. Con la desagregación del sistema se determinan las respectivas restricciones a las cuales quedarían sujetos los controladores locales de las unidades generadoras en función de la operación del SEP, para que este se mantenga en continua operación. Se determina también la contribución de cada uno de los generadores para contrarrestar las variaciones de carga durante la regulación secundaria de frecuencia.

El tercer capítulo presenta los resultados de las diferentes pruebas realizadas al implementar la metodología desarrollada en el capítulo anterior. Proponiendo así, un espacio de discusión para el análisis comparativo entre los resultados obtenidos al implementar el control D_LFC en base a las mediciones de ángulo interno del rotor respecto a los resultados del AGC centralizado como método tradicional. Estos métodos son puestos a prueba dentro del sistema de 39 barras de la IEEE con ayuda de *PowerFactory DigSILENT*.

El cuarto capítulo presenta las conclusiones a las cuales este trabajo ha permitido llegar adicionando algunas ideas de posibles trabajos futuros relacionados.

1.1. Pregunta de investigación

El Sistema Eléctrico de Potencia ha presentado un gran avance en la confiabilidad de su operación debido a que al ser un sector fundamental para el desarrollo de las sociedades constantemente se está invirtiendo en su estudio, desarrollándose nuevas estrategias de control acompañadas de tecnología con mayores prestaciones. Siendo en esto, el Control Potencia activa-Frecuencia (LFC), un tema que ha sido ampliamente estudiado y que en la actualidad ha tenido un enfoque centralizado. Pero también, nuevas propuestas metodológicas sugieren reemplazar la forma de comandar el Control Potencia Activa-Frecuencia a una arquitectura descentralizada el cual podría integrar nuevos beneficios a su operación.

Lo antes mencionado puede resultar en una discusión muy polémica ya que habrá quienes defenderán la continuación de la arquitectura centralizada y quienes apostarán a la descentralización del LFC. Ya que de darse paso al cambio de arquitectura se producirá un enorme cambio de “paradigma” como históricamente se han dado ya en otros casos.

Entonces, con fines de contribuir a la discusión de esta interesante temática, este estudio intentará responder ciertas dudas que hasta ahora se han originado, tales como: ¿Es posible descentralizar la operación del LFC?, ¿Cuáles serían las consideraciones para que el LFC puede ejecutarse de manera descentralizada sin afectar a la operación del SEP?, ¿Qué beneficios traerá dentro del SEP el control D_LFC propuesto?

1.2. Objetivo General

Diseñar un esquema de control distribuido orientado al control de frecuencia y potencia para sistemas eléctricos de potencia

1.3. Objetivos Específicos

- Revisar el estado del arte sobre la metodología adecuada para implementar un esquema de control distribuido sobre un sistema multi-variable como es el SEP.
- Diseñar un esquema de control distribuido coordinado bajo una estrategia de control que permita ejercer acciones de control sobre la frecuencia y sobre la potencia activa de un sistema eléctrico de potencia.

- Probar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia bajo la acción del esquema de control distribuido propuesto ante pequeñas variaciones de demanda y generación.
- Realizar un análisis comparativo entre los beneficios del controlador propuesto con respecto a la técnica tradicional usada actualmente en el AGC.

1.4. Hipótesis o Alcance

Hipótesis:

Es posible mejorar el desempeño de los sistemas eléctricos de potencia mediante la implementación de un esquema de control distribuido que este orientado al control de la frecuencia y de potencia activa de los generadores, de manera que la regulación de la frecuencia del SEP se realice de forma más rápida, sin la necesidad de la intervención del operador del sistema, luego de suscitarse pequeñas variaciones de generación y demanda.

Alcance:

Este trabajo analiza la implementación de controladores distribuidos dentro del sistema eléctrico de potencia con capacidad de trabajar de manera cooperativa entre sí, obedeciendo a la ley de sincronización natural presente en el SEP. Para lo cual, en primera instancia se presenta una revisión del estado del arte concerniente a los diferentes controladores distribuidos que han sido aplicados dentro del SEP con el fin de mejorar su desempeño.

En base a la revisión realizada, se procederá al modelamiento del sistema eléctrico de potencia aprovechando la naturaleza del sistema (sistema intrínsecamente interconectado), cualidad que lo convierte en el caso ideal para la aplicación de la filosofía de control distribuido. Seguido a eso se establecerá la metodología que permita la inserción de la estrategia de control sobre cada uno de los controladores distribuidos para satisfacer el cumplimiento de los objetivos propuestos.

El diseño de los controladores distribuidos se realizará de forma que estos estén orientados a permitir acciones de control sobre las desviaciones de frecuencia y las desviaciones de la potencia activa transferida al sistema eléctrico, con la finalidad de que el SEP tenga una mayor capacidad de reacción y se reestablezca de manera más rápida a un nuevo punto

de operación estacionario luego de producirse pequeñas variaciones de demanda y generación.

La estrategia de control se la implementará sobre la acción el regulador de velocidad de la turbina "GOV" de cada unidad generadora, al ser el actuador que es capaz de controlar la potencia mecánica entregada al eje de la máquina, y que a su vez permite controlar las desviaciones de potencia activa y de la frecuencia, variables de interés para el control en este estudio. Se utilizará el modelo base del regulador de turbina de vapor "IEEE_TGOV1", como regulador de velocidad para generadores térmicos disponible en PowerFactory DigSILENT, en donde se implementará la ley de control propuesta. Es necesario mencionar que no se modifican los bloques de funciones correspondientes a la respuesta de la turbina, la respuesta del servo que la controla, o del estatismo propio de cada máquina

Se establecerá mediante una selección técnica de las variables locales a ser medidas en las cercanías del generador de manera que estas puedan ser usadas para la realimentación y provean la información necesaria a los controladores.

Si bien es cierto este estudio se centra en ejercer acciones de control tanto para la frecuencia como para la potencia activa de un sistema eléctrico, es necesario contar con la regulación de voltaje en cada una de las barras del sistema, para lo cual en cada máquina se usará la acción del AVR (*Automatic Voltage Regulator*) complementándose por la acción del PSS (*Power System Stabilizer*). Para dicho efecto se utilizará modelos bases disponibles en PowerFactory DigSILENT, y solo en caso de ser necesario se ajustan sus constantes. En este estudio no se contempla modificación alguna a los bloques internos correspondientes a estos dos actuadores.

Se realiza diferentes pruebas de la estabilidad de la estrategia de control propuesta sobre el sistema de 39 barras de la IEEE, para lo cual se consideró únicamente pequeñas variaciones de demanda y generación en diferentes puntos del sistema, sin considerarse eventos de fallas de ningún tipo.

Como resultado final se presenta un análisis al comparar los resultados obtenidos al aplicar esta nueva estrategia de control respecto los resultados del AGC tradicional, ambos bajo el efecto de pequeñas variaciones de demanda y/o generación, los cuales se enmarcan únicamente dentro de la regulación primaria y secundaria y dejan por fuera a la regulación terciaria.

1.5. Marco Teórico

1.5.1. Problemas del Sistema eléctrico de potencia

El sistema de potencia es un sistema altamente no lineal con una característica de cambio constante tanto en variaciones de demanda y generación, en intermitencia de sus recursos primarios, cambio de su topología, etc.; Sistema que, al estar expuesto ante una perturbación, su estabilidad va a depender de factores tales como las condiciones iniciales de operación, la naturaleza de la perturbación y la capacidad de reacción de sus elementos de control.

Es por eso que el Sistema eléctrico de Potencia necesita ser monitoreado y supervisado constantemente, requiriendo así de la intervención de múltiples elementos para mantenerse dentro de sus valores normales de operación. Estudios muestran que sus principales problemáticas de operación son las posibles variaciones de voltaje y el desequilibrio de los flujos de potencia dentro del sistema [5]–[7]. Para lo cual, desde siempre ha existido la inclinación por separar el control de voltaje-potencia reactiva del control de frecuencia-potencia activa porque dicha separación permite el desacoplamiento, con lo que el análisis del sistema eléctrico se vuelve más sencillo.

Cuando se considera el control frecuencia-potencia activa se utiliza el análisis para pequeña señal donde se asume que las variaciones de potencia respecto del punto de equilibrio son insignificantes, por lo que la frecuencia se considera igual en todos los nudos del sistema. El control de frecuencia se puede considerar de manera global (análisis de todo el sistema eléctrico), a diferencia del control de voltaje el cual es de índole local. De esta forma el control por frecuencia y por voltaje son vistos independientemente. Se maneja la potencia reactiva junto con el voltaje, separado de la potencia activa junto con la frecuencia [5].

Asumir que lo antes mencionado sea del todo cierto no es completamente posible si el SEP opera cerca de sus límites físicos. En tales casos la interacción entre potencia reactiva y activa, y entre voltaje y frecuencia se vuelve más compleja y no es despreciable como para realizar un desacoplamiento. No obstante, para este caso de estudio es posible tomar en consideración el problema de frecuencia-potencia activa independiente del problema de voltaje-potencia reactiva [2].

Por consiguiente, el control de voltaje está íntimamente relacionado con la gestión de la potencia reactiva. Con esto a fin de mantener los voltajes en todas las barras del sistema dentro los márgenes requeridos, es necesario la implementación de equipos tanto en la generación como en el transporte para inyectar o absorber potencia reactiva.

En la vida práctica, la potencia reactiva produce calentamiento un adicional de las líneas de transmisión y caídas de tensión en la red. Además, mal manejo de potencia reactiva puede limitar la generación de potencia activa siendo este una de las principales causas para el colapso de voltaje [7]. A continuación, se presentan los principales factores para la inestabilidad de voltaje.

1.5.1.1.1. Factores de inestabilidad de voltaje

El colapso de Voltaje es un fenómeno inherentemente no lineal al cual se le atribuyen factores tales como:

- Aumento de la demanda eléctrica con el ingreso de grandes cargas
- SEP trabajando cerca de su límite de capacidad.
- Limitación de la producción de potencia reactiva, tomando en cuenta la curva de capacidad en generadores y el uso de SVCs.
- Limitación de la transmisión de potencia reactiva, lo que involucra grandes pérdidas en líneas de transmisión fuertemente cargadas.
- Cambio del “taps” en transformadores.
- Re-conectores con carga dinámica.
- Reducción de la capacidad de producción y de transmisión del sistema de potencia causado por la salida de líneas y generadores.
- Colapso sistema de potencia por eventos en cascada.

1.5.1.1.2. Acciones de estabilidad de voltaje

A fin de solventar a los posibles factores que causan la inestabilidad de voltaje, se pueden usar las siguientes acciones para mitigar sus efectos:

- Instalación de equipos de compensación reactiva.

- Controlar tanto el voltaje como la salida de potencia reactiva de generadores.
- Coordinar adecuadamente los equipos de protección a los requerimientos del sistema.
- Automatización del sistema de tap de los transformadores.
- Coordinar el adecuado deslastre de carga por voltaje.

1.5.1.1.3. Curvas potencia reactiva-Voltaje (Q-V)

La curva Q-V, expresa la relación entre la gestión de la potencia reactiva (Q) y el voltaje (V) en de una determinada barra, es decir, muestra la relación entre la capacidad de soportar reactivos de una barra a un determinado voltaje. Esta curva muestra la sensibilidad entre las variaciones de potencia reactiva (generada o absorbida) respecto de las variaciones de del voltaje. La Figura 1.2 muestra el punto límite de estabilidad de voltaje o colapso, cuando se cumple que $\Delta Q/\Delta V = 0$, entendiéndose que todos los puntos de operación a la izquierda de este, se consideran dentro de la región inestable y los puntos hacia la derecha se asumen dentro de la región estable.

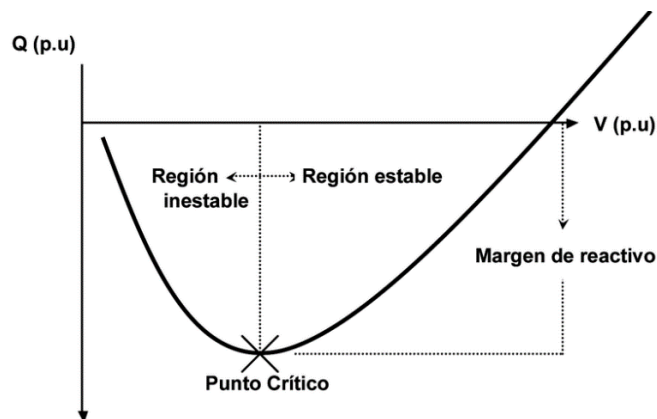


Figura 1.2. Curva Potencia reactiva-Voltaje (Q-V).

La implementación de la curva Q-V es utilizada para determinar la ubicación de la o las barras críticas del sistema. La idea es estudiar o identificar el rendimiento de una barra respecto a las demás, siendo necesario la observación de la pendiente que describe la curva, donde, a mayor pendiente la barra será más estable. En la práctica, el colapso de voltaje inicia en la barra más débil y se va propagando a sus semejantes. Por lo tanto, el analizar la barra más débil es lo más importante en la estabilidad de voltaje cuando se usa las técnicas de las curvas Q-V [7]. La barra más débil presenta una o varias de las siguientes condiciones:

- Su punto de colapso de voltaje es alto.
- Su margen de potencia reactiva es bajo.
- No dispone de un sistema de gestión de potencia reactiva.
- Su voltaje fluctúa de manera considerable.

1.5.1.2. Problema Potencia Activa- Frecuencia

En el Sistema Eléctrico de Potencia se busca que la frecuencia de la señal de voltaje se mantenga dentro de una banda de funcionamiento. Esto con la finalidad de que el abasto de potencia activa se efectúe dentro de condiciones de calidad. El valor nominal de frecuencia establecida como referencia para el equilibrio de potencias es bien de 50Hz y/o 60Hz de acuerdo con la región.

La conducta de la frecuencia se relaciona directamente con el balance entre la potencia eléctrica y la mecánica de cada generador en el sistema. Los cambios en la potencia eléctrica, conocidos como cambios de carga, se reflejan en el nivel de la frecuencia. Esto implica modificar la potencia mecánica para restablecer la frecuencia a su consigna nominal. Generándose de ahí indistintamente la idea de manejo de frecuencia, manejo de potencia, control de potencia activa-frecuencia o control de carga-frecuencia [5], [6], [9], [10].

Cuando el sistema opera en estado estacionario, la potencia mecánica P_{m_i} que ingresa desde las turbinas es igual a la potencia eléctrica consumida por las cargas P_L , idealmente sin tomar en cuenta las pérdidas. Si incrementa la potencia eléctrica que las cargas consumen, es necesario que aumente también la potencia mecánica que aportan las turbinas. Las máquinas rotativas pueden otorgar ese incremento si es que han almacenado suficiente energía cinética. Si éstas reducen su velocidad de giro también baja la frecuencia eléctrica del sistema. Con estos antecedentes la operación del Sistema Eléctrico de Potencia debe estar en función del equilibrio energético el cual está definido por la ecuación (1.1). Donde las variables que se buscan controlar son la frecuencia y los flujos de potencia, mediante la manipulación de la consigna de potencia que ingresa a cada generador [2], [6].

$$\sum_{i=1}^n P_{m_i} - \Delta P_L = 0 \quad (1.1)$$

1.5.1.2.1. Componentes para el control de potencia activa-frecuencia

Existen elementos en un SEP que pueden contribuir al flujo de potencia activa como los transformadores desfasadores, los enlaces de corriente continua, y los sistemas electrónicos FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System). No obstante, el elemento que tiene mayor influencia para el control de carga-frecuencia es el generador síncrono.

En la Figura 1.3 se pueden apreciar los elementos principales de un generador síncrono para conseguir la regulación frecuencia-potencia activa. El Gobernador mediante el cálculo del error entre la consigna y la medición tanto para la potencia eléctrica como para la frecuencia, establece las adecuadas acciones de control para la potencia mecánica entregada al eje de la máquina. Se trabaja junto con una turbina (bien sea de agua, vapor o gas), donde el flujo de ingreso del recurso primario se regula con una válvula de admisión. Como entrada se incluye: la frecuencia mecánica, asociada a la velocidad de giro del eje siendo más sencilla de determinar que la frecuencia eléctrica, y la referencia de potencia, según los requerimientos para la planta [6].

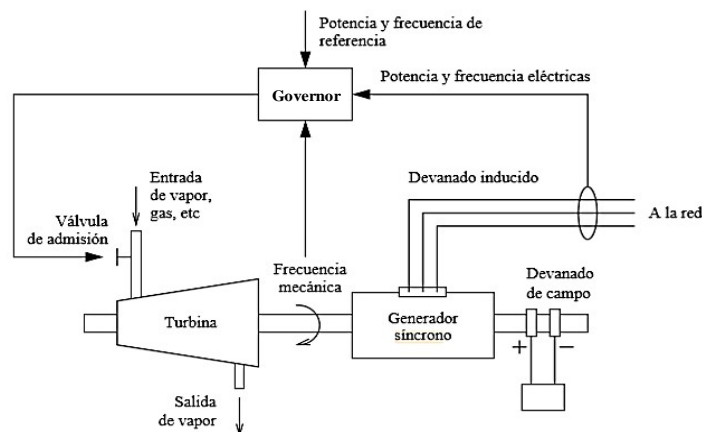


Figura 1.3. Elementos de un generador síncrono en la regulación potencia activa-frecuencia [6].

1.5.1.2.2. Equilibrio entre demanda y generación

Por lo antes expuesto, la frecuencia del SEP guarda relación con el balance entre generación y demanda. En operación estacionaria el par acelerante es igual al par electromagnético, con lo cual la frecuencia de giro de los generadores es igual a la frecuencia eléctrica del sistema ya que los generadores operan en sincronismo.

No obstante, si en cierto momento ocurre un aumento en la demanda de potencia eléctrica, es decir incrementa la carga, entonces se incrementa el par electromagnético en los generadores lo cual los hace frenar. Por ende, la frecuencia eléctrica baja también

progresivamente. Es así que, de forma indirecta la frecuencia es un indicador de una condición de desbalance. Surgiendo de ahí, la necesidad del control de la potencia mecánica que ingresa a los generadores sincrónicos para que la frecuencia eléctrica se mantenga constante pese a las variaciones en la demanda. Es decir, se busca que se produzca generación de acuerdo con la demanda [6], [10].

Una de las consecuencias que tiene la variación de la frecuencia de su valor nominal es provocar el mal funcionamiento de equipos industriales o domésticos conectados a la red [6]. En general, los aparatos eléctricos se diseñan para un correcto funcionamiento a un valor de 50 o 60Hz. Entonces, errores operativos pueden ocurrir si se les hace trabajar a frecuencias bajo el 95% del valor referencial. Además, la operación de equipos que están siendo deteriorados provoca sobrecargas en el sistema.

Por lo ya mencionado en esta sección, el control potencia activa-frecuencia es un problema de control común en el SEP. En la actualidad ha sido tratado en forma centralizada. Sin embargo, se ha mostrado que es posible implementar un control distribuido para solventar el problema potencia activa-frecuencia [2].

1.5.2. Control Carga-frecuencia

El control de potencia activa–frecuencia en sistemas eléctricos se debe a que la frecuencia eléctrica se encuentra altamente relacionada con el equilibrio de la potencia activa entre generación y demanda. Es decir, en el instante de un evento, al producirse un aumento de la demanda de energía, esta es compensada con la energía cinética de las masas giratorias de los generadores y motores a una frecuencia disminuida. Varios segundos después, los reguladores de turbina reaccionan a la desviación de frecuencia debido a sus características dinámicas. Como resultado, conduce al equilibrio de potencia activa a una frecuencia desviada. Aquí inicia el proceso de restauración de la frecuencia a valores nominales mediante el trabajo conjunto de cada una de las áreas de control al sistema eléctrico de potencia.

Es importante aclarar que el control de potencia activa-frecuencia se encuentra normado y debe ser operado dentro de un marco regulatorio vigente que respete los acuerdos de intercambio energéticos entre mercados competitivos [2], [6], [9]. En base a esto, los lineamientos a los cuales está sujeto el control de potencia activa-frecuencia corresponden a:

- Conservar el equilibrio entre generación y demanda

- Respetar la frecuencia de referencia del sistema
- Cumplir con los compromisos de intercambio de energía entre áreas
- Mantener una reserva de potencia considerable

1.5.2.1. Control en modo isócrono

El modo de control isócrono en un sistema eléctrico de potencia se caracteriza por que la velocidad volverá al punto de ajuste de velocidad original después del desequilibrio energético entre generación y demanda producido por variación de carga, Figura 1.4. Este modo es típicamente usado cuando un generador está solo o es la unidad más grande en una red. Donde, la potencia entregada por el generador se regula muy estrictamente con reacción a los cambios de carga [5].

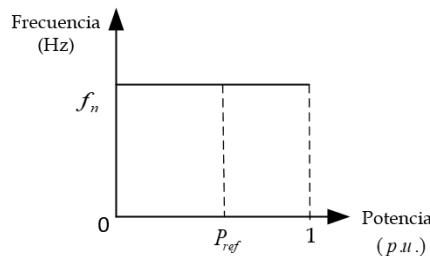


Figura 1.4. Respuesta en frecuencia en el modo isócrono.

La desventaja evidente de este control aparece cuando dentro de una misma red varios generadores están operando en paralelo. Ya que, de ocurrir un ingreso de carga todas las unidades que están en este modo comenzarán a competir para responder primero. En tal caso, uno asumirá la carga completa, mientras que el resto no recibirá nada. Es por esto que, si varios generadores van a trabajar sincrónicamente en la misma red, es preferible usar el modo de control de droop.

Típicamente, la forma base de modo isócrono para controlar a un generador sincrónico corresponde a realimentar la integral de la velocidad como lo muestra la Figura 1.5. Existen también modelos más complejos como el que incorpora un controlador PI sobre las variaciones de velocidad como lo describe la ecuación (1.2).

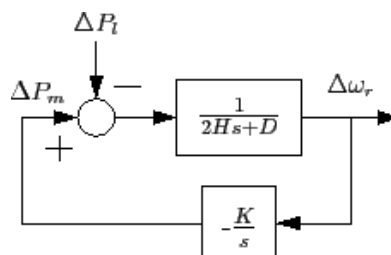


Figura 1.5. Generador con modo isócrono

$$\Delta P_m = (P_{ref} - PI \cdot \Delta \omega_r) H_G H_T \quad (1.2)$$

Donde: ΔP_m es las variaciones de potencia mecánica; P_{ref} es la potencia de referencia; $\Delta \omega_r$ es la variación de velocidad del generador; PI es el controlador proporcional integral y $H_G H_T$ representa el modelo de los actuadores para regular el recurso primario.

1.5.2.2. Control Automático de Generación (AGC)

El Control automático de generación es un sistema para el ajuste de la potencia de salida de múltiples generadores, en respuesta a la variación de carga entrante. Su funcionamiento se basa en una configuración de lazo realimentado, el cual es capaz de corregir progresivamente las diferencias entre demanda y generación a fin de que el sistema se encuentre trabajando en su frecuencia nominal

El control de potencia activa-frecuencia a través del AGC se encuentra distribuido en determinados niveles, los mismos que bajo normas y regulaciones establecen sus debidos procedimientos y acciones para su operación a fin de lograr mantener el equilibrio energético entre generación y demanda [9], [10]. Estos niveles son resumidos a continuación.

Control primario: Opera en un margen de tiempo de entre 15 a 30 segundos después de producirse el desequilibrio energético, siendo este el control más rápido. La característica de su acción proporcional atendiendo a la velocidad de giro del eje del generador, más la participación colectiva de todos los socios de interconexión facilitará que el equilibrio energético entre generación y demanda se reestablezca de manera automática, asegurando así que la frecuencia del sistema se mantenga dentro de límites permisibles. Su ejecución se realiza de forma local en cada generador síncrono y su respuesta se debe básicamente a la inercia de los generadores.

Control secundario: Opera en un margen de tiempo de entre 30 segundos y 15 minutos. Su función es mantener o restaurar el equilibrio de potencia en cada área de control y, en consecuencia, mantener o restaurar la frecuencia del sistema a su valor nominal con la reposición del intercambio de potencia entre áreas vecinas a sus valores programados. Asegurando así que la reserva del control primario se mantenga completa. Su acción no debe perjudicar la acción del control primario. Es necesario que, durante el intervalo entre el control primario y secundario, la frecuencia se mantenga dentro de la curva de la trompeta como lo indica la Figura 1.6.

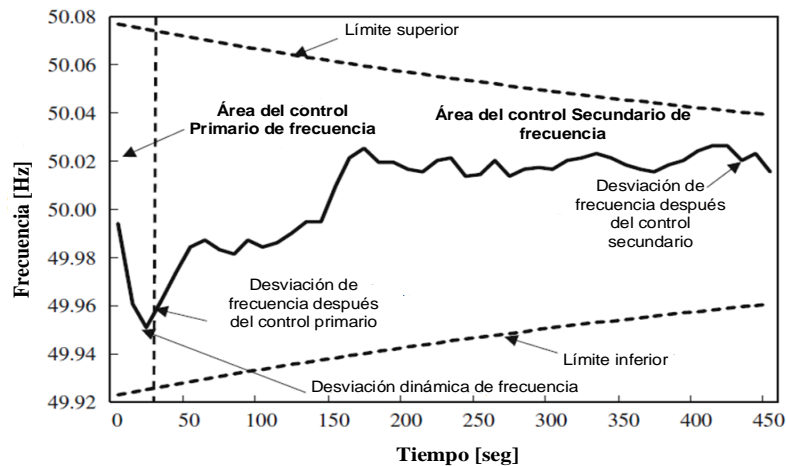


Figura 1.6. Regulación de frecuencia durante el control primario y secundario[11].

El control terciario opera en un margen de tiempo entre los 15 hasta los 60 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, siendo este cualquier cambio automático o manual sobre los puntos de operación ya sea de generadores o de las cargas participantes, a fin de:

- i) Garantizar la reserva del control secundario para un adecuado momento.
- ii) Distribuir el control secundario a los diversos generadores interviniendo sus respectivos términos económicos de su operación.

En la Figura 1.7 se muestra el concepto básico de la operación del Control Automático de la Generación tradicional AGC, visto desde el enfoque de una arquitectura centralizada. Representándose en una relación funcional simplificada entre la turbina y el sistema de control centralizado del sistema [12]. El desempeño del sistema eléctrico va a depender del cambio de la potencia de entrada mecánica (torque) que influirá sobre la potencia activa del generador y el ángulo del rotor. Los cambios en la potencia activa del generador tienen efecto en el equilibrio de potencia activa de la red y, respectivamente, en la frecuencia.

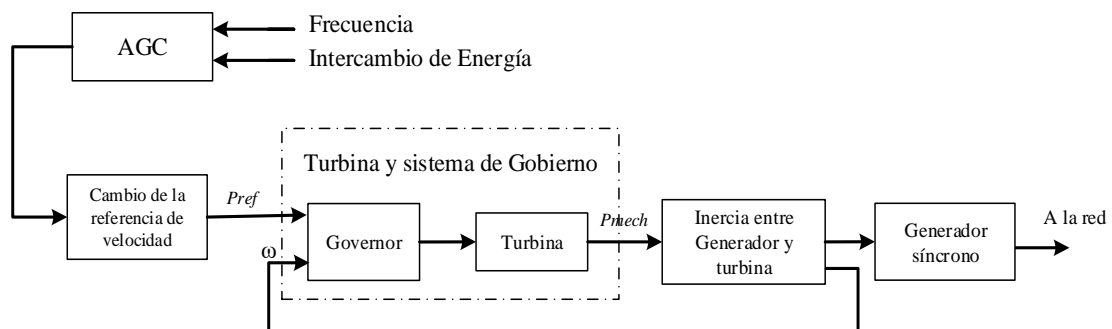


Figura 1.7. Diagrama de bloques del AGC[12].

La operación del AGC debe ser capaz de por un lado de restaurar al sistema a su frecuencia nominal después de un desequilibrio entre generación y demanda, y por otro, el mantener los flujos de potencia programados por el centro de control [11].

La estructura tradicional del AGC para varias áreas de intercambio IPS (*Interconnected Power Systems*), corresponde al mostrado en la Figura 1.8. El esquema presenta una arquitectura jerárquica donde para el primer nivel de control centralizado del sistema las señales de entrada corresponden a las mediciones de frecuencia f y a las mediciones de intercambios de potencia en las líneas de transmisión. Variables que requieren viajar a lo largo de una avanzada y compleja infraestructura de comunicación hasta llegar al centro de control.

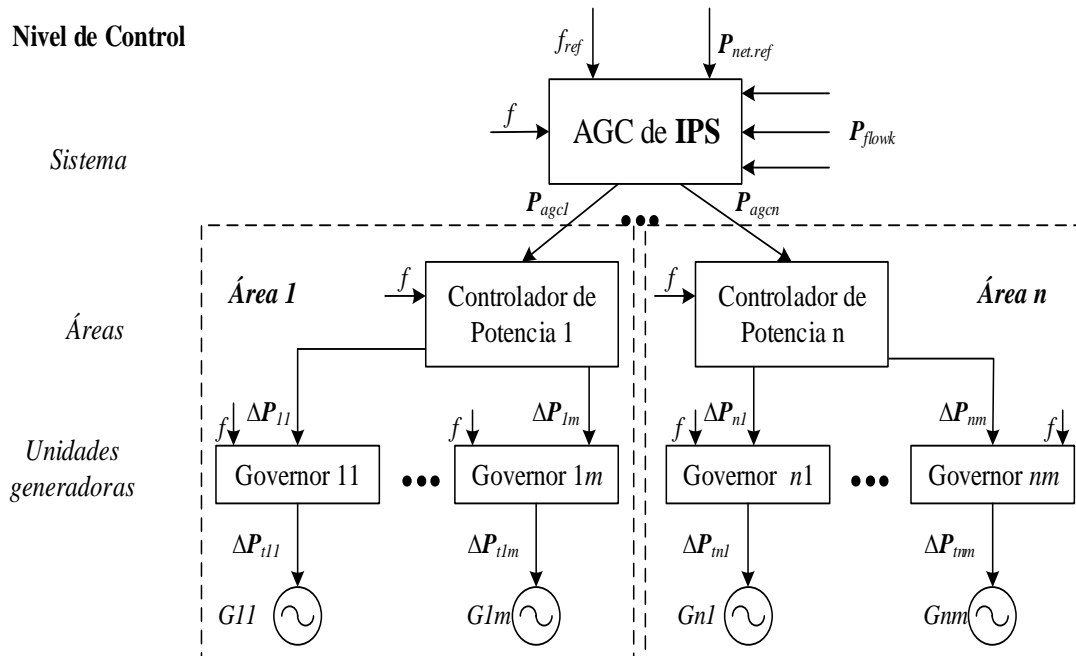


Figura 1.8. Estructura del Control Automático de generación AGC [11].

Los intercambios de potencia en las líneas de transmisión pueden ser calculados de la siguiente manera:

$$P_{red} = \sum_{i=1}^n P_{flow} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1.3)$$

Las desviaciones de frecuencia y de la potencia eléctrica corresponden a:

$$\Delta f = f_{mead} - f_{ref} \quad (1.4)$$

$$\Delta P_{red} = P_{red} - P_{red,ref} \quad (1.5)$$

Donde, $P_{red_{ref}}$ es el setpoint de intercambio de potencia y f_{ref} es la frecuencia nominal del sistema.

La determinación del error de control de área ACE (*Area Control Error*), requiere evaluar la desviación de la frecuencia y la desviación de la potencia transferida; para ello, mediciones estratégicas de potencia transferida y de frecuencia en cada área de control, son enviadas al centro de despacho para ser procesadas en un controlador central. El mismo que tras la ejecución de varios cálculos establece la variación necesaria de potencia, retornando a cada generador del sistema un valor como señal de control. El mismo que viene definido por:

$$ACE = -\Delta P_{red} + K_{bias}\Delta f \quad (1.6)$$

Donde, K_{bias} es la constante bias de la frecuencia.

En el caso del desequilibrio entre generación y demanda "interno" dentro de una misma área de control, el ACE define la cantidad de potencia que será compensada por los generadores asignados a dicha regulación dentro de esa área. En el caso de una perturbación "externa" debido a los diferentes signos de frecuencia y desviaciones de potencia de intercambio neto, el valor ACE tiende a cero. Es decir, la operación del AGC cumple con una selectividad dependiendo de la ubicación de la perturbación. Lo antes mencionado puede ser representado mediante la Figura 1.9 donde se establecen dos áreas de control y en cada una de ellas existe más de un generador sincrónico.

Adicionalmente la potencia activa no programada P_{agc} es corregida mediante un controlador proporcional-integral (PI) sobre el valor del ACE, expresándose de la siguiente manera.

$$P_{agc} = K_p ACE + K_i \int_{t_1}^{t_2} ACE dt \quad (1.7)$$

Donde, K_p es la constante proporcional del controlador PI; K_i es la constante integral del controlador PI y t_1 y t_2 son los límites de integración. Finalmente, en el control secundario de frecuencia las señales de control P_{agc_i} son transmitidas a cada generador correspondiente a cada área dentro del sistema de acuerdo a su factor de participación α_i :

$$P_{agc_i} = \alpha_i P_{agc} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1.8)$$

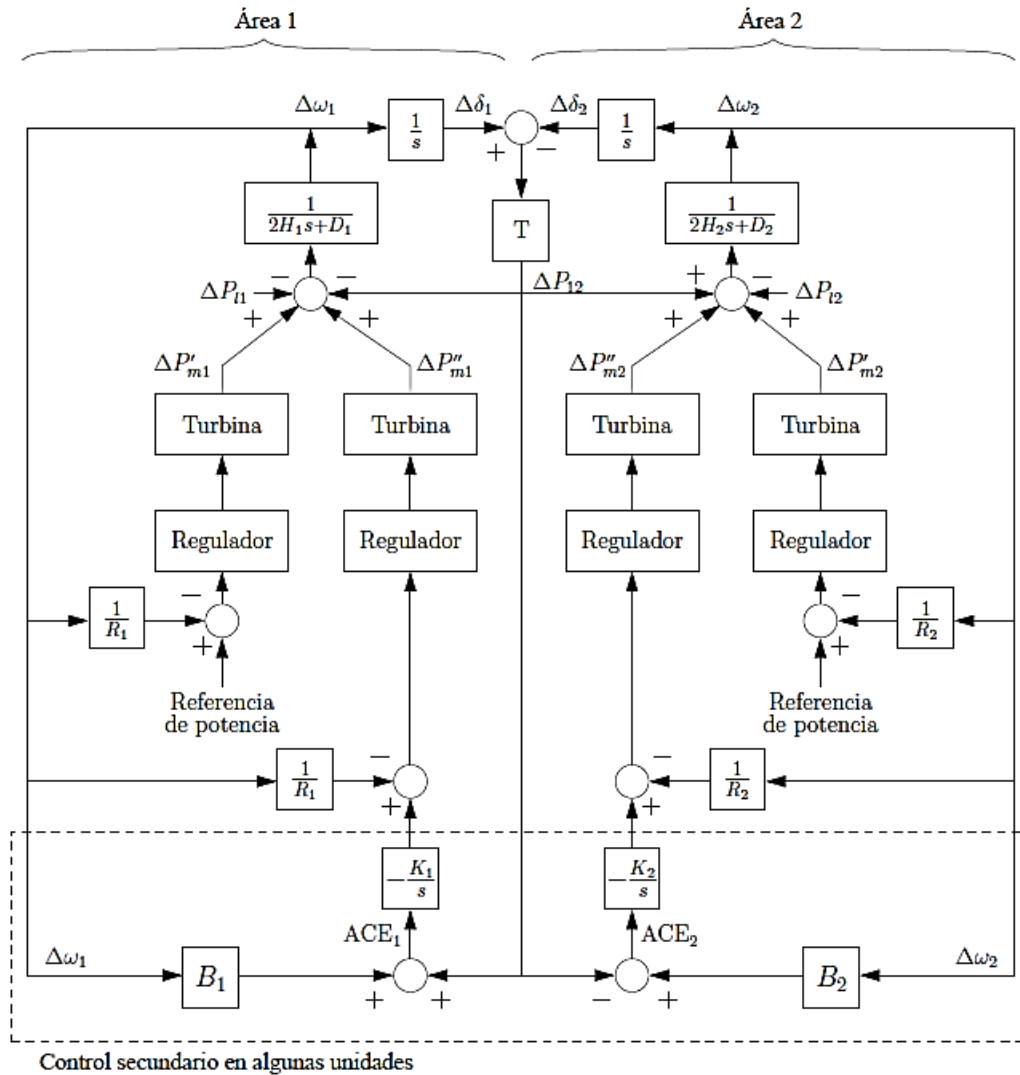


Figura 1.9. Control AGC de varias unidades [6].

1.5.3. Norma de control Potencia activa-frecuencia

El control de Potencia Activa-frecuencia dentro de los Sistemas Eléctricos de Potencia es de suma importancia para que este se encuentre operando dentro de un rango de valores normales. Es por ello que varios entes de regulación han establecido varias normas y regulaciones, a fin de que se establezcan lineamientos para su ejecución y operación.

Una de las normativas que establece lineamientos para el control de carga-frecuencia es la desarrollada por La Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) quienes en su apartado UCTE OH –Política 1 (P1) más el Apéndice (A1) aprobados el 19 de marzo

de 2009, hablan sobre el Control de Carga-frecuencia y su desempeño [9], [10]. Detallando así, paso a paso los criterios a seguir bajo determinadas restricciones.

La norma, explica y motiva los principios técnicos y organizativos básicos del control de la frecuencia con sus mecanismos de control más relevantes, siendo estas las acciones aplicadas por los operadores de los sistemas de transmisión TSO (*Transmission System Operator*) dentro de un área sincrónica de las diversas áreas de control.

Se establece las acciones de control que se realizan en diferentes pasos sucesivos durante determinados tiempos, cada uno con diferentes características y cualidades, y todos dependiendo el uno del otro. Esto representado en Figura 1.10. en conjunto con la Tabla 1.1.

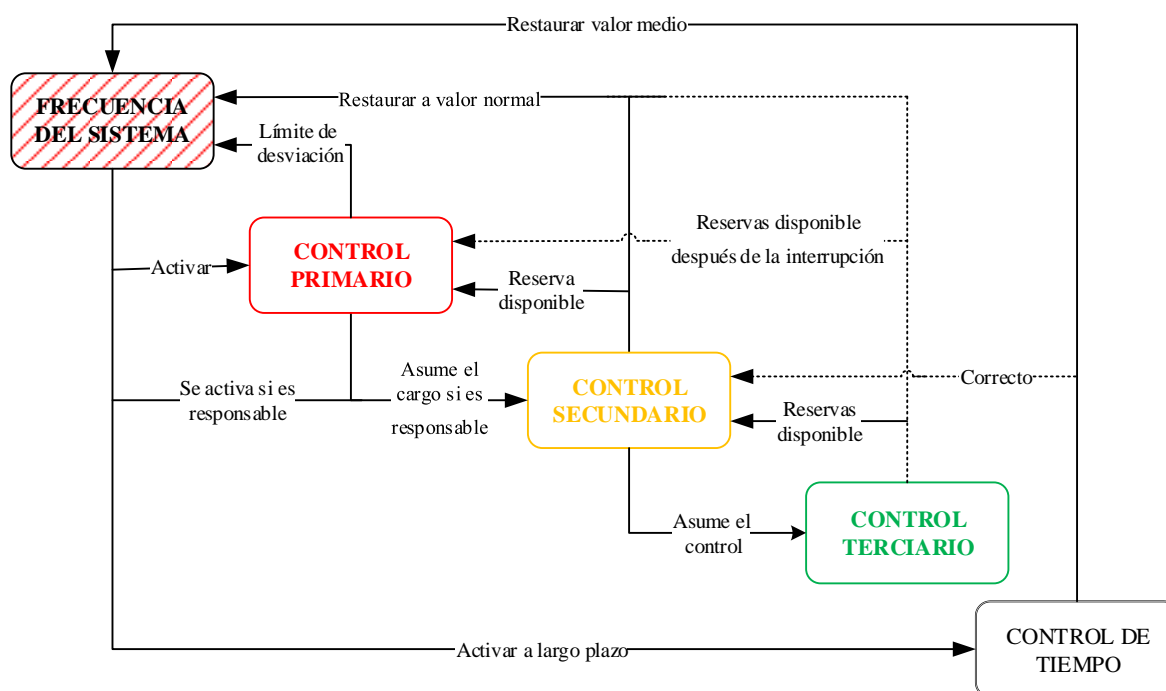


Figura 1.10. Esquema de control e inicio de acciones para el control de frecuencia [9].

Tabla 1.1. Tiempos de respuesta del control de frecuencia [10]

Tipo de Control	Tiempo de respuesta	Sección
Control Primario	15-30 segundos	A
Control Secundario	30 segundos- 15 minutos	B
Control Terciario	15 minutos a 1 hora	C

A continuación, se extrae de la norma las principales características y puntos a considerar relacionados con el control primario y secundario de frecuencia.

1.5.3.1. Control primario:

- **Auto-regulación:** Corresponde a que la capacidad de regular la frecuencia dentro del área sincrónica sea de 1% / Hz, lo que significa que se produce una disminución de la carga del 1% en caso de una caída de frecuencia de 1 Hz.
- **Nivel de activación del control Primario:** El control primario es activado cuando la desviación de frecuencia exceda $\pm 20\text{mHz}$.
- **Máxima desviación de frecuencia permisible en estado cuasi estacionario después de un incidente:** Se establece un máximo de desviación de $\pm 180\text{mHz}$ respecto a la frecuencia nominal en estado cuasi estacionario dentro de un área sincrónica. Si no se considera el efecto de auto regulación por la carga el límite se establece en $\pm 180\text{mHz}$.
- **Frecuencia instantánea mínima luego de una pérdida de generación:** La mínima frecuencia permitida luego de la pérdida de generación corresponde a -800mHz dentro del lapso del transitorio dinámico.
- **Frecuencia instantánea máxima luego de una pérdida de carga:** La máxima frecuencia permitida luego de la salida de carga corresponde a $+800\text{mHz}$ dentro del lapso del transitorio dinámico.
- **Activación completa de la reserva del control primario:** En caso de que la desviación de la frecuencia sobrepase a $\pm 200\text{mHz}$, se activa toda la reserva destinada al control primario.
- **Margen de seguridad en estado cuasi-estacionario:** Para el control de frecuencia, en estado cuasi estacionario el margen es definido por $\pm 20\text{mHz}$.
- **Contribución al control primario:** El control primario define que todos los miembros dentro de un área sincrónica participen proporcionalmente a su potencia dentro de su periodo de regulación.

1.5.3.2. Control secundario:

Control del error de área: El control del error es determinado por la suma del error de potencia y el error de frecuencia $\Delta P + K\Delta f$.

- **Control del error de Potencia:** Un área puede estar delimitada únicamente a la corrección de las variaciones de potencia.
- **Control del error de frecuencia:** Un área puede estar delimitada únicamente al control de la frecuencia.

Modos especiales de operación y estados especiales del control secundario: En ciertas ocasiones el control secundario debe ser operado en condiciones especiales:

- **Modo control de frecuencia:** Bajo ciertas consideraciones el operador del sistema puede activar la operación del control de error de Potencia.
- **Modo control de enlace de línea:** En este modo de operación, el error de control de área se define únicamente por el error de control de energía
- **Estado de control congelado.** En condiciones operativas inciertas, el operador debe congelar el control para evaluar la situación. En este estado, el controlador no realiza cambios en los puntos de ajuste para el control secundario. Hasta que se libere nuevamente, el controlador secundario permanece pasivo, los puntos de ajuste se congelan y no se controla el error de área.
- **Estado de control detenido:** En ciertas condiciones el control secundario debe ser detenido por completo.

1.5.3.3. Calidad del control durante la operación Normal

La calidad del control secundario es evaluada estadísticamente cada mes mediante la determinación del estándar sobre desviaciones de frecuencia.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (f_i - f_o)^2} \quad (1.9)$$

Donde, n es el número de valores promedio durante 15 minutos. Las desviaciones de frecuencia no puede exceder el valor máximo de $\Delta f > 50mHz$.

1.5.3.4. Calidad del control durante una desviación larga.

Con la finalidad de evaluar la calidad del control secundario de frecuencia dentro de cada área sincrónica, se utiliza la envolvente o curva de la trompeta, la misma que tiene la siguiente forma:

$$H(t) = f_o \pm Ae^{-\frac{t}{T}} \quad (1.10)$$

Donde:

$$A = 1.2(|\Delta f| + 20mHz)$$

La curva que se ha definido sobre la base de los valores obtenidos de la experiencia y en el monitoreo de la frecuencia del sistema eléctrico durante un período de años. Cuando la frecuencia del sistema se mantiene dentro de la curva de la trompeta durante el periodo de regulación primario y secundario, la finalización de este último se considera satisfactoria, en términos de control técnico.

- La curva de trompeta para un incidente dado se trazará utilizando los siguientes valores:
- Se define la frecuencia del punto de ajuste f_o (en la figura siguiente, $f_o = 50.01$ Hz).
- La frecuencia real f_1 antes del incidente (en la figura siguiente, f_1 es diferente de f_o).
- La desviación de frecuencia máxima Δf_2 después del incidente, con respecto al punto de ajuste f_o .
- La pérdida de capacidad de generación ΔP_a es responsable del incidente de variación. La variación es soportada por la capacidad de absorción de cada generador definido por su amortiguamiento R_i .

Finalmente, la envolvente práctica a implementarse como banda de seguridad corresponde a:

$$H(t, \Delta P_a) = f_o \pm 1.2 \left(\frac{\Delta P_a}{R_i} + 20mHz \right) \cdot e^{-\frac{t}{T}} \quad (1.11)$$

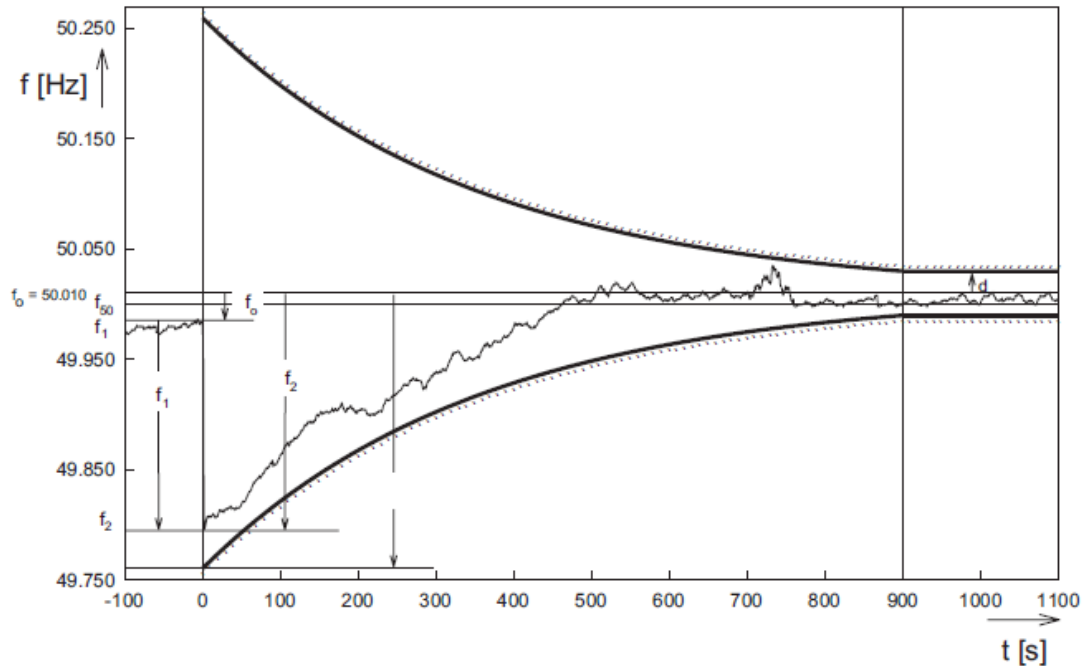


Figura 1.11. Envolvente de la trompeta para el control primario y secundario de frecuencia[10].

Este trabajo de investigación utiliza como referencia a la norma UCTE dentro del contexto de regulación primaria y secundaria de frecuencia, la regulación terciaria queda como una propuesta para una futura investigación bajo la metodología de una arquitectura distribuida.

1.5.4. Control distribuido de Potencia Activa-frecuencia D_LFC

En las últimas décadas, se ha realizado un esfuerzo importante en la investigación de las diferentes estrategias de operación en el sistema eléctrico con el fin de monitorear, controlar y proteger al mismo de la manera más eficiente posible. Como solución a dicha necesidad durante los últimos años se han propuesto algunas metodologías de operación distribuida para la solución de flujos de potencia, para problemas de optimización y para análisis de estabilidad de sistemas eléctricos de gran tamaño [13], [14].

La operación del AGC históricamente se ha desarrollado en un marco centralizado debido a su dinámica y su capacidad de respuesta en el tiempo, en donde, se requiere que el centro de control establezca las respectivas ordenes sobre cada uno de los generadores [5]. Hoy en día técnicas innovadoras como el control distribuido han ido incursionando en la operación de complejos sistemas no lineales como es el sistema eléctrico. Añadiendo así, una serie de ventajas en la autonomía en su monitoreo y supervisión.

Entonces, es factible analizar el Sistema Eléctrico de potencia bajo la teoría de sistemas interconectados partiendo desde su modelo linealizado. En donde, subsistemas interactúan entre sí por medio de relaciones de interconexión que se derivan de las expresiones de flujos de potencia entre las líneas de transmisión[2]. Diversas teorías sobre leyes de acoplamiento basadas en algoritmos de consenso tanto para la velocidad como para el ángulo interno del rotor de los generadores han sido desarrolladas. Donde, hoy en día el rendimiento de la operación SEP es analizado y evaluado bajo los efectos de dichas leyes. Rendimiento que depende fundamentalmente de la capacidad para sintonizar adecuadamente controladores distribuidos que controlan las desviaciones de la frecuencia y las desviaciones de la potencia activa.

La capacidad del control de potencia activa-frecuencia mediante la filosofía descentralizada permite que la regulación secundaria también pueda ser manejada de forma descentralizada respecto a un centro de despacho. Esto resultaría ventajoso para el moderno y complejo sistema distribuido en que se ha convertido el sistema de energía actual. Ya que en éste varios operadores pueden intervenir para la operación de su sistema interconectado, donde requieren obviamente cierta autonomía para operar.

En el monitoreo global centralizado (o control centralizado) es esencial disponer de una infraestructura de comunicación eficiente y procesadores con capacidad para administrar y procesar la gran cantidad de información que va a ser gestionada por el centro de control. Sin embargo, el adecuado funcionamiento de este quedaría comprometido en caso de suscitarse algún error en el sistema de procesamiento central o en los enlaces de comunicación, dejando a sus controladores locales aislados y obligados a que estos ejecuten acciones de contingencia de manera descoordinada[15]. En el control distribuido, el esfuerzo de procesamiento se divide entre varios controladores sincronizados mediante un enlace, el cual no necesariamente requiere una infraestructura de comunicación, facilitando de esta manera el control y la operación del sistema eléctrico tanto a nivel de áreas, así como también a nivel global. Por lo tanto, se logra que los elementos del sistema eléctrico puedan trabajar de manera cooperativa, pero manteniendo una cierta autonomía para operarse dentro de un área determinada acorde a sus procedimientos.

La diferencia del esquema tradicional centralizado con el esquema distribuido es que la señal de control en éste último no se origina en el Centro de Control. De ahí que, cada controlador distribuido debe contar con los mecanismos necesarios para establecer localmente las señales de control y ser capaz de mantener la continua operación del SEP.

Es importante establecer el origen de la información de los controladores locales durante la descentralización del control. Para esto, la opción más adecuada es que la información provenga de mediciones locales en cada unidad generadora (i.e. en sus terminales o en la proximidad de estos).

Si bien estas dos metodologías parecen independientes entre sí, se debe tener en cuenta que las nuevas estrategias de control requerirán de un sistema de control jerárquico para ejecutarlas, es donde estas dos tendencias convergen y son capaces de trabajar al mismo tiempo, encargándose cada una de cumplir con sus tareas asignadas para el monitoreo, control y protección de los sistemas eléctricos de potencia [2].

En base a la revisión de las propuestas metodológicas correspondientes a este tema ([2], [3], [13], [14], [16]–[20]) el sistema eléctrico puede ser descrito bajo su característica intrínseca de ser un sistema interconectado. En donde la sincronización de sus componentes dinámicos se puede lograr a través del cumplimiento de leyes de acoplamiento que fuerzan a las variables de estado de todos sus elementos a converger unas a otras. De acuerdo a la teoría de sistemas de control, es factible realizar el análisis y control de estos sistemas, denominados sistemas interconectados, multi-agentes o redes complejas, usando herramientas desarrolladas para control distribuido [19]–[12]. Presumiéndose de esta manera, que es posible mejorar el desempeño del sistema eléctrico de potencia al elevar su seguridad y confiabilidad por medio de la implementación de controladores distribuidos que sean capaces de i) reducir de manera considerable su tiempo de procesamiento, y ii) reducir la cantidad de recursos que el procesador “central” necesita para la ejecución de funciones complejas para el control, monitoreo y protección del sistema [2].

Diferentes investigaciones han propuesto soluciones en base a un método de control distribuido con información local que permita a todas las áreas de control llegar a un acuerdo sobre ciertas variables de interés [20]. Por ejemplo, en [14] y [21] se propone métodos de seguimiento con controladores locales mediante una regla de estimación de estados, basada en los estados compartidos por el controlador vecino, para el consenso de múltiples agentes. Además, se caracteriza un algoritmo distribuido que alcanza consenso en tiempo finito [22] y los algoritmos de consenso donde todos los grupos de generación están gobernados por dinámicas de segundo orden [23].

Varios estudios se han enfocado en los problemas de control del sistema eléctrico [24], siendo uno de estos el problema de control potencia activa-frecuencia [19], [25]. Así, [23]

propone la regulación autónoma de frecuencia fundamentándose en un control cooperativo entre controladores distribuidos a través de un algoritmo de consenso que requiere intercambio de información entre los demás controladores distribuidos del sistema. Más aún, [26] logra reducir el requerimiento de información a solo aquella que viene de controladores vecinos.

Si bien es cierto que la arquitectura de gestión y control implementada en la actualidad está enfocada en disponer de un centro de control u operador que gobierne al Sistema de Potencia en su totalidad, la propuesta de descentralizar dicha arquitectura y llevarla hacia un esquema de control distribuido toma relevancia por las características actuales del SEP, y cuya factibilidad ha sido analizada por varios estudios. Por ejemplo, en [2] se desarrolla una propuesta metodológica para la implantación de controladores distribuidos en el sistema WAMPAC, en base al procesamiento de mediciones locales y con el desarrollo de algoritmos menos complejos. De esta forma, se puede concluir en la factibilidad de su aplicación dentro de un sistema real.

En lo referente al control del sistema eléctrico de potencia, tradicionalmente el control primario de frecuencia descentralizado efectuado por la respuesta natural del sistema y el control secundario de frecuencia centralizado realizado por el AGC se utilizan para controlar la potencia activa y frecuencia de un sistema de potencia, esquema que se ha mantenido aun cuando en la actualidad una gran cantidad energía renovable se ha incorporado [3], [19], [20] haciendo que para su correcta operación se deba enfrentarse a varios desafíos y problemas, tales como:

- Las frecuencias de la red eléctrica en diferentes puntos difieren entre sí, algo que en el pasado no representaba grandes complicaciones debido a que los componentes dinámicos eran pocos o estaban concentrados y su gran inercia forzaba al sistema a converger a la frecuencia establecida, permitiendo su simplificación al asumir que estas eran iguales en todo el sistema. A diferencia, hoy en día con la creciente penetración de manera intermitente de energía eólica y solar este fenómeno adquiere una mayor relevancia debido a que sus componentes dinámicos distribuidos tienden a imponer su propia frecuencia local [13].
- La regulación secundaria, al ser manejada de forma centralizada requiere de una continua supervisión del operador del sistema, implicando la necesidad de una infraestructura de comunicación con sus respectivos retardos en el envío y la recepción de la información [5].

- La regulación de frecuencia y el control de la potencia transferida a través de las líneas de transmisión están fuertemente acopladas, y consecuentemente, el control individual de estas variables está en gran manera limitado, causando que la respuesta de accionamiento llegue a durar varios minutos hasta que la frecuencia se reestablezca a valores nominales [2].

En base al antecedente expuesto, en este trabajo se pretende explorar la idea de la implementación de controladores distribuidos que trabajen de manera cooperativa, obedeciendo la ley de sincronización natural presente en el SEP (todo esto justificado por su característica de ser un sistema interconectado) y cuyo funcionamiento estará orientado a permitir acciones de control sobre la frecuencia y sobre la potencia activa transferida al sistema eléctrico, aportando de esta manera con potenciales beneficios como el mejorar el tiempo de reacción del SEP en comparación con el esquema AGC tradicional, al lograr que se pueda restablecerse rápida y automáticamente el equilibrio entre la generación y la demanda después de suscitarse variaciones de demanda y/o generación, justificado en que las acciones de control se pueden realizar localmente en las proximidades a la perturbación.

También es importante resaltar que la efectividad de cualquier estrategia de control depende fundamentalmente de la adecuada sintonización de los parámetros o constantes de estos; sin embargo, a medida que el sistema crece, la complejidad de la sintonización de sus parámetros también lo hace, especialmente para esquemas de control centralizados por la interdependencia de los mismos, siendo el caso actual del sistema eléctrico. Por otro lado, la naturaleza del SEP conjuntamente con un esquema descentralizado permite establecer una sintonización menos compleja de los parámetros de los controladores [2], logrando como resultado adicional un mejor desempeño de los esquemas de control bajo una arquitectura distribuida comparada con una centralizada.

1.5.5. Descripción Medición del ángulo interno

Una de las variables más importante dentro del análisis y operación de los sistemas eléctricos de potencia es el ángulo interno del rotor por estar altamente relacionada con la transferencia de potencia [4], [5], [27]. Variable que, de ser adecuadamente medida y acondicionada, puede ser tomada en cuenta dentro de las acciones de control para compensar las variaciones de demanda de energía dentro del marco regulatorio del control de potencia activa-frecuencia en el SEP, como se pretende en este estudio. Pues, bajo

ciertas consideraciones permite el restablecimiento automático de la frecuencia mediante el intercambio de flujos de potencia entre un sistema interconectado.

En estudios anteriores, el ángulo interno del rotor ha sido utilizado únicamente como variable de estado. A diferencia de estudios recientes como [4], [13], [27], [28] que apuntan a la importancia de la retroalimentación de la medida de dicho ángulo para su introducción dentro de las acciones de control ejercidas por el governor. Esto con la intención de tener el control directo sobre el ángulo interno del rotor a fin de regular eficientemente potencia entregada por una máquina sincrónica.

Tradicionalmente la función del governor ha sido controlar la velocidad del generador, pero no el ángulo del rotor porque éste antes no podía ser medido. Sin embargo, hoy en día es factible que el governor controle el ángulo absoluto del rotor con la implementación de una unidad de medida fasorial PMU (*Phasor Measurement Unit*). Con esto, es posible desarrollar una ley de control o estrategia de acoplamiento para que el ángulo del rotor del generador llegue a un valor establecido.

Por ejemplo, en caso de suscitarse cambios de demanda o generación, si el ángulo del rotor medido disminuye (más bajo que la referencia), consecuentemente el governor aumentará la apertura de las válvulas de la turbina. Esto aumentará la potencia mecánica, por lo que la velocidad del rotor también aumentará. Como resultado, el ángulo absoluto del rotor se moverá hacia el valor objetivo y viceversa. Este será el nuevo principio de funcionamiento que se le aplique al governor.

Actualmente en los SEP se puede conocer la posición fasorial de las mediciones de interés para cada generador mediante la medición local de una PMU. Entonces, es posible implementar un controlador del ángulo interno del rotor que ordene a la válvula de la turbina acelerar o desacelerar el rotor del generador para que se restablezca la posición de referencia, restaurando a su vez la estabilidad.

El medir el ángulo del rotor para el control en sistemas de energía reporta varias ventajas según los trabajos realizados por Qiang Wei en [4], [13], [27], [29]. Entre las características más interesantes está el hecho de que se puede integrar fácilmente a sistemas existentes para obtener mejores resultados como robustez ante varios tipos de perturbaciones, bien sea un rápido crecimiento en la demanda, cortocircuitos o desconexiones de los generadores.

1.5.5.1. Principios de medición, cálculo y control del ángulo del rotor

1.5.5.1.1. Medición del ángulo del rotor

Esta estrategia de control asegura que el rotor del generador alcance la misma posición cada vez que llega la señal de Pulso Por Segundo (PPS). Utilizando como entrada una señal óptica keyphasor para medir el ángulo absoluto del rotor. Esta señal es un pulso de una vez por vuelta desde el eje giratorio, generada cuando la muesca hecha en el eje pasa debajo de la sonda. La Figura 1.12. indica la técnica de medición, donde el ángulo entre el eje q y la referencia de voltaje U es el ángulo interno del rotor en un sistema coordinado por pulso por segundo, PPS. U es el fasor del voltaje terminal del generador y el ángulo entre el eje q y PPS es el ángulo absoluto del rotor, δ .

Si bien δ no se obtiene directamente, si se puede conocer en forma precisa el ángulo α entre la señal del keyphasor y el PPS. Además, el ángulo θ entre la señal del keyphasor y el eje q permanece constante en todo momento, deduciéndose así el valor que toma δ en cada instante. El ángulo absoluto del rotor no es un ángulo entre el eje q de un generador i y un generador j , por lo que para su cálculo se requiere solamente información local.

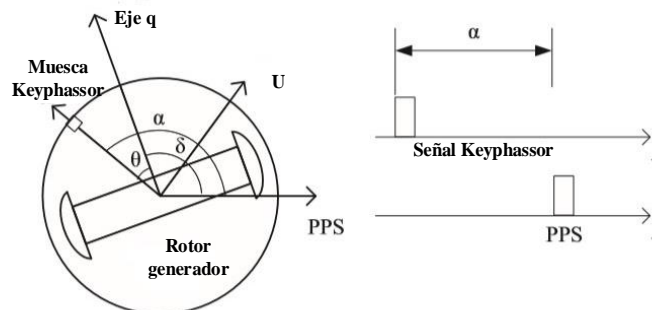


Figura 1.12. Medición del ángulo interno del rotor [29].

1.5.5.1.2. Cálculo del ángulo del rotor empleando vectores eléctricos

Otra forma de conocer el valor del ángulo absoluto del rotor es mediante el vector eléctrico. En estado estacionario el resultado obtenido es el mismo valor, por lo que el cálculo por la media mecánica o empleando el vector eléctrico son intercambiables. A continuación, se describe como obtener el valor de referencia del ángulo del rotor según se indica en [29] haciendo uso del vector eléctrico, cuyo diagrama es el de la Figura 1.13.

Primero, suponiendo que el voltaje terminal para el generador i es V_i , y que la potencia aparente a la salida es S_i . La corriente inyectada a la red debe ser:

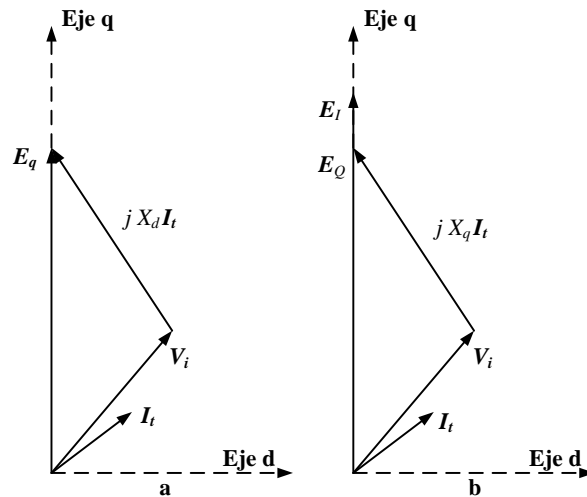


Figura 1.13. a) Diagrama vectorial para un generador rotor cilíndrico **b)** Diagrama vectorial para un generador de polos salientes [29].

$$I_i = \text{conj}(S_i/V_i) \quad (1.12)$$

Si el generador es una máquina de polos no salientes como representa la Figura 1.13.a. la resistencia de estator puede despreciarse y la reactancia del eje d es X_d . La fuente de potencia interna se representa por:

$$E_q = V_i + jX_d \times I_i \quad (1.13)$$

Y la posición del ángulo del eje d para el generador es:

$$\theta_i = \text{angle}(V_i + jX_d \times I_i) \quad (1.14)$$

Este generador puede representarse como una fuente de potencia de magnitud E_q y reactancia interna es X_d .

Si el generador es de polos salientes como representa la Figura 1.13.b., se desprecia la resistencia del estator y la reactancia del eje q es X_q . La fuente virtual interna de potencia es:

$$E_Q = V_i + jX_q \times I_i \quad (1.15)$$

La posición del ángulo del eje q para el generador es:

$$\theta_i = \text{angle}(V_i + jX_q \times I_i) \quad (1.16)$$

Aunque E_Q es un potencial virtual, si puede usarse en los cálculos de flujo de potencia reemplazando la reactancia interna por debe reemplazarse por X_q . Se tratan así a las máquinas de polos salientes y no salientes de la misma forma. Hay que considerar que el ángulo calculado debe enviarse al controlador de ángulo transformado en un valor en el sistema de coordinación GPS. Es decir, se debe sumar el δ_{ref} como se indica:

$$\delta_i = \text{angle}(V_i + jX_d \times I_i) + \delta_{ref} \quad (1.17)$$

1.5.5.1.3. Control del ángulo interno del rotor

Tomando en cuenta que la frecuencia del sistema no es realmente fija a 60Hz (o 50Hz) en un SEP en funcionamiento, el ángulo δ tampoco es fijo. Éste aumenta gradualmente cuando la frecuencia está sobre los 60Hz, y viceversa. Por otro lado, si se produce una oscilación de baja frecuencia, la velocidad de ascenso del ángulo δ diferirá de un generador a otro. La razón de este fenómeno es que la función del governor tradicionalmente ha sido el control de velocidad y no el control del ángulo del rotor, porque éste antes no podía ser medido. Ahora es posible controlar que el rotor del generador llegue a la misma posición cada vez que llega el PPS. Así, el ángulo δ medido por la PMU es constante y la frecuencia del sistema se mantiene precisamente a 60Hz sin desviaciones [29].

El principio del controlador indica que si el ángulo δ disminuye del valor establecido para δ_{ref} , entonces la acción de control aumenta la apertura de la válvula de la turbina para incrementar la potencia mecánica de salida, con esto a su vez sube la velocidad del rotor y como resultado, δ alcanza el valor definido de δ_{ref} [4]. Al emplear esta técnica en todo el SEP, el control de la frecuencia se complementa con el control del ángulo, dejando así, de depender de la intervención del centro de despacho ya que ahora el controlador distribuido toma las decisiones con base en sus mediciones locales.

Adicionalmente, la velocidad de la restauración de frecuencia se vuelve muy rápida, el restablecimiento se da poco después de que los ángulos del rotor dejan de descender. El proceso lleva menos tiempo, siendo más rápido que el accionar del AGC.

2. METODOLOGÍA

En relación con investigaciones sobre el control y monitoreo de los Sistemas Eléctricos de Potencia, el enfoque que recientemente se está tomando es la posibilidad de implementar estrategias de control basadas en una arquitectura distribuida. Esto gracias a las múltiples ventajas que presentan en sistemas con la característica de ser interconectado como es el caso del sistema eléctrico. Por ejemplo, algunos beneficios son: mejorar la confiabilidad del sistema al distribuir equitativamente sus funciones entre varios controladores distribuidos; reducir tiempos de actuación pues las acciones de control se ejecutan en la cercanía de las perturbaciones; permitir una mayor flexibilidad en la integración de energías renovables durante la expansión del sistema, y disminuir el ancho de banda necesario para la comunicación entre los controladores locales y el centro de despacho [2], [4].

La metodología propuesta en este trabajo, para el control de potencia activa-frecuencia bajo un esquema de control distribuido denominado D_LFC, aporta una mayor cantidad de ventajas respecto al control centralizado. Comparativamente se puede decir que, la ejecución del AGC tradicional puede durar hasta varios minutos ya que sus órdenes de control se originan en el centro de despacho y son transportadas a través de una compleja red de comunicaciones con la agregación de retardos. En cambio, con la descentralización de la regulación secundaria de frecuencia se puede restaurar más rápidamente la frecuencia del sistema mediante controladores que operan de una forma más directa o cercana al proceso. Todo esto con una estructura más simple, similar a como ocurre en el control primario de frecuencia. De esta forma también se disminuyen los tiempos de respuesta del sistema gracias a que varios controladores trabajan en paralelo, elevándose su confiabilidad al no depender de un único control central como es el caso del actual AGC. A esto se suma que se reduce considerablemente la dependencia del sistema de comunicación durante el intercambio de información entre el centro de control y los puntos de generación, dado que, no se requiere de la intervención del operador del sistema.

Es por ello que la metodología propuesta en el presente trabajo se muestra como una alternativa adecuada, fundamentada en el trabajo cooperativo entre todos los controladores distribuidos para alcanzar un objetivo común, que, para el caso de un sistema eléctrico de potencia es mantener su operación dentro de valores nominales tanto ante perturbaciones como para variaciones de la carga y/o de la generación.

2.1. Modelamiento del Sistema de Potencia

2.1.1. Ecuación de movimiento

El comportamiento del sistema eléctrico de potencia es representado por su ecuación de movimiento (2.1) y (2.2) expresada en el espacio de estados [5].

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{M}(T_m - T_e - D\Delta\omega_r) \quad (2.1)$$

$$\frac{d\Delta\delta}{dt} = \omega_o\Delta\omega_r \quad (2.2)$$

Donde: $\Delta\omega_r$ es la desviación angular de la velocidad eléctrica; M , igual a $2H$, siendo H la constante de inercia del generador; T_m , el torque mecánico; T_e , el torque eléctrico; D , el coeficiente de amortiguamiento; δ , la posición angular del rotor; t , el tiempo; ω_o , igual a $2\pi f$ y f , la frecuencia eléctrica.

Pasando las ecuaciones (2.1) y (2.2) al dominio de la frecuencia se reescriben como (2.3) y (2.4).

$$s\Delta\omega_r = \frac{1}{M}(T_m - T_e - D\Delta\omega_r) \quad (2.3)$$

$$s\Delta\delta = \omega_o\Delta\omega_r \quad (2.4)$$

Despejando términos de las ecuaciones (2.3) y (2.4) es posible obtener la función de transferencia de un generador sincrónico tal como se indica en (2.5) y (2.6). A lo largo del estudio de los sistemas eléctricos de potencia éstas ecuaciones se relacionan con el desempeño dinámico y se usan para modelar todo un sistema eléctrico, un área o un subsistema de este. La Figura 2.1. indica el diagrama de bloques característico.

$$\Delta\omega_r = \frac{1}{Ms + D}(T_m - T_e) \quad (2.5)$$

$$\Delta\delta = \frac{\omega_o}{s}\Delta\omega_r \quad (2.6)$$

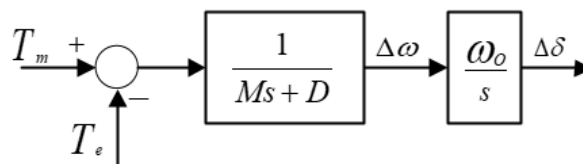


Figura 2.1. Diagrama - Ecuación de oscilación.

Tras la revisión del estado del arte relacionado al control de potencia activa-frecuencia en SEP [2], [6], estudios demuestran que una vez que el sistema se encuentra en valores en por unidad, p.u., es conveniente expresar las ecuaciones del generador en términos de potencia en lugar de torque, partiendo de:

$$P = \omega T \quad (2.7)$$

Considerando ligeras variaciones alrededor de su punto de operación, (2.7) se puede reescribir como (2.8).

$$P_0 + \Delta P = (\omega_0 + \Delta\omega_r)(T_0 + \Delta T) \quad (2.8)$$

La relación entre la desviación de torque con respecto a las desviaciones de potencia puede ser expresada como la ecuación (2.9). Manteniendo en todo caso la consideración de que se han producido pequeñas variaciones de generación y/o demanda, lo cual se conoce como análisis de pequeña señal.

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (2.9)$$

Rescribiendo las ecuaciones (2.3) y (2.4) al cambiar las variaciones de torque por las variaciones de potencia, las ecuaciones de movimiento del generador puede ser expresadas como (2.10) y (2.11). El respectivo diagrama cambia como se muestra en la Figura 2.2.

$$s\Delta\omega_r = \frac{1}{M}(\Delta P_m - \Delta P_e - D\Delta\omega_r) \quad (2.10)$$

$$s\Delta\delta = \omega_o\Delta\omega_r \quad (2.11)$$

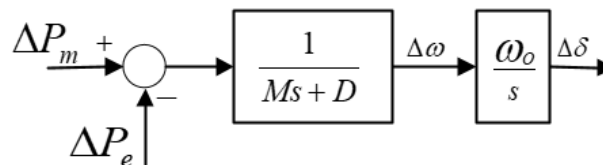


Figura 2.2. Diagrama-Ecuación de Oscilación con entrada de Potencia.

2.1.2. Desagregación del Sistema Eléctrico

Partiendo de la premisa de que el sistema eléctrico puede ser descrito bajo su característica intrínseca de ser un sistema interconectado, donde la sincronización de sus componentes dinámicos se puede lograr a través del cumplimiento de leyes de acoplamiento que fuerzan a las variables de estado de todos sus elementos a converger unas a otras, y de acuerdo

a la teoría de sistemas de control: es factible realizar el análisis y control de estos sistemas, denominados interconectados, multi-agentes o redes complejas, usando herramientas desarrolladas para control distribuido [14]–[18], [20], [31], [33]–[35]. Además, se presume que es posible mejorar el desempeño del SEP al elevar su seguridad y confiabilidad por medio de la implementación de controladores distribuidos que sean capaces de: i) reducir de manera considerable su tiempo de procesamiento, y ii) disminuir la cantidad de recursos que el procesador “central” necesita para la ejecución de funciones complejas para control, monitoreo y protección del sistema [2].

Con este antecedente se desarrolla la desagregación del sistema eléctrico de potencia partiendo del modelo típico o modelo compuesto para un generador sincrónico descrito en (2.10) y (2.11). Así pues, tras un análisis bajo la teoría de control distribuido se observa que dicho modelo está compuesto por un conjunto de subsistemas que interactúan entre sí por medio de vínculos de conexión. Adicionalmente, dichos subsistemas pueden ser uno o varios generadores trabajando coordinadamente, comunicados por sus vínculos de interconexión, correspondientes a las líneas de transmisión que los unen.

Entonces, es necesario generalizar la ecuación de movimiento, ya sea para un generador, o un conjunto de ellos dentro de un área, o incluso hacia todo un sistema eléctrico con la operación de n generadores. Tal modelo permite representar y analizar la acción de trabajo de cada uno de manera independiente. En las ecuaciones (2.12) y (2.13) se representa al generador i .

$$s\Delta\omega_{ri} = \frac{1}{M_i}(\Delta P_{mi} - \Delta P_{ei} - D_i\Delta\omega_{ri}) \quad (2.12)$$

$$s\Delta\delta_i = \omega_o\Delta\omega_{ri} \quad (2.13)$$

Siendo las líneas de transmisión los vínculos naturales de interconexión del sistema, éstas son las que permiten a los generadores interactuar entre sí. Es así que, en el esquema de control distribuido propuesto D_LFC las líneas de transmisión se encargan de llevar la información necesaria a cada generador de la diferencia angular existente con respecto a los generadores vecinos, pudiendo accederse a esta información por medio de mediciones locales con la ayuda de PMU's. Como resultado, su implementación no requiere telemetría o un sistema de comunicación complejo entre los controladores.

A fin de exponer con mayor claridad lo antes mencionado, se considera un esquema donde interactúan únicamente dos subsistemas compuestos por el generador i y el generador j ,

como se muestra en la Figura 2.3. Mediante la línea de transmisión se establece el intercambio de potencia con su respectiva diferencia angular entre ambos generadores. La variación de potencia en el generador i es expresada en (2.14),

$$\Delta P_{ei} = \Delta P_{Li} + \Delta P_{ij} \quad (2.14)$$

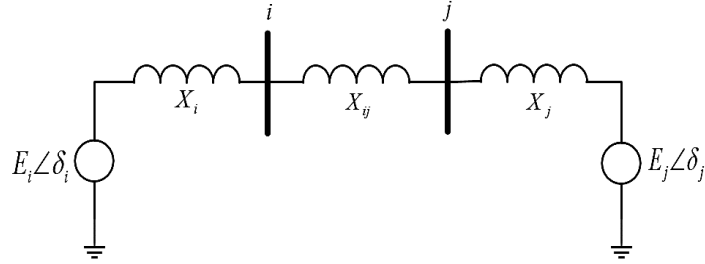


Figura 2.3. Interconexión entre dos generadores.

donde, ΔP_{ij} corresponde a la desviación de potencia transferida por medio de la línea de transmisión entre los generadores i y j ; y ΔP_{Li} es la variación local de carga en la barra i . Reemplazando (2.14) dentro de la ecuación de movimiento del generador, esta toma en cuenta la interacción de la variación de carga en j y se reescribe como (2.15).

$$s\Delta\omega_{ri} = \frac{1}{M_i} (\Delta P_{mi} - \Delta P_{Li} - \Delta P_{ij} - D_i\Delta\omega_{ri}) \quad (2.15)$$

Luego, la transferencia de potencia entre generadores viene definida por (2.16),

$$P_{ij} = \frac{E_i E_j}{X_i + X_{ij} + X_j} \text{sen}(\delta_i - \delta_j) \quad (2.16)$$

donde, E_i , δ_i y X_i corresponden al voltaje terminal, el ángulo interno y la reactancia del generador i y j respectivamente; y X_{ij} es la reactancia de la línea de transmisión entre las barras i y j .

Prosiguiendo con el análisis para pequeña señal se linealiza (2.16) alrededor de su punto inicial de operación como se indica en (2.17).

$$\Delta P_{ij} = \frac{E_i E_j}{X_i + X_{ij} + X_j} \cos(\delta_{io} - \delta_{jo}) (\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) \quad (2.17)$$

Donde,

$$T_{Sij} = \frac{E_i E_j}{X_i + X_{ij} + X_j} \cos(\delta_{io} - \delta_{jo})$$

corresponde al coeficiente de torque de sincronización de la interconexión entre generadores. Entonces, (2.17) puede ser reescrita como (2.18).

$$\Delta P_{ij} = Ts_{ij}(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) = Ts_{ij}\Delta\delta_{ij} \quad (2.18)$$

Generalizando dicha relación de interconexión para un sistema completo de n generadores, en donde, un generador i se encuentra conectado a $n - 1$ generadores mediante las $n - 1$ líneas de transmisión como se indica en la Figura 2.4.

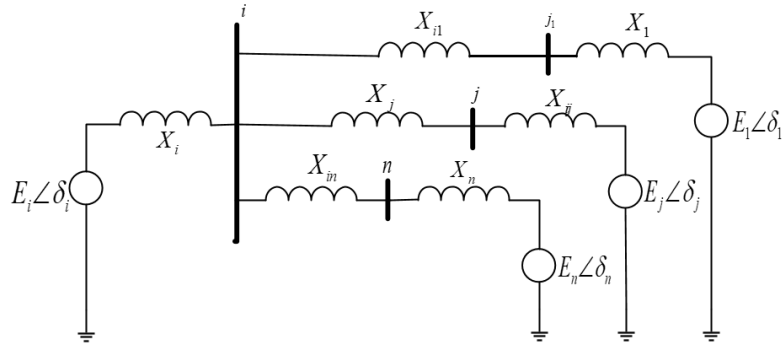


Figura 2.4. Interconexión de n-generadores

Se añade dicha interacción a la ecuación de movimiento para el generador i en la cual se incluye el efecto de cambios de demanda en cualquiera de las restantes barras del sistema, la ecuación de movimiento toma la forma de (2.19) y (2.20).

$$s\Delta\omega_{ri} = \frac{1}{M_i} \left(\Delta P_{mi} - \Delta P_{Li} - \sum_{j=1}^n Ts_{ij}(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) - D_i\Delta\omega_{ri} \right) \quad (2.19)$$

$$s\Delta\delta_i = \omega_o\Delta\omega_{ri} \quad (2.20)$$

A partir de (2.19) es posible obtener la función de transferencia para la velocidad del generador en función de su variación de potencia mecánica y las variaciones de potencia eléctrica en cualquier otra parte del sistema. Se muestra dicha función en la ecuación (2.21) y se la representa por medio de la Figura 2.5.

$$\Delta\omega_{ri} = \frac{1}{M_i s + D_i} \left(\Delta P_{mi} - \Delta P_{Li} - \sum_{j=1}^n Ts_{ij}(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) \right) \quad (2.21)$$

Como se puede observar en (2.19) y (2.20) el comportamiento del sistema eléctrico de potencia de una determinada área queda en función de variables locales así como de variables de subsistemas vecinos. Por lo que, se ajusta a las características de un sistema

interconectado, con lo cual la teoría de sistemas de control distribuido es la opción más conveniente para su gestión.

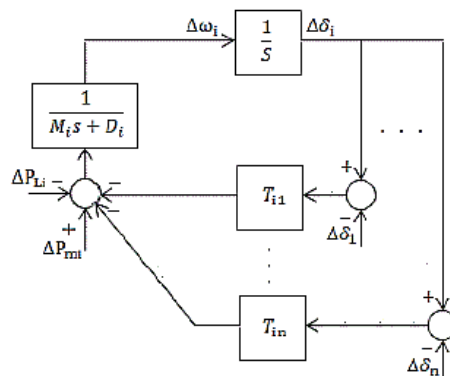


Figura 2.5. Modelo de desagregación del sistema eléctrico.

2.1.3. Consenso en sistemas interconectados

La sincronización de los subsistemas de un sistema interconectado se puede lograr a través de leyes de acoplamiento que fuerzan a las variables de estado de todos los subsistemas a converger unas a otras. En este sentido, con el fin de incorporar esta cualidad al sistema eléctrico de potencia, se aplican algoritmos de consenso como estrategia para definir este acoplamiento.

El conceso que incorpora el comportamiento sincronizado del sistema eléctrico, así como la convergencia entre sus variables, puede ser representado matemáticamente con expresiones comparables a la forma fundamental del algoritmo de consenso de primer orden y también del consenso de segundo orden con acoplamientos adicionales en las variables del sistema eléctrico. Como resultado, estos acoplamientos pueden usarse para la sincronización de controladores distribuidos [2]. A continuación, se describen cada uno de ellos.

2.1.3.1. Consenso de primer orden del sistema eléctrico

El primer acoplamiento dentro del sistema eléctrico de potencia corresponde a la velocidad de los generadores, cuya convergencia permite el establecimiento de la frecuencia del sistema.

Para demostrar esta afirmación, en (2.21) se considera un incremento de carga $\Delta P_{Li} = p_i u(t)$ dentro de un área i , por ejemplo $\Delta P_{Li} = p_i/s$. Mientras que la variación de potencia mecánica es constante $\Delta P_{mi} = 0$, entonces, (2.21) puede reescribirse como (2.22)

$$\Delta\omega_{ri} = -G_i p_i - G_i \omega_o \sum_{j=1}^n T s_{ij} \frac{\omega_o}{s} (\Delta\omega_i - \Delta\omega_j) \quad (2.22)$$

En (2.22) se puede notar el acoplamiento de primer orden en la velocidad de los generadores descrito en [2]. Por lo tanto, esta condición justifica la convergencia de la velocidad que en el sistema de potencia de n generadores resulta en:

$$\Delta\omega_{r1} = \Delta\omega_{r2} = \dots \Delta\omega_{ri} = \dots \Delta\omega_{rn} \quad (2.23)$$

es decir, el resultado del consenso natural de primer orden en el sistema eléctrico ante alguna perturbación en cualquier lugar del sistema, es que todos los generadores llegarán a la misma velocidad, esto porque la presencia del consenso de primer orden genera acoplamiento en las respuestas de velocidad de los generadores.

2.1.3.2. Consenso de segundo orden del sistema eléctrico

La posibilidad de implementación del algoritmo de consenso de segundo orden en el sistema eléctrico se justifica en que la ecuación de movimiento que representa un área de este sistema corresponde con una dinámica de segundo orden. El modelo de un consenso de segundo orden puede ser descrito por la expresión (2.24) [2].

$$\begin{aligned} \dot{\xi}_i &= \zeta_i \\ \dot{\zeta}_i &= - \sum_{j=1}^n g_{ij} k_{ij} [(\xi_i - \xi_j) + \gamma(\zeta_i - \zeta_j)], i \in \{1, \dots, n\} \end{aligned} \quad (2.24)$$

Donde $\zeta \in \mathbb{R}$. Entonces, partiendo del consenso de primer orden aplicado a la velocidad, es posible señalar que el consenso de segundo orden aplicará al ángulo interno del generador al ser la integral de la velocidad como lo indica (2.25)

$$\Delta\delta_i = \int_0^t \Delta\omega_i dt. \quad (2.25)$$

La ecuación (2.24) permite observar que, para establecer una ley de acoplamiento basada en el algoritmo de consenso de segundo orden, la función de consenso deberá garantizar que las variables de estado, así como las integrales de tales variables de estado converjan entre sí [2]. A partir de esto, para establecer el consenso de segundo orden en el problema de potencia activa - frecuencia, es necesario introducir la diferencia entre las integrales de la desviación de velocidad de los generadores, $\int_0^t \Delta\omega_i dt - \int_0^t \Delta\omega_j dt$, esto al tomar en cuenta (2.25)

Por consiguiente, es necesario que se introduzca la diferencia entre las desviaciones de los ángulos de los generadores, es decir, tanto la ecuación de velocidad como la del ángulo interno del rotor se deben ajustar a:

$$\Delta \dot{\omega}_{ri} = - \sum_{j=1}^n g_{ij} k_{ij} [(\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) + \gamma(\Delta \omega_i - \Delta \omega_j)] \quad (2.26)$$

Observando detenidamente la ecuación (2.26) es posible notar que esta expresión es comparable a la forma básica del consenso de segundo orden mostrada en (2.24), ahora planteada para el problema de control potencia activa-frecuencia. Y que en este caso, el objetivo del control cooperativo puede ser que la desviación en estado estable del ángulo interno del rotor sea la misma en todas las áreas, es decir (2.27).

$$\Delta \delta_1 \rightarrow \Delta \delta_2 \rightarrow \dots \Delta \delta_i \rightarrow \Delta \delta_n \quad (2.27)$$

En definitiva, los algoritmos de consenso de primer y segundo orden son métodos por los cuales se puede alcanzar la reposición del sistema aun nuevo punto de operación en estado estacionario. Siendo el resultado del primer consenso la convergencia de velocidad de los generadores y como resultado del segundo consenso la convergencia del ángulo interno de cada generador para restablecer el equilibrio entre generación y demanda después de suscitarse una perturbación.

2.2. Ley de control

2.2.1. Principio de funcionamiento

Con el gran avance tecnológico actual es posible implementar estrategias de control distribuido sobre complejos sistemas interconectados con una gran cantidad de elementos no lineales, como es el caso del SEP. En décadas pasadas, ciertas técnicas únicamente eran analizadas de forma teórica, pero hoy en día van ganando terreno en su implementación. Todo esto en parte gracias a los grandes avances en la investigación y desarrollo de la infraestructura de medición avanzada AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) con equipos que presentan mayores prestaciones como las PMU's a precios asequibles. Es así que, los sistemas eléctricos pueden ser analizados y operados con nuevos enfoques de control más robustos, capaces de mejorar la respuesta en la operación del SEP. Para el control de carga-frecuencia distribuido dentro del SEP, cuando la carga crece rápidamente o se produce un disparo del generador, los rotores del resto de generadores se desaceleran durante el proceso transitorio. Produciendo así en

consecuencia que el ángulo interno del rotor de cada generador disminuya. Por lo tanto, los controladores deberán aumentar la potencia mecánica de la turbina de manera coordinada para restaurar la velocidad y por ende el ángulo del rotor a su valor deseado. Este mecanismo es equivalente al control primario de frecuencia utilizado actualmente. En este sentido, todos los generadores se apoyan entre sí después de una perturbación.

Vale aclarar que, la idea de descentralizar el control secundario de frecuencia no implica que el sistema deja de depender del centro de control u operador del sistema, sino más bien que el centro de control delega la tarea de regulación de potencia activa-frecuencia al control distribuido en donde se divide el esfuerzo entre sus controladores locales sincronizados mediante un enlace. Se resalta que dicho enlace no requiere necesariamente una infraestructura de comunicación, lo que facilita el control y la operación del sistema eléctrico tanto a nivel de áreas, como a nivel global. Por tanto, se logra que los generadores del sistema eléctrico puedan trabajar de manera cooperativa, pero manteniendo cierta autonomía para operar dentro de un área determinada acorde con sus procedimientos.

En este caso, el centro de despacho sigue siendo el encargado de establecer el adecuado punto de operación para cada área de control en la que puede intervenir un generador o un grupo de generadores. Por consiguiente, en esta nueva arquitectura es necesario que cada generador reciba desde el centro de control las ordenes de su punto de operación. Es decir, se recibirá la referencia de potencia activa P_{ref} con su respectivo ángulo interno del rotor δ_{ref} , ambos valores son obtenidos luego de correr el flujo óptimo de potencia OPF (*Optimal Power Flow*) en el sistema a implementarse.

La Figura 2.6. representa el nuevo esquema de regulación de potencia activa- frecuencia descentralizado D_LFC a implementarse en cada unidad de generación basado en la medición local de sus variables.

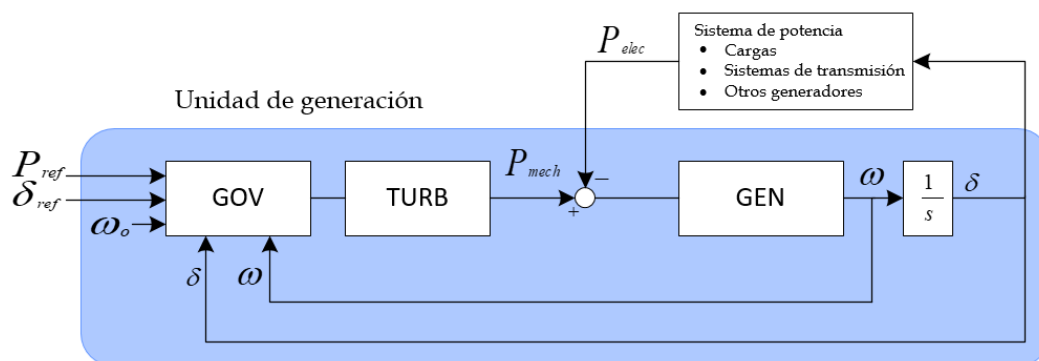


Figura 2.6. Diagrama del Sistema Gobernador-turbina para un generador sincrónico.

Descomponiendo incluso más el sistema de control para un generador, la Figura 2.7. muestra en detalle a cada uno de los elementos internos que lo componen.

Donde: H_G y H_T son las funciones de transferencia del governor y la turbina respectivamente; δ es el ángulo interno del rotor; ω es la velocidad mecánica; P_{ref} es la potencia activa de referencia; δ_{ref} es la referencia del ángulo interno del rotor; K_p es la constante relacionada con la variación de ángulo; K_f es la constante relacionada con la variación de velocidad, y ω_0 es la velocidad sincrónica de la máquina.

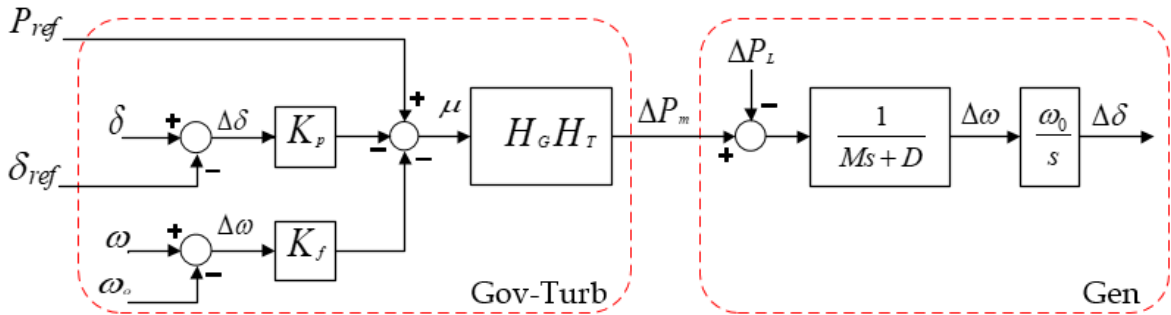


Figura 2.7. Diagrama de bloques-Governor-Turbina de un generador sincrónico.

Las variaciones del ángulo interno del rotor quedan en función de sus mediciones locales respecto a el ángulo interno de referencia, como lo expresa la ecuación (2.28).

$$\Delta\delta = \delta - \delta_{ref} \quad (2.28)$$

La señal de control u encargada de gestionar el acoplamiento se determina tanto en función de las mediciones locales de cada unidad generadora como también de los valores de referencia enviados por el centro de control asociados a la potencia nominal de cada máquina, ecuación (2.29). Esta será la ley de control a la cual se regirán todas y cada una de las unidades de generación dentro de un sistema eléctrico.

$$u = P_{ref} - k_p\Delta\delta - k_f\Delta\omega_r \quad (2.29)$$

La potencia inyectada a la red por cada generador es función de su potencia nominal P_{nom} instalada, misma que es necesaria al momento del cálculo del flujo de potencia a causa de las variaciones de generación y/o demanda.

$$P_m = (P_{ref} - k_p\Delta\delta - k_f\Delta\omega_r)P_{nom} \quad (2.30)$$

Con el fin de tener una expresión únicamente en términos de las variaciones, la ecuación (2.29) puede ser reescrita como (2.31). Esto al considerar que el análisis está dirigido a pequeñas variaciones de señal en las cercanías al punto de operación de cada generador.

$$\Delta u = -(k_p \Delta \delta + k_f \Delta \omega_r) \quad (2.31)$$

De la Figura 2.7. se puede obtener las variaciones de la potencia mecánica en función de la señal de control y del comportamiento característico del sistema gobernador-turbina el cual se ha acoplado al generador, expresándose en (2.32) y ampliándose en (2.33).

$$\Delta P_m = \Delta u H_G H_T \quad (2.32)$$

$$\Delta P_m = -(k_p \Delta \delta + k_f \Delta \omega_r) H_G H_T \quad (2.33)$$

Se ha definido a la ecuación (2.33) como la ley de control por medio de la cual se establecerán las debidas ordenes de control en cada una de las unidades generadoras para el control carga-frecuencia en forma distribuida. En donde, dicha ecuación expresa la forma para regular la potencia mecánica entregada al eje de la máquina. La cual, en base a la regulación de las variaciones de velocidad $\Delta \omega_r$ se regula que la velocidad se mantenga cerca de la velocidad sincrónica y que mediante la regulación de las variaciones de ángulo $\Delta \delta$ se controla la oportuna absorción de energía para que de forma progresiva y coordinada se reestablezca la frecuencia de la red a través del intercambio de flujos de potencia.

En este control, se regula la desviación de frecuencia al controlar la desviación del ángulo interno del rotor en los generadores de un sistema eléctrico. Es decir, si un ángulo del rotor (δ) se desvía del valor de referencia (δ_{ref}), el controlador local debe aumentar o disminuir la potencia mecánica de la turbina del generador para restaurar la velocidad. Como resultado, δ alcanza a δ_{ref} retornando la frecuencia a su valor nominal

Es importante resaltar que, con esta técnica se apoya al control de frecuencia por medio del control del ángulo del rotor que depende solo de las mediciones locales. Por lo tanto, la estrategia propuesta permite el control distribuido no requiera de señales de control desde el centro de despacho, porque los controladores pueden tomar decisiones basadas únicamente en sus mediciones locales. Además, aunque los controladores no comparten ni intercambian información con el centro de control u otros controladores, logran una regulación coordinada de la frecuencia del sistema ya que las dinámicas de velocidad de los generadores están acopladas. Dicho acoplamiento viene dado por las características intrínsecas del sistema de energía, que tiene una dinámica interconectada.

Con lo antes mencionado, este trabajo presenta un esquema de control de carga-frecuencia distribuida, en el que los controladores distribuidos logran un objetivo común mediante una sincronización natural de la velocidad del generador la cual actúa como una

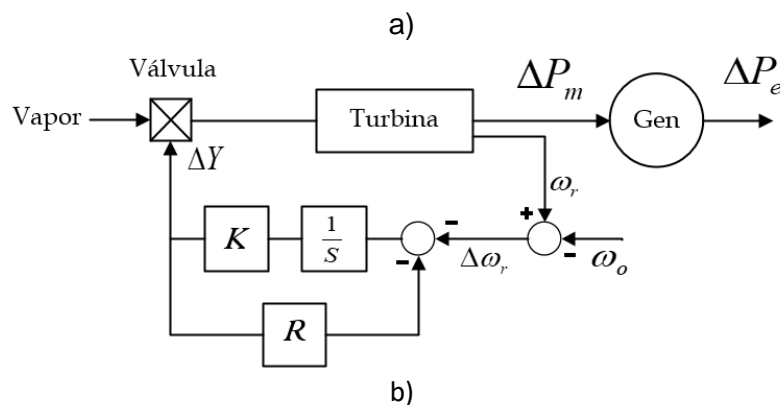
ley de acoplamiento. Como resultado, todos los generadores en un área de control absorben de manera cooperativa las variaciones de carga y eliminan las desviaciones de frecuencia y potencia transferida. Con esto, se puede restaurar la desviación de frecuencia más rápido que los esquemas centralizados como el Control automático de generación (AGC), ya que los controladores locales en técnicas distribuidas están cerca de la perturbación y, por lo tanto, las acciones de control se ejecutan más rápido.

A continuación, se describe la metodología para implementar dicha estrategia de control en cada una de las unidades de generación. Se analiza el comportamiento estático y dinámico complementado con el análisis de estabilidad del SEP al introducir dicha ley de control. En donde, en base a lo antes mencionado se llegan a determinar las restricciones necesarias para que el sistema se mantenga dentro de sus rangos normales de operación.

2.2.2. Implementación de la ley de control en el Governor

2.2.2.1. Antecedentes

La configuración clásica de un conjunto governor-turbina $H_G H_T$ generalmente se representa por el diagrama de bloques de la Figura 2.8.a, se simplifica en la Figura 2.8.b y se resume en la Figura 2.8.c respectivamente. En donde, la relación entre las variaciones de velocidad y las variaciones de potencia en estado permanente quedan en función del estatismo R , ecuación (2.34). El mismo que se define como el porcentaje de cambio en la frecuencia que provoca el 100% de cambio en la potencia de la máquina. Permitiendo así, regular la absorción de potencia de cada generador conectado en paralelo mediante su pendiente para de esta forma no interfiera con su generador vecino. Según el estándar R puede estar entre el 4 y 5%.



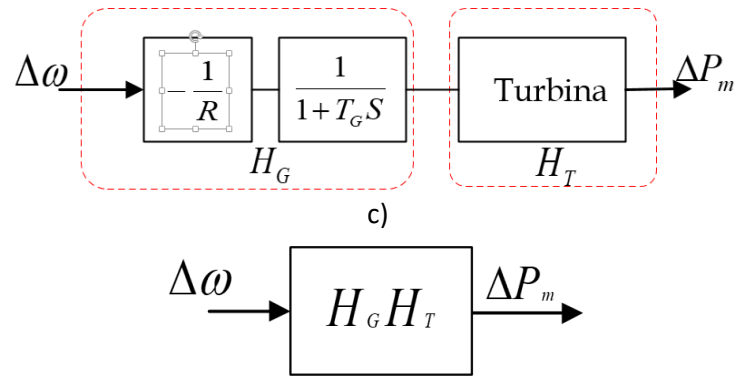


Figura 2.8. Equivalente del gobernador básico tradicional con estatismo permanente.

$$\Delta P_m = \Delta \omega_r H_G H_T = -\frac{1}{R} \Delta \omega_r \quad (2.34)$$

Asumiendo que las variaciones de potencia mecánica y eléctricas son equivalentes ($\Delta P_m \approx \Delta P_e$). Reescribiendo (2.34) como (2.35), se determina el comportamiento que de la velocidad $\Delta \omega_r$ (y por ende de frecuencia) en función del ingreso de carga al sistema representado en la Figura 2.9.

$$\frac{\Delta \omega_r}{\Delta P_m} = -R \quad (2.35)$$

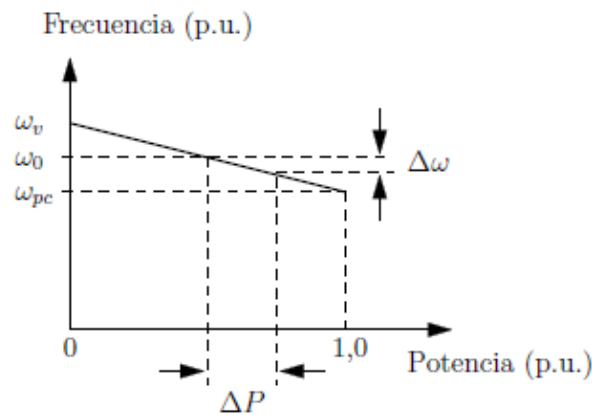


Figura 2.9. Relación frecuencia/potencia.

2.2.2.2. Gobernador con la ley de control propuesta

En el nuevo esquema propuesto con la incorporación de la medición interna del ángulo del rotor, el conjunto gobernador-turbina corresponde a la Figura 2.10.a la misma que es resumida en la Figura 2.10.b. Siendo su ecuación (2.36), dado a lugar ahora a que las variaciones de la potencia mecánica de un generador sincrónico quedan en función de las

variaciones del ángulo interno del rotor más las variaciones de la velocidad mecánica multiplicadas por la característica el conjunto governor-turbina $H_G H_T$

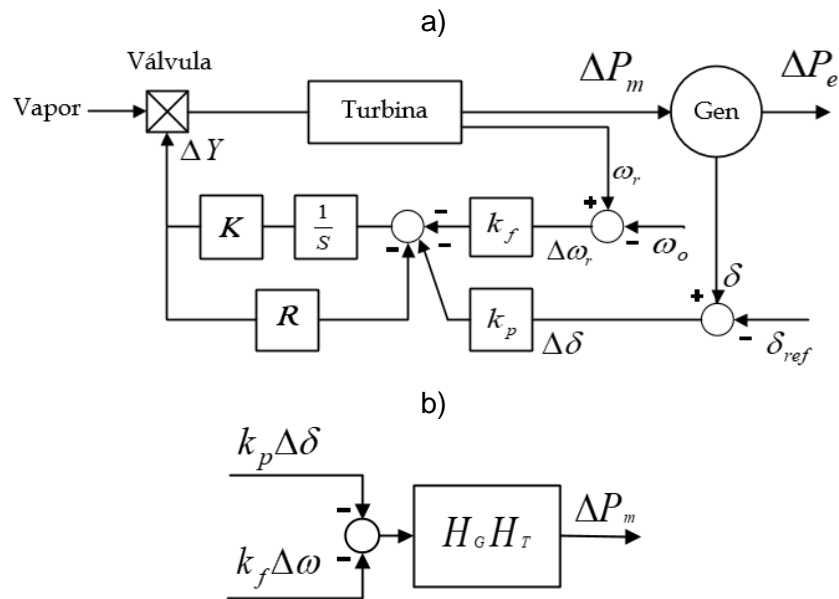


Figura 2.10. Equivalente del gobernador básico con D_LFC.

$$\Delta P_m = -(k_p \Delta \delta + k_f \Delta \omega_r) H_G H_T \quad (2.36)$$

2.2.3. Comportamiento dinámico

En este punto es necesario conocer cuáles serían las variaciones de velocidad a las cuales estará sometida la unidad generadora respecto de las variaciones de la potencia que ingresa al sistema causado por los diferentes eventos de variación entre generación y demanda. Entonces, a fin de poder compararlo con (2.35) del modelo tradicional, se reemplaza las variaciones del ángulo del rotor en función de la velocidad. Es decir, combinar la ecuación (2.13) con la ecuación (2.36) y desarrollar hasta obtener la ecuación (2.37).

$$\frac{\Delta \omega_r}{\Delta P_m} = -\frac{(1/k_p \omega_o) s}{1 + (k_f/k_p \omega_o) s} \cdot \frac{1}{H_G H_T} \quad (2.37)$$

Como se puede observar (2.37) presenta un modelo matemático similar al de un sistema de primer orden “con un cero nulo” (SPO-CN) o derivador filtrado como se presenta en la ecuación (2.38) y se muestra en la Figura 2.11. tanto en su diagrama de polos y ceros como su respuesta ante una entrada paso.

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = -\frac{Ks}{1 + \tau s} \quad (2.38)$$

Del cual extrayendo sus propiedades se tiene:

- Ganancia en estado estable

$$K = -\frac{1}{k_p \omega_o} \cdot R \quad (2.39)$$

- Constante de tiempo

$$\tau = \frac{k_f}{k_p \omega_o} \quad (2.40)$$

El SPO-CN tiene la característica de que ante cualquier variación, este siempre intenta retornar al valor de equilibrio (desviación igual a cero), teniendo como comportamiento un pico de caída igual al valor de la ganancia K en el instante $t = 0$ y un tiempo de establecimiento de 5 veces el valor de τ , como lo indica la Figura 2.11.b. Este comportamiento como resultante de la relación entre las variaciones de velocidad y las variaciones del ángulo interno del rotor, abre la posibilidad de diseñar un esquema de control capaz de soportar un máximo de la caída de la frecuencia y su pronta reposición en un determinado tiempo. Todo esto obviamente cumpliendo ciertos criterios que son analizados en los siguientes subcapítulos, luego de detallar todos los elementos que componen al conjunto governor-turbina.

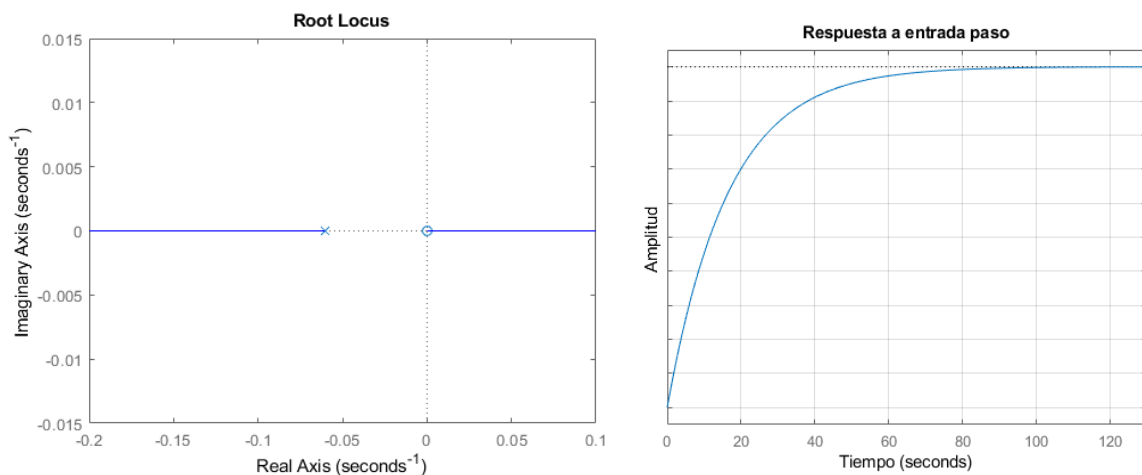


Figura 2.11. (a) Polos y Ceros SPO-CN (b) Respuesta del SPO-CN a una entrada paso

2.2.4. Comportamiento en estado estacionario

A partir de combinar la ecuación (2.13) con la ecuación (2.36), pero ahora dejando en función de la variación de ángulo se obtiene, (2.41). La misma que representa las variaciones de potencia mecánica en función de la variación de ángulo tomando en cuenta el efecto del conjunto Governor-turbina.

$$\Delta P_m = - \left(k_p + \frac{k_f}{\omega_o} s \right) \cdot H_G H_T \cdot \Delta \delta \quad (2.41)$$

Luego, obteniendo la característica en estado estacionario a partir de (2.41), se tiene como resultado (2.42) representándose también en la Figura 2.12:

$$\Delta P_m = - \frac{k_p}{R} \Delta \delta \quad (2.42)$$

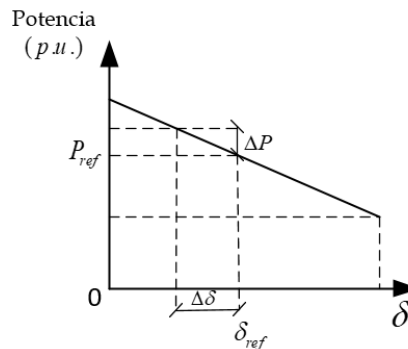


Figura 2.12. Variación de ángulo vs variación de potencia.

La ecuación (2.42) define el cambio de ángulo interno que provoca un cambio de potencia de una máquina. Es decir, por medio de la nueva pendiente se regulará la cantidad de carga que asume cada generador conectado en paralelo. De esta forma se entraría introduciendo el concepto de estatismo para el ángulo, ya que funcionaría de forma similar que el estatismo de velocidad, pero ahora se penalizaría la rápida variación de potencia a fin de que esta sea controlada. El alcanzar este objetivo permite regular la cantidad de absorción de potencia de cada uno de los generadores sin que estos compitan entre sí por la carga entrante. Lo antes mencionado da como resultado el que todos los elementos del sistema tomen un comportamiento cooperativo por obedecer a la misma ley de control.

2.3. Análisis de estabilidad

A continuación, se desarrolla el análisis de estabilidad de los Sistemas de potencia al estar sometidos bajo un esquema de control D_LFC basado en la medición del ángulo interno

del rotor. Se determinan las restricciones de los controladores distribuidos en función de los parámetros propios de la máquina y de sus mediciones locales.

2.3.1. Estabilidad de un solo generador

El circuito equivalente de un generador sincrónico para estudios de pequeña señal es representado por una fuente de voltaje de magnitud E con su ángulo interno δ , en serie a una impedancia, donde su resistencia de armadura R_a es despreciable respecto a su reactancia X_d . Este es conectado a una barra infinita con lo que el voltaje es independiente de la variación de potencia, y además al despreciar la resistencia del estator, no se consideran pérdidas internas haciendo que la potencia eléctrica del generador sea igual a su potencia en el entrehierro.

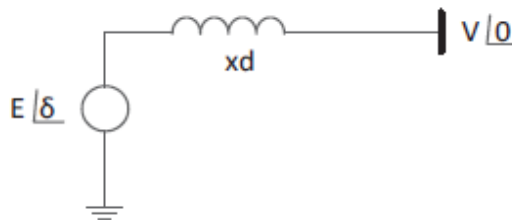


Figura 2.13. Representación de un generador sincrónico.

Continuando con la ecuación general de movimiento para el generador desarrollada en (2.19) y (2.20), se reemplaza los términos de interconexión con otros subsistemas por el equivalente de una barra infinita obteniéndose (2.43).

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\omega}_r &= \frac{1}{M} (\Delta P_m - \Delta P_L - T_S \Delta \delta - D \Delta \omega_r) \\ \Delta \delta &= \omega_o \Delta \omega_r \end{aligned} \quad (2.43)$$

Hasta el momento el análisis presentado se fundamenta en la revisión del estado del arte de manera general. A partir de este punto, se analizará el control de la potencia y frecuencia con base a un esquema de control distribuido para lo cual se introducen mediciones locales como la medición del ángulo interno del rotor δ . Esto con el objeto de que δ sea el componente que posibilite la compensación de potencia requerida por parte del generador para mantenerlo en valores nominales de operación.

Se reemplaza la ley de control (2.33) sobre la ecuación de movimiento del generador (2.43), obteniéndose la ecuación (2.44) que representa la velocidad de un generador o que de manera indirecta representa su frecuencia. Cabe observar que dicha ecuación se

encuentra expresada únicamente en función de variables locales del generador más el aporte del torque de sincronismo, el cual representa la interacción con el medio externo.

$$\begin{aligned}\Delta\dot{\omega}_r &= \frac{1}{M}(-k_p\Delta\delta + k_f\Delta\omega_r)H_G H_T - T_S\Delta\delta - D\Delta\omega_r \\ \Delta\dot{\delta} &= \omega_o\Delta\omega_r\end{aligned}\quad (2.44)$$

Con la finalidad analizar de manera más profunda el comportamiento de un generador bajo los efectos de la ley de control, la ecuación de movimiento del generador es pasada a la representación en el espacio de estado mostrada en la ecuación (2.45). Donde A corresponde a la matriz de estados del sistema.

$$\begin{aligned}\begin{bmatrix} \Delta\dot{\omega}_r \\ \Delta\dot{\delta} \end{bmatrix} &= A \begin{bmatrix} \Delta\omega_r \\ \Delta\delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{M} \\ 0 \end{bmatrix} \Delta P_L \\ \begin{bmatrix} \Delta\dot{\omega}_r \\ \Delta\dot{\delta} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} -(k_f H_G H_T + D) & -(k_p H_G H_T + T_S) \\ \frac{M}{\omega_o} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega_r \\ \Delta\delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{M} \\ 0 \end{bmatrix} \Delta P_L\end{aligned}\quad (2.45)$$

Para analizar la estabilidad del sistema bajo los efectos del controlador propuesto, se ha empleado el primer teorema de estabilidad de Lyapunov, el mismo que establece que la estabilidad de un sistema no lineal en un punto operativo puede garantizarse si las raíces del polinomio característico de su modelo linealizado están a la izquierda del plano complejo s [30], entonces:

$$|\lambda I - A| = \begin{vmatrix} \lambda + \frac{k_f H_G H_T + D}{M} & \frac{k_p H_G H_T + T_S}{M} \\ -\omega_o & \lambda \end{vmatrix} \geq 0 \quad (2.46)$$

Donde su polinomio característico es el que indica (2.47).

$$\lambda^2 + \frac{k_f H_G H_T + D}{M} \lambda + \frac{\omega_o(k_p H_G H_T + T_S)}{M} \geq 0 \quad (2.47)$$

Aplicando el criterio de Routh-Hurwitz (RH), el cual establece el cumplimiento de la condición de estabilidad cuando todos los términos del polinomio son positivos. Por lo tanto, necesariamente se debe cumplir con (2.48) y (2.49) para el diseño del controlador.

$$k_p \geq 0 \quad (2.48)$$

$$k_f \geq 0 \quad (2.49)$$

Por consiguiente, se analiza cada término del polinomio para obtener el rango adecuado de valores para k_p y k_f que le permitan al gobernador mantener al generador en estado de trabajo normal, esto a pesar de las posibles variaciones de generación y demanda presentes en sus terminales.

Tomando el segundo término del polinomio el cual requiere mantener el mismo signo del primero, el cual es positivo, se es necesario comparar este segundo término con mayor o igual a cero a fin de mantener la estabilidad. Despejándose el valor de k_f en función del resto de sus términos se obtiene (2.50). Se nota que este queda en función del coeficiente de amortiguamiento D , el mismo que relaciona las variaciones de la potencia eléctrica con respecto a las variaciones de la frecuencia como muestra la Figura 2.14.

$$k_f \geq -\frac{D}{H_G H_T} \quad (2.50)$$

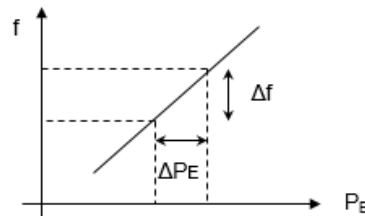


Figura 2.14. Coeficiente de Amortiguamiento D.

De la misma manera, para el tercer término del polinomio se despeja k_p en función del resto de sus términos quedando en función del torque sincronizante de la máquina T_s como muestra (2.51). Por lo tanto, se reemplaza su equivalente, el cual responde a las variaciones de la potencia eléctrica sobre las variaciones del ángulo interno del rotor.

$$k_p \geq -\frac{T_s}{H_G H_T} = -\frac{1}{H_G H_T} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta \delta} \quad (2.51)$$

De las anteriores expresiones se puede deducir primero que k_f en (2.50) permite regular el amortiguamiento de la velocidad y por ende la frecuencia tal cual como se lo realiza en el control primario. Y que k_p en (2.51), es directamente proporcional al torque sincronizante, siendo este igual a las variaciones de potencia sobre las variaciones de ángulo, con lo cual mediante la manipulación de k_p es posible controlar las variaciones de ángulo y por ende controlar el ajuste necesario en el intercambio de flujos de potencia entre generadores para su retorno al equilibrio energético con la frecuencia en su valor nominal.

Es importante considerar que la parametrización de las constantes del controlador distribuido D_LFC expresadas en las ecuaciones (2.50) y (2.51) dependen de las funciones de transferencia del conjunto governor-turbina $H_G H_T$, siendo este quien da la característica de comportamiento a la potencia mecánica por el efecto del recurso primario de energía (Gas, Hidráulico, Térmico, etc.). En sub-capítulos siguientes se analiza la dinámica ingresada por este conjunto procurando dejar el cálculo de dichas constantes en términos de los parámetros propios para cada generador.

Resultando en que para mantener la estabilidad del generador sometido al D_LFC se deba cumplir con las ecuaciones (2.48) y (2.49) como restricciones del sistema.

2.3.2. Estabilidad de Sistema multi-máquina.

El sistema eléctrico puede ser visto desde diferentes perspectivas, ya sea a nivel de un sistema completo, a nivel de un área, o como un solo generador. En donde para efectos de este caso de estudio, se asume que sus elementos dinámicos responden de manera coherente ante perturbaciones por variaciones de generación y demanda a lo largo de su interconexión. En este apartado se presenta la interacción de dos o más generadores, que pertenecen a una misma área de control, los cuales trabajan bajo el efecto de la ley de control vista en el apartado 2.3. Esto con el objeto de identificar el comportamiento característico que tendrá dicho grupo de generadores, y además determinar cuáles son las posibles restricciones de operación que estos requieren para mantener al sistema funcionando de manera continua y segura.

Se parte de las ecuaciones de movimiento del generador desarrolladas en (2.19) y (2.20) las cuales generalizan y facilitan el análisis desde i igual a uno hasta n generadores.

$$\Delta \dot{\omega}_{ri} = \frac{1}{M_i} \left(\Delta P_{mi} - \Delta P_{Li} - \sum_{j=1}^n T_{Sij} (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) - D_i \Delta \omega_{ri} \right) \quad (2.52)$$

$$\Delta \dot{\delta}_i = \omega_o \Delta \omega_{ri}$$

Se reemplaza la ley de control (2.33) sobre la ecuación de movimiento del generador (2.52) obteniéndose la ecuación (2.53) que representa la velocidad del generador i y por ende, también representa el comportamiento de su frecuencia. Cabe observar que dicha ecuación se encuentra expresada únicamente en función de variables locales al generador más el aporte del torque de sincronismo el cual representa la interacción entre generadores.

$$\Delta\dot{\omega}_{ri} = \frac{1}{M_i} \left(-(k_{pi}\Delta\delta_i + k_{fi}\Delta\omega_{ri})H_{Gi}H_{Ti} - \Delta P_{Li} - \sum_{j=1}^n Ts_{ij}(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) - D_i\Delta\omega_{ri} \right) \quad (2.53)$$

$$\Delta\dot{\delta}_i = \omega_o\Delta\omega_{ri}$$

Para el análisis de la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia bajo el efecto de la ley de control se considerará únicamente la interacción de dos subsistemas compuestos por el generador $i = 1$ y el generador $j = 2$ ($i \neq j$), antes mostrado en la Figura 2.3. Dicho análisis permitirá posteriormente el generalizar para un sistema más complejo en el que intervengan n generadores. Es así que, para cada generador se desarrollan sus términos en función de sus índices y se agrupan entre términos comunes:

Generador 1:

$$\Delta\dot{\omega}_{r1} = \frac{1}{M_1} \left(-(k_{f1}H_{G1}H_{T1} + D_1)\Delta\omega_{r1} - (k_{p1}H_{G1}H_{T1} + Ts_{12})\Delta\delta_1 - Ts_{12}\Delta\delta_2 - \Delta P_{L1} \right) \quad (2.54)$$

$$\Delta\dot{\delta}_1 = \omega_o\Delta\omega_{r1}$$

Generador 2:

$$\Delta\dot{\omega}_{r2} = \frac{1}{M_2} \left(-(k_{f2}H_{G2}H_{T2} + D_2)\Delta\omega_{r2} - (k_{p2}H_{G2}H_{T2} + Ts_{21})\Delta\delta_2 - Ts_{21}\Delta\delta_1 - \Delta P_{L2} \right) \quad (2.55)$$

$$\Delta\dot{\delta}_2 = \omega_o\Delta\omega_{r2}$$

Agrupando las ecuaciones de la (2.54) a la (2.55) es posible representar a los dos subsistemas o generadores mediante su diagrama de bloques con sus respectivas señales de entradas y salidas, sus interconexiones y sus principales variables de estado como se presenta en la Figura 2.15.

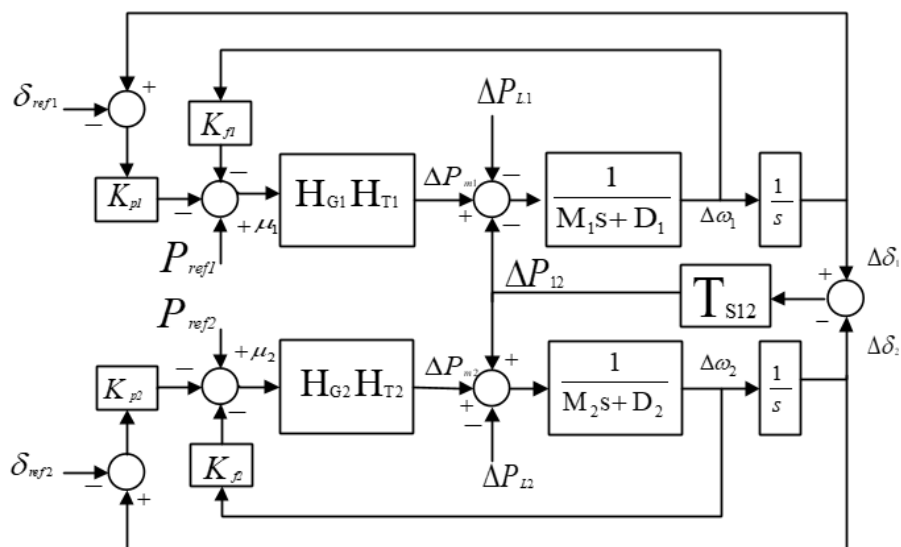


Figura 2.15. Diagrama de bloques de dos sub-sistemas.

La expresión (2.56) muestra al modelo antes mencionado en representación de variables de estado:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega}_1 \\ \Delta \dot{\omega}_2 \\ \Delta \dot{\delta}_1 \\ \Delta \dot{\delta}_2 \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} \Delta \omega_1 \\ \Delta \omega_2 \\ \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1/M_1 \\ 1/M_2 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta P_L \quad (2.56)$$

Donde, A corresponde a la matriz de estado del sistema y es igual a:

$$\begin{bmatrix} \frac{-(k_{f1}H_{G1}H_{T1} + D_1)}{M_1} & 0 & \frac{-(k_{p1}H_{G1}H_{T1} + Ts_{12})}{M_1} & \frac{Ts_{12}}{M_1} \\ 0 & \frac{-(k_{f2}H_{G2}H_{T2} + D_2)}{M_2} & \frac{Ts_{21}}{M_2} & \frac{-(k_{p2}H_{G2}H_{T2} + Ts_{21})}{M_2} \\ \omega_o & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \omega_o & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Ahora, se analiza la estabilidad del sistema bajo los efectos del controlador propuesto en la interacción de dos generadores, esto empleando el primer teorema de estabilidad de Lyapunov, dentro del plano s .

$$|\lambda I - A| \geq 0$$

$$\begin{bmatrix} \lambda + \frac{k_{f1}H_{G1}H_{T1} + D_1}{M_1} & 0 & \frac{k_{p1}H_{G1}H_{T1} + Ts_{12}}{M_1} & \frac{-Ts_{12}}{M_1} \\ 0 & \lambda + \frac{k_{f2}H_{G2}H_{T2} + D_2}{M_2} & \frac{-Ts_{21}}{M_2} & \frac{k_{p2}H_{G2}H_{T2} + Ts_{21}}{M_2} \\ -\omega_o & 0 & \lambda & 0 \\ 0 & -\omega_o & 0 & \lambda \end{bmatrix} \geq 0 \quad (2.57)$$

Con el objeto de simplificar las operaciones requeridas en la determinación del polinomio característico de la matriz de valores propios del sistema, se aplica un cambio de variables a ciertos términos para lo cual se define desde la ecuación (2.58) a la (2.61), y se las reemplaza dentro de la ecuación (2.57).

Sea:

$$G_{p1} = k_{p1}H_{G1}H_{T1} \quad (2.58)$$

$$G_{p2} = k_{p2}H_{G2}H_{T2} \quad (2.59)$$

$$G_{f1} = k_{f1}H_{G1}H_{T1} + D_1 \quad (2.60)$$

$$G_{f2} = k_{f2}H_{G2}H_{T2} + D_2 \quad (2.61)$$

Entonces, (2.57) es expresada por:

$$\begin{bmatrix} \lambda + \frac{G_{f1}}{M_1} & 0 & \frac{G_{p1} + T_{s12}}{M_1} & -\frac{T_{s12}}{M_1} \\ 0 & \lambda + \frac{G_{f2}}{M_2} & -\frac{T_{s21}}{M_2} & \frac{G_{p2} + T_{s21}}{M_2} \\ -\omega_o & 0 & \lambda & 0 \\ 0 & -\omega_o & 0 & \lambda \end{bmatrix} \geq 0 \quad (2.62)$$

Siendo su polinomio característico (2.63) :

$$\begin{aligned} |\lambda I - A| &\geq \lambda^4 - 1 && \Rightarrow a_0 \\ &+ \lambda^3 \frac{G_{f1}M_2 + G_{f2}M_1}{M_1M_2} && \Rightarrow a_1 \\ &+ \lambda^2 \frac{\omega_o(M_2(G_{p1} + T_{s12}) + M_1(G_{p2} + T_{s21})) + G_{f1}G_{f2}}{M_1M_2} && \Rightarrow a_2 \\ &+ \lambda^1 \frac{\omega_o((G_{p1} + T_{s12})G_{f2} + (G_{p2} + T_{s21})G_{f1})}{M_1M_2} && \Rightarrow a_3 \\ &+ \lambda^0 \frac{\omega_o^2(G_{p1}G_{p2} + T_{s21}G_{p1} + T_{s12}G_{p2})}{M_1M_2} && \Rightarrow a_4 \end{aligned} \quad (2.63)$$

Luego, armando el arreglo de Routh-Hurwitz (RH) para garantizar las condiciones necesarias para mantener la estabilidad del sistema se tiene:

$$\begin{array}{cccc} s^4 & a_0 & a_2 & a_4 \\ s^3 & a_1 & a_3 & \\ s^2 & b_1 & b_2 & \\ s^1 & c_1 & & \\ s^0 & d_1 & & \end{array}$$

Donde:

$$b_1 = \omega_o \left(\frac{M_1^2 G_{f2} (G_{p2} + T_{s21}) + M_2^2 G_{f1} (G_{p1} + T_{s12})}{M_1 M_2 (G_{f1} M_2 + G_{f2} M_1)} \right) + \frac{G_{f1} G_{f2}}{M_1 M_2}$$

$$b_2 = d_0 = a_4 = \frac{\omega_o^2 (G_{p1} G_{p2} + T_{s21} G_{p1} + T_{s12} G_{p2})}{M_1 M_2}$$

$$c_1 = G_{f1} G_{f2} \omega_o^2 \left(\frac{\left((M_1 (G_{p2} + T_{s21}) - M_2 (G_{p1} + T_{s12}))^2 + T_{s12} T_{s21} \left((G_{f1} M_2 - G_{f2} M_1)^2 + 2 M_1 M_2 (G_{f1} G_{f2} + 1) \right) \right)}{\omega_o (M_1^2 G_{f2} (G_{p2} + T_{s21}) + M_2^2 G_{f1} (G_{p1} + T_{s12})) + G_{f1} G_{f2} (G_{f1} M_2 + G_{f2} M_1)} \right)$$

$$+G_{f1}G_{f2}\omega_o \left(\frac{(G_{f2}M_1 + G_{f1}M_2)(G_{f2}(G_{p1} + Ts_{12}) + G_{f1}(G_{p2} + Ts_{21}))}{\omega_o(M_1^2G_{f2}(G_{p2} + Ts_{21}) + M_2^2G_{f1}(G_{p1} + Ts_{12})) + G_{f1}G_{f2}(G_{f1}M_2 + G_{f2}M_1)} \right)$$

De acuerdo con el criterio de RH, para que las raíces de este polinomio estén en el lado izquierdo del plano s , los coeficientes a_0 , a_1 , b_1 , c_1 y d_1 que se encuentran en la primera columna del arreglo deben tener el mismo signo. En este sentido, al analizar las principales agrupaciones en donde, $G_{fi} = k_{fi}H_{Gi}H_{Ti} + D_i$ y $G_{pi} + T_{sij} = k_{pi}H_{Gi}H_{Ti} + T_{sij}$ se puede observar que dichos coeficientes tienden a ser positivos siempre y cuando las constantes de los controladores k_{pi} y k_{fi} también sean positivas, es decir, cumplir con (2.64) y (2.65) respectivamente. Siendo este resultado similar al obtenido en (2.48) y (2.49) cuando realizó el análisis para un solo generador, lo cual permite su generalización hacia sistemas más grandes.

$$k_{pi} \geq 0 \quad (2.64)$$

$$k_{fi} \geq 0 \quad (2.65)$$

Con esto, se comprueba que la implementación del D_LFC es factible en los Sistemas Eléctricos de Potencia mediante la inducción de la ley de control sobre controladores distribuidos basados en mediciones locales en terminales de su generador.

2.3.3. Estabilidad dinámica de la turbina

En los apartados 2.4.1 y 2.4.2 se analiza el comportamiento del generador o grupo de generadores que responden a la ley de control mediante una filosofía de control distribuido. Se asumió en todo caso un comportamiento cuasi-estacionario luego de producirse la respectiva perturbación al sistema, donde no se toma en cuenta el comportamiento dinámico de muchos elementos que lo componen. El tomar esta consideración hace suponer que el estado transitorio del sistema tendrá un comportamiento relativamente estable, el cual en la práctica no es del todo cierto. Con esta observación es necesario analizar la dinámica que pueden introducir uno de los elementos principales como lo es el conjunto gobernador-turbina $H_{Gi}H_{Ti}$. Siendo este conjunto quién da la característica de comportamiento a la potencia mecánica por el efecto del recurso primario de energía (Gas, Hidráulico, térmico, etc.), con un tiempo de reacción por el desplazamiento del actuador (Servomotor, válvulas, compuertas, etc.).

Para la implementación se ha considerado el modelo de una turbina tipo IEEE-TGOV1 [12], [32], que es una representación simplificada de una turbina de vapor, Figura 2.16.

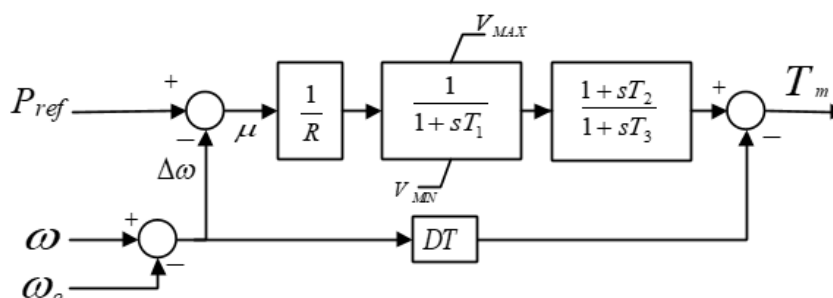


Figura 2.16. TGOV1 tradicional [12].

El modelo representa la caída R del regulador de turbina (igual a variación de frecuencia/variación de potencia / 100%), la constante de tiempo de la válvula de control de vapor principal T_1 y las limitaciones V_{MAX} y V_{MIN} . El movimiento del vapor a través de las etapas del recalentador y la turbina está representado por el elemento de adelanto con las constantes de tiempo T_2 y T_3 . El parámetro DT se usa para modelar la amortiguación mecánica de la turbina. La relación $\frac{T_2}{T_3}$ es igual a la fracción de la potencia de la turbina que se desarrolla en la etapa de turbina de alta presión y T_3 es la constante de tiempo del recalentador.

La Tabla 2.1. muestra los parámetros típicos de esta turbina TGOV1, con el rango aceptable de valores para cada uno.

Tabla 2.1. Parámetros de TGOV1 [12]

Parámetro	Unidad	Descripción	Típico	Mín	Máx
R	p.u.	Estatismo Turbina-Governor	0.05	0.001	0.1
DT	p.u.	Coefficiente de amortiguamiento de la turbina	0.05	0	0.5
V_{MAX}	p.u.	Límite máximo de la válvula de control de vapor principal	1	0.5	1.2
V_{MIN}	p.u.	Límite mínimo de la válvula de control de vapor principal	0	0	0.4
T_1	s	Tiempo reacción servo de vapor	0.2	0.01	0.8
T_2	s	Constante de tiempo	0.6	0	5
T_3	s	Constante de tiempo	2	0	10

- Restricción de los parámetros: La constante T_3 puede tomar el valor de cero si la constante de tiempo T_2 es igual a cero.

La Figura 2.17. muestra el modelo modificado del TGOV1, sobre el cual se implementa la ley de control propuesta, con la realimentación de la velocidad mecánica y también del

ángulo interno del rotor medido con una PMU, ambos multiplicados por su respectiva constante de control.

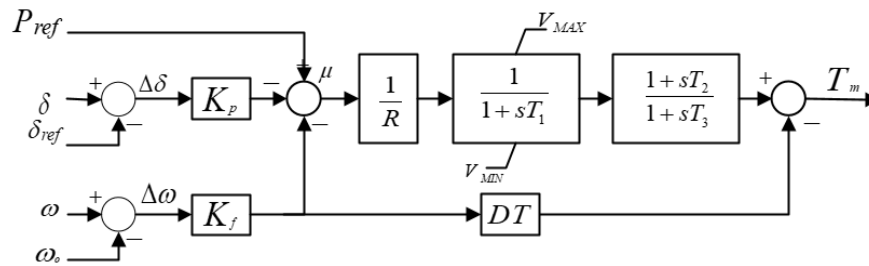


Figura 2.17. TGOV1 Introduciendo la Ley de control.

Es necesario analizar el comportamiento dinámico adquirido por el generador al estar sometido por bajo el controlador distribuido local y determinar las respectivas restricciones que le permiten mantenerse dentro de sus valores normales de operación. Se busca garantizar de esta manera la adecuada regulación de potencia activa-frecuencia. Consecuentemente agrupando todos los elementos que intervienen en el control D_LFC de un generador se presenta la Figura 2.18.

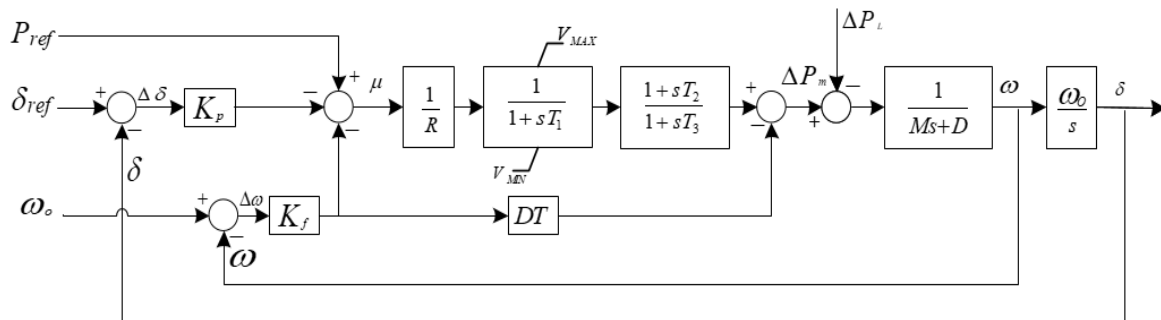


Figura 2.18. Sistema Governor-turbina-Generador.

Se puede ver que consta de dos lazos de realimentación, el primero es el lazo interno de velocidad el mismo que se encarga de la regulación primaria de frecuencia, y el segundo es lazo externo con la medición del ángulo interno del rotor, encargado de la regulación secundaria mediante el control del ángulo del generador y por ende de la potencia transferida.

2.3.3.1. Análisis de estabilidad del regulador- Lazo de velocidad

Al aplicar el criterio de estabilidad en lazo cerrado, el cual obedece la expresión: $1 + GH = 0$, es posible determinar el rango de valores que pueden tomar tanto k_p como k_f con el fin mantener la estabilidad de un generador sincrónico en operación. Sin embargo,

su análisis tiende a ser complejo por la cantidad de parámetros al ser un sistema de orden superior. Con la finalidad de simplificar su análisis, inicialmente se analiza la estabilidad del lazo interno de velocidad para determinar las restricciones para k_f , Figura 2.19.

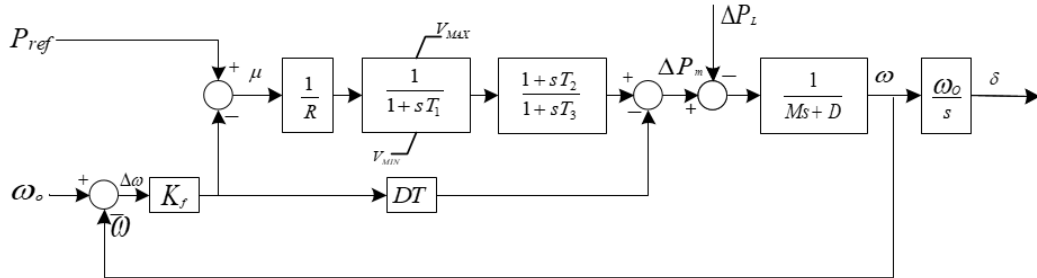


Figura 2.19. Diagrama de bloques-Lazo interno de velocidad.

Se asume que el parámetro DT utilizado para modelar la amortiguación mecánica de la turbina puede ser despreciable y por ende su valor es igual a cero. El diagrama de bode y el lugar geométrico para el regulador de velocidad, corresponden a los mostrados en Figura 2.20 respectivamente.

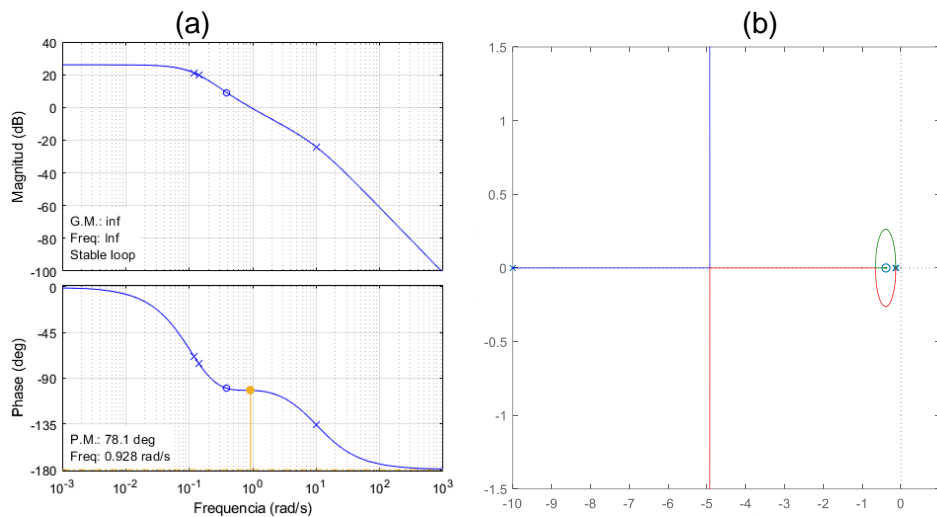


Figura 2.20. (a) Diagrama de bode de magnitud y fase **b)** Lugar geométrico para el lazo de velocidad.

Partiendo del criterio en lazo cerrado $1 + GH = 0$ se determina las restricciones para la constante k_f .

$$1 + \left(\frac{k_f}{R} \cdot \frac{1}{1 + sT_1} \right) \left(\frac{1 + sT_2}{1 + sT_3} \right) \left(\frac{1}{Ms + D} \right) = 0 \quad (2.66)$$

Se obtiene el polinomio característico:

$$MT_1T_3Rs^3 + (T_1T_3RD + RM(T_1 + T_3))s^2 + (R(D(T_1 + T_3) + M) + k_fT_2)s + (k_f + DR) = 0 \quad (2.67)$$

Armando el arreglo de Routh-Hurwitz (RH) a fin de encontrar las condiciones de estabilidad se tiene que:

$$\begin{array}{r}
 s^3 \\
 s^2 \\
 s^1 \\
 s^0
 \end{array}
 \begin{array}{r}
 MT_1T_3R \\
 T_1T_3RD + RM(T_1 + T_3) \\
 b_1 \\
 b_2
 \end{array}
 \begin{array}{r}
 R(D(T_1 + T_3) + M) + k_fT_2 \\
 k_f + DR \\
 \\
 \\
 \end{array}
 \quad (2.68)$$

Donde:

$$b_1 = \frac{k_f(T_1T_2T_3D + M(T_1T_2 + T_2T_3 - T_1T_3)) + R(T_1D + M)(T_3D + M)(T_1 + T_3)}{T_1T_3D + M(T_1 + T_3)} \quad (2.69)$$

$$b_2 = k_f + DR \quad (2.70)$$

Aplicando la desigualdad a la ecuación (2.69) y a la (2.70) se tiene.

$$k_f \geq \frac{-R(T_1D + M)(T_3D + M)(T_1 + T_3)}{T_1T_2T_3D + M(T_1T_2 + T_2T_3 - T_1T_3)} \rightarrow k_f \geq 0$$

$$k_f \geq -DR \rightarrow k_f \geq 0$$

La restricción final para la constante k_f viene dada por $k_f \geq 0$, es decir que únicamente esta requiere ser positiva a fin de mantener la estabilidad de la regulación de velocidad. Esta misma conclusión también se la puede obtener a partir del lugar geométrico de la Figura 2.20.a, ya que dicho lugar geométrico no interseca con el eje imaginario del plano, con lo cual acepta un valor positivo para su regulación.

Si bien es cierto que todo el análisis anterior justifica que cualquier valor positivo de k_f conlleva a la estabilidad, hay que tomar en cuenta las características físicas de los diferentes actuadores que los componen (Compuertas, servomotores, válvulas, etc.), en este sentido, tomando en cuenta que en estado estacionario se cumple la siguiente relación $\Delta P_m = (k_f/R)\Delta\omega_r$. Significa que k_f tiene la capacidad de modificar el estatismo de la máquina, y por ende, cambiar la pendiente de absorción de potencia activa. Para mantenerse dentro del estándar del 4 al 5% de absorción para cada generador se propone que k_f cumpla con (2.71) a fin de mantiene la característica de regulación en estado permanente, Vale así proponer que en futuros estudios se plantee un análisis de la dinámica introducida por la constante k_f del control distribuido para la estabilidad de transitorios generados por otras perturbaciones diferentes a las de este estudio (i.e Fallas).

$$k_{fi} = 1 \quad (2.71)$$

2.3.3.2. Análisis de estabilidad del regulador-Lazo de ángulo

Para este caso intervienen la ley de control, la función de transferencia del servomotor más la función equivalente conjunto governor-turbina $H_G H_T$, y la función de transferencia para el generador sincrónico G_G como lo muestra la Figura 2.18. Por ende, al analizar su respuesta en lazo cerrado se tiene (2.72).

$$1 + (k_p \Delta \delta + k_f \Delta \omega_r) H_G H_T G_G = 0 \quad (2.72)$$

Expresando cada término en función de sus respectivas funciones de transferencia, y reemplazando las variaciones del ángulo interno del rotor en función de las variaciones de velocidad, se reemplaza (2.13) en (2.72) para tener (2.73).

$$1 + \left(\frac{k_p \omega_o}{s} + k_f \right) \left(\frac{1}{R} \cdot \frac{1}{1 + sT_1} \right) \left(\frac{1 + sT_2}{1 + sT_3} \right) \left(\frac{1}{Ms + D} \right) = 0 \quad (2.73)$$

Obteniéndose el polinomio característico:

$$MT_1 T_3 R s^4 + (T_1 T_3 R D + R M (T_1 + T_3)) s^3 + (R(D(T_1 + T_3) + M) + k_f T_2) s^2 + (DR + k_p \omega_o T_2 + k_f) s + k_p \omega_o = 0 \quad (2.74)$$

Aplicando el criterio de Routh-Hurwitz (RH) a fin de encontrar las condiciones de estabilidad se tiene que:

$$\begin{array}{r} s^4 \\ s^3 \\ s^2 \\ s^1 \\ s^0 \end{array} \begin{array}{l} MT_1 T_3 R \\ T_1 T_3 R D + R M (T_1 + T_3) \\ b_1 \\ b_3 \\ b_4 \end{array} \begin{array}{l} R(D(T_1 + T_3) + M) + k_f T_2 \\ DR + k_p \omega_o T_2 + k_f \\ b_2 \end{array} \begin{array}{l} k_p \omega_o \end{array} \quad (2.75)$$

Donde:

$$b_1 = \frac{R(T_1 D + M)(T_3 D + M)(T_1 + T_3) + k_f(T_1 T_2 T_3 D + M(T_1 T_2 + T_2 T_3 - T_1 T_3)) - k_p(T_1 T_3 M \omega_o)}{R M (T_1 + T_3) + T_1 T_3 R D}$$

$$b_2 = b_4 = k_p \omega_o$$

$$b_3 = \frac{b_1(DR + k_p \omega_o T_2 + k_f) - (T_1 T_3 R D + R M (T_1 + T_3)) k_p \omega_o}{b_1}$$

Aplicando la desigualdad a las anteriores ecuaciones se obtiene (2.76)

$$k_p \leq \frac{R Q_a + k_f Q_b}{T_1 T_3 M \omega_o} \quad (2.76)$$

Donde se definen las constantes $Q_a = (T_1 D + M)(T_3 D + M)(T_1 + T_3)$ y $Q_b = (T_1 T_2 T_3 D + M(T_1 T_2 + T_2 T_3 - T_1 T_3))$ como función de los parámetros propios del generador. La ecuación

(2.76) muestra una restricción muy importante, ya que para cada generador sometido a la ley de control, sus constantes están mutuamente relacionadas entre sí, es decir, k_p va a depender del valor que tome k_f y viceversa. Además, estarán en función de los respectivos parámetros de la máquina y la turbina, siendo la restricción para que el sistema no sobrepase el criterio de estabilidad de ser sobre-amortiguado.

Finalmente, la estabilidad de un generador con gobernador tipo TGOV1 sometido al D_LFC se obtiene intersecando (2.64) con (2.76) dando como resultado (2.77) para k_{pi} mientras que para k_{fi} se debe cumplir con (2.78).

$$0 \leq k_{pi} \leq \frac{R_i Q_{ai} + k_{fi} Q_{bi}}{T_{1i} T_{3i} M_i \omega_o} \quad (2.77)$$

$$k_{fi} = 1 \quad (2.78)$$

2.4. Comportamiento de la frecuencia en un sistema

Después del análisis presentado, la metodología propuesta en el presente trabajo se muestra como una alternativa válida, fundamentada en el trabajo cooperativo entre todos los controladores distribuidos para alcanzar un objetivo común. Implementándose la ecuación (2.79) como ley de control o estrategia de acoplamiento para control de carga-frecuencia, en donde, el resultado es el que todos los generadores de un área determinada trabajen de manera cooperativa absorbiendo la variación de carga entrante sin la problemática de que estos se interfieran entre sí. Siendo este mecanismo el equivalente al control primario de frecuencia utilizado actualmente.

$$\Delta u = -(k_p \Delta \delta + k_f \Delta \omega_r) H_G H_T \quad (2.79)$$

La Figura 2.21 muestra en color azul la respuesta de la ley de control (comportamiento del SPO-CN) como producto de la relación entre la velocidad y el ángulo interno del rotor, y en color rojo las variaciones de velocidad $\Delta \omega_r$ (y por ende de las variaciones de frecuencia por su mutua relación $\Delta f = \Delta \omega_r$) respecto a las variaciones de potencia ΔP_m resultado por el ingreso de carga visto en la ecuación (2.37). Se puede notar como la frecuencia luego del punto más bajo de su curva, toma el comportamiento de la ley de control para retornar a su valor nominal. Es pertinente mencionar que este logro es alcanzado por el comportamiento cooperativo de cada uno de los generadores al seguir la ley de control propuesta en dónde, se respeta el estatismo de velocidad y el nuevo estatismo definido para el ángulo. Además de verificar la estabilidad del controlador distribuido en función de los parámetros propios de cada máquina.

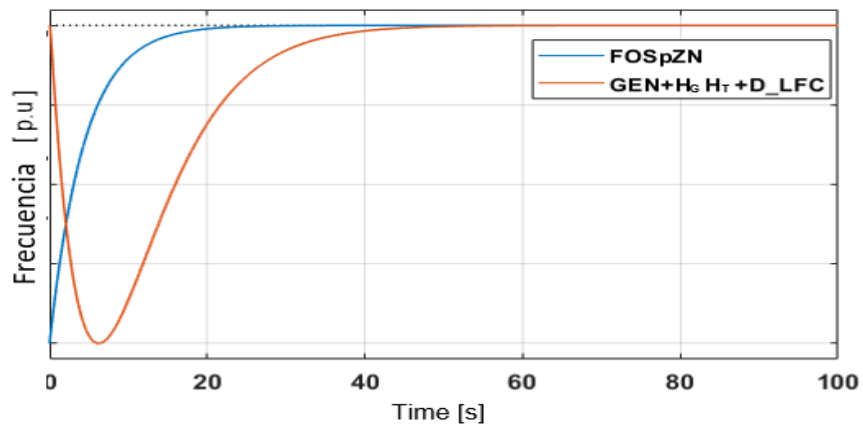


Figura 2.21. Variación de frecuencia respecto el ingreso de carga.

En la figura antes mostrada también se evidencia que el comportamiento presentado no fuerza a los elementos mecánicos a variaciones drásticas que puedan disminuir su vida útil.

El D_LFC puede ser implementado en todos los generadores del SEP, y dependerá del centro de despacho decidir que generadores asigna al control de frecuencia y que generadores asigna al control de carga-frecuencia. Para los generadores asociados al control de frecuencia se deberá asignar en la ecuación (2.79) $k_p = 0$ y $k_f = 1$ resultando en la misma ley control tradicional. Para los generadores asignados control de carga-frecuencia se debe asignar a $k_f = 1$ y un valor a k_p que respete la restricción vista en la ecuación (2.77)

La Figura 2.22 muestra la respuesta de la frecuencia de un generador controlado por un gobernador con estatismo sobre el cual se ha implementado el D_LFC propuesto. Se presenta la respuesta de la regulación primaria PFR en el control de frecuencia, y la respuesta en la regulación secundaria SFR en el control de carga-frecuencia, ahora ambos administrados de forma descentralizada.

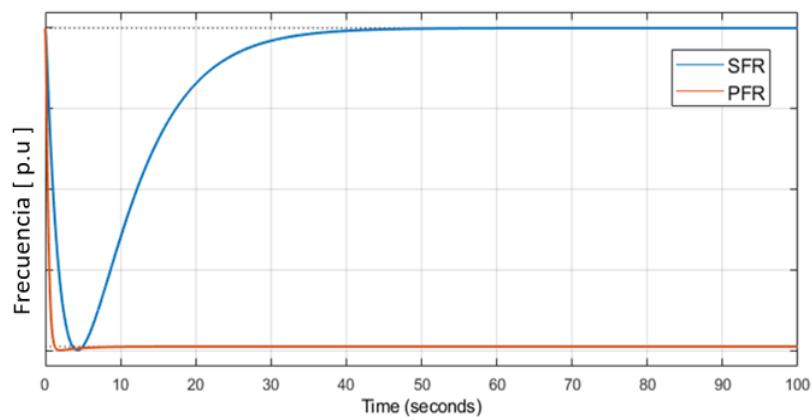


Figura 2.22. Respuesta de frecuencia. Control primario y control secundario con D_LFC.

La reposición de la frecuencia quedará en función de las constantes k_p y k_f del controlador distribuido. Es necesario entender que dependiendo de la parametrización de dichas constantes el governor hará que el generador responda de una u otra forma modificando tanto la máxima caída y el tiempo de reposición de la frecuencia. A continuación, se analiza el comportamiento adquirido por la frecuencia para un solo generador a diferentes valores de los parámetros del controlador distribuido, siendo necesario aclarar que esta respuesta puede variar para un área eléctrica con más de uno generador ya que también se debe respetar las ecuaciones algebraico diferenciales de flujos de potencia y sus interacciones.

La contante k_p puede ser entendida como una especie de estatismo para el control del ángulo del rotor (y por ende de potencia), al igual que lo es el estatismo R para control de velocidad (y por ende frecuencia). Se observa que este parámetro afecta directamente sobre el comportamiento dinámico ya que a medida que su valor crece se genera un mayor amortiguamiento sobre la frecuencia al igual que en su tiempo de reposición. Es decir, a medida que k_p incremente su valor, la acción del governor sobre el generador será más agresiva reduciendo progresivamente el efecto de la perturbación.

El llegar a sobredimensionar esta constante puede generar eventos adversos como la inestabilidad del sistema por oscilaciones en la frecuencia. La Figura 2.23 muestra la respuesta en frecuencia para varios casos de k_p manteniendo constante los parámetros k_f y R .

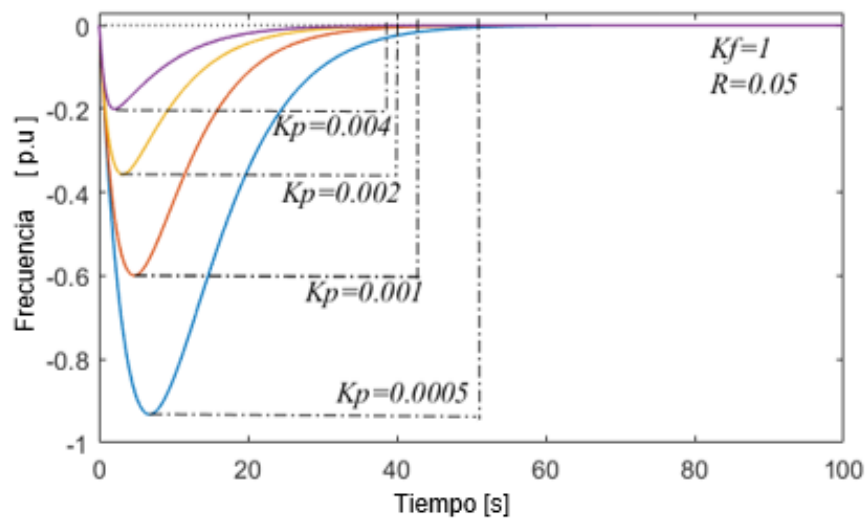


Figura 2.23. Respuesta de frecuencia por variación de k_p .

De la misma manera la Figura 2.24 muestra la respuesta en frecuencia para varios casos de k_f manteniendo constante los parámetros k_p y R . Se observa que este parámetro también afecta directamente sobre el comportamiento dinámico de la frecuencia. A medida

que crece su valor se genera un mayor amortiguamiento de la caída de la frecuencia, pero el tiempo necesario para su reposición dura más.

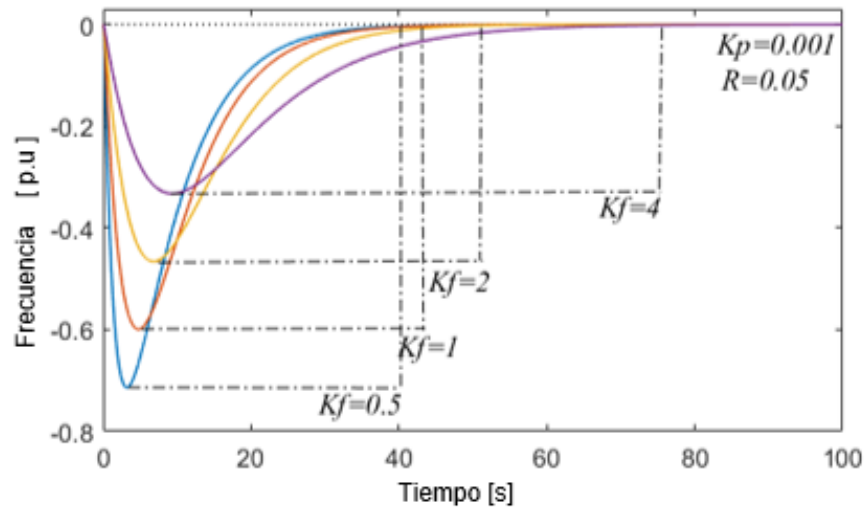


Figura 2.24. Respuesta de frecuencia por variación de k_f .

Como se ha visto, la parametrización de las constantes del governor quedan en función de los parámetros propios del generador, determinándose los rangos posibles donde se puede mantener la estabilidad del sistema, dejando a criterio del Operador del Sistema el valor final a ser implementado.

2.5. Distribución de carga en un sistema con D_LFC

Una vez que se ha determinado el comportamiento del sistema de potencia bajo los efectos de la ley de control propuesta, es necesario identificar la cantidad de carga que asume cada uno de los generadores en su respectiva área de control. Para lo cual se procede de la siguiente manera:

Si dos o más generadores con governors con estatismo permanente son conectados en un sistema de potencia, la frecuencia será única y la carga será repartida entre todos ellos. Para efectos de control, se puede representar a cada área de control por un solo generador, equivalente al sumatorio del efecto uno de los generadores

En el análisis del control de carga-frecuencia distribuido D-LFC, interesa el desempeño colectivo de todos los generadores del sistema. Por lo tanto, no se consideran la oscilación entre máquinas y tampoco el desempeño del sistema de transmisión [5]. Se asume en todo el sistema una respuesta coherente por parte de todos los generadores respecto a cambios

de carga y se representa por un generador equivalente. La inercia equivalente del generador tiene una constante de inercia M_{eq} igual a la suma de constantes de todas las unidades de generación y es manejado por la combinación de la salida mecánica de cada turbina. Similarmente, los efectos del sistema de carga son agrupados dentro de una sola constante de amortiguamiento D . Por consiguiente, la relación entre la potencia mecánica entrante a los generadores, la demanda y la variación de ángulo es representada por la Figura 2.25.

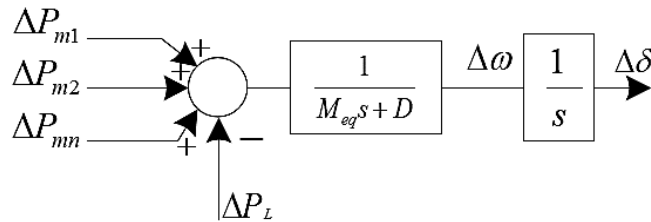


Figura 2.25. Modelo equivalente del sistema [5].

En régimen permanente, cada generador debe cumplir con $\Delta P_{mi} = -(k_{p1}/R_i) \Delta \delta_i$ como se determinó en (2.42), con lo cual, un determinado incremento de carga ΔP_L provocará la siguiente variación angular.

$$\Delta \delta_i = \frac{-\Delta P_L}{\frac{k_{p1}}{R_1} + \frac{k_{p2}}{R_2} + \dots + \frac{k_{pn}}{R_n}} = \frac{-\Delta P_L}{\beta_{eq}} \quad (2.80)$$

Donde:

$$\beta_{eq} = \frac{k_{p1}}{R_1} + \frac{k_{p2}}{R_2} + \dots + \frac{k_{pn}}{R_n}$$

Por lo tanto, la característica de la variación de ángulo respecto a la variación de potencia en régimen permanente viene definida por:

$$\beta_i = -\frac{\Delta P_L}{\Delta \delta_i} \quad (2.81)$$

Considerando un sistema formado por dos áreas las cuales se enlazan por una línea de transmisión como se muestra en Figura 2.26. El efecto de la línea de enlace es representada mediante ΔP_{12} , obtenido a partir de la diferencia angular entre áreas. Donde, un valor ΔP_{12} positivo representa un flujo de potencia activa desde el área 1 hacia el área 2. Cuando una carga incrementa su valor en ΔP_L , causa que los generadores se frenen produciéndose una variación $\Delta \delta$, por lo que los governors deben incrementar su potencia. Entonces, considerando un incremento de la demanda ΔP_{L1} en el área 1, la desviación de

potencia ΔP_{12} es igual para área 1 y el área 2, con lo cual en el área 1 se debe cumplir que:

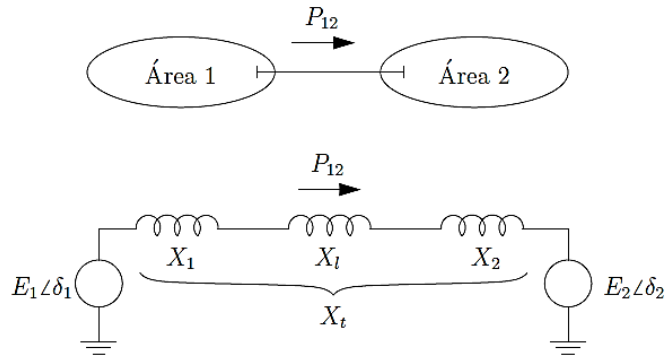


Figura 2.26. Esquema de dos áreas.

$$\Delta P_{m1} - \Delta P_L - \Delta P_{12} = 0 \quad (2.82)$$

Y en el área dos:

$$\Delta P_{m2} + \Delta P_{12} = 0 \quad (2.83)$$

Por otro lado, el cambio de potencia de cada área corresponde a:

$$\Delta P_{m1} = -\beta_1 \Delta \delta \quad (2.84)$$

$$\Delta P_{m2} = -\beta_2 \Delta \delta \quad (2.85)$$

Sustituyendo (2.84) y (2.85) en (2.82) y (2.83) respectivamente, se tiene que:

$$-\beta_1 \Delta \delta - \Delta P_L - \Delta P_{12} = 0 \quad (2.86)$$

$$-\beta_2 \Delta \delta + \Delta P_{12} = 0 \quad (2.87)$$

Reemplazado (2.87) en (2.86) y despejando $\Delta \delta$:

$$\Delta \delta = \frac{-\Delta P_L}{\beta_1 + \beta_2} \quad (2.88)$$

Entonces, la variación de potencia que debe asumir cada una de las áreas de interconexión es:

$$\Delta P_{12} = -\frac{\Delta P_L \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} \quad (2.89)$$

Por lo tanto, una variación de carga en el área 1 se traduce en una variación de flujo de potencia activa entre las dos áreas de acuerdo con la ecuación (2.89), este incremento de potencia corresponde a la contribución del área dos al control primario.

Finalmente, para corregir el Error de Control de Área (ACE, Area Control Error) se emplean las mismas ecuaciones desarrolladas en el control AGC tradicional. La única diferencia notable es que las desviaciones de frecuencia son reemplazadas por las variaciones de ángulo. Entonces, el ACE a corregir dentro de cada área es el siguiente:

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + \beta_1 \Delta \delta \quad (2.90)$$

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + \beta_2 \Delta \delta \quad (2.91)$$

Una gran diferencia entre el D_LFC propuesto respecto del AGC tradicional es que la potencia activa no programada P_{agc} no necesita ser corregida mediante un controlador proporcional-integral (PI) sobre el valor del ACE. Esto debido a que al existir una determinada variación de potencia activa ΔP_L produciendo una variación angular $\Delta \delta$, los controladores distribuidos responderán corrigiendo dicha variación al estar censando el ángulo interno del generador. Este hecho se resume como una de las ventajas que presenta el esquema de control distribuido D_LFC propuesto, ya que es más sencillo de implementar sin la necesidad de la compleja calibración de controladores PI.

Como se sabe, la regulación secundaria no es implementada en todas las unidades de una misma área, sino más bien en algunas. El error de Control de Área representa el cambio requerido en la generación en cada área.

Considerando las ecuaciones (2.88) y (2.89), se puede deducir que un incremento ΔP_{L1} conlleva a determinar los siguientes errores de control de área:

Área 1:

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + \beta_1 \Delta \delta = \frac{-\Delta P_{L1} \beta_1}{\beta_1 + \beta_2} + \frac{-\Delta P_{L1} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} = -\Delta P_{L1} \quad (2.92)$$

Área 2:

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + \beta_2 \Delta \delta = \frac{-\Delta P_{L1} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} - \frac{-\Delta P_{L1} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} = 0 \quad (2.93)$$

Finalmente, es conveniente indicar que el valor de $\beta_i = k_{pi} / R_i$ en un sistema no va a permanecer constante a lo largo del tiempo, puesto que β_{eq} depende del número de generadores conectados. Por lo tanto, su valor puede variar significativamente entre las horas de demanda máxima y mínima respectivamente.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos al poner a prueba el esquema propuesto D_LFC, y de esta forma se verifica su funcionamiento. Se presenta un análisis comparativo entre los resultados obtenidos al aplicar esta nueva estrategia de control descentralizada respecto los resultados del AGC tradicional, ambos puestos a prueba ante pequeñas variaciones de demanda y/o generación, los cuales se enmarcan únicamente dentro de la regulación primaria y secundaria dejando por fuera a la regulación terciaria.

Las simulaciones muestran las pruebas de la estabilidad de la estrategia de control propuesta, primeramente, sobre un sistema básico de dos áreas con fines demostrativos y explicativos, para luego ser implementado en el sistema de 39 barras de la IEEE. Se consideró únicamente pequeñas variaciones de demanda y generación en diferentes puntos del sistema, sin considerarse eventos de fallas de ningún tipo.

3.1 Resultados

3.1.1. Esquema D_LFC sobre un sistema de dos áreas.

Considerando el sistema propuesto en la Figura 3.1. Consiste en la interacción dos áreas en donde, dos generadores suministran energía a una carga entre ellos. Los parámetros de los elementos de este sistema de potencia fueron obtenidos de [5]. Los parámetros y sus valores de todos los elementos son presentados en el Anexo A.

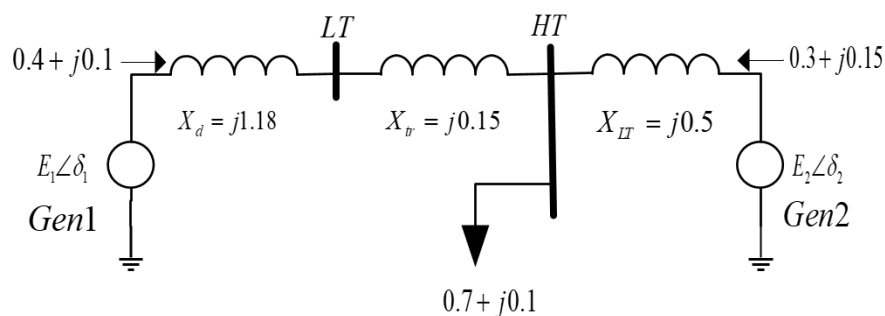


Figura 3.1. Sistema de prueba de dos áreas.

El control D_LFC ha sido implementado en el gobernador de cada generador y se lo ha ajustado de la siguiente manera.

- El generador *Gen 1* es asignado para actuar sobre el control de potencia activa-frecuencia, su operación corresponde dentro del margen de la regulación primaria y

regulación secundaria. La parametrización de su controlador distribuido corresponde a $Kf_1 = 1$ y $Kp_2 = 0.0005$, respetándose la restricción (2.77).

- El generador *Gen 2* es asignado para actuar dentro de la regulación primaria de frecuencia. Su controlador distribuido es parametrizado con: $Kp_2 = 0$ y $Kf_2 = 1$.
- La carga en el instante $t = 5$ s incrementará en 0.1 p.u. su valor, produciendo una desaceleración en la velocidad rotacional de las máquinas, así como también un desplazamiento angular entre generadores. Efectos que son compensados por la oportuna actuación de los controladores distribuidos sujetos a la ley de control.

La Tabla 3.1 se muestran los principales parámetros del sistema de prueba con los valores implementados, incluyendo el rango de valores para la parametrización de constantes del control distribuido D_LFC.

Tabla 3.1 Principales parámetros del sistema

Parámetro	Descripción	Area1	Area2	Unidad	
		Control de frecuencia	Control Potencia-frecuencia		
		GEN1	GEN2		
R	Estatismo	0,05	0,05	[p.u.]	
P_{nom}	Potencia Nominal	2200	2200	[MW]	
M	Const. Inercia	10	10	[seg]	
Parámetros D_LFC					
Kp	Contante asociada a la transferencia de potencia	Max	0.0375	-	[p.u.]
		Implementado	0.0005	-	[p.u.]
		Min.	0	-	[p.u.]
Kf	Contante asociada al control de velocidad	Max.	Inf.	Inf.	[p.u.]
		Implementado	1	1	[p.u.]

Vale aclarar que las mediciones para cada generador se las realiza localmente en sus terminales. El Centro de despacho únicamente enviará las consignas del punto de operación a cada generador, y en caso de suscitarse un cambio en la demanda o generación se restablecerá la frecuencia a su valor nominal por el actuar de la regulación primaria y regulación secundaria ambas administradas ahora de forma descentralizada.

La Figura 3.2.(a) presenta la respuesta en frecuencia de las barras del sistema antes, durante y después del evento de ingreso de carga al sistema, mientras que la Figura 3.2.(b) representa la desviación de frecuencia en los generadores. El tiempo de restablecimiento bordea los 60 segundos, observándose una estabilidad tanto durante el periodo de regulación primaria así también como para el periodo de regulación secundaria. El punto

de inflexión de la frecuencia presenta un comportamiento aceptable lo que evidencia que los actuadores puedan trabajar sin ejercer mayor esfuerzo logrando salvaguardar su vida útil.

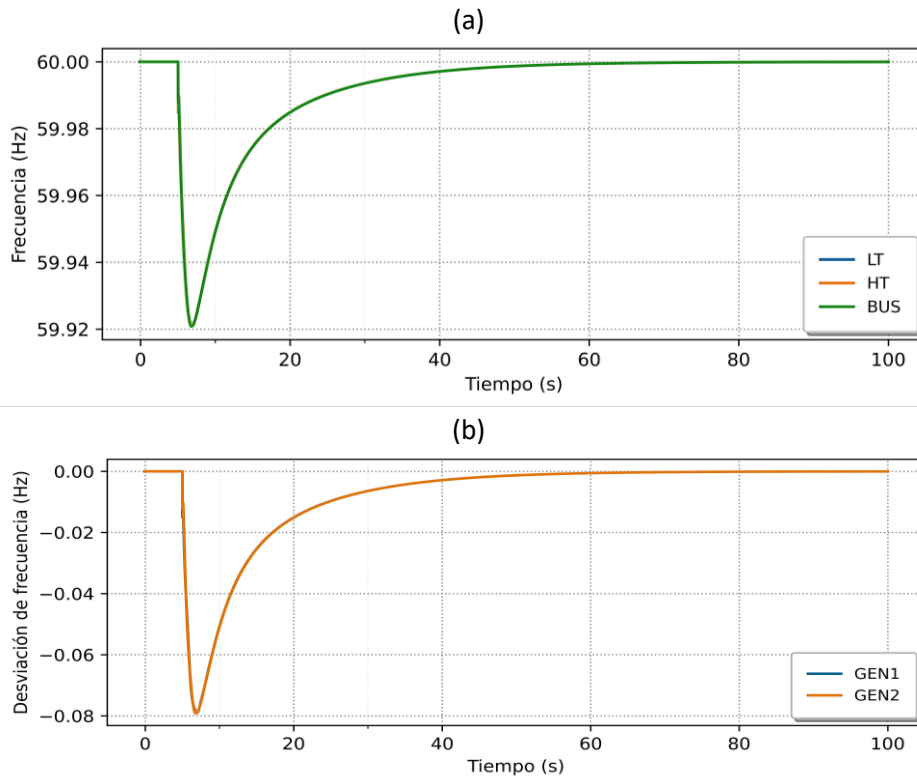


Figura 3.2. (a) Frecuencia en las barras **(b)** Desviación de la frecuencia en los generadores.

De manera general, con el ingreso de carga se produce el desequilibrio entre demanda y generación, para lo cual todos los generadores del sistema aportan a la regulación de frecuencia primaria. Consecutivamente a esto, la carga entrante es absorbida únicamente por los generadores asignados al control de potencia-frecuencia del área de interés, cumpliendo con la selectividad del control.

Se cumple efectivamente la asignación del generador *Gen 2* a aportar únicamente dentro de la regulación primaria, en donde en el instante del evento de variación de la carga este absorbe parte del ingreso de la carga debido a su propia inercia rotacional, que luego redistribuye progresivamente hasta retornar a su punto de operación asignado. El generador *Gen 1* por su parte, es encargado de actuar dentro de la regulación primaria y también en la regulación secundaria, absorbe la totalidad la variación de la carga entrante al sistema. Lo antes mencionado se observa en la Figura 3.3.

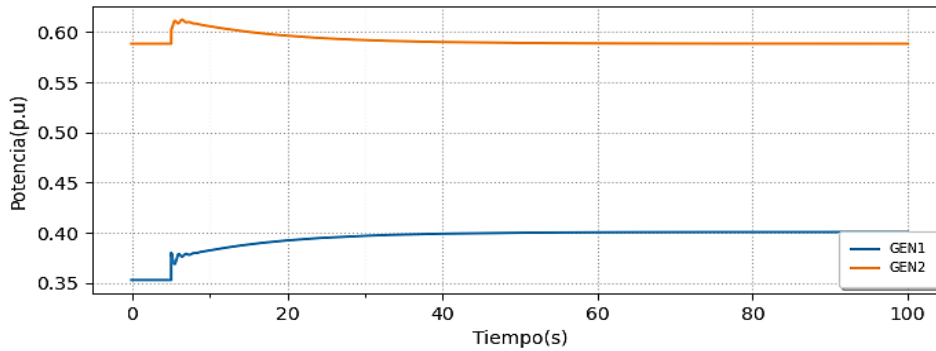


Figura 3.3. Potencia de los generadores.

La Figura 3.4 representa la variación de del flujo de potencia que circula por línea de transmisión que une a la barra HT con el *Gen 2*. Esta variación de potencia se debe al aporte del potencia que realiza el *Gen 2* para soportar a la variación de carga entrante en el transitorio.

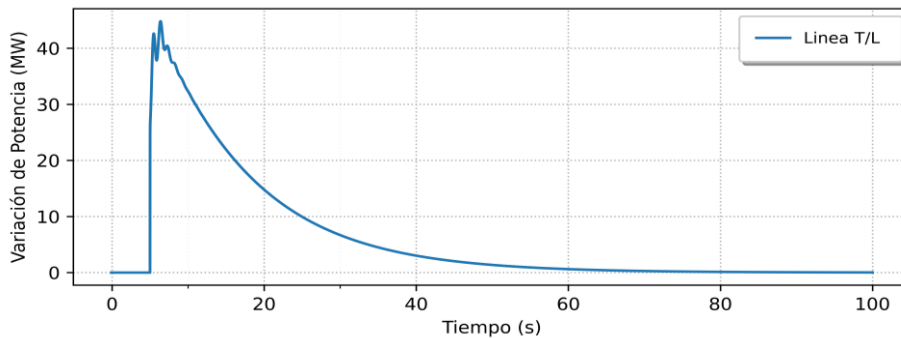


Figura 3.4. Variación de potencia por la línea de transmisión.

Sabiendo que la ley de control *D_LFC* actúa directamente sobre el gobernador, y que este manipula directamente la potencia mecánica entregada al eje de la máquina, la Figura 3.5 presenta el comportamiento del torque electromagnético resultante para cada generador. Se observa que tiene una tendencia continua sin la presencia de cambios bruscos, lo que permite concluir que, si la parametrización de las contantes del controlador distribuido propuesto es adecuada, no se afectara al rendimiento del actuador y por ende cuidaría su vida útil.

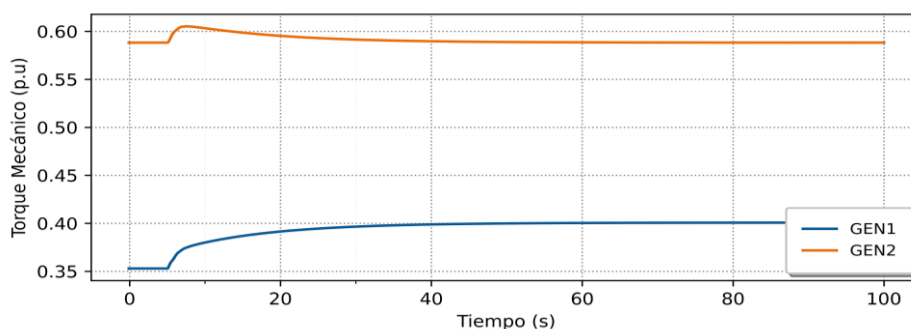


Figura 3.5. Torque electromecánico de los generadores.

En el instante del desequilibrio energético entre demanda y generación se produce también una variación $\Delta\delta_i$ interna para cada generador, en este caso específicamente dicha variación es censada y compensada por el D_LFC implementado en el *Gen 1*. La Figura 3.6 muestra el ángulo interno del rotor (referido al voltaje terminal de la máquina). Se observa una similitud con la Figura 3.3 debido a que en esta nueva estrategia de control de potencia activa-frecuencia, se tiene la factibilidad medir el ángulo interno del rotor posibilitando así, el control de la transferencia de potencia y el sincronismo entre los generadores con lo cual la posición relativa de su ángulo interno tiene coherencia con la potencia entregada por cada generador.

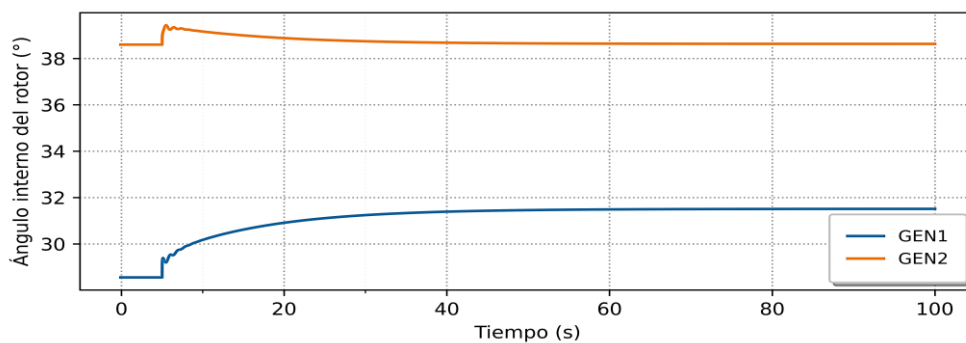


Figura 3.6. Ángulo interno del Rotor referido a su barra local de voltaje

Para que el control D_LFC tenga a lugar, la medición que debe llevarse a cabo es la posición del rotor (eje d) respecto al voltaje de referencia de la red. La Figura 3.7 muestra el comportamiento de dicha medición para ambos generadores. Se puede notar que los ángulos de los generadores tienden a operar de manera coherente al variar en la misma dirección. Es importante aclarar que el cambio en el comportamiento presentado por el ángulo del generador 2 no se debe a un fenómeno físico, sino que más bien el ángulo del rotor sobrepasa los 180° respecto a su referencia, por lo cual ahora es visto por su ángulo conjugado.

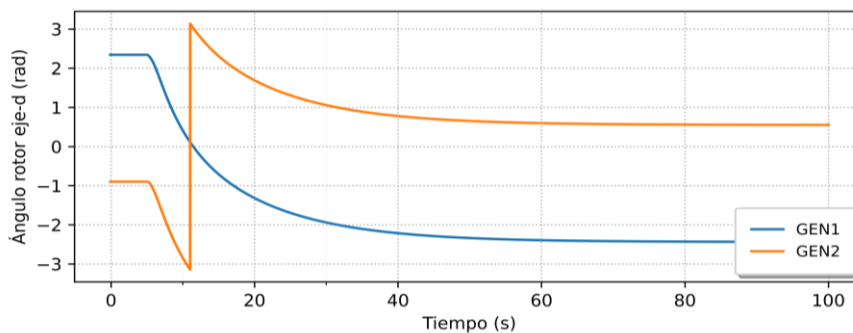


Figura 3.7. Posición del rotor (eje d) respecto de la referencia de voltaje de la red.

La Figura 3.8 presenta el comportamiento del voltaje en cada una de las barras del sistema. Se puede observar que el lazo de control de voltaje efectuado por el AVR es estable y este no es afectado por las acciones ejecutadas por el control D_LFC implementado, con lo que permite validar la afirmación asumida sobre la factibilidad de analizar de manera independiente cada lazo.

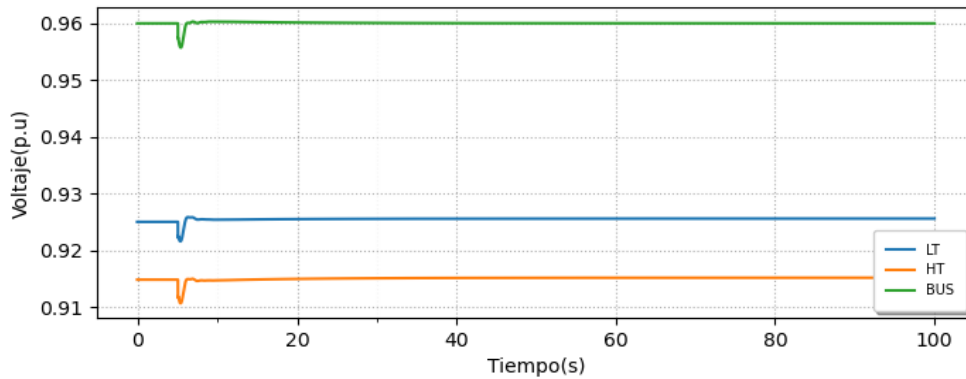


Figura 3.8. Voltajes de las barras del sistema.

Para la implementación del control D_LFC es importante que se cumplan las restricciones vistas en (2.77) y (2.78) respectivamente, siendo la restricción sobre el parámetro Kp_i la que más cuidado se deba tenerse ya que de ser sobredimensionada producirá oscilación local en la frecuencia de su generador y que por consecuente afectará a la del resto del sistema. La Figura 3.9 muestra un ejemplo de la respuesta de frecuencia del sistema de dos áreas cuando sobre el generador *Gen 1* se parametriza la constante Kp_1 en su valor máximo. Presenta un comportamiento oscilatorio amortiguado que podría primero causar serias afectaciones sobre los actuadores del governor y segundo llevar a una inestabilidad del sistema global dependiendo de la condición actual del sistema.

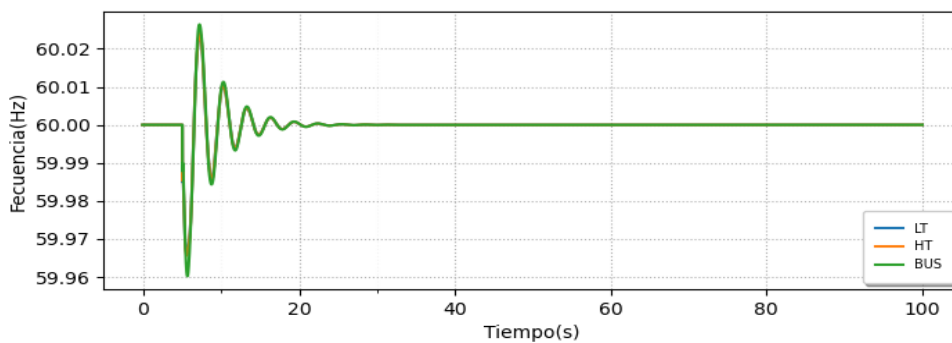


Figura 3.9. Respuesta de frecuencia del sistema de dos áreas con Kp en su valor máximo.

3.1.2. Esquema D_LFC sobre el sistema de prueba de 39 barras de la IEEE

El Sistema de la IEEE de 39 Barras es también conocido como el sistema de Potencia de 10 máquinas o *New England*, mostrado en la Figura 3.10 [33]. El generador *Gen 1* representa la agrupación de una gran cantidad de generadores de un sistema interconectado correspondiendo al área de control 1, mientras que desde el generador *Gen 2* hasta el generador *Gen 10* corresponden al área de control 2, área en la que se efectuaran eventos de variaciones de demanda y generación. Todos los parámetros de los elementos del sistema de prueba se encuentran en el Anexo B.

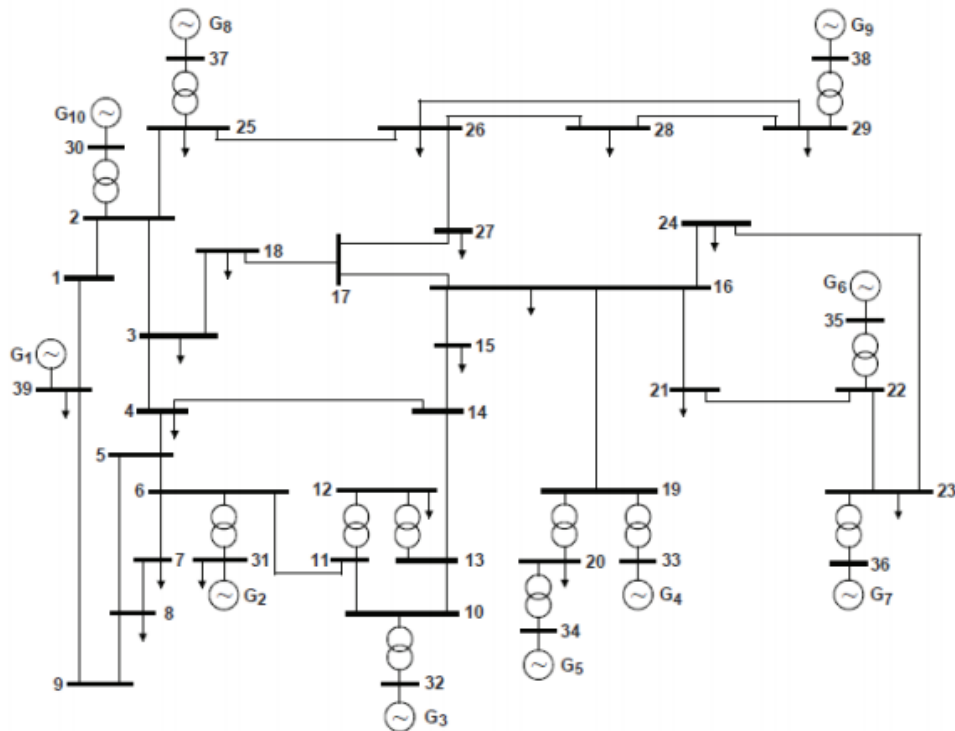


Figura 3.10. Diagrama unifilar, sistema de prueba de 39 barras IEEE [33].

El control D_LFC es implementado dentro de todos governors en los generadores y son configurados de la siguiente manera.

- El sistema de interconexión representado por el *Gen 1* esta designado para actuar sobre el control de frecuencia operándose únicamente dentro de la regulación primaria.
- Los generadores del área 2 correspondiente desde el *Gen 2* hasta el generador *Gen 10* efectúan el control de potencia activa-frecuencia abasteciendo a la demanda

de sus cargas dentro de su propia área. Su operación se llevará a cabo dentro del margen del periodo de regulación primaria y regulación secundaria respectivamente.

- Se establece un intercambio de potencia activa entre ambos sistemas interconectados a un valor de 104.49MW que va desde el área 1 hacia el área 2 por medio de las líneas de trasmisión 1-39 y 9-39 que unen dichas áreas.
- Se simulará un desequilibrio energético al incrementar la carga ubicada en la barra 4 en 0.2 p.u. de su valor en el instante $t = 5 s$. El ingreso de carga producirá una desaceleración en la velocidad rotacional de las máquinas rotativas, un cambio del valor de la frecuencia y un desplazamiento angular entre todos los generadores.

En la Tabla 3.2 se muestran los principales parámetros del sistema de prueba de 39 barras IEEE con los valores implementados, incluyendo el rango de valores para la parametrización de constantes del control distribuido D_LFC.

Tabla 3.2 Principales parámetros del sistema de 39 barras IEEE

		Area1 Control de frecuencia	Area2 Control Potencia- Frecuencia										
Parámetro	Descripción	GEN 1	GEN 2	GEN 3	GEN 4	GEN 5	GEN 6	GEN 7	GEN 8	GEN 9	GEN 10	Unidad	
R	Estatismo	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	[p.u.]	
P_{nom}	Potencia Nominal	10000	700	800	800	510	800	700	700	1000	1000	[MW]	
H	Const. Inercia	5	4.329	4.475	3.575	4.333	4.35	3.771	3.471	3.45	4.2	[seg]	
Parámetros D_LFC													
K_p	Max	0.190	0.1907	0.1905	0.1925	0.1907	0.1906	0.1919	0.1929	0.1930	0.1909	[p.u.]	
	Implementado	0	0.00105	0.00105	0.00105	0.00105	0.00105	0.00105	0.00105	0.00105	0.00105	[p.u.]	
	Min.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	[p.u.]	
K_f	Max.	Inf.	Inf.	Inf.	Inf.	Inf.	Inf.	Inf.	Inf.	Inf.	Inf.	[p.u.]	
	Implementado	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	[p.u.]	

De nuevo corresponde aclarar que las mediciones para cada generador se las realiza localmente en sus terminales. El Centro de despacho únicamente enviará las consignas del punto de operación a cada generador. Y en caso de suscitarse un cambio en la demanda o generación se restablecerá la frecuencia a su valor nominal primeramente por el actuar a la regulación primaria y posteriormente por la acción de la regulación secundaria que ahora es administrada de forma descentralizada.

La Figura 3.11.(a) presenta la frecuencia en cada una de las barras del sistema mientras que la Figura 3.11. b) representa la desviación de frecuencia en los generadores. El tiempo de restablecimiento bordea los 50 segundos. Observándose una estabilidad tanto durante el periodo de regulación primaria así también como para el periodo de regulación secundaria. El punto de inflexión de la frecuencia presenta un comportamiento aceptable lo que evidencia que los actuadores puedan trabajar sin ejercer mayor esfuerzo logrando salvaguardar su vida útil.

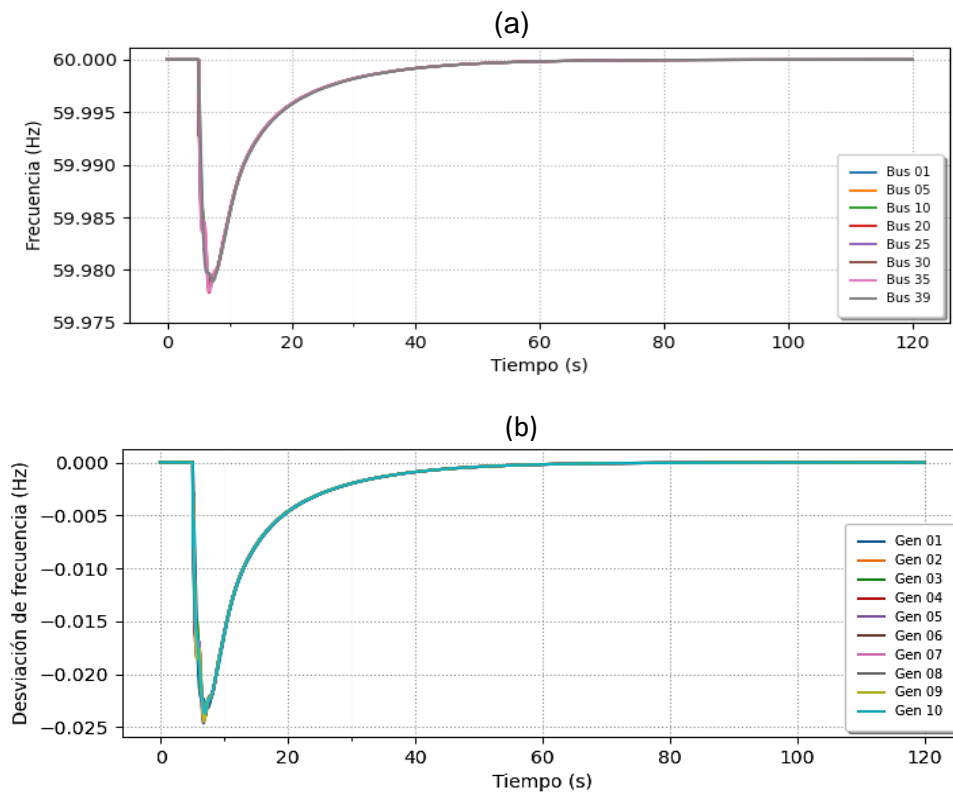


Figura 3.11. (a) Frecuencia en diferentes barras del sistema **(b)** Desviación de la frecuencia de todos los generadores frente a la toma de carga activa.

En el instante del evento de variación de carga con el desequilibrio entre demanda y generación todos los generadores de las dos áreas aportan a la regulación de frecuencia hasta el instante de inflexión de la curva de frecuencia. Consecutivamente a esto comienza a actuar todos los controladores distribuidos programados en los generadores asociados al área de control 2, quienes son los encargados de absorber y repartirse progresivamente la totalidad de la carga que ha ingresado.

Por su parte el sistema interconectado representado por el *Gen 1* únicamente se encargará de la regulación de frecuencia absorbiendo cierta cantidad de carga para luego ser

redistribuida entre los generadores del área en la que ocurre el evento. Lo antes mencionado se presenta en la Figura 3.12

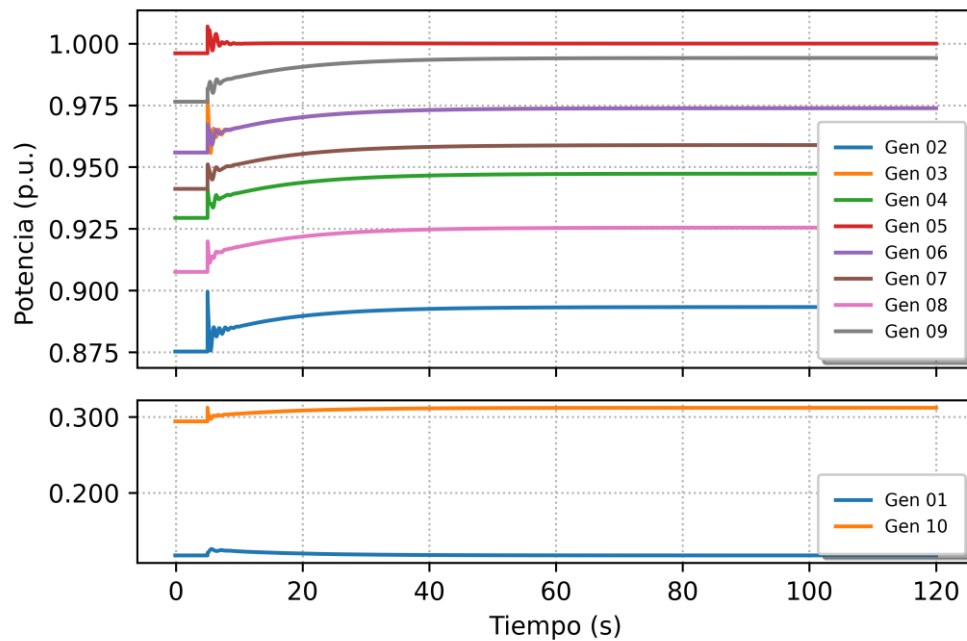


Figura 3.12. Potencia de eléctrica (p.u.)

Es pertinente mencionar que las pequeñas oscilaciones producidas se deben a la parametrización propia de los generadores ya sea tanto de los generadores de rotor cilíndricos, así como de los generadores de polos salientes en el sistema. El amortiguamiento de dichas oscilaciones en la potencia puede suprimirse mediante la incursión de PSS.

La estrategia de control propuesto D_LFC al estar implementada dentro del governor actuará directamente sobre la potencia mecánica entregada al eje de la máquina, por lo cual es importante analizar su comportamiento ya que este afectará directamente sobre la vida útil de los actuadores. La Figura 3.13 muestra el torque electromecánico de cada uno de los generadores del sistema de potencia, siendo este comportamiento el asumido también por las compuertas de regulación por el manejo del recurso primario. Se evidencia un comportamiento continuo sin cambios bruscos que afecten a su vida útil.

Como ya se sabe, el ingreso de carga al sistema va a producir una variación angular $\Delta\delta_i$ en todos los generadores. Efectivamente la característica del D_LFC al realimentar el ángulo interno del rotor para cada generador permite observar y corregir dicha variación angular.

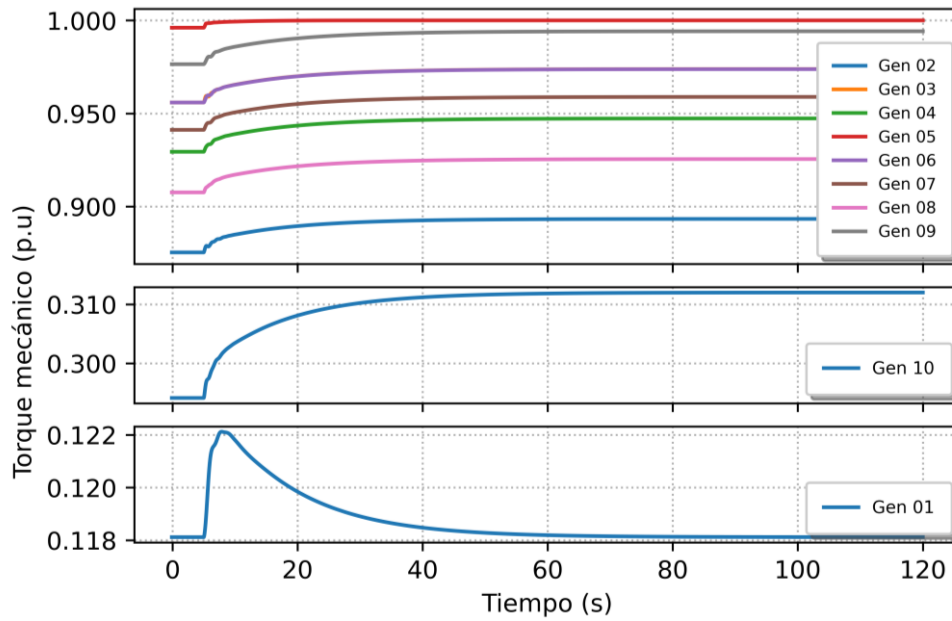


Figura 3.13. Torque electromecánico generadores

La Figura 3.14 muestra el comportamiento del ángulo interno del rotor (referido a su voltaje terminal de la máquina-barra local de voltaje) para cada generador con el control D_LFC, observándose que su comportamiento tiene una gran similitud con la potencia eléctrica de la Figura 3.12, esto debido a que la transferencia de potencia activa está altamente relacionada con el ángulo del rotor con lo que el tener acceso a dicho ángulo, se ha posibilitado regulación de la potencia activa del sistema. Todos los generadores tienen una posición angular entre 0° y 90° con lo cual es sistema es totalmente estable y manteniendo reserva disponible para el ingreso de nuevas cargas.

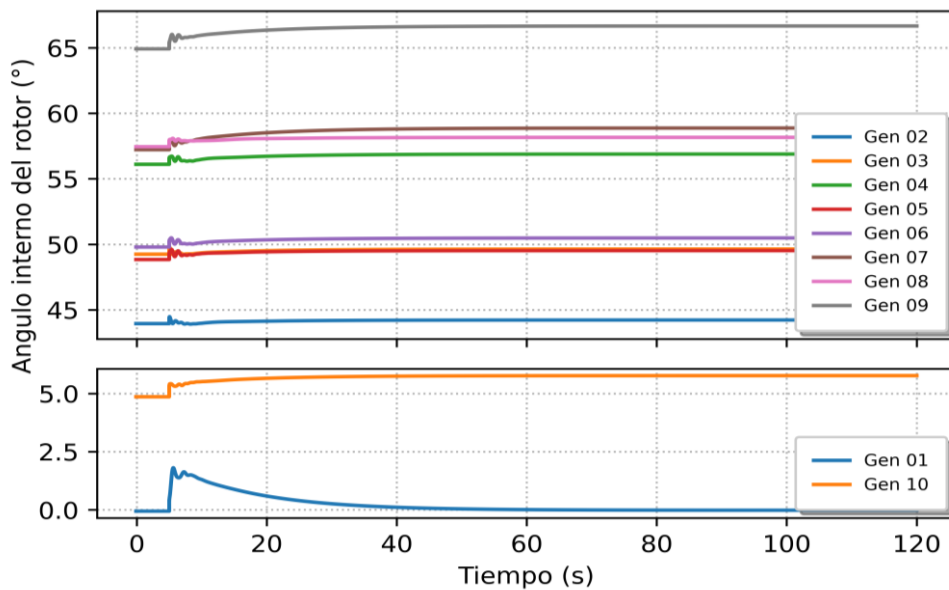


Figura 3.14. Ángulo interno del rotor

La Figura 3.15 muestra la medida expresada en radianes de la posición roto (eje d) referido al voltaje de referencia de la red. El control D_LFC tiene a lugar por el feedback realizado al governor de este valor, observándose que los ángulos de todos los generadores tienden a variar de forma coherente ante el ingreso de carga como ya he había explicado anteriormente.

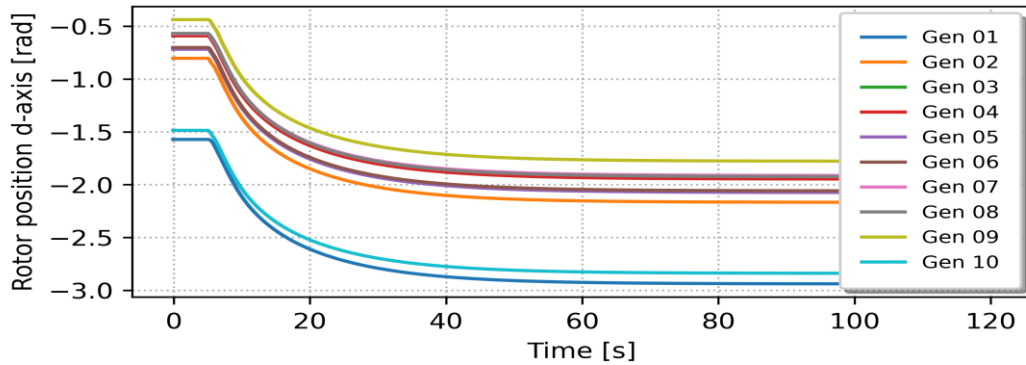


Figura 3.15. Posición del rotor (eje d)

3.1.2.1. Prueba de robustez

Con la finalidad de probar la robustez del control D_LFC sobre el sistema de pruebas de 39 barras IEEE se ha modificado los parámetros de cada uno de los governors de este sistema a fin de este salga de condiciones controladas de simulación. Es importante aclarar que los nuevos valores de cada uno de los parámetros están dentro de los límites sugeridos en la Tabla 2.1. Por lo tanto, los nuevos parámetros asignados en cada uno de los governors se presentan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Nuevos parámetros en governors del sistema

Parámetro	T3	T2	At	Dt	R	T1	Kp	Kf
Unidad	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[s]	[pu]	[pu]
Descripción	Constante de retardo de la turbina	Constante derivativa de la turbina	Coefficiente de poder de la turbina	Factor de pérdidas por fricción	Estatismo	Constante del servo del regulador	Constante de regulación del regulador	Constante de regulación
Valor Min	1	0	0,01	0	0,04	0,01		
Valor Max	10	5	1	0,5	0,06	0,8		
GEN1	9,673	3,289	1	0,238	0,051	0,688	0	1
GEN2	4,701	1,598	1	0,092	0,043	0,306	0,00062	1
GEN3	5,368	1,825	1	0,490	0,043	0,585	0,00048	1
GEN4	3,747	1,274	1	0,043	0,041	0,191	0,00037	1
GEN5	1,399	0,476	1	0,355	0,047	0,075	0,00055	1
GEN6	2,552	0,868	1	0,406	0,044	0,134	0,00059	1
GEN7	2,285	0,777	1	0,109	0,044	0,727	0,00037	1
GEN8	9,310	3,165	1	0,193	0,043	0,269	0,00063	1
GEN9	4,737	1,611	1	0,295	0,042	0,534	0,00038	1
GEN10	4,419	1,502	1	0,058	0,057	0,090	0,00059	1

En la Figura 3.16, se observa como después del evento de perturbación, el control implementado sobre este sistema de prueba es capaz de restaurar la frecuencia de la red aun y cuando todos los parámetros del sistema llegan a ser diferentes, lo cual complica la convergencia por su múltiple variedad de valores. De igual manera, se aprecia que el tiempo de restablecimiento tiende a ser muy similar al caso antes presentado.

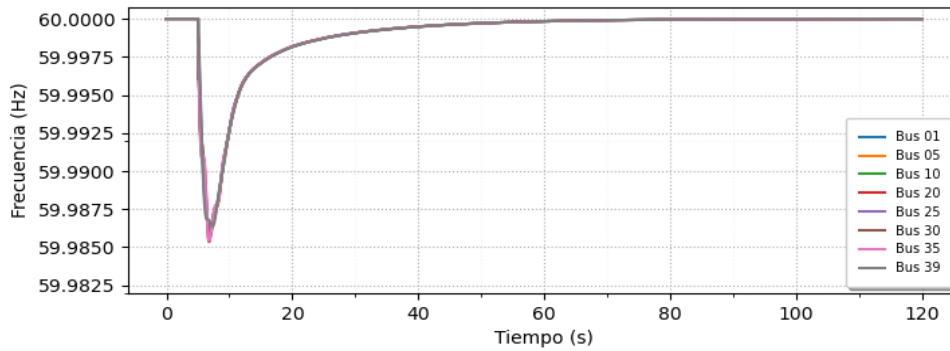


Figura 3.16. Frecuencia de la red

Este resultado ayuda a validar que el control D_LFC será capaz de restaurar la frecuencia del sistema aún y cuando dentro de un sistema de potencia exista una gran variedad de diferentes elementos.

Correspondiente a la distribución de potencia, la Figura 3.17 muestra la absorción de potencia de cada generador de la red. De la misma forma, el Gen 1 al ser delegado para el control primario este únicamente aporta en el transitorio. Mientras que los generadores de 2 al 10 se encargan de distribuirse por completo la carga entrante.

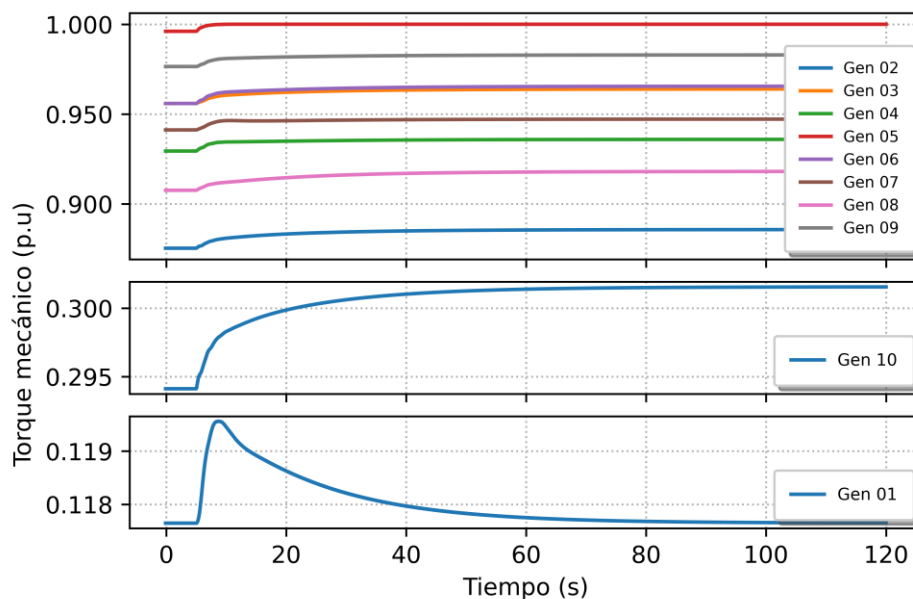


Figura 3.17. Potencia de los generadores

La Figura 3.18 representa el ángulo interno del rotor para cada uno de los generadores. Al igual que el caso anterior se nota la coherencia de los mismos al incrementar su valor para compensar la variación de carga entrante

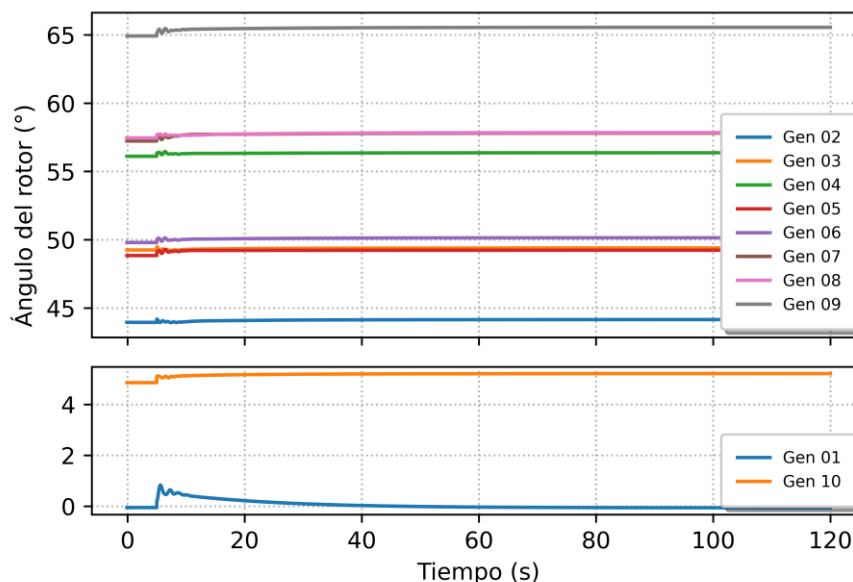


Figura 3.18. Ángulos de los generadores

3.1.2.2. Análisis modal

A continuación, se procede a realizar el análisis modal con el fin de determinar si el sistema es estable frente a pequeñas variaciones en el balance demanda-generación, así como el determinar la naturaleza de las oscilaciones producidas en el sistema.

La Tabla 3.4 muestra algunos de los modos oscilantes organizados según el radio de amortiguamiento para el sistema de 39 Barras IEEE sin la acción de governors en los generadores. Al ser un sistema con múltiples elementos dinámicos obviamente aparecen varios modos de oscilación, por lo que aquí, se analizará únicamente los modos con mayor probabilidad de volver al sistema inestable. Si bien todos modos oscilatorios tienen parte real negativa, lo cual significa estabilidad del sistema. Algunos de estos tienen una alta probabilidad de oscilar al no tener un margen mayor al 10% que asegure estabilidad, concluyéndose de esta forma la necesidad del governor como elemento de control.

Tabla 3.4 Modos del sistema de 39 Barras del IEEE sin governors en sus generadores

Modo	Part. real [1/s]	Part. Imag [rad/s]	Frecuencia Amortig. [Hz]	Radio amortig.
Mode 00019	-0,639520	7,094569	1,129136	0,089778

Mode 00023	-0,721973	7,500667	1,193768	0,095812
Mode 00021	-0,657945	6,597077	1,049957	0,099241
Mode 00031	-0,974877	8,927364	1,420834	0,108556
Mode 00029	-0,859374	7,473738	1,189482	0,114233
Mode 00025	-0,727918	6,205446	0,987627	0,116504
Mode 00033	-1,046818	8,865043	1,410915	0,117269
Mode 00035	-1,128467	9,117667	1,451122	0,122830
Mode 00015	-0,587781	4,011334	0,638424	0,144982
Mode 00001	-0,189133	0,506108	0,080550	0,350056

Luego de implementar el esquema D_LFC sobre todos los governors en los generadores del sistema, se obtiene los valores propios que se muestran en la Figura 3.19 donde se puede notar la estabilidad del sistema ya que ningún valor propio está a la derecha del eje imaginario.

La Tabla 3.4 presenta algunos de modos de oscilación organizados según su radio de amortiguamiento, en donde, con la implementación del governor sometido al D_LFC la posición de los valores propios cambia con respecto a cuándo no había elementos de control. Estos modos se desplazaron hacia la izquierda aumentando su margen de amortiguamiento siendo superior al 10%, lo cual garantiza una menor probabilidad de oscilación del sistema.

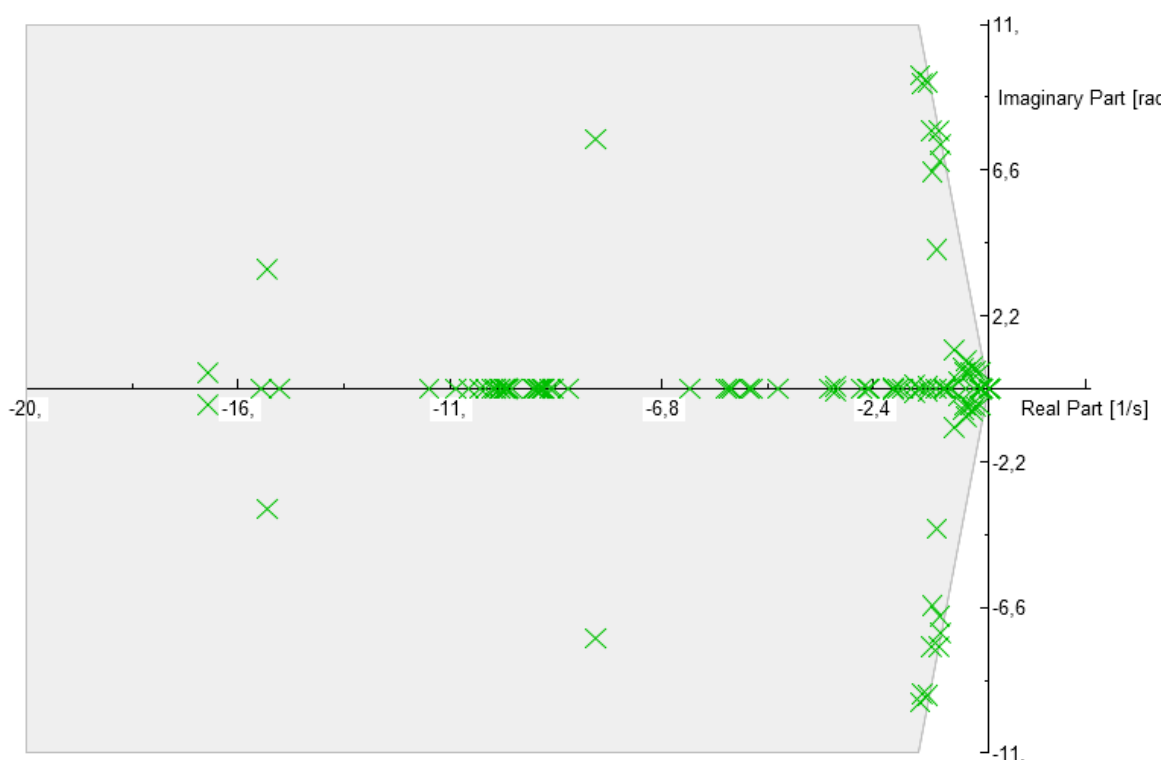


Figura 3.19. Valores propios del sistema de 39 Barras del IEEE con D_LFC en generadores.

Tabla 3.5. Modos del sistema de 39 Barras del IEEE con D_LFC en generadores.

Modo	Part. real [1/s]	Part. Imag [rad/s]	Frecuencia Amortig. [Hz]	Radio amortig.
Mode 00023	-1,04013797	7,77406721	1,23728123	0,13261414
Mode 00019	-1,00945158	7,37305404	1,173458	0,13564551
Mode 00031	-1,27503303	9,25108473	1,47235586	0,13653456
Mode 00021	-1,02606146	6,86978089	1,09335959	0,14772011
Mode 00035	-1,39438056	9,22672962	1,46847963	0,14942732
Mode 00037	-1,43714472	9,464157	1,50626737	0,15013027
Mode 00029	-1,20889354	7,77801466	1,23790948	0,1535805
Mode 00027	-1,18410017	6,53611351	1,04025477	0,17826109
Mode 00025	-1,0890153	4,22073395	0,67175067	0,24983363
Mode 00001	-0,18974437	0,50425806	0,08025516	0,352177

Ahora, se analizará el comportamiento y naturaleza de las oscilaciones producidas en el sistema sometido al control D-LFC frente a pequeñas variaciones en el balance demanda-generación. Consecuentemente, es pertinente concentrarse en los modos locales producto de oscilaciones entre generadores pertenecientes a una misma área con frecuencias entre 0,7 a 2,0 Hz y también en los modos inter-área causados por interacciones entre grandes grupos de generadores oscilando entre ellos con frecuencia entre 0,1 a 0,7 Hz.

Filtrando bajo este criterio se encontraron 9 modos locales (modos 1,2,3,5,6,7,8,9 y 10) y 2 modos inter-áreas (modos 4 y 11), mismos que se presentan en la Tabla 3.6. La Figura 3.20 muestra los modos locales encerrados en color azul y los modos inter-áreas encerrados en rojo. Estos modos se encuentran relacionados directamente con la interacción entre las máquinas que conforman al sistema, en donde cualquier acción de inoportuna de control sobre las variaciones de velocidad o sobre las variaciones del ángulo puede causar la pérdida del margen de estabilidad y llevar al sistema a la oscilación.

Recordando que la constante k_p de los controladores distribuidos tiene una equivalencia a ser el estatismo para el control del ángulo, el aumentar su valor causa que los valores propios de estos modos se desplacen hacia el eje imaginario con lo cual se pierde margen de estabilidad. Por lo tanto, es pertinente recalcar la importancia de respetar (2.77) como restricción del controlador distribuido, la cual fue obtenida en la sección 2.4.

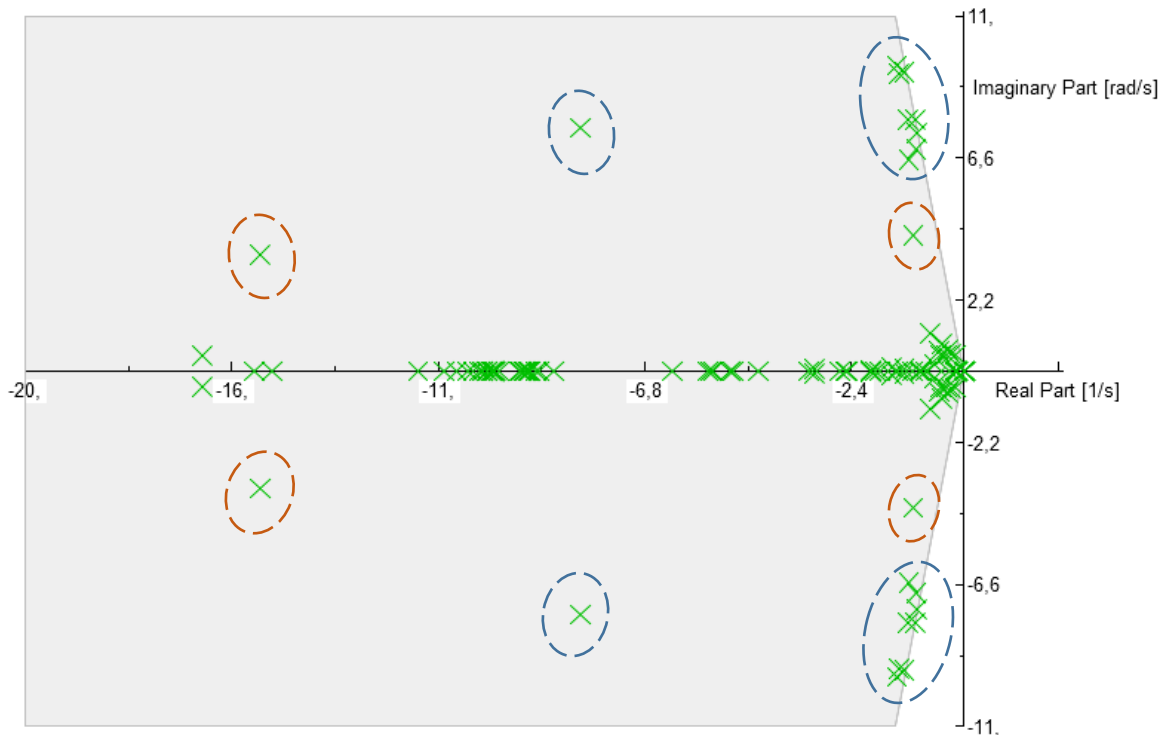


Figura 3.20. Modos locales e inter-área de interés.

Tabla 3.6. Principales modos oscilantes del sistema de 39 Barras del IEEE con D_LFC en generadores

Tipo	Modo	Part. real [1/s]	Part. Imag [rad/s]	Frecuencia Amortig. [Hz]	Radio amortig.
Modos inter-áreas 0,1 a 0,7 Hz	Modo 00011	-14,9866347	3,62520543	0,57696936	0,97196757
	Modo 00004	-1,0890153	4,22073395	0,67175067	0,24983363
Modos locales 0,7 a 2,0 Hz	Modo 00005	-1,18410017	6,53611351	1,04025477	0,17826109
	Modo 00002	-1,02606146	6,86978089	1,09335959	0,14772011
	Modo 00001	-1,00945158	7,37305404	1,173458	0,13564551
	Modo 00010	-8,17924689	7,535081	1,19924539	0,73547502
	Modo 00003	-1,04013797	7,77406721	1,23728123	0,13261414
	Modo 00006	-1,20889354	7,77801466	1,23790948	0,1535805
	Modo 00008	-1,39438056	9,22672962	1,46847963	0,14942732
	Modo 00007	-1,27503303	9,25108473	1,47235586	0,13653456
Modo 00009	-1,43714472	9,464157	1,50626737	0,15013027	

Para analizar más detalladamente cada modo, en la Figura 3.21 se presenta el factor de participación tanto de la velocidad así como del ángulo para cada generador del sistema, siendo las variables de interés para el funcionamiento del D_LFC. Se observa que todos los generadores del sistema la participación activa de estas dos variables, en donde la velocidad es la contraparte del ángulo para cada generador. Es decir, que la acción del

control sobre el ángulo contrarrestará la desviación de velocidad (y por ende de la frecuencia) incrementando o disminuyendo su valor cuando ocurre un desbalance entre generación y demanda. Siendo esta la manera en cómo se fundamenta el control D_LFC en donde en un área determinada al existir un grupo de generadores, estos trabajan de manera cooperativa al absorber la variación de carga entrante sin la problemática de que estos se interfieran entre sí.

Además, con el fin de determinar la naturaleza de las oscilaciones producidas en el sistema, se analiza la controlabilidad de la velocidad mecánica y observabilidad del ángulo interno de del rotor presentadas en la Figura 3.22 y Figura 3.23 respectivamente.

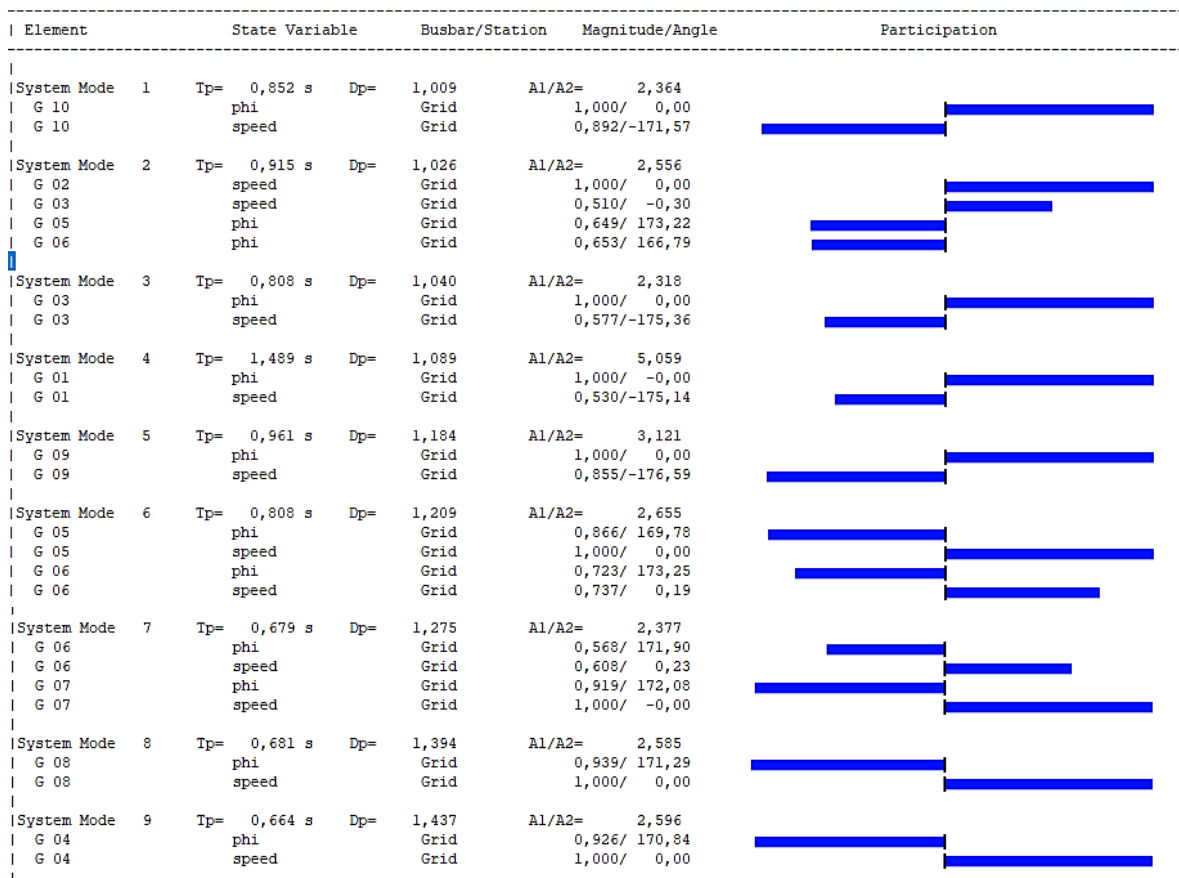


Figura 3.21. Modos de participación del sistema de 39 Barras del IEEE con D_LFC en generadores.

Por ejemplo, la controlabilidad del modo 1, de característica local expresa la capacidad de control sobre los generadores siendo en este caso muy específico el generador 10 quién dispone de suficiente reserva de potencia y que tentativamente podría asumir más carga en caso de que el resto de las máquinas llegasen a su potencia nominal. Por su parte, la controlabilidad del modo 4, de característica inter-área representa el vínculo de

interconexión entre áreas. Es decir, el generador 1 como elemento del área 1 oscilando en contra de los generadores del 2 al 10 como elementos del área 2

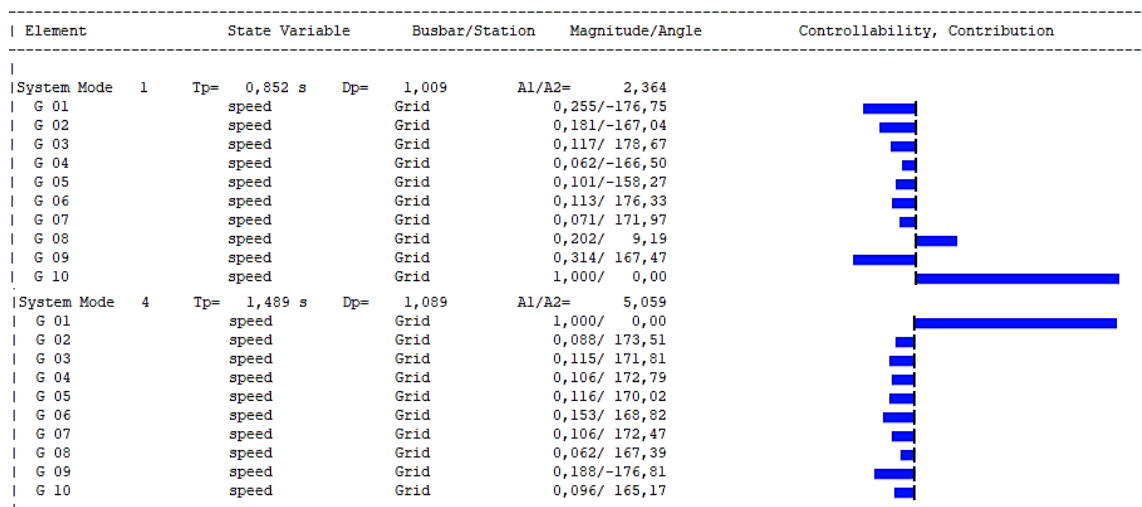


Figura 3.22. Modos de controlabilidad del sistema de 39 Barras del IEEE con D_LFC en generadores.

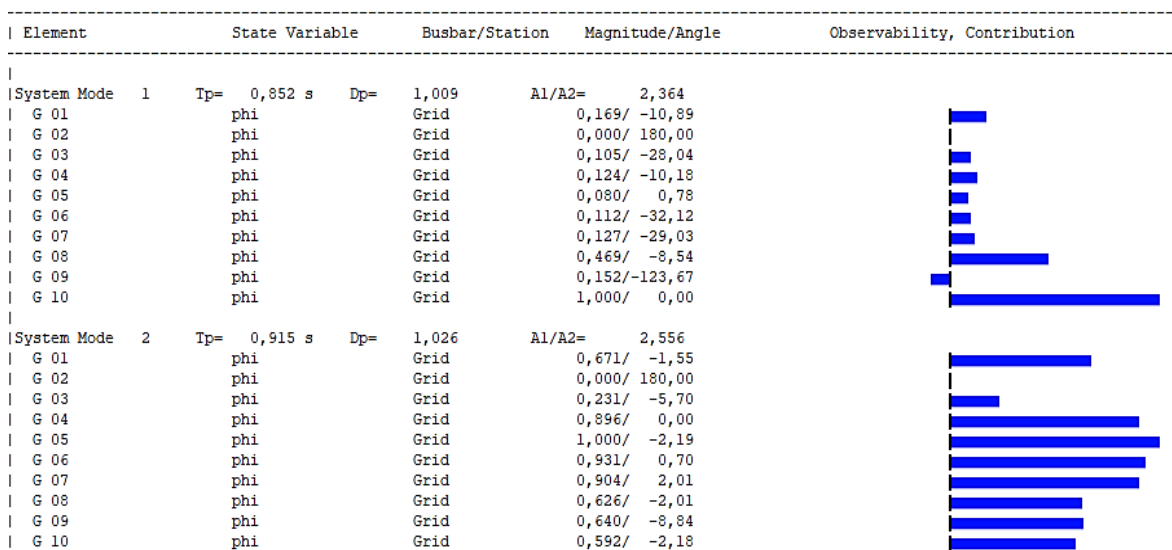


Figura 3.23. Modos de observabilidad del sistema de 39 Barras del IEEE con D_LFC en generadores.

Consecutivamente la observabilidad de los modos 1 y 2 de índole local, evidencian la coherencia existente entre los ángulos internos de los rotores de todos los generadores al variar su en la misma dirección. Es decir que, de sucederse un evento de ingreso de carga todos los generadores asociados al control D_LFC van a incrementar su ángulo para aumentar su potencia.

3.1.3. Comparaciones respecto a otros modos de control

A fin de determinar las ventajas y desventajas del controlador distribuido propuesto D-LFC se ha implementado tanto el control AGC centralizado tradicional como también el control en modo isócrono sobre el mismo sistema de prueba de 39 barras de la IEEE. El objetivo de dichas implementaciones corresponde a la necesidad identificar las características que cada control ingresa dentro del sistema eléctrico de potencia. Cabe mencionar que la principal comparación será respecto al AGC, la cual entra en discusión por el paradigma existente entre sistemas distribuidos y centralizados. Mientras que la comparación con respecto al modo isócrono corresponde que estos esquemas bajo ciertas consideraciones comparten la filosofía de ser controladores distribuidos que toman sus respectivas ordenes de control en base a la información local del sistema.

3.1.3.1. Comparación respecto a el AGC.

Con la implementación de estas pruebas se determinan las diferencias y similitudes que presentan estas dos arquitecturas para el control de potencia activa-frecuencia, siendo el AGC administrado de forma centralizada, mientras que el D_LFC se administra de manera descentralizada. Todos los controladores y frames desarrollados para la implementación del AGC han sido elaborados en base a la guía disponible en [11] y se adjuntan en el Anexo C.

En la Tabla 3.7 se muestran los principales parámetros del sistema de prueba de 39 barras IEEE sometido a la regulación del AGC con sus valores implementados, se incluye el factor de participación para cada generador.

Tabla 3.7 Principales parámetros del sistema de 39 barras IEEE con AGC

Parámetro	Descripción	Area1	Area2										Unidad
		Control de frecuencia	Control Potencia- frecuencia										
		GEN 1	GEN 2	GEN 3	GEN 4	GEN 5	GEN 6	GEN 7	GEN 8	GEN 9	GEN 10		
<i>R</i>	Estatismo	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	[p.u.]	
<i>P_{nom}</i>	Potencia Nominal	10000	700	800	800	510	800	700	700	1000	1000	[MW]	
<i>H</i>	Const. Inercia	5	4.329	4.475	3.575	4.333	4.35	3.771	3.471	3.45	4.2	[seg]	
<i>B</i>	Factor bias de frecuencia	10	10									[MW/Hz]	
<i>%FP</i>	Factor participación	1	9,859 155	11,26 761	11,26 761	8,450 704	11,26 761	9,859 155	9,859 155	14,08 451	14,08 451	[pu]	

A continuación, se procederá a comparar ambos esquemas bajo determinados criterios que para este estudio han sido fundamentales.

a) Respuesta en frecuencia

La primera comparación corresponde a la respuesta de la frecuencia en el SEP por parte de ambos controladores. El control D_LFC es el primero en retornar a la frecuencia a su valor nominal. Esto debido a que, al haber designado dicha tarea a controladores distribuidos sincronizados bajo la misma ley, ubicados en cercanías a los eventos de perturbación, son capaces de censar y efectuar acciones de corrección de manera oportuna ante la perturbación, logrando así, reestablecer la frecuencia en un menor tiempo. El control AGC por su parte logra restaurar la frecuencia en un tiempo más prolongado debido a que al ser un sistema centralizado va a depender de enlaces de comunicación, los cuales agregan estampas de tiempo tanto al recibir las mediciones como al enviar las ordenes a los diferentes generadores.

De acuerdo con la parametrización realizada para este caso, tanto para el control D_LFC como para el AGC coincide el punto máximo de caída de la frecuencia debido a que en ambos esquemas se ha respetado el estatismo de las máquinas y con ello a la regulación primaria de frecuencia.

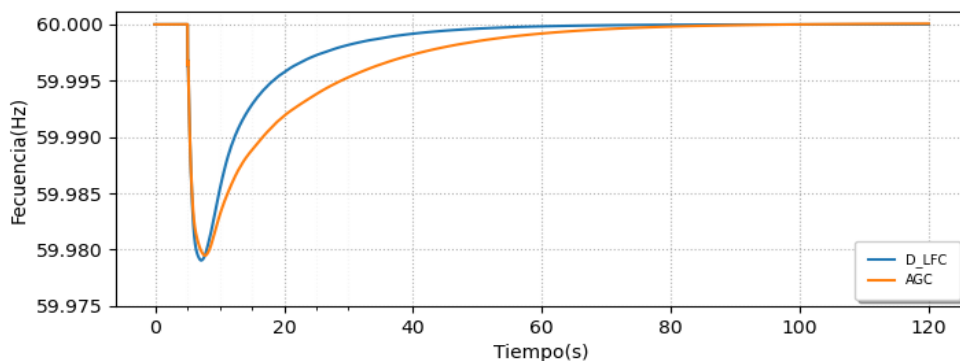


Figura 3.24. Respuesta en frecuencia D_LFC vs AGC.

b) Intercambios energéticos entre sistemas

En lo que corresponde a sistemas interconectados donde existe un acuerdo comercial con un determinado suministro de energía se observa primeramente que los flujos de potencia circulantes por medio de las líneas de interconexión para diferentes áreas será el mismo en estado permanente para ambos esquemas de control. En este caso las líneas de interconexión entre las áreas 1 y 2 corresponden a la línea 01-39 y la línea 09-39 de la Figura 3.10, para ambos casos el transitorio alcanza al mismo instante su máximo valor mientras que la reposición del D_LFC será más rápido que la del AGC como ya se vio anteriormente. Figura 3.25.

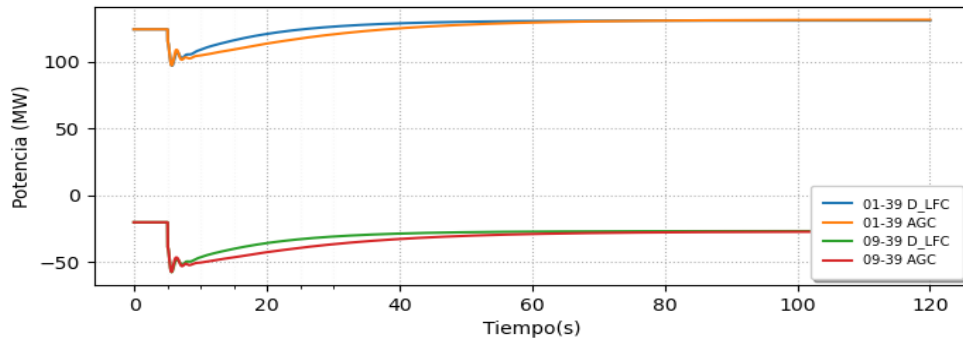


Figura 3.25. Intercambios de potencia por medio de las líneas de transmisión.

De la misma manera, la Figura 3.26 muestra el intercambio de energía que se programó inicialmente a 104.94MW para ambos esquemas de control. Aunque tanto AGC como D_LFC eliminan la variación de potencia y devuelven la potencia transferida a su valor nominal, la propuesta D_LFC describe una respuesta más rápida que el control de AGC. El beneficio de tener esa respuesta de frecuencia más rápida es el ahorro en el consumo de energía, representado por el área entre las dos curvas. En consecuencia, el área 2 debe pagar menos al área 1 por la energía suministrada.

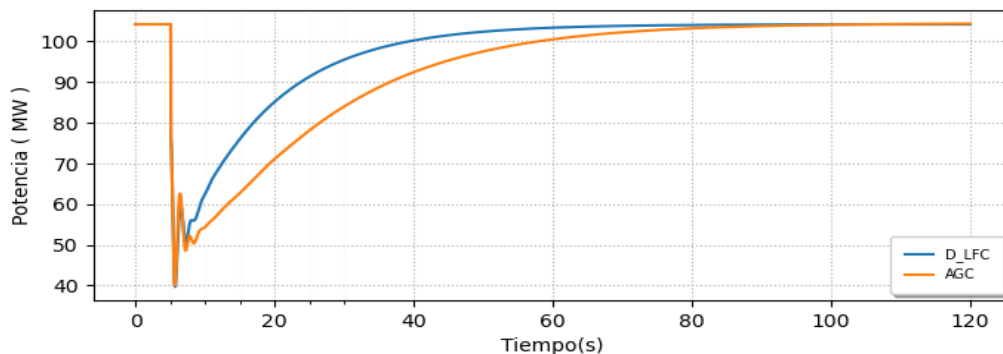


Figura 3.26. Intercambio comercial entre áreas D_LFC vs AGC.

c) **Requerimientos Tecnológicos**

El Sistema eléctrico de potencia al ser un sector fundamental para el desarrollo de la sociedad presenta una gran dependencia de recursos tecnológicos junto con personal altamente capacitado para su gestión, en este sentido a la par ambas metodologías requieren de equipos con altas prestaciones tecnológicas, pero se han identificado dos aspectos a este factor.

- El control AGC al ser manejado de forma centralizada depende fundamentalmente de una infraestructura de comunicación robusta, compleja, con la posible implementación de equipos auxiliares de redundancia para la seguridad y

confiabilidad del SEP. A diferencia el D_LFC deja de depender sustancialmente de los medios de comunicación, reduciendo así el ancho de banda requerido. Y que, en caso de perder comunicación con el operador del sistema puede mantener cierta autonomía para operarse dentro de un área determinada acorde a sus procedimientos.

- La desventaja presentada por el D_LFC respecto al ámbito tecnológico es la necesidad disponer de una PMU con la capacidad de medición del ángulo interno del rotor, la misma que hasta la actualidad se encuentran en fases de diseño y pruebas. A diferencia el AGC ya dispone de equipo tecnológico relativamente maduro en su aplicación, siendo este de fácil acceso con alta oferta comercial.

d) *Facilidad de implementación*

Si bien es cierto ambos esquemas de control de potencia activa-frecuencia requieren el cumplir con varias consideraciones para su implementación, se considera que el D_LFC resultaría ser quien se implemente más fácilmente debido las siguientes razones:

- Requiere únicamente parametrizar dos constantes las cuales están en función de los parámetros propios del generador.
- No requiere de la calibración de controladores PI para el control de la potencia no programada.
- El Operador del sistema ya no requiere realizar complejas funciones y cálculos para determinar las ordenes de control hacia los generadores.
- El comprender y entender su principio de funcionamiento es relativamente sencillo. No se requieren el uso de complejas ecuaciones ni modelos matemáticos.

e) *Sistema de referencia*

El control AGC puede ser implementado en sistemas donde la referencia corresponde a una máquina slack o donde la referencia corresponda a un centro de inercia equivalente del sistema. Referencias que le permiten al AGC el determinar el cálculo de flujos de potencia para el intercambio de potencia.

En cambio, en el esquema D_LFC con la incorporación de la medición del ángulo del rotor, se requiere que el sistema sea referido a la "Frecuencia Nominal" en la cual la referencia de frecuencia es constante e igual a 1 p.u. y el ángulo es determinado respecto al voltaje terminal de la máquina de referencia, representado en la Figura 3.27. Esta nueva forma de

referenciar u observar a el sistema permite que la medición del ángulo interno de rotor tome relevancia dentro del control de potencia activa-frecuencia.

Los ángulos utilizados en la presentación de resultados son los siguientes:

- $f_{ipol} [deg]$ es el ángulo interno del rotor (o también llamado ángulo de carga), cual es referido a la barra local de voltaje del generador.
- $f_i [rad]$ representa la posición del rotor (eje d) respecto de la referencia de voltaje de la red.

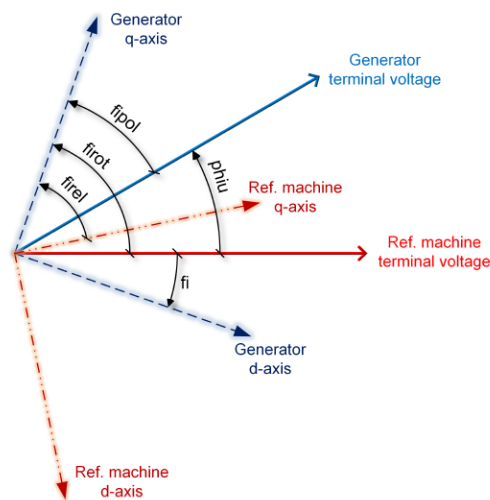


Figura 3.27. Definiciones ángulo interno del rotor-PowerFactory DigSILENT.

3.1.3.2. Comparación con respecto al control en modo isócrono

En este estudio ha centrado en realizar una comparativa minuciosa entre el comportamiento del control D_LFC propuesto respecto al AGC los cuales ya han sido expuestos. Sin embargo, es pertinente compararlo con el modo isócrono ya que ambos métodos comparten bajo ciertas consideraciones la filosofía de ser controladores distribuidos que toman sus respectivas ordenes de control en base a la información local del sistema.

Generalmente en el modo isócrono es regulado por medio de un controlador PI, como se muestra en la ecuación

$$\Delta P_m = (P_{ref} - PI \cdot \Delta \omega_r) H_G H_T \quad (3.1)$$

La misma que puede reescribirse como (3.2)

$$\Delta P_m = (P_{ref} - (k_p + \frac{k_i}{s})\Delta\omega_r)H_G H_T \quad (3.2)$$

Procediendo a reemplazar (2.4) en (3.2) se obtiene (3.3) como el equivalente matemático de la ley de control de un regulador isócrono con control PI.

$$\Delta P_m = (P_{ref} - k_p\Delta\omega_r - \frac{k_i}{\omega_o}\Delta\delta_i)H_G H_T \quad (3.3)$$

Si bien es cierto la ecuación (2.33) referente a la ley de control D_LFC propuesta en términos matemáticos es muy similar a la ecuación (3.3) correspondiente a un controlador isócrono con PI, es pertinente indicar que existen ciertas diferencias entre ellos tales como:

- Al comparar estos esquemas de control se puede observar que una de las restricciones definidas para el control D_LFC es respetar el estatismo característico de la máquina y con ello sus propiedades de regulación. En cambio, en el modo isócrono al no existir esta regulación y al estar trabajando con generadores paralelo, estos competirán entre sí por absorber la carga lo cual producirá oscilaciones en el sistema.
- Para la implementación del Control D_LFC se debe contar con el setpoint del ángulo interno del rotor δ_{ref} para cada generador. En donde, el contar con la nueva referencia para el ángulo hace que el control local tome decisiones respecto a dichas variaciones de su ángulo y que por ende tendrán efecto sobre la potencia transferida debido a su mutua relación. Con esto, el control regula la absorción de potencia a cada generador respecto a su referencia y se corrige el problema característico del modo isócrono en donde sus generadores tienden competir por la carga entrante sin opción a su regulación.
- Otro factor crucial que permite comparar a estos esquemas de control es la sensibilidad de sus respuestas asociados con la parametrización de sus controladores locales, ya que en el modo isócrono al no contar con la regulación del estatismo hace que su respuesta dependa fundamentalmente de la sintonización de su controlador PI, el mismo que puede dar una respuesta rápida sin la capacidad de control sobre la potencia. Lo antes mencionado se puede ver en la Figura 3.28 y Figura 3.29. Mientras que en el control D_LFC el contar con la

regulación del estatismo y el control del ángulo, hace que su convergencia sea más factible como se lo ha demostrado a lo largo de este estudio.

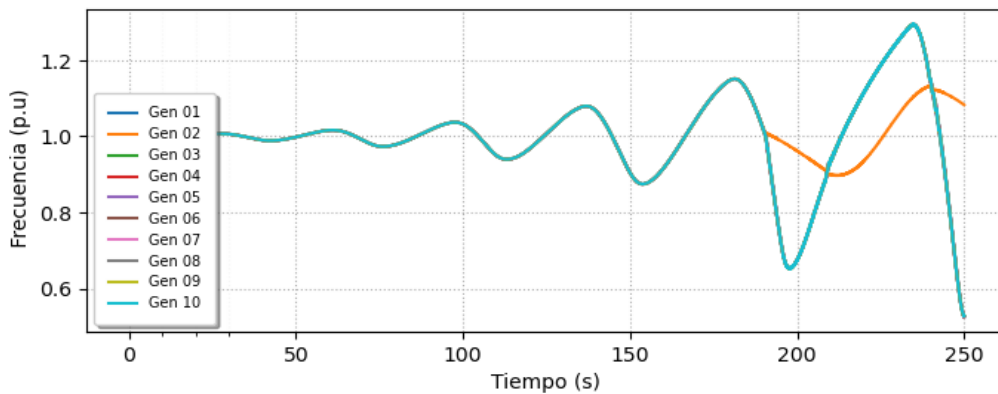


Figura 3.28. Frecuencia de los generadores-modo Isócrono

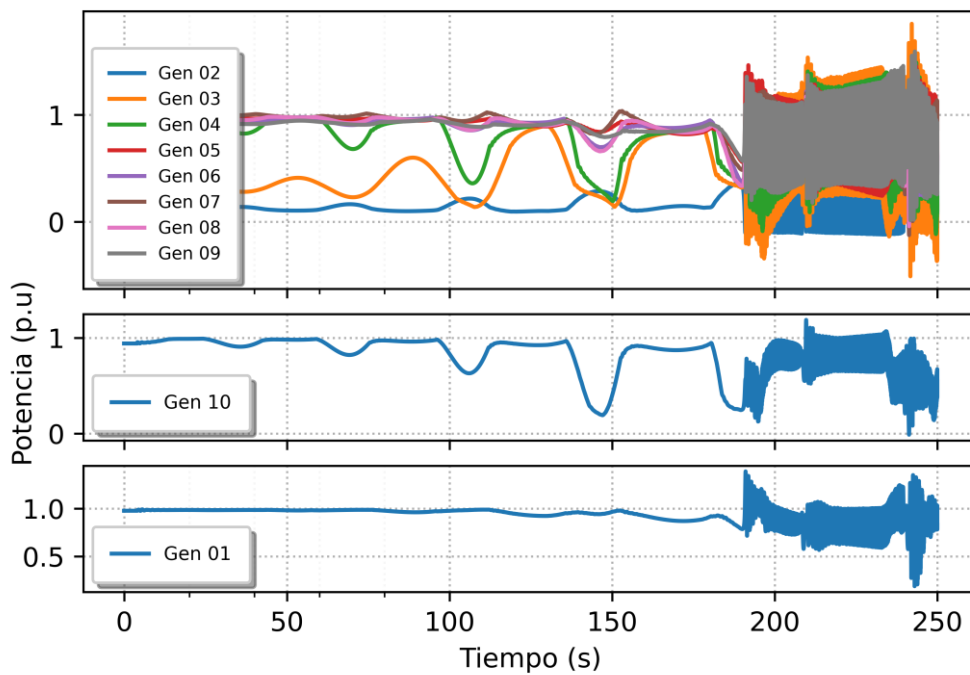


Figura 3.29. Potencia de generadores-modo isócrono

Adicionalmente otras comparaciones entre ambos esquemas de control se presentan a continuación.

- En el control D_LFC la regulación de frecuencia se lleva a cabo a través de regulación primaria en donde la frecuencia se estabiliza a un valor desviado para luego ser restaurada por la regulación secundaria con la división de la carga entrante entre varios generadores, en cambio en el modo isócrono se mantiene la frecuencia constante por medio del control de un solo generador.

- En el control D_LFC puede ser implementado para controlar un solo generador o también un grupo de generadores en paralelo, en cambio el modo isócrono es ideal cuando el generador está solo o es la unidad más grande en una red permitiéndole trabajar en modo isla
- La desventaja del control D_LFC corresponde a que requiere de unidades dedicadas al control secundario y terciario, en cambio la desventaja del modo isócrono es la competencia que se genera entre generadores paralelos por absorber la carga.
- En el control D_LFC puede ser controlar la potencia requerida por cada uno de los generadores, además en sistemas interconectados es posible regular el intercambio energético programado. Mientras que en el modo isócrono no se puede regular cuanto absorbe cada generador
- Para el modo isócrono al no contar con la regulación del estatismo, este requiere de actuadores de respuesta rápida, mientras que el control D_LFC al respetar el estatismo se puede implementar con actuadores de respuesta lenta.

En conclusión, ambos modelos de control presentan propiedades y características diferentes, en donde, se destaca que el control D_LFC es capaz de regular de mejor forma la absorción de carga entrante respecto al modo isócrono. Todo esto gracias al control aplicado sobre el ángulo interno del rotor para cada generador.

3.2 Discusión

Apoyado en todo el análisis y los resultados presentados en este estudio se puede validar la hipótesis planteada inicialmente ya que, si fue posible mejorar el desempeño del SEP en ciertas características gracias a la implementación de un esquema de control distribuido denominado D_LFC. El cual mediante el control del ángulo interno del generador permite manipular la frecuencia a fin de que retorne a su valor nominal luego del desequilibrio energético entre generación y demanda. Siendo su principal ventaja el descentralizar el control de potencia activa-frecuencia, dejando de depender del monitoreo continuo del operador del sistema.

Trayendo como ejemplo el hecho de que épocas pasadas se creía que las empresas de distribución de energía eran las únicas capaces de comercializar la energía eléctrica, en donde conceptualizaban al cliente en general como un fiel consumidor. Hoy en día se ha

demostrado que tal afirmación ya no es válida gracias nuevas tecnologías con la incorporación de la generación distribuida en donde el cliente tiene la capacidad de auto gestionar su propia producción de energía con la posibilidad de comercializarla hacia la empresa distribuidora. Este suceso dio a lugar durante algunos años a un amplio debate sobre el cambio de rol del cliente marcando un serio “Paradigma” para el sector eléctrico [34]. De la misma manera se prevé que suceda con la descentralización del control de potencia activa-frecuencia, la misma que resultará en discusión muy polémica ya que habrá quienes defenderán la continuación de la arquitectura centralizada y también habrá quienes apostarán a la descentralización del LFC. Siendo este en todo caso, el paradigma que debe superar esta nueva propuesta metodológica.

Finalmente, recordando y contestando las preguntas planteadas al inicio de esta investigación. Con la presentación de este estudio complementado y sustentado en investigaciones de otros autores, permite defender la factibilidad de implementar un esquema de control distribuido para la descentralización del control de potencia activa-frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia. En donde, para su implementación requiere efectivamente tomar nuevas consideraciones tanto conceptuales como tecnológicas y que de ser adecuadamente realizadas añadirán al SEP todos los beneficios expuestos en los resultados mostrados.

4. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

CONCLUSIONES

- Este trabajo presenta un esquema de control descentralizado para resolver problemas de carga-frecuencia mediante el control del ángulo del rotor de los generadores. Los resultados experimentales validan la efectividad de esta propuesta al eliminar las desviaciones de frecuencia del sistema y de la potencia transferidas de una manera descentralizada.
- El esquema de control propuesto D_LFC basado en la medición del ángulo interno del rotor aporta una serie de beneficios sobre el Sistema Eléctrico de Potencia, tales como: Mejorar la capacidad de respuesta del sistema al disminuir su tiempo de reacción, brindar estabilidad ante eventos de demanda/generación y facilitar acciones sobre el control de la frecuencia.
- La implementación del esquema D_LFC en sistemas de potencia tiende a ser más fácil respecto al esquema del AGC centralizado, esto debido a que su diseño es más simple, y por ende más fácil de configurar. Sus constantes dependerán únicamente de los parámetros propios para cada generador.
- El D_LFC libera al Operador del sistema de la compleja tarea computacional necesaria para definir los puntos de operación para cada generador, ya que ahora se divide el esfuerzo para varios controladores distribuidos pero sincronizados mediante la ley de control. Con lo cual, el ya no requerir la intervención del centro de despacho hace que ya no se dependa de una compleja infraestructura de comunicación logrando así mantener cierta autonomía.
- Se concluye que el comportamiento de los ángulos internos en todos los generadores sometidos a controladores distribuidos, tienden a ser coherentes al varían en la misma dirección después un evento de carga. Donde, al estar los controladores distribuidos bajo la ley control propuesta facilita la repartición de carga entre los generadores en proporción a su capacidad nominal. Siendo los generadores en cercanías del evento quienes soporten una mayor absorción de carga en el transitorio.

TRABAJOS FUTUROS

- En este estudio se ha demostrado que gracias a la incorporación de las mediciones del ángulo interno del rotor es posible desarrollar el control de carga-frecuencia de manera distribuida. Aunque en su transcurso se ha evidenciado que ciertos factores no permiten evidenciar la robustez del controlador, como por ejemplo la similitud de governors dentro de todo el sistema, la cual generó ciertas condiciones de simulación controladas. En este sentido, se propone que un trabajo futuro se aplique dicho control en un sistema de prueba con modelos de governors diferentes.
- En relación a la propuesta anterior, se propone adicionalmente se investigue o se desarrolle un modelo de governor que considere y compense el comportamiento de las variaciones de ángulo, ya que en la actualidad todos los governors disponibles únicamente actúan de forma eficiente ante las variaciones de velocidad sobre las cuales fueron diseñados y no sobre las variaciones de ángulo.
- El control D_LFC presenta un acoplamiento fuerte entre potencia activa y frecuencia para lo cual una propuesta como continuación a este trabajo es lograr desacoplar ambas variables a fin de que estas puedan ser manejadas independientemente.
- Un paso importante para la continuación de este estudio sería el implementar esta metodología sobre un sistema real conocido entre nuestra región. Para lo cual se propone desarrollar su análisis sobre el Sistema Nacional Interconectado (SIN).
- A lo largo de este estudio se profundizó en estabilidad del controlador distribuido para eventos de pequeña señal cumpliendo a cabalidad los objetivos propuestos, sin embargo, este estudio podría extenderse al análisis transitorio con eventos de fallas en diferentes puntos del sistema. Requiriéndose de esta manera, una nueva calibración a los elementos de protección ya que como se analizó el sistema adoptó una respuesta más rápida.
- En tiempos actuales con la gran incorporación de energías renovables a los Sistemas Eléctricos de Potencia sería interesante analizar la dinámica resultante entre generadores sincrónicos y recursos renovables administrados bajo un enfoque descentralizado, sabiendo que este enfoque permite una mayor flexibilidad en la integración de elementos durante la expansión del sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Romero Agüero, A. Khodaei, and R. Masiello, "The utility and grid of the future: challenges, needs, and trends," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 14, no. 5, pp. 29–37, Sep. 2016.
- [2] S. Gamboa, "Metodología para el diseño de un sistema integrado WAMPAC de gran escala basado en una arquitectura de control distribuido," Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 2018.
- [3] Y. Wu, L. Rong, and Y. Tang, "A distributed control method for power system rotor angle stability based on second-order consensus," in *4th Annual IEEE International Conference on Cyber Technology in Automation, Control and Intelligent Systems, IEEE-CYBER 2014*, 2014, pp. 290–295.
- [4] Q. Wei, M. Guo, X. Han, W. Guo, and M. Yang, "New approach of automatic generation control based on absolute rotor angle droop control," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 14, pp. 3561–3568, 2018.
- [5] P. (Prabha) Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-Hill, 1994.
- [6] P. Ledesma, "Regulación de frecuencia y potencia," Universidad Carlos III de Madrid, 2008.
- [7] P. W. Sauer, "Reactive Power and Voltage Control Issues in Electric Power Systems," in *Applied Mathematics for Restructured Electric Power Systems*, Boston: Kluwer Academic Publishers, 2006, pp. 11–24.
- [8] I. S. Gómez, "Sintonización de Estabilizadores de Potencia (PSS) en Sistemas Multimáquina.," Universidad Carlos III de Madrid, 2009.
- [9] "P1-Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C]," 2009.
- [10] "A1-Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance [E]."
- [11] F. M. Gonzalez-Longatt and J. L. Rueda, *PowerFactory applications for power system analysis*. 2014.
- [12] Utrechtseweg 310; Postbus 100; 6800 AC Arnhem, "Synchronous Machine Turbine-Governing Systems Vision Dynamical Analysis Manual," 2016.

- [13] Q. Wei, W. Guo, X. Han, and M. Guo, "Generator rotor angle droop control and its load-following characteristics," in *2016 IEEE International Conference on Power System Technology, POWERCON 2016*, 2016.
- [14] Y. Hong, G. Chen, and L. Bushnell, "Distributed observers design for leader-following control of multi-agent networks," *Automatica*, vol. 44, no. 3, pp. 846–850, Mar. 2008.
- [15] W. Ren, "Second-order consensus algorithm with extensions to switching topologies and reference models," in *Proceedings of the American Control Conference*, 2007, pp. 1431–1436.
- [16] S. T. Cady, M. Zholbaryssov, A. D. Dominguez-Garcia, and C. N. Hadjicostis, "A Distributed Frequency Regulation Architecture for Islanded Inertialess AC Microgrids," *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 25, no. 6, pp. 1961–1977, Nov. 2017.
- [17] Zhongkui Li, Zhisheng Duan, Guanrong Chen, and Lin Huang, "Consensus of Multiagent Systems and Synchronization of Complex Networks: A Unified Viewpoint," *IEEE Trans. Circuits Syst. I Regul. Pap.*, vol. 57, no. 1, pp. 213–224, Jun. 2009.
- [18] C. Zhao, E. Mallada, and F. Dorfler, "Distributed frequency control for stability and economic dispatch in power networks," in *Proceedings of the American Control Conference*, 2015, vol. 2015-July, pp. 2359–2364.
- [19] S. Y. Lin, "A distributed state estimator for electric power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 2, pp. 551–557, 1992.
- [20] M. U. Qureshi and S. Grijalva, "Decentralized Power Agreement for Improved Frequency Response in Interconnected Power Systems," in *IEEE Green Technologies Conference*, 2017, pp. 381–387.
- [21] Y. Hong, J. Hu, and L. Gao, "Tracking control for multi-agent consensus with an active leader and variable topology," *Automatica*, vol. 42, no. 7, pp. 1177–1182, Jul. 2006.
- [22] Q. Wang, "Scaled consensus of multi-agent systems with output saturation," *J. Franklin Inst.*, vol. 354, no. 14, pp. 6190–6199, Sep. 2017.
- [23] Q. Zhu and T. Basar, "A hierarchical security architecture for smart grid,"

Edutexts.Org, 2011.

- [24] E. Yang and Q. Wu, "Consensus analysis and algorithm design based on RLC networks," *Chinese Control Conf. CCC*, pp. 8044–8050, 2017.
- [25] U. Häger, C. Rehtanz, and N. Voropai, Eds., *Monitoring, Control and Protection of Interconnected Power Systems*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014.
- [26] J. Cortés, "Distributed algorithms for reaching consensus on general functions," *Automatica*, vol. 44, no. 3, pp. 726–737, Mar. 2008.
- [27] Q. Wei, X. Han, W. Guo, M. Yang, and N. He, "Electrical Power and Energy Systems The principle of absolute rotor angle control and its effect on suppressing inter-area low frequency oscillations," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 1039–1046, 2014.
- [28] Q. Wei and M. Guo, "Rotor Angle Droop Control of Virtual Synchronous Generator in Microgrids," pp. 3826–3830, 2016.
- [29] G. Liu, X. Han, W. Guo, M. Yang, and Q. Wei, "Load following mechanism and power flow algorithm under generator rotor angle control mode," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 7, pp. 1510–1518, 2016.
- [30] K. Görner *et al.*, "Coordinated monitoring of large scale interconnected power systems," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2013.
- [31] C. Huang, C. Feng, and J. Cao, "Consensus of cyber-physical power systems based on multi-agent systems with communication constraints," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 7, no. 5, pp. 1081–1093, Sep. 2019.
- [32] Power System Dynamic Performance Committee, "Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies," 2013.
- [33] IEEE PES PSDPC SCS, "Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls:," "*IEEE 10 Genetator 39 Bus System*." [Online]. Available: <http://www.sel.eesc.usp.br/ieee/>.
- [34] J. Guerrero *et al.*, "Distributed generation: Toward a new energy paradigm," *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 4, no. 1, pp. 52–64, Mar. 2010.

ANEXOS

Los siguientes documentos corresponden a los anexos:

ANEXO A. Datos del sistema de prueba de dos áreas.

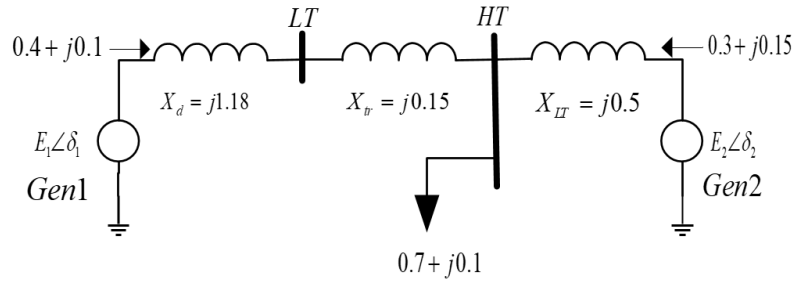
ANEXO B. Datos del sistema de 39 Barras IEEE

ANEXO C: Implementación AGC centralizado en DigSILENT

ANEXO A

Sistema de prueba de dos áreas

Todos los parámetros de los elementos de este sistema de potencia fueron obtenidos de P. (Prabha) Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control* [5].



a. Referencia de Potencia y voltaje

Bus	Tipo	Voltage		Load		MW	MVar	Unit No.
		[p.u.]	KV	MW	MVar			
LT	PQ	1	24	0.0	0.0	880	220	
HT	PQ	0.90	230	1540	220	668	330	

b. Parámetros de la línea de transmisión

Desde	Hasta	R	X	B2 (p.u.)
HT	Gen 2	0	0.5	0

c. Parámetros del Transformador

Desde	Hasta	R	X	Tmax	Tmin	MVA Rating	Tstep
LT	HT	0	0.15	0	0	2220	0

d. Parámetros de los generadores

Unidad.	H	Ra	x'd	x'q	xd	xq	T'do	T'qo	xl
Gen 1	4.329	0	0.4879	1.19	2.065	1.974	1.54	0.904	0.245
Gen 2	4.329	0	0.4879	1.19	2.065	1.974	1.54	0.904	0.245

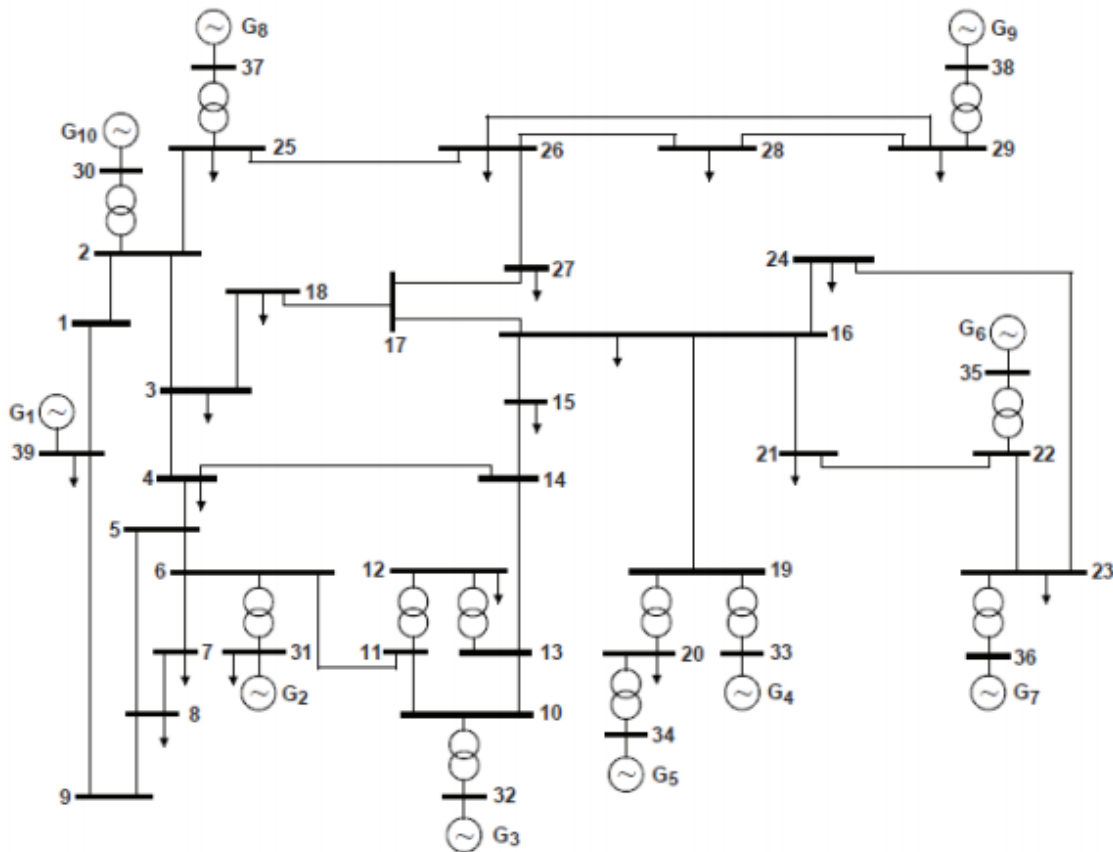
a. Parámetros del AVR

Unidad	Tr	Ta	Te	Tf	Ka	Kf	Ke	Efdmax	Efdmin	Aex	Bex
Gen 1	0.015	0.0001	0.0001	0.0001	200	0	1	7	-6.4	0	0

ANEXO B

Datos del Sistema de 39 Barras IEEE

El Sistema de la IEEE de 39 Barras es también conocido como el sistema de Poder de 10 máquinas o New England. El generador 1 representa la agrupación de una gran cantidad de generadores de un sistema interconectado. Todos los parámetros provienen 39 Bus New England System- DigSILENT Power Factory



a. Despacho de potencia

Generador	Bus	Tipo de Bus	P in MW	V in p.u.
G 01	Bus 39	PV	1000.0	1.0300
G 02	Bus 31	Slack	N.A.	0.9820
G 03	Bus 32	PV	650.0	0.9831
G 04	Bus 33	PV	632.0	0.9972
G 05	Bus 34	PV	508.0	1.0123
G 06	Bus 35	PV	650.0	1.0493
G 07	Bus 36	PV	560.0	1.0635
G 08	Bus 37	PV	540.0	1.0278
G 09	Bus 38	PV	830.0	1.0265
G 10	Bus 30	PV	250.0	1.0475

b. Demanda

Carga	Bus	P in MW	Q in Mvar
Carga 03	Bus 03	322.0	2.4
Carga 04	Bus 04	500.0	184.0
Carga 07	Bus 07	233.8	84.0
Carga 08	Bus 08	522.0	176.0
Carga 12	Bus 12	7.5	88.0
Carga 15	Bus 15	320.0	153.0
Carga 16	Bus 16	329.0	32.3
Carga 18	Bus 18	158.0	30.0
Carga 20	Bus 20	628.0	103.0
Carga 21	Bus 21	274.0	115.0
Carga 23	Bus 23	247.5	84.6
Carga 24	Bus 24	308.6	-92.2
Carga 25	Bus 25	224.0	47.2
Carga 26	Bus 26	139.0	17.0
Carga 27	Bus 27	281.0	75.5
Carga 28	Bus 28	206.0	27.6
Carga 29	Bus 29	283.5	26.9
Carga 31	Bus 31	9.2	4.6
Carga 39	Bus 39	1104.0	250.0

c. Parámetros de generadores en PowerFactory

Unidad		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
S	MVA	10000	700	800	800	300	800	700	700	1000	1000
H	in s	5.000	4.329	4.475	3.575	4.333	4.350	3.771	3.471	3.450	4.200
Ra	p.u.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
x'd	p.u.	0.600	0.487	0.424	0.348	0.396	0.400	0.343	0.399	0.570	0.310
x'q	p.u.	0.800	11.90	0.700	13.28	0.498	0.651	13.02	0.637	0.587	—
xd	p.u.	20.00	20.65	19.96	20.96	20.10	20.32	20.65	20.30	21.06	10.00
xq	p.u.	19.00	19.74	18.96	20.64	18.60	19.28	20.44	19.60	20.50	0.690
T'd0	s	7.000	6.560	5.700	5.690	5.400	7.300	5.660	6.700	4.790	10.200
T'q0	s	0.700	15.00	15.00	15.00	0.440	0.400	15.00	0.410	19.60	—
xl	p.u.	0.300	0.245	0.243	0.236	0.162	0.179	0.225	0.196	0.298	0.125
x''	p.u.	0.400	0.350	0.360	0.280	0.267	0.320	0.308	0.315	0.450	0.250
T''d0	s	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
T''q0	s	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035

d. Parámetros de líneas de transmisión en PowerFactory

Lin.	Desde	Hasta	Longitud km	R' Ω/km	X' Ω/km	C' $\mu\text{F}/\text{km}$
Lin. 01 - 02	Bus 01	Bus 02	163.06425	0.02554745	0.300	0.0095491
Lin. 01 - 39	Bus 01	Bus 39	99.18750	0.01200000	0.300	0.0168514
Lin. 02 - 03	Bus 02	Bus 03	59.90925	0.02582781	0.300	0.0095677
Lin. 02 - 25	Bus 02	Bus 25	34.12050	0.24418605	0.300	0.0095360
Lin. 03 - 04	Bus 03	Bus 04	84.50775	0.01830986	0.300	0.0058386
Lin. 03 - 18	Bus 03	Bus 18	52.76775	0.02481203	0.300	0.0090296
Lin. 04 - 05	Bus 04	Bus 05	50.78400	0.01875000	0.300	0.0058892
Lin. 04 - 14	Bus 04	Bus 14	51.18075	0.01860465	0.300	0.0060177
Lin. 05 - 06	Bus 05	Bus 06	10.31550	0.02307692	0.300	0.0093763
Lin. 05 - 08	Bus 05	Bus 08	44.43600	0.02142857	0.300	0.0074026
Lin. 06 - 07	Bus 06	Bus 07	36.50100	0.01956522	0.300	0.0068993
Lin. 06 - 11	Bus 06	Bus 11	32.53350	0.02560976	0.300	0.0095149
Lin. 07 - 08	Bus 07	Bus 08	18.25050	0.02608696	0.300	0.0095247
Lin. 08 - 09	Bus 08	Bus 09	144.02025	0.01900826	0.300	0.0058864
Lin. 09 - 39	Bus 09	Bus 39	99.18750	0.01200000	0.300	0.0269622
Lin. 10 - 11	Bus 10	Bus 11	17.06025	0.02790698	0.300	0.0095230
Lin. 10 - 13	Bus 10	Bus 13	17.06025	0.02790698	0.300	0.0095230
Lin. 13 - 14	Bus 13	Bus 14	40.07175	0.02673267	0.300	0.0095825
Lin. 14 - 15	Bus 14	Bus 15	86.09475	0.02488479	0.300	0.0094740
Lin. 15 - 16	Bus 15	Bus 16	37.29450	0.02872340	0.300	0.0102184
Lin. 16 - 17	Bus 16	Bus 17	35.31075	0.02359551	0.300	0.0084699
Lin. 16 - 19	Bus 16	Bus 19	77.36625	0.02461538	0.300	0.0087569
Lin. 16 - 21	Bus 16	Bus 21	53.56125	0.01777778	0.300	0.0106018
Lin. 16 - 24	Bus 16	Bus 24	23.40825	0.01525424	0.300	0.0064740
Lin. 17 - 18	Bus 17	Bus 18	32.53350	0.02560976	0.300	0.0090353
Lin. 17 - 27	Bus 17	Bus 27	68.63775	0.02254335	0.300	0.0104420
Lin. 21 - 22	Bus 21	Bus 22	55.54500	0.01714286	0.300	0.0102914
Lin. 22 - 23	Bus 22	Bus 23	38.08800	0.01875000	0.300	0.0108013
Lin. 23 - 24	Bus 23	Bus 24	138.86250	0.01885714	0.300	0.0057937
Lin. 25 - 26	Bus 25	Bus 26	128.15025	0.02972136	0.300	0.0089213
Lin. 26 - 27	Bus 26	Bus 27	58.32225	0.02857143	0.300	0.0091555
Lin. 26 - 28	Bus 26	Bus 28	188.05950	0.02721519	0.300	0.0092457
Lin. 26 - 29	Bus 26	Bus 29	247.96875	0.02736000	0.300	0.0092480
Lin. 28 - 29	Bus 28	Bus 29	59.90925	0.02781457	0.300	0.0092627

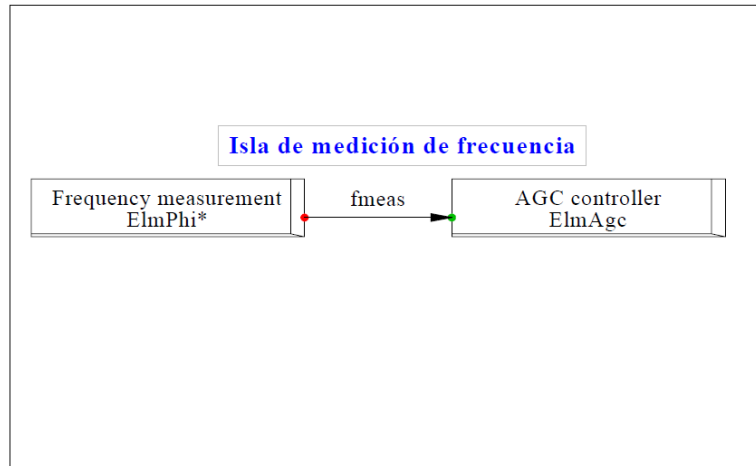
e. Parámetros de los transformadores en PowerFactory

Trans	Desde	Hast	Sr MVA	Ur- HV kV	Ur-LV kV	R p.u.	X p.u.	Z p.u.	uk %	ukr %
Trf 12 - 11	Bus 12	Bus 11	300	345.	138.	0.004	0.130	0.130	13.05	0.480
Trf 12 - 13	Bus 12	Bus 13	300	345.	138.	0.004	0.130	0.130	13.05	0.480
Trf 06 - 31	Bus 06	Bus 31	700	345.0	16.5	0.0000	0.1750	0.175	17.50	0.000
Trf 10 - 32	Bus 10	Bus 32	800	345.	16.	0.000	0.160	0.160	16.00	0.000
Trf 19 - 33	Bus 19	Bus 33	800	345.	16.	0.005	0.113	0.113	11.37	0.560
Trf 20 - 34	Bus 20	Bus 34	2 x 300	230.	16.	0.005	0.108	0.108	10.81	0.540
Trf 22 - 35	Bus 22	Bus 35	800	345.	16.	0.000	0.114	0.114	11.44	0.000
Trf 23 - 36	Bus 23	Bus 36	700	345.	16.	0.003	0.190	0.190	19.04	0.350
Trf 25 - 37	Bus 25	Bus 37	700	345.0	16.	0.004	0.162	0.162	6.24	0.420
Trf 02 - 30	Bus 02	Bus 30	1000	345.	16.	0.000	0.181	0.181	18.10	0.000
Trf 29 - 38	Bus 29	Bus 38	1000	345.	16.	0.008	0.156	0.156	15.62	0.800
Trf 19 - 20	Bus 19	Bus 20	1000	345.	230.	0.007	0.138	0.138	13.81	0.700

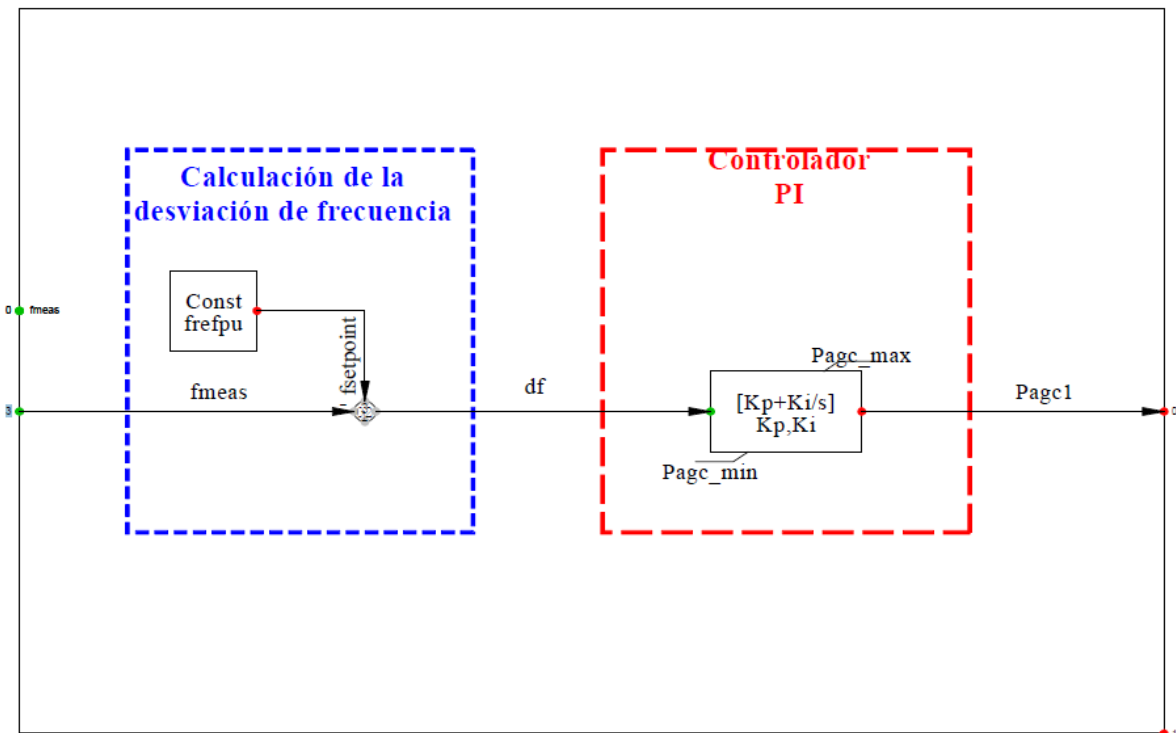
ANEXO C

Implementación AGC en el sistema de 39 Barras con un enlace de intercambio entre dos sub-sistemas

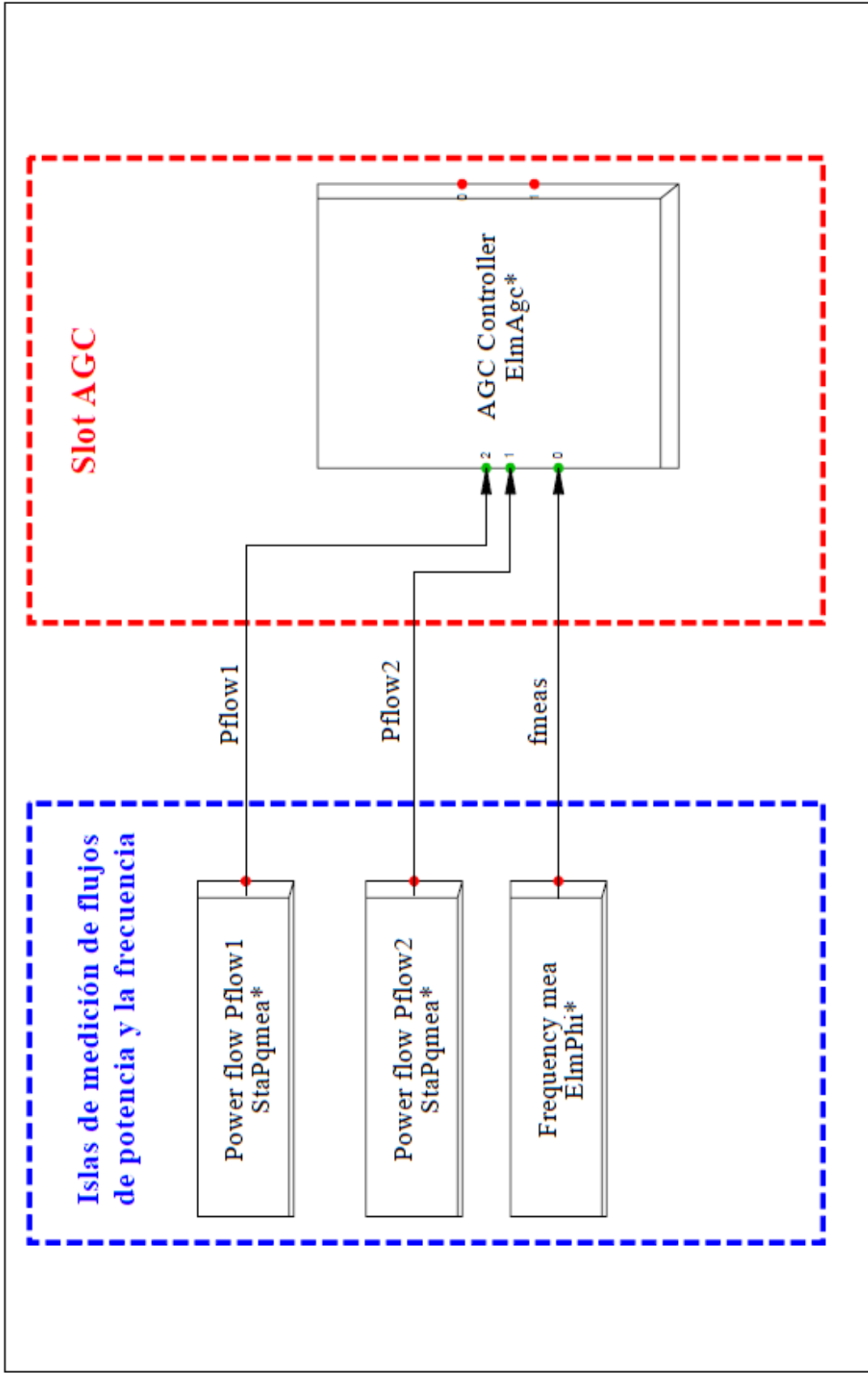
AGC IPS1 frame:



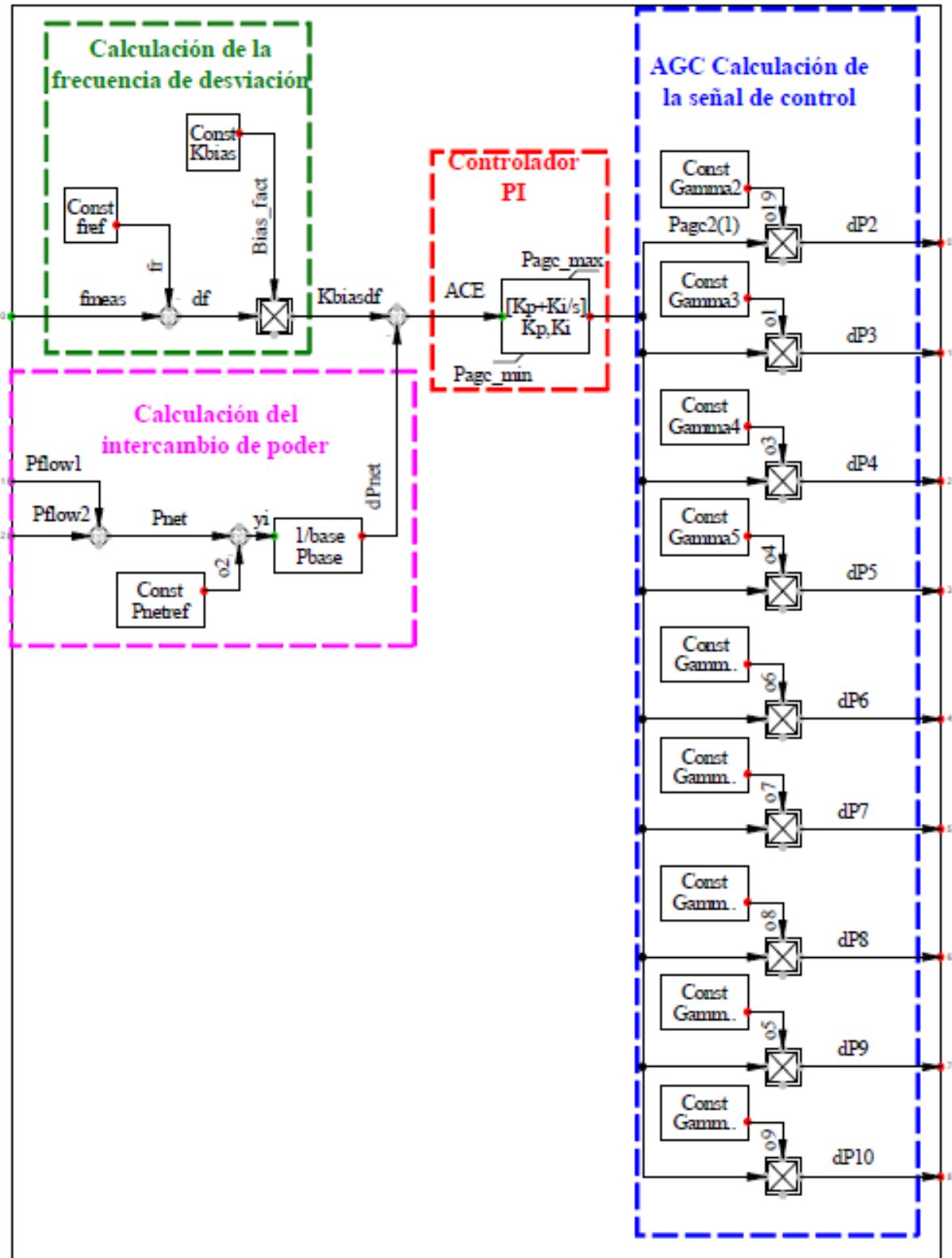
AGC IPS1 controller:



AGC IPS2 frame:



AGC IPS2 controller:



ORDEN DE EMPASTADO

