

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DESARROLLO DE UN CONTROLADOR DISTRIBUIDO DE POTENCIA ACTIVA TRANSFERIDA ENTRE ÁREAS PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO DESDE LA PERSPECTIVA DE SISTEMAS INTERCONECTADOS

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
ELECTRÓNICA Y AUTOMATIZACIÓN**

JEFFERSON ALEXANDER HERRERA QUEVEDO

jefferson.herrera@epn.edu.ec

DIRECTOR: DRA. ING. SILVANA DEL PILAR GAMBOA BENÍTEZ

silvana.gamboa@epn.edu.ec

DMQ, enero 2022

CERTIFICACIONES

Yo, JEFFERSON ALEXANDER HERRERA QUEVEDO declaro que el trabajo de integración curricular 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.



JEFFERSON ALEXANDER HERRERA QUEVEDO

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por JEFFERSON ALEXANDER HERRERA QUEVEDO, bajo mi supervisión.



Firmado electrónicamente por:
**SILVANA DEL
PILAR GAMBOA
BENITEZ**

DRA. ING. SILVANA DEL PILAR GAMBOA BENÍTEZ
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

SR. JEFFERSON ALEXANDER HERRERA QUEVEDO

DRA. ING. SILVANA DEL PILAR GAMBOA BENÍTEZ

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado con mucho cariño a mi familia, principalmente a Nancy, mi madre, quien ha sido mi más grande apoyo y es gracias a ella que he logrado culminar mi carrera universitaria. Gracias por tu amor incondicional y por enseñarme la importancia del trabajo, el esfuerzo y la dedicación.

A Benjamín, porque su llegada le puso cara a la felicidad y la armonía que me faltaba. Espero que este logro sirva de ejemplo y como herramienta para guiar cada uno de tus pasos.

AGRADECIMIENTO

A Dios por brindarme la fuerza y la constancia necesaria para cumplir uno de los principales objetivos en mi vida, y por permitirme compartirlo junto a mi familia.

A mis tíos, a mis abuelitos y familia en general, pero en especial a mi madre por ser mi soporte y siempre creer en mí. Gracias por los desvelos y las madrugadas. El logro hoy alcanzado también es el resultado de su esfuerzo.

A mi directora, la Dra. Silvana G, por el tiempo, la paciencia y los conocimientos brindados durante el desarrollo de este trabajo. A mi tutor académico, el Dr. Patricio C, por el apoyo y los valiosos consejos. También agradezco a la Dra. Jackeline A. y al MSc. Diego M. ya que sus colaboraciones fueron de gran importancia para la correcta realización de este trabajo.

A la Escuela Politécnica Nacional la cual, a lo largo de estos años, ha sido mi segundo hogar, en donde me he formado tanto en lo profesional como en lo personal permitiéndome conocer a excelentes personas. Gracias infinitas.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO	V
RESUMEN.....	VII
ABSTRACT	VIII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1.3 ALCANCE	3
1.4 MARCO TEÓRICO	4
1.4.1 CONTROL DISTRIBUIDO DE POTENCIA ACTIVA – FRECUENCIA.....	5
1.4.2 PROBLEMA POTENCIA ACTIVA – FRECUENCIA.....	7
1.4.3 CONTROL CARGA – FRECUENCIA	8
1.4.3.1 Etapas del control potencia activa – frecuencia [26]	9
1.4.3.1.1 <i>Control primario</i>	9
1.4.3.1.2 <i>Control secundario</i>	9
1.4.3.1.3 <i>Control terciario</i>	9
1.4.3.2 Control primario	9
1.4.3.2.1 <i>El gobernador en un sistema eléctrico interconectado</i>	9
1.4.3.3 Control secundario	13
1.4.3.3.1 <i>Control Automático de Generación (AGC)</i>	13
2 METODOLOGÍA.....	17
2.1 MODELAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	18
2.1.1 ECUACIÓN DE MOVIMIENTO	18
2.1.2 SISTEMA ELÉCTRICO COMO SISTEMA INTERCONECTADO	20
2.2 MODELO DE DOS ÁREAS CON CONTROL DE VELOCIDAD	23
2.3 LEY DE ACOPLAMIENTO.....	26
2.4 LEY DE CONTROL	27
2.5 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	30
2.5.1 REPRESENTACIÓN EN VARIABLES DE ESTADO.....	30
2.5.2 DETERMINACIÓN DEL POLINOMIO CARACTERÍSTICO.....	32

2.5.3	CRITERIO DE ROUTH HURWITZ.....	34
2.6	EVALUACIÓN DEL MODELO LINEAL EN SIMULINK.....	37
2.6.1	PARÁMETROS DE LA PLANTA.....	38
2.6.1.1	Cálculo del torque de sincronización	39
2.6.2	IMPLEMENTACIÓN EN SIMULINK.....	42
3	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	46
3.1	RESULTADOS	46
3.1.1	CONTROL DISTRIBUIDO DEL SISTEMA DE DOS BARRAS	46
3.1.2	CONTROL DISTRIBUIDO DEL SISTEMA DE 14 BARRAS IEEE.....	48
3.1.2.1	Análisis comparativo con el control AGC	52
3.1.2.2	Prueba con diferentes parámetros de los gobernadores.....	54
3.2	CONCLUSIONES	55
3.3	RECOMENDACIONES.....	57
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	58
5	ANEXOS.....	61
	ANEXO I	62
	ANEXO II	67
	ANEXO III	68
	ANEXO IV	70

RESUMEN

En este trabajo se presenta el desarrollo del control distribuido de potencia activa transferida mediante las líneas de transmisión de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Para lo cual, se parte del modelo matemático que define la dinámica de un SEP para el problema potencia activa–frecuencia y, haciendo uso de la teoría de sistemas interconectados, se establecen los controladores distribuidos que son implementados en cada área de generación. De esta manera, se logra eliminar las desviaciones en la potencia activa transferida eludiendo la presencia de un único controlador central y evitando, entre varios problemas, la utilización de estructuras de comunicación complejas y controladores con gran capacidad de procesamiento.

Este control descentralizado se logra realimentando la potencia transferida mediante las líneas de transmisión para su implementación de manera local en los gobernadores de los generadores. Los controladores se sincronizan debido al comportamiento intrínseco del sistema eléctrico como sistema interconectado, que es ocasionado por la existencia de variables de interconexión como la potencia transferida a través de las líneas de transmisión que conectan las diferentes áreas de generación.

Finalmente se realiza una comparación entre la respuesta obtenida con el esquema de control distribuido propuesto, y los resultados del Control Automático de Generación (AGC) centralizado utilizado en la actualidad. Las pruebas se realizan sobre un sistema de dos barras y luego se extiende al sistema de 14 barras IEEE en el software DigSILENT.

PALABRAS CLAVE: SEP, AGC, control distribuido, sistema interconectado.

ABSTRACT

This work presents the development of the distributed control of active power transferred through the transmission lines of an Electric Power System (SEP). For which, we start from the mathematical model that defines the dynamics of a SEP for the problem of active power – frequency and, using the theory of interconnected systems, the distributed controllers that are implemented in each generation area are used. In this way, it is possible to eliminate deviations in the active power transferred avoiding the presence of a single central controller and avoiding, among several problems, the use of complex communication structures and controllers with great processing capacity.

This decentralized control is achieved by feeding back the power transferred through the transmission lines for its local implementation in the governors of the generators. The controllers are synchronized due to the intrinsic behavior of the electrical system as an interconnected system, which is caused by the existence of interconnection variables such as the power transferred through the transmission lines that connect the different generation areas.

Finally, a comparison is made between the response obtained with the proposed distributed control scheme, and the results of the centralized Automatic Generation Control (AGC) currently used. The tests are performed on a two-bar system and then extended to the IEEE 14-bar system in DigSILENT software.

KEYWORDS: EPS, AGC, distributed control, interconnected system.

1 INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) están constantemente expuestos a desbalances entre la demanda y la generación debido a variaciones del consumo de energía, por lo que el control de la potencia activa transferida mediante sus líneas de transmisión es indispensable ya que estas variaciones se reflejan en desviaciones de la frecuencia de todo el sistema [1]. En caso de que la generación sea mayor que la demanda, existe una acumulación de energía cinética en los rotores ocasionando inmediatamente un incremento en la frecuencia del sistema. Cuando ocurre lo contrario, la disminución de la energía cinética en los rotores genera un decremento en la frecuencia del sistema [2]. Por lo tanto, el control de la potencia activa en un SEP, además de ser esencial para mantener el correcto desempeño del sistema, también determina la calidad de la energía eléctrica suministrada. Dado que existe una fuerte relación entre la potencia activa y la frecuencia del sistema, al desbalance que se produce y las variaciones tanto de potencia activa como de frecuencia se conoce comúnmente como problema potencia activa – frecuencia.

Generalmente, los SEP poseen un control primario implementado en los generadores del sistema y que es empleado para estabilizar la frecuencia y el intercambio de potencia frente a desequilibrios entre potencia generada y potencia consumida. Complementario a esto, se realiza un control secundario mediante el Control Automático de Generación (AGC), que permite compensar las desviaciones de frecuencia y potencia producto de las acciones del control primario. Pero, el AGC controla la frecuencia del sistema y/o la potencia transferida desde un centro de control [3], por lo que requiere de un sistema de telemetría para la adquisición de los datos y con este los consecuentes retardos de tiempo. Además del problema de los retardos, el AGC requiere de supervisión continua, ya que, si se diera un fallo en el control central, todo el sistema se vería comprometido dejando a los controladores primarios (gobernadores) aislados y operando de manera descoordinada [4], siendo estas condiciones parte de los justificativos para promover la implementación de estos objetivos de control en forma descentralizada.

A esto se suma el acoplamiento entre la frecuencia y la potencia activa que genera limitaciones al momento de pretender controlar dichas variables de forma individual y haciéndose aún más complejo cuando la técnica de control es centralizada. Es por ello que la expectativa, es que la descentralización del control potencia activa – frecuencia también permitirá un mayor nivel de desacoplamiento entre el control de frecuencia y el control de potencia transferida.

La distribución y descentralización del control de la transferencia de potencia activa se muestra plenamente factible, dado que el sistema eléctrico de potencia tiene las características, desde la perspectiva de la teoría de control, de un sistema interconectado, en los cuales las técnicas de control distribuido se muestran como las alternativas más apropiadas [5].

En el presente trabajo, se busca aportar con una metodología válida para el control de la desviación de potencia activa transferida entre las áreas de generación de un sistema eléctrico de potencia en forma descentralizada, reduciendo los problemas y las limitaciones presentadas en el control centralizado mediante la utilización de controladores distribuidos. El controlador propuesto, además se diseñará buscando establecer un nivel de desacoplamiento con respecto al control de frecuencia.

En el primer capítulo de este trabajo se presenta el estado del arte concerniente al control distribuido en los SEP y la revisión bibliográfica necesaria para la comprensión de la metodología utilizada en el desarrollo del control propuesto. El segundo capítulo describe a detalle la metodología empleada para lograr los objetivos de control planteados. Se realiza el modelamiento matemático del sistema eléctrico interconectado con su respectiva representación en variables de estado. Además, se presenta la ley de acoplamiento para la sincronización de las variables y se establece la ubicación de los controladores distribuidos en cada área. Por último, se analiza la estabilidad del sistema eléctrico controlado.

El tercer capítulo consiste en exponer los resultados obtenidos mediante simulación, en los cuales se evalúa y valida el correcto funcionamiento del esquema de control propuesto. Los resultados mostrados en este capítulo corresponden a las pruebas realizadas tanto en el sistema de dos barras, como en el sistema de 14 barras IEEE. Además, se presentan las conclusiones y recomendaciones planteadas a partir del desarrollo de este trabajo.

En el cuarto capítulo se presentan las referencias bibliográficas consultadas y en el quinto capítulo se incluyen los anexos que corresponden a datos y diagramas de bloques utilizados para la obtención de los resultados.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un controlador distribuido orientado a la potencia activa transferida entre las áreas de un sistema eléctrico desde la perspectiva de sistemas interconectados.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los objetivos específicos presentados a continuación, describen los procesos necesarios para el completo desarrollo del control distribuido de la potencia activa transferida entre las áreas de un Sistema Eléctrico de Potencia.

1. Estudiar las características e implementación actual del control Potencia Activa – Frecuencia, así como su factibilidad de descentralización.
2. Establecer el modelo del sistema eléctrico de potencia para el análisis de problema Potencia Activa - Frecuencia que se ajuste a las características de un sistema interconectado.
3. Establecer una ley de acoplamiento (ley de sincronización) entre variables relacionadas con la potencia transferida de diferentes áreas de control del sistema eléctrico de potencia.
4. Proponer un esquema de control distribuido de la desviación de potencia transferida, en el que la sincronización de los controladores distribuidos se logre con la ley de acoplamiento propuesta previamente.
5. Validar el desempeño de la potencia transferida en las líneas de transmisión de un sistema eléctrico de potencias implementando el control distribuido propuesto.

1.3 ALCANCE

En este trabajo se realizará el estudio del problema Potencia Activa-Frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia y lo relacionado con el control AGC utilizado actualmente como solución para resolver dicho problema, centrándose esencialmente en el control de la desviación de potencia transferida a través de las líneas de transmisión que unen diferentes áreas de generación.

En base al estudio realizado, se analizará el comportamiento y la relación existente entre las variables del sistema eléctrico con la potencia transferida a través de las líneas de transmisión, la cual figura como la variable de interés para este trabajo.

Se formulará el modelo Potencia Activa-Frecuencia del sistema eléctrico de potencia desde la perspectiva de sistema interconectado para representarlo como un sistema de estas características. Sobre este modelo se realizarán las diferentes pruebas con el control distribuido.

Se implementará una ley de acoplamiento para la sincronización de variables relacionadas con el control de potencia transferida de las diferentes áreas de control del sistema eléctrico de potencia. Posterior a esto, se implementará el controlador de potencia transferida local en cada área de control del sistema eléctrico de potencia, estos controladores distribuidos se sincronizarán usando la ley de acoplamiento previamente analizada y serán añadidos al modelo de sistema eléctrico planteado como escenario de pruebas.

Se realizará el análisis matemático y se obtendrá la representación en variables de estado del sistema eléctrico incluyendo el control distribuido propuesto, además se realizará el análisis de estabilidad del sistema controlado con el fin de obtener condiciones dentro de las cuales el sistema es estable.

Para la realización de pruebas se implementará el sistema eléctrico de dos áreas bajo la teoría de sistema interconectado en un software de análisis numérico (Matlab) y en un software especializado para análisis de sistemas eléctricos de potencia (DigSILENT). Posterior a esto, se implementarán y calibrarán los controladores locales de potencia transferida de tal manera que se obtenga una respuesta adecuada.

Basado en simulación, se analizará el desempeño del sistema eléctrico de potencia y el comportamiento de la desviación de la potencia transferida, tras la implementación de la ley de acoplamiento propuesta y los controladores distribuidos, tomando como referencia el modelo de sistema eléctrico de dos barras que representa un sistema dos áreas de generación interconectadas.

Utilizando DigSILENT, se validará el control propuesto sobre el sistema eléctrico de potencia de 14 barras IEEE y se comprobará su funcionamiento.

Se analizará la respuesta obtenida con el control propuesto y se comparará con los resultados obtenidos utilizando el control AGC sobre el mismo escenario de pruebas. Además, se verificará que las respuestas sean las adecuadas tanto en estado estable como en estado transitorio.

1.4 MARCO TEÓRICO

En este apartado se detalla el estado del arte concerniente al control distribuido de potencia activa – frecuencia y la literatura relevante relacionada con los sistemas eléctricos de potencia, enfocada principalmente en el problema Potencia Activa – Frecuencia y su control.

1.4.1 CONTROL DISTRIBUIDO DE POTENCIA ACTIVA – FRECUENCIA

Los sistemas eléctricos de potencia en los últimos años han evolucionado por diferentes factores, uno de los más fuertes es quizá la integración de la generación distribuida, llevando a que actualmente estos sistemas tengan sus componentes dinámicos distribuidos a lo largo de amplias áreas geográficas. Por lo que, adquirir la información necesaria para realizar las tareas de control y monitoreo, así como la ejecución de estas, desde un centro de control, dependen de una estructura de comunicación eficiente y controladores centralizados con una gran capacidad de procesamiento. En consecuencia, los esquemas de control centralizados cada vez se ajustan menos a las nuevas características del sistema eléctrico, por ello es necesario buscar alternativas de control también distribuidas que se ajusten a este [6]. Por tal motivo, en los últimos años hay un creciente interés por descentralizar el control, uno de los casos es el control relacionado con la frecuencia y la potencia activa transferida, esto dentro del problema Potencia Activa – Frecuencia, que en la actualidad es parte de los objetivos del Control Automático de Generación (AGC).

El AGC opera de manera centralizada en el cual, tanto la señal de frecuencia como de potencia transferida realimentada, ingresan a un solo controlador por medio del ACE. Esta estructura, requiere de un sistema de comunicación complejo y controladores con gran capacidad de procesamiento. A esto se suma el acoplamiento que existe entre la frecuencia y la potencia transferida, lo cual genera limitaciones al momento de controlar dichas variables de forma individual y haciéndose aún más complejo cuando la técnica de control es centralizada.

Para la distribución del control secundario en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), es importante enfocarse en la descentralización de la acción de control hacia las áreas individuales. En un esquema de control totalmente descentralizado, la realimentación hacia los controles en cada área son procesados en base a mediciones tomadas únicamente de esa área, es decir, no involucra transferencia de información con las áreas vecinas. Como ventajas ante esta filosofía se presenta un ahorro en el sistema de comunicación y un menor alcance en la red de monitoreo [7].

En base a la revisión de las metodologías propuestas con respecto al control distribuido en los sistemas eléctricos, [8] y [9] desarrollan un método para solucionar el problema potencia activa – frecuencia por medio de un enfoque de síntesis directa. Este método se aplica para la descentralización del control secundario en un SEP, y se realizan pruebas hasta en cuatro áreas, logrando distribuir el control entre todas las áreas. El esquema utilizado, al igual que en [10] se basa en la estructura de un AGC para cada área, por lo que, las

realimentaciones de frecuencia y potencia son dirigidas a un solo controlador (PID) por medio del ACE, por lo que la descentralización se da a nivel global. Por otra parte, la mayoría de las investigaciones analizadas con respecto al control distribuido de la potencia activa y la frecuencia parten del consenso que los sistemas eléctricos de potencia presentan como característica natural de un sistema interconectado. En el caso del control de la potencia activa transferida, se trataría de un consenso de segundo orden lo cual implica que exista una desviación igual en los ángulos de los rotores de los generadores. Por ejemplo, en [11] se propone un enfoque de diseño de observadores distribuidos basados en los estados de los vecinos y mediante una regla de coordinación dinámica se logra el consenso de una topología multi agente que permite que todos los agentes sigan al agente líder. En este ejemplo, se muestra una perspectiva clara del concepto del consenso en los sistemas interconectados que consiste en llegar a un acuerdo sobre las variables de interés del sistema.

Las investigaciones del consenso en las redes de agentes tienen como punto inicial el estudio de sistemas físicos particulares, como por ejemplo los SEP. Por esta razón, para obtener una interpretación física intuitiva sobre el consenso, [12] utiliza redes RLC y mediante las leyes y ecuaciones eléctricas se propone un método para diseñar algoritmos de consenso.

Algunas investigaciones se encaminan específicamente en lograr el consenso de sistemas multi agentes, tal es el caso de [13], en el cual se emplea la función de Lyapunov para proporcionar condiciones necesarias y suficientes para lograr un consenso. Con el mismo objetivo, [14] analiza el consenso de sistemas multi agentes en redes complejas. En dicho artículo, se propone un protocolo de consenso tipo observador basado en mediciones tomadas de agentes vecinos para lograr la sincronización de redes dinámicas complejas.

Basándose en la teoría del consenso de segundo orden, [15] presenta un método de control distribuido que logra la estabilidad del ángulo del rotor de un SEP. El comportamiento del SEP como sistema interconectado fuerza a los ángulos a converger hacia un generador escogido como líder. Para este método, se utiliza una topología de comunicación por medio de la cual se realiza el intercambio de información entre los generadores. De manera similar, en [16], [17] y [18] se proponen algoritmos y métodos para lograr el consenso de segundo orden entre las variables de varios agentes de un sistema.

De acuerdo con lo analizado, el concepto de consenso implica un rol importante en la descentralización de un sistema de control, ya que, en el caso del SEP, los controladores distribuidos de potencia activa transferida deben estar sincronizados mediante una ley de

acoplamiento lograda mediante el consenso de segundo orden que genera la convergencia en las desviaciones de los ángulos de los rotores.

Los esfuerzos por descentralizar el control como solución al problema potencia activa – frecuencia han llevado a los investigadores a desarrollar diversos protocolos para el consenso en los sistemas eléctricos. En [19] se propone un protocolo para el consenso el cual mejora la respuesta de frecuencia cuando se produce una perturbación repentina en la generación. El protocolo se basa en una ley de control descentralizado orientado a la frecuencia, que permite obtener una respuesta óptima en un sistema interconectado de tres áreas.

En conclusión, y en base a las metodologías propuestas correspondientes al control distribuido ([11], [14], [15], [19], [20], [21] y [22]) el sistema eléctrico de potencia puede ser descrito bajo la característica de ser un sistema interconectado en el cual, la sincronización de los controladores se puede lograr mediante una ley de acoplamiento entre sus variables. Por lo tanto, es posible analizar al sistema eléctrico de potencia partiendo del modelo matemático lineal en donde, las unidades de generación interactúan por medio de la potencia activa de intercambio como variable de interconexión presente en las líneas de transmisión.

1.4.2 PROBLEMA POTENCIA ACTIVA – FRECUENCIA

Los Sistemas eléctricos de Potencia (SEP) están sujetos constantemente a cambios en la demanda de potencia activa que a su vez desencadenan en variaciones de la frecuencia y de los flujos de potencia. Por lo que, uno de los mayores problemas, tiene que ver con mantener estas variables funcionando dentro de unos límites relativamente estrictos, con el objetivo de que la energía entregada a los usuarios sea de buena calidad.

Las desviaciones en la frecuencia hoy en día concentran especial atención, ya que hay un número creciente de equipamientos eléctricos conectados a la red eléctrica cuyo rendimiento se ve afectado cuando la frecuencia del voltaje en la red posee desviaciones significativas [23]. Dado que la frecuencia está relacionada directamente con la potencia activa, se generan también desviaciones en los flujos de potencia activa que influyen de forma similar en el rendimiento de dichos equipamientos.

Por lo mencionado, en las unidades generadoras, la entrada de gas, agua o vapor que ingresa a las turbinas debe ser constantemente regulada a fin de encontrar un balance entre la demanda y generación de potencia activa, de lo contrario, la velocidad de la máquina variará ocasionando una desviación indeseable de frecuencia. Siendo la desviación de frecuencia máxima permitida de 0.5 Hz [24].

1.4.3 CONTROL CARGA – FRECUENCIA

El control carga – frecuencia, consiste básicamente en controlar la potencia activa de los generadores con el objetivo de mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal, es así que el control carga – frecuencia es utilizado para dar solución al problema potencia activa – frecuencia [1] [4].

En un sistema eléctrico, todos los generadores funcionan en sincronismo, de tal manera que el par acelerante aplicado por la turbina al generador es igual al par electromagnético. Cuando ocurre un decremento en la demanda de potencia, el par electromagnético disminuye ocasionando una aceleración en el eje de la turbina y un incremento en la frecuencia del sistema. Por esto, el control de potencia activa y frecuencia, conocido como control carga – frecuencia, es indispensable para regular la potencia mecánica de la turbina [2].

Aunque anteriormente ya se ha mencionado a las áreas de control, es importante comentar acerca de su significado. Las áreas de control consisten en varios generadores que forman grupos coherentes de tal manera que los generadores dentro de estos grupos se aceleran y desaceleran manteniendo los ángulos de potencia relativos [24].

En un sistema eléctrico de potencia que posee varias áreas interconectadas, cada área está programada para enviar o recibir una cierta cantidad de energía por medio de las interconexiones entre las áreas. Por lo tanto, uno de los objetivos del control carga – frecuencia es mantener el flujo de potencia neto transferido programado entre las áreas interconectadas. Esto quiere decir que, cada área debe absorber sus propios cambios de carga. A continuación, se resumen los dos objetivos principales del control de carga – frecuencia [25]:

- Ante un cambio de carga o perturbación, cada área debe ayudar a reestablecer el valor de la frecuencia nominal del sistema.
- Ante un cambio de carga o perturbación, cada área debe mantener el flujo de potencia neta, en la línea de transmisión, en su valor programado, con el objetivo de que el área absorba sus propios cambios de carga.

La acción del control carga – frecuencia o control potencia activa – frecuencia se aplica directamente sobre la válvula de admisión, la cual regula el flujo de entrada de vapor, agua o gas. Con esto se logra regular la potencia mecánica aplicada por la turbina al generador. En la actualidad, esto se realiza por medio de tres etapas de control, conocidas como control primario, secundario y terciario, los cuales se ejecutan en diferentes tiempos y

consisten en conseguir cada vez mayor finura en sus respuestas. En la siguiente sección se realiza una breve descripción de cada etapa de control.

1.4.3.1 Etapas del control potencia activa – frecuencia [26]

El control potencia activa – frecuencia se organiza, dentro del marco regulatorio correspondiente a un mercado de energía competitivo, en tres etapas o niveles denominados primario, secundario y terciario, los cuales operan dentro de ciertos rangos de tiempo.

1.4.3.1.1 Control primario.

Este control es el más rápido de todas las etapas de regulación de la potencia activa – frecuencia, actuando en un intervalo de entre 2 y 20 segundos. Este control corresponde al gobernador de velocidad que se implementa de manera local en cada generador y atiende a la velocidad angular del eje. La rapidez en su respuesta está ligada directamente a la inercia del generador.

1.4.3.1.2 Control secundario.

Este control opera en un margen de entre 20 segundos y 2 minutos. Se implementa en cada área de control y desde su centro de despacho atiende a las desviaciones de frecuencia dejadas por el control primario y el intercambio de potencia entre las áreas.

Es aquí en donde se encuentra la principal diferencia del esquema de control distribuido propuesto frente al esquema centralizado utilizado actualmente (AGC). Por lo tanto, este control es el centro de interés de este trabajo.

1.4.3.1.3 Control terciario.

Este control actúa en un tiempo superior a 10 minutos y se implementa en todo el sistema eléctrico. Esta etapa de control tiene como objetivo asegurar las suficientes reservas de energía por medio del reparto adecuado de las cargas.

1.4.3.2 Control primario

En esta sección se analiza el funcionamiento del gobernador que se implementa de manera local en cada generador y es utilizado para realizar el control primario. A continuación, se describe el esquema básico de un gobernador isócrono con la adición de la característica de frecuencia – potencia negativa.

1.4.3.2.1 El gobernador en un sistema eléctrico interconectado

En secciones anteriores se ha hecho referencia al gobernador implementado en los generadores para la realización de la regulación primaria. En este apartado se incluye el

adjetivo isócrono, que básicamente significa velocidad constante, es decir se refiere a un sistema cuya función es mantener la velocidad constante. El gobernador isócrono consiste en amplificar e integrar el error de la velocidad para obtener la señal de control que es enviada para actuar sobre el elemento final de control del flujo inicial de la turbina.

Los gobernadores isócronos funcionan muy bien cuando un solo generador alimenta a una carga aislada o cuando en un sistema multi máquina, se necesita un solo generador para suplir el cambio en la demanda. Cuando se trata de un sistema en el que encuentran conectados dos o más generadores, todos los generadores deberían tener el mismo ajuste de velocidad, ya que de no ser así todas las unidades de generación pelearían entre ellas tratando de operar a su propio ajuste. Para solucionar este problema, se debe incluir en cada gobernador la característica de potencia – frecuencia negativa, la cual permite que la velocidad disminuya a medida que la carga aumenta obteniéndose una división de carga estable entre todas las unidades de generación. Esta característica se logra añadiendo un nuevo lazo con ganancia R alrededor del amplificador e integrador del gobernador isócrono. A esta constante R se la conoce como estatismo [2] [4] [26].

En la Figura 1.1 se presenta el esquema de un gobernador isócrono al cual se ha añadido el estatismo correspondiente para que pueda ser incluido en cada generador de un sistema interconectado. En dicha figura se observa que se toma la medición de la velocidad del rotor ω_r y se compara con la velocidad inicial o de referencia ω_0 . Esta señal de error (desviación de velocidad) se suma con la señal originada por el estatismo, para luego ser amplificada e integrada, y finalmente ser enviada para actuar sobre la válvula en el caso de un flujo de vapor, o la compuerta, en el caso de un flujo de agua. Por medio de esta regulación del flujo primario, se tiene control sobre la velocidad angular del rotor.

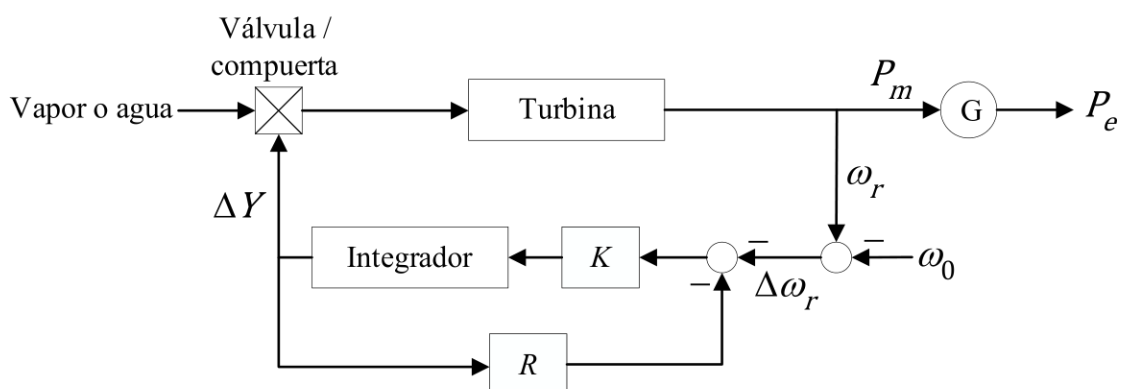


Figura 1.1. Esquema del gobernador con estatismo [4].

Del esquema anterior, y por medio de la reducción de bloques, se obtiene la Figura 1.2, la cual describe el diagrama de bloques del gobernador de velocidad en el cual se observa

que su entrada es la desviación de velocidad $\Delta\omega_r$ y su salida corresponde a la señal ΔY que debe ser enviada a la válvula o compuerta de vapor o agua según corresponda, por lo tanto, la función de transferencia del gobernador está dada por la ecuación (1.1).

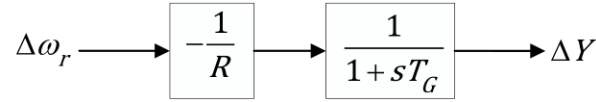


Figura 1.2. Diagrama de bloques reducido del gobernador con estatismo [4].

$$G_g = \frac{1}{1 + sT_G} \quad (1.1)$$

El estatismo, matemáticamente es la pendiente negativa de la característica incremento de frecuencia versus incremento de potencia mecánica de salida tal como se expresa en la ecuación (1.2) y en la Figura 1.3. Las unidades de R son Hz/MW cuando los incrementos de frecuencia y potencia se representan en sus unidades físicas, o en por unidad cuando los incrementos están dados en por unidad [25]. En definitiva, R es el incremento que debe tener la frecuencia para que el generador varíe el 100% de su potencia nominal [23] [25].

$$R = \frac{\text{Incremento de frecuencia}}{\text{Incremento de potencia}} \quad (1.2)$$

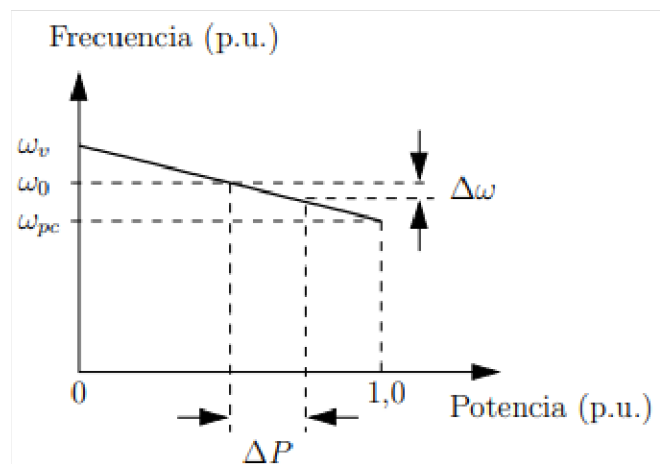


Figura 1.3. Característica del control primario con estatismo [26].

El estatismo, en definitiva, permite la participación simultánea de dos o varios generadores, sin embargo, a diferencia del gobernador isócrono, la adición del estatismo ocasiona la aparición de un error en estado estable de frecuencia como se muestra en la Figura 1.4, en la cual se presenta la respuesta en el tiempo a un gobernador con estatismo frente a un cambio escalón en la demanda. Este error generado en la frecuencia es corregido posteriormente por el control secundario.

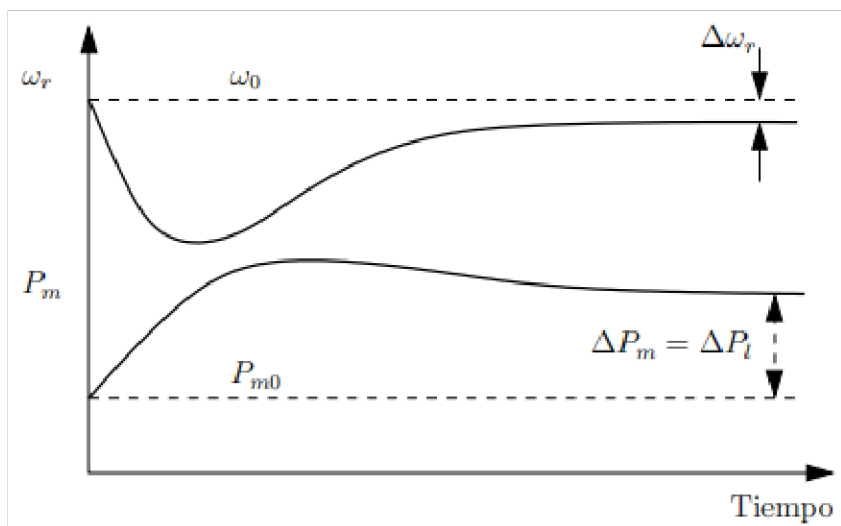


Figura 1.4. Respuestas de un gobernador con estatismo ante un cambio de demanda tipo escalón [26].

Para el análisis del sistema eléctrico de potencia con el control primario, se utiliza el modelo linealizado cuyo esquema de bloques se muestra en la Figura 1.5. Como puede verse, el sistema consta de dos áreas de generación cada una con una unidad de generación. La desviación de velocidad, en cada área, es realimentada por medio del estatismo y se compara con la referencia de potencia. Esta señal resultada de la comparación se envía al regulador (gobernador de velocidad) y luego a la turbina. La desviación de potencia mecánica obtenida a la salida de la turbina se envía a la función de transferencia que describe la dinámica del generador síncrono. Las dos áreas de generación se encuentran interconectadas generándose un torque de sincronización que en la Figura 1.5 se representa por T_0 y la potencia transferida entre las áreas esta descrita por ΔP_{12} . La dinámica del generador y lo referente con el torque de sincronización se analizará a detalle en las secciones siguientes.

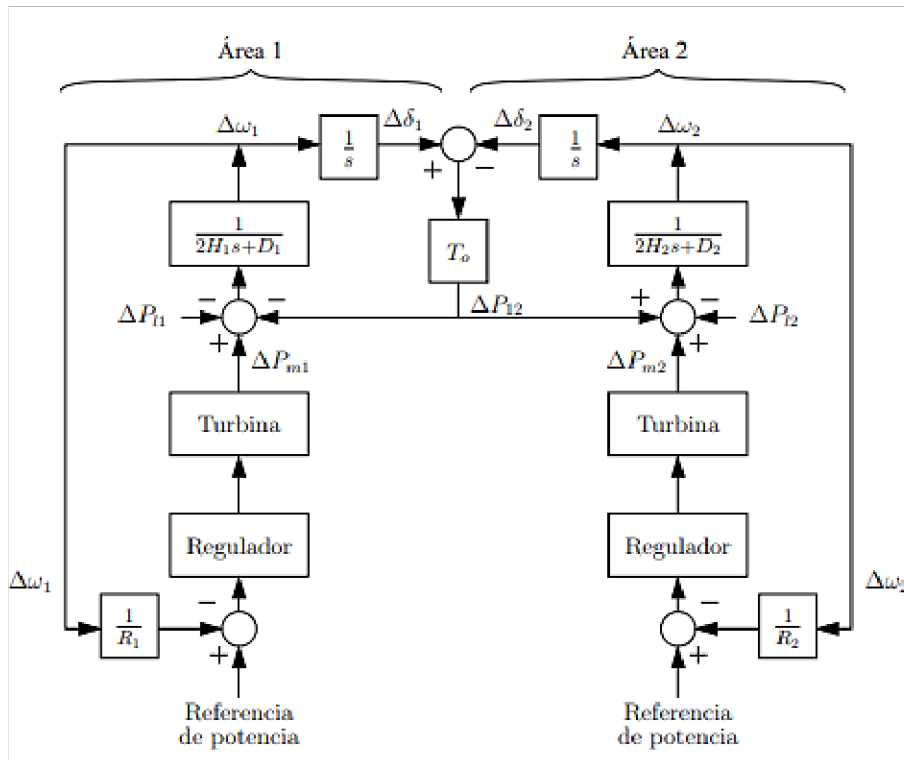


Figura 1.5. Sistema eléctrico con dos áreas de generación y control primario [26].

1.4.3.3 Control secundario

El control secundario, como ya se ha mencionado, corresponde a un lazo más lento que el control primario y su objetivo principal es mantener el intercambio de potencia entre las áreas y corregir el error en estado estable de la frecuencia dejado por el control primario. En la actualidad, el control secundario se realiza por medio del Control Automático de Generación (AGC), el cual actúa en cada área de control. A continuación, se presenta una breve descripción y los fundamentos del control AGC, así como su implementación en el sistema eléctrico.

1.4.3.3.1 Control Automático de Generación (AGC)

El control AGC juegan un papel importante en los Sistemas Eléctricos de Potencia, ya que corrige el error de frecuencia, dejado por el control primario, y el intercambio de potencia durante perturbaciones pequeñas en la carga demandada. El AGC consigue estos objetivos regulando la potencia mecánica que ingresa a un generador síncrono dentro de un área de control predefinida. La potencia que el generador entrega, es regulada controlando la potencia mecánica de salida de la turbina. Las turbinas en las unidades de generación pueden ser de agua, vapor o gas [27] [28].

Una de las características principales del control AGC es que actúa de forma centralizada en cada área de control, es decir el AGC controla tanto la frecuencia como la potencia

transferida coordinando las operaciones de varios generadores dentro de cada área. Además de esto, el AGC permite que cada área atienda las obligaciones de sus propias perturbaciones controlando la potencia transferida mediante las líneas de transmisión [3]. La estructura del control AGC se muestra en la Figura 1.6, en la cual se observa una evidente centralización de las acciones de control del área. El centro de despacho recibe las señales realimentadas, las procesa y envía las señales de control a las diferentes unidades de generación.

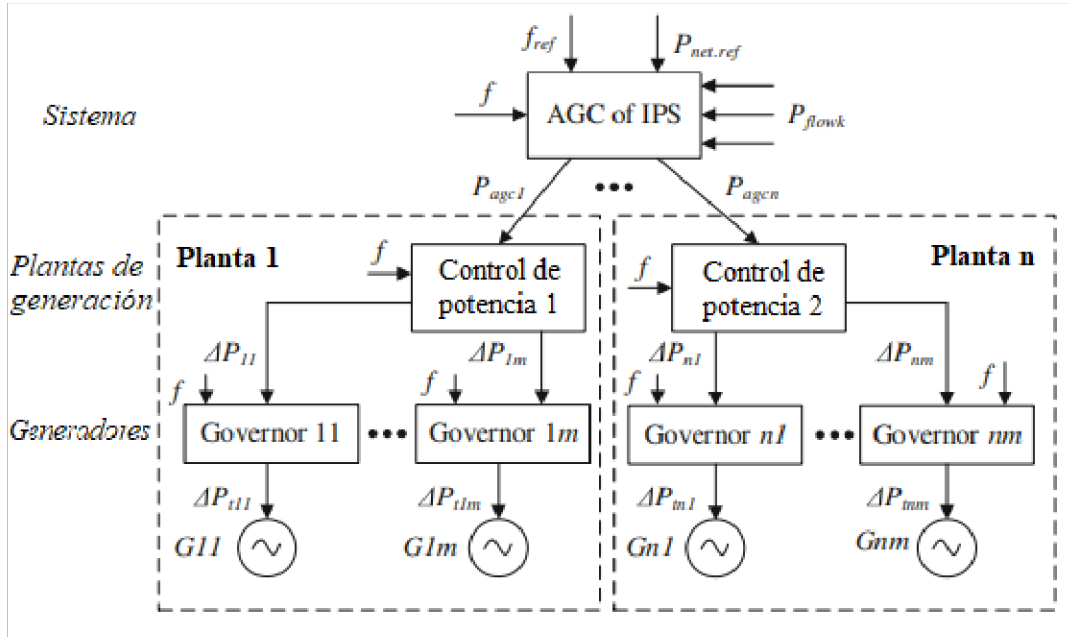


Figura 1.6. Estructura del Control Automático de Generación [29].

Al control AGC se realimenta tanto la frecuencia f como los intercambios de potencia P_{flowk} , estos intercambios de potencia se suman para obtener la potencia neta transferida tan como se muestra en la ecuación (1.3).

$$P_{net} = \sum_{k=1}^P P_{flowk} \quad k = 1, 2, \dots, P \quad (1.3)$$

El Error de Control de Área (ACE) es el resultante de las realimentaciones hacia el centro de control y permite determinar cuál es el área de incidencia de la perturbación, y es esta área quien debe hacerse cargo y compensar el cambio en la demanda. El cálculo del ACE se realiza sumando la desviación de la frecuencia multiplicada por el factor de frecuencia (Bias B), que representa la respuesta dinámica de cada área ante cambios de frecuencia, más la desviación del intercambio neto de potencia, tal como se muestra en la ecuación (1.4). En la práctica, estas señales son filtradas para eliminar el ruido que puede presentarse [30].

$$ACE = -\Delta P_{net} + B\Delta f \quad (1.4)$$

Cuando se produce una perturbación dentro de una misma área de control, el ACE define la potencia a ser compensada por los generadores dentro de esa área. Por otra parte, cuando se produce una perturbación externa al área en cuestión, debido a los signos diferentes de la desviación de frecuencia y la desviación de potencia de intercambio, el ACE tiende a cero, lo cual da una característica de selectividad al control AGC dependiendo de la ubicación de la perturbación [29].

En la Figura 1.5, se presentó el diagrama de bloques de un sistema con los respectivos gobernadores para el control primario. En dicho esquema se puede ver que aparece una señal de entrada en cada área denominada referencia de potencia. Esta referencia de potencia es la señal que genera el control AGC. En la Figura 1.7 se aprecia la adición del control secundario AGC. En el cual, es posible ajustar tanto la ganancia K_i del controlador como el factor de frecuencia Bias B_i con el fin de obtener las respuestas de frecuencia y potencia óptimas. Es importante mencionar que la operación de sistemas multi área es posible únicamente con las acciones del AGC en sus centros de control.

En la Figura 1.8 se muestra la respuesta típica de la frecuencia bajo los efectos del control primario y control secundario AGC. Como se observa, al presentarse una perturbación en el sistema, el control primario actúa dentro de los primeros 20 a 30 segundos. Posterior a este tiempo, el control secundario AGC actúa y finaliza hasta dentro de 5 a 10 minutos luego de darse la perturbación.

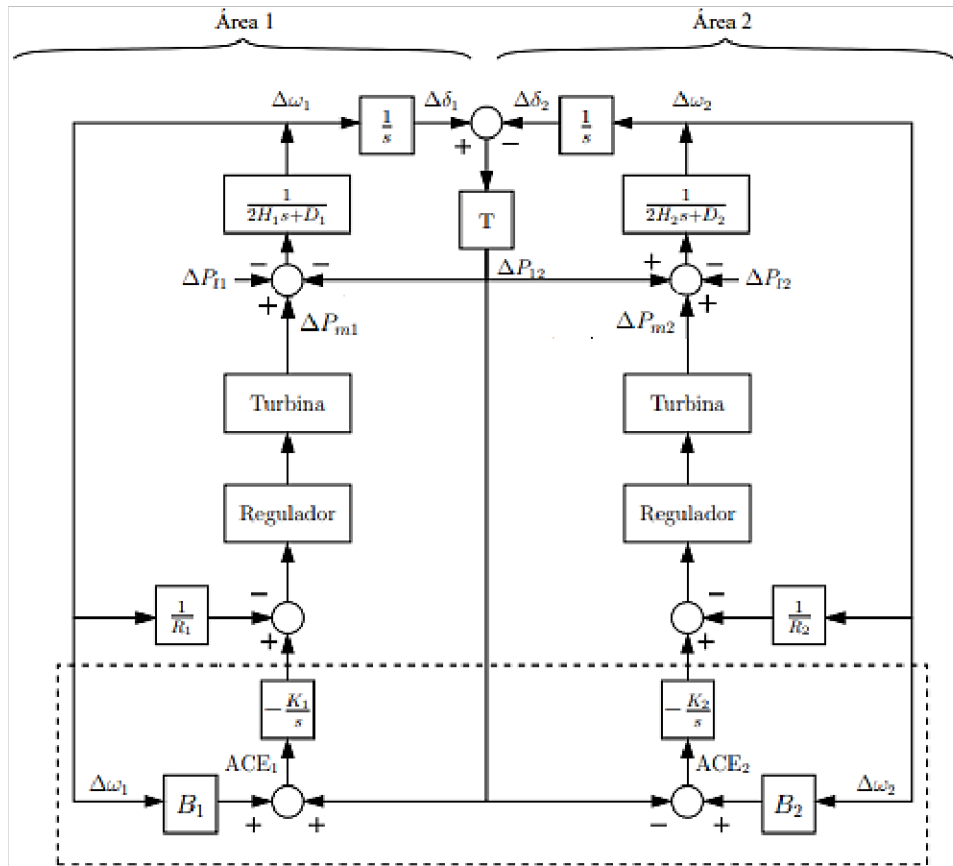


Figura 1.7. Sistema eléctrico con dos áreas de generación y control secundario [26].

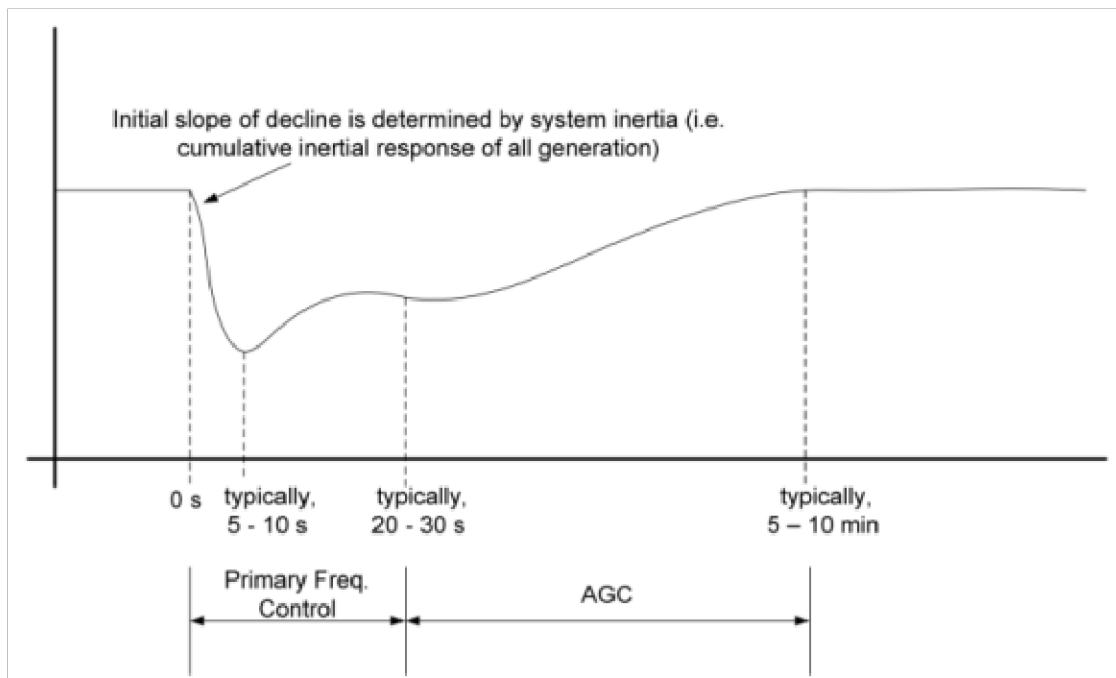


Figura 1.8. Respuesta típica de la frecuencia de un sistema eléctrico con control AGC [31].

2 METODOLOGÍA

El presente trabajo se desarrolla con el objetivo de brindar una alternativa válida para realizar el control distribuido de la potencia activa transferida enmarcado en la regulación secundaria de un Sistema Eléctrico de Potencia, por lo tanto, este trabajo consiste en una investigación aplicada de tipo tecnológica que sirve para generar conocimientos que pueden ponerse en práctica en el sector de la producción de energía eléctrica. Para cumplir tales objetivos, se ha utilizado un método de desarrollo inductivo, ya que se parte de la implementación del control distribuido propuesto sobre un sistema interconectado particular, basado únicamente en dos generadores, del cual se obtienen las conclusiones y resultados necesarios para su posterior aplicación en un sistema eléctrico más grande, que en este caso se ha escogido el sistema eléctrico de pruebas de 14 barras IEEE.

En general, este trabajo se desarrolla bajo un enfoque cuantitativo, el cual se basa en considerar mediciones locales con el fin de conseguir una ley de acoplamiento que permita la correcta sincronización entre las máquinas generadoras de energía y sus respectivos gobernadores, los cuales incluyen el control secundario distribuido. Además, cabe mencionar que la validación del correcto funcionamiento del esquema de control distribuido propuesto se realiza mediante simulación, en donde las variables cuantificadas, tanto de potencia activa transferida como de frecuencia deben mantenerse en sus valores nominales ante la presencia de desbalances entre la generación y la demanda.

En el Capítulo 1 se presentó la información necesaria y relevante que permite la correcta comprensión del problema potencia activa – frecuencia y el desarrollo del procedimiento propuesto para el control distribuido. Dicha información, se ha recolectado utilizando la técnica de análisis documental, por medio de la cual, se han revisado libros, tesis y publicaciones científicas relacionadas con los Sistemas Eléctricos de Potencia. Estos documentos se encuentran enumerados en la sección de referencias bibliográficas que corresponde al capítulo 4 de este trabajo.

En este capítulo se parte del modelo matemático que define el comportamiento de la transferencia de potencia activa y la frecuencia en un sistema eléctrico, y haciendo uso de la teoría de sistemas interconectados, se establece el modelo base a analizarse y posteriormente se establecen los controladores distribuidos de potencia activa transferida que serán implementados en cada área.

Como se ha mencionado se parte del modelo para el análisis del problema Potencia Activa – Frecuencia y de este se usan los elementos que representan el control primario y secundario de frecuencia, y que forman parte del sistema de pruebas.

Posteriormente, se analiza el modelo propuesto con el fin de establecer la ley de acoplamiento que regirá en el sistema en lo referente a sincronización y convergencia entre sus variables de estado. Esta ley de acoplamiento junto con el controlador distribuido que se implementa permite eliminar las desviaciones de la potencia activa transferida entre las áreas que conforman un sistema eléctrico de potencia.

El modelo de sistema eléctrico que incluye la ley de acoplamiento y el control de potencia transferida es representado en variables de estado, y se obtiene su polinomio característico para luego analizar su estabilidad con el objetivo de encontrar un rango de valores de las constantes de los controladores dentro del cual, el sistema controlado sea estable. Este intervalo de estabilidad permite tener un rango de valores para el ajuste del controlador distribuido en función de parámetros locales de cada área.

Finalmente, con el fin de obtener una sintonización adecuada, tanto del controlador de frecuencia como del controlador de potencia activa transferida, se implementa el modelo linealizado del sistema básico de dos generadores interconectados para su análisis y validación numérica en Simulink de Matlab, cuyos datos numéricos son extraídos de la implementación previa del sistema de potencia en el software especializado en sistemas eléctricos de potencia DigSILENT.

El análisis en Simulink permite obtener resultados del control propuesto sobre el modelo linealizado del sistema y con estos resultados, se implementará el control distribuido en los gobernadores previamente cargados en cada generador en DigSILENT, esto con el objetivo de observar el comportamiento de las variables controladas sobre un sistema eléctrico de potencia que se aproxima a una planta real.

2.1 MODELAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

2.1.1 ECUACIÓN DE MOVIMIENTO

Para el análisis del problema potencia activa – frecuencia, el Sistema Eléctrico de Potencia puede ser modelado como un sistema interconectado por medio de la ecuación de movimiento [6], la cual describe el comportamiento de cada generador. La ecuación de movimiento de un generador es expresada como las ecuaciones diferenciales de primer orden (2.1) y (2.2) [4].

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

$$\frac{d\Delta\delta}{dt} = \omega_0\Delta\omega_r \quad (2.2)$$

Donde, $\Delta\omega_r$ es la desviación de velocidad angular; M es igual a $2H$ siendo H la constante de inercia del generador; T_m y T_e son el torque mecánico y el torque eléctrico respectivamente; D es el coeficiente de amortiguamiento; $\Delta\delta$ es la desviación del ángulo del rotor y ω_0 es la velocidad angular nominal igual a $2\pi f$, siendo f la frecuencia nominal del sistema.

Para estudios de potencia activa – frecuencia, es conveniente expresar la ecuación de movimiento en términos de la potencia mecánica y la potencia eléctrica en lugar de los torques [4]. La relación entre la potencia P y el torque T está dada por la ecuación (2.3).

$$P = \omega_r T \quad (2.3)$$

Considerando pequeñas desviaciones, la ecuación (2.3) puede ser reescrita como (2.4).

$$P_0 + \Delta P = (\omega_0 + \Delta\omega_r)(T_0 + \Delta T) \quad (2.4)$$

Manteniendo la consideración de que se han producido pequeñas variaciones de generación y/o demanda, lo cual se conoce como análisis de pequeña señal [22], la relación entre los valores perturbados mostrada en la ecuación (2.4), eliminando los términos de mayor orden, está dada por la ecuación (2.5).

$$\Delta P = \omega_0 \Delta T + T_0 \Delta\omega_r \quad (2.5)$$

Por lo tanto, la diferencia entre la desviación de potencia mecánica ΔP_m y la desviación de la potencia eléctrica ΔP_e , se describe en la ecuación (2.6).

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_0(\Delta T_m - \Delta T_e) + (T_{m0} - T_{e0})\Delta\omega_r \quad (2.6)$$

En régimen permanente $T_{m0} = T_{e0}$, y $\omega_0 = 1$ en por unidad [26], quedando la ecuación (2.7).

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (2.7)$$

Luego, reemplazando las expresiones correspondientes a las variaciones del torque y considerando nuevamente $T_{m0} = T_{e0}$, se obtiene (2.8).

$$\begin{aligned} \Delta P_m - \Delta P_e &= T_m - T_{m0} - T_e + T_{e0} \\ \Delta P_m - \Delta P_e &= T_m - T_e \end{aligned} \quad (2.8)$$

Por lo tanto, considerando pequeñas desviaciones alrededor del punto de operación en régimen permanente, la ecuación de movimiento (2.1) y (2.2) pueden ser expresadas como (2.9) y (2.10).

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{M}(\Delta P_m - \Delta P_e - D\Delta\omega_r) \quad (2.9)$$

$$\frac{d\Delta\delta}{dt} = \omega_0\Delta\omega_r \quad (2.10)$$

Pasando las ecuaciones (2.9) y (2.10) al dominio de la frecuencia se obtienen las ecuaciones (2.11) y (2.12).

$$s\Delta\omega_r = \frac{1}{M}(\Delta P_m - \Delta P_e - D\Delta\omega_r) \quad (2.11)$$

$$s\Delta\delta = \omega_0\Delta\omega_r \quad (2.12)$$

Despejando las variables de estado, se obtiene la función de transferencia de un generador síncrono, tal como se indica en las ecuaciones (2.13) y (2.14). Estas expresiones se conocen como la ecuación de oscilación de una máquina síncrona, cuyo diagrama de bloques se muestra en la Figura 2.1.

$$\Delta\omega_r = \frac{1}{Ms + D}(\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (2.13)$$

$$\Delta\delta = \frac{\omega_0}{s}\Delta\omega_r \quad (2.14)$$

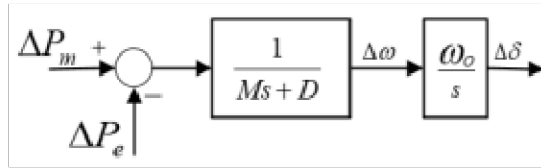


Figura 2.1. Representación en diagrama de bloques de la ecuación de oscilación.

Donde ΔP_m es la desviación de la potencia mecánica que entrega la turbina a la máquina síncrona y ΔP_e corresponde a la desviación de la potencia eléctrica definida en la ecuación (2.15), en la cual ΔP_L es el cambio de carga y ΔP_T es la desviación de la potencia activa de intercambio hacia otros generadores u otras áreas en el caso de sistemas de múltiples áreas.

$$\Delta P_e = \Delta P_L + \Delta P_T \quad (2.15)$$

2.1.2 SISTEMA ELÉCTRICO COMO SISTEMA INTERCONECTADO

Un sistema interconectado está formado por varios subsistemas que interactúan entre sí, y cuyo desempeño total genera una respuesta compuesta. Cada subsistema puede ser representado por una función de transferencia única e independiente, mientras que las relaciones de interconexión entre dos subsistemas se describen mediante expresiones que dependen de variables de ambos subsistemas [32]. El sistema eléctrico se ajusta a la

descripción de un sistema interconectado, debido a que posee varios generadores que actúan como subsistemas interconectados mediante líneas de transmisión. El modelo que representa cada subsistema está dado por la ecuación de oscilación descrita por las expresiones (2.13) y (2.14), por lo tanto, el modelo representado por la Figura 2.1 puede ser desagregado en n áreas o subsistemas tal como se muestra en la Figura 2.2. de tal manera que cada área posee su propia función de transferencia [5].

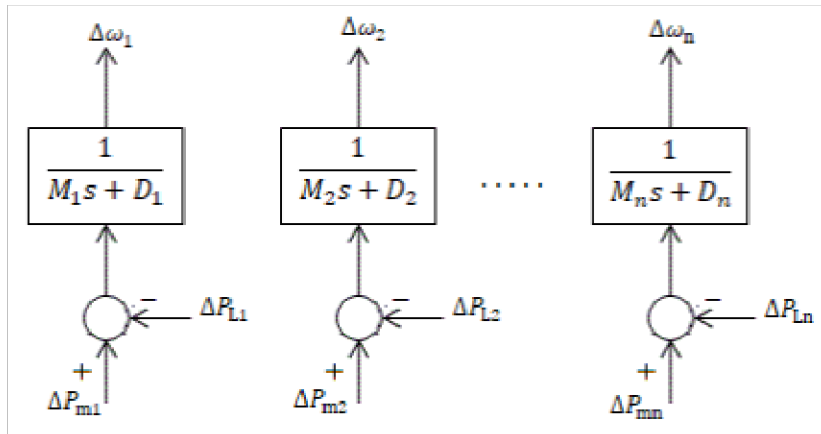


Figura 2.2. Modelo desagregado de las áreas de un sistema eléctrico [5].

En cuanto a la relación de interconexión, la potencia activa transferida entre las áreas de generación por medio de las líneas de transmisión, se ajusta a los requerimientos de una variable que establece dicha interconexión [5]. Para verificar que esta variable pues establecer una relación de interconexión, se analiza un sistema de únicamente dos áreas o subsistemas interconectados, cuyo esquema se muestra en la Figura 2.3.

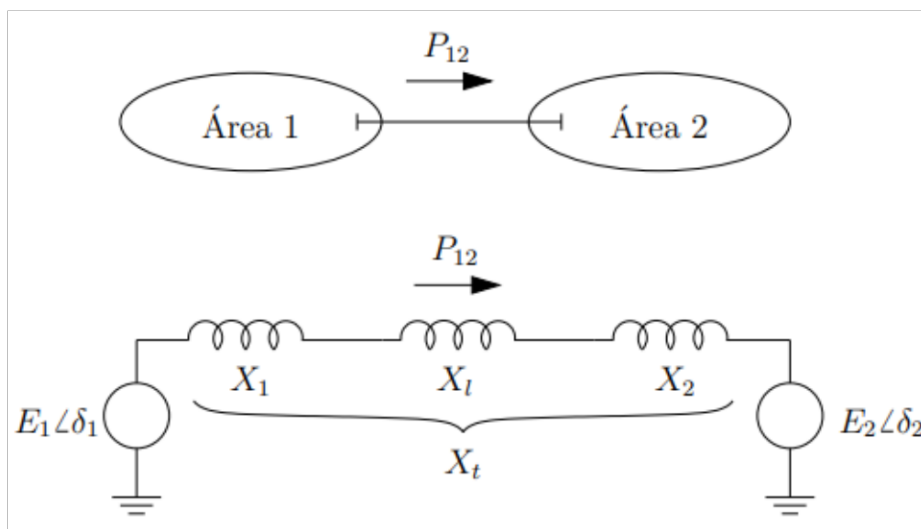


Figura 2.3. Esquema de un sistema interconectado de dos áreas [26].

La ecuación (2.16) extraída de [4], representa la potencia activa transferida P_{12} entre las dos áreas.

$$P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_t} \text{sen}(\delta_1 - \delta_2) \quad (2.16)$$

Donde, E_1 y δ_1 , son el voltaje y el ángulo en uno de los extremos de la línea de transmisión; E_2 y δ_2 , son el voltaje y el ángulo en el otro extremo de la línea de transmisión; X_t es la reactancia entre las áreas.

Linealizando (2.16) alrededor de un punto inicial de operación representado por (2.17), donde el subíndice cero representa el valor inicial y Δ representa el incremento de la variable.

$$\begin{aligned} P_{12} &= P_0 + \Delta P_{12} \\ \delta_1 &= \delta_{10} + \Delta\delta_1 \\ \delta_2 &= \delta_{20} + \Delta\delta_2 \end{aligned} \quad (2.17)$$

Reemplazando (2.17) en la ecuación (2.16), y en lugar de usar series de Taylor, se puede proceder utilizando identidades trigonométricas.

$$\begin{aligned} P_0 + \Delta P_{12} &= \frac{E_1 E_2}{X_t} \text{sen}(\delta_{10} + \Delta\delta_1 - \delta_{20} - \Delta\delta_2) \\ P_0 + \Delta P_{12} &= \frac{E_1 E_2}{X_t} [\text{sen}(\delta_{10} - \delta_{20}) \cos(\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2) \\ &\quad + \cos(\delta_{10} - \delta_{20}) \text{sen}(\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2)] \end{aligned} \quad (2.18)$$

Considerando únicamente los incrementos y tomando en cuenta que son pequeños, se obtiene:

$$\Delta P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_t} \cos(\delta_{10} - \delta_{20}) (\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2) \quad (2.19)$$

En la ecuación (2.19), tanto la reactancia como los voltajes con sus ángulos iniciales, son valores constantes, por lo tanto, dicha expresión se puede reescribir sustituyendo la parte constante como se muestra en (2.20).

$$\Delta P_{12} = T_{12} (\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2) \quad (2.20)$$

Donde ΔP_{12} es la desviación de potencia transferida entre las áreas 1 y 2; T_{12} es el torque de sincronización dado por la ecuación (2.21); $\Delta\delta_1$ y $\Delta\delta_2$ son las desviaciones de los ángulos del área 1 y 2 respectivamente.

$$T_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_t} \cos(\delta_{10} - \delta_{20}) \quad (2.21)$$

A partir de la ecuación (2.20) es posible establecer la relación de interconexión entre los dos subsistemas del sistema eléctrico tal como se indica en la Figura 2.4, en la cual se observa el modelo en diagrama de bloques de la interconexión del sistema eléctrico de dos áreas por medio del torque de sincronización.

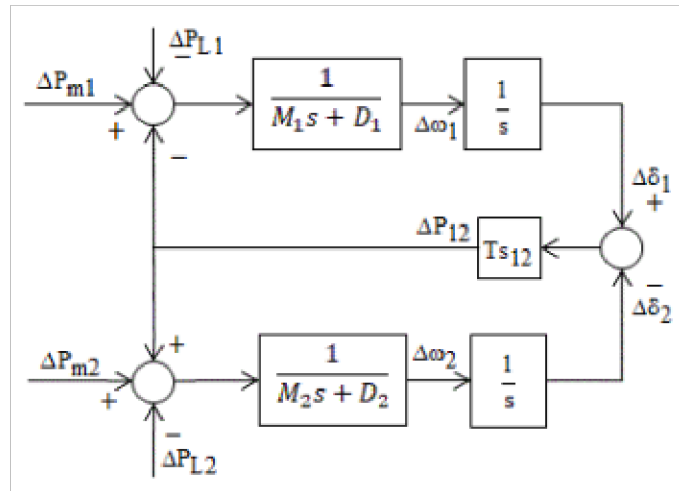


Figura 2.4. Modelo de desagregación de un sistema eléctrico de dos áreas [5].

Finalmente, generalizando a un sistema eléctrico con varias áreas interconectadas, la representación del modelo se expone en la Figura 2.5, en la cual se aprecia el modelo de desagregación para un área i cualquiera interconectado con otras n áreas.

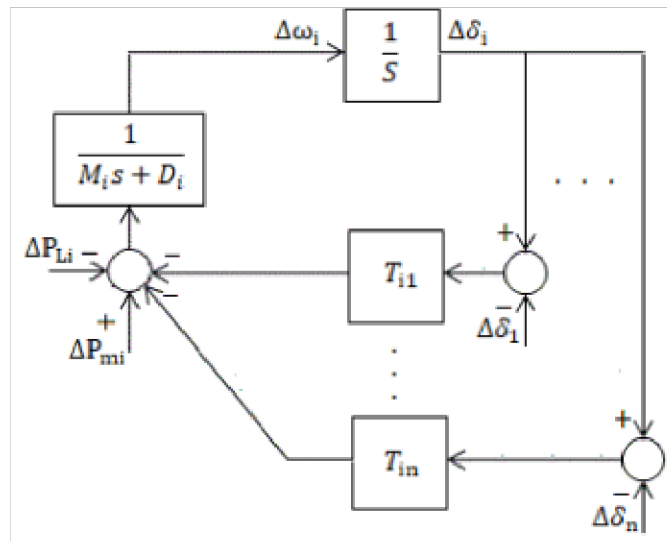


Figura 2.5. Modelo desagregado del área i en un sistema interconectado [5].

2.2 MODELO DE DOS ÁREAS CON CONTROL DE VELOCIDAD

Para cumplimiento de los objetivos planteados en este trabajo, es necesario establecer un escenario base sobre el cual se analizará la ley de acoplamiento y se implementará el

control distribuido propuesto. Por lo que, considerando lo analizado en la sección anterior, el sistema eléctrico de dos áreas mostrado en la Figura 2.3, cuyo modelo en diagrama de bloques se presenta en la Figura 2.4, es la mejor opción. Este modelo, como ya se ha mencionado, se ajusta a la descripción de un sistema interconectado, el cual consta de dos áreas de generación interconectadas por medio de una línea de transmisión. A este sistema base, se incluyen los respectivos gobernadores de velocidad y modelos de las turbinas. De acuerdo con lo presentado en la sección 1.4.3.2.1 los gobernadores de velocidad deben ser incluidos en cada generador y se encargan de realizar el control primario de frecuencia, por lo que, el diagrama de bloques para un sistema de dos áreas, incluyendo el control primario, se ajusta al ya presentado de manera general en la Figura 1.5. Reemplazando las funciones de transferencia correspondientes, tanto del gobernador (Figura 1.2) como de la turbina, el modelo se ajustaría al mostrado en la Figura 2.6.

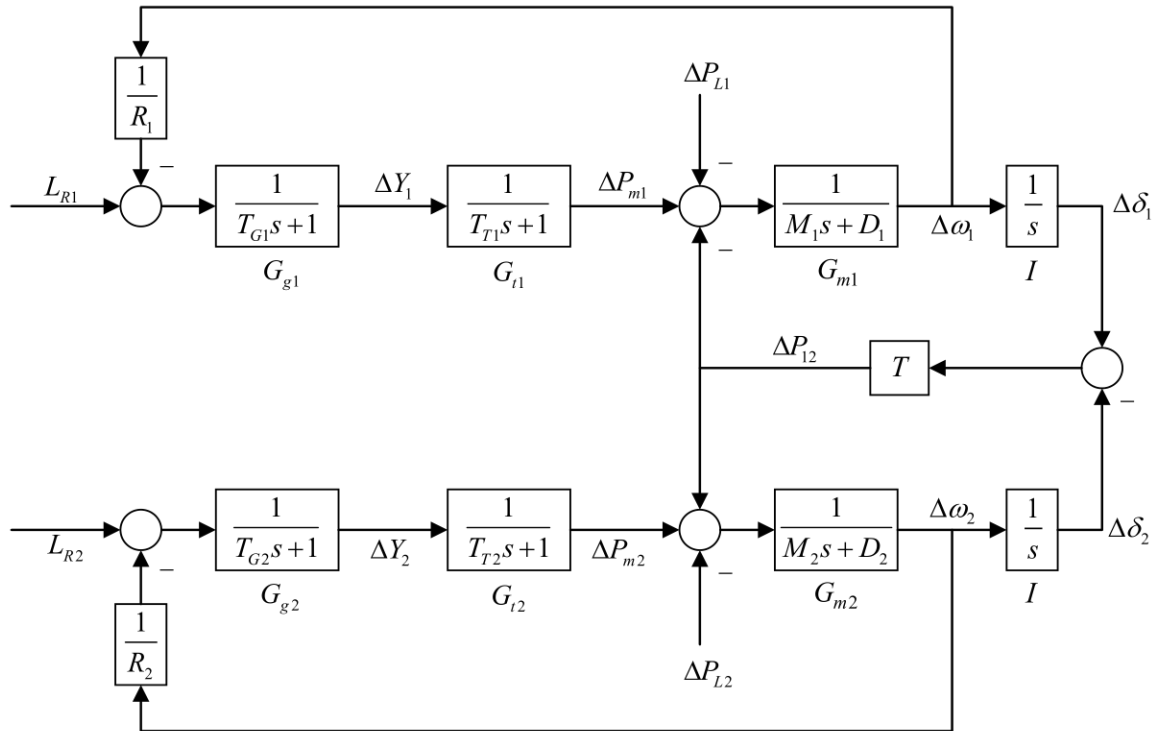


Figura 2.6. Sistema de dos áreas con control primario de velocidad.

En donde G_{g1} y G_{g2} son las funciones de transferencia de los gobernadores; G_{t1} y G_{t2} son las funciones de transferencia de las turbinas; G_{m1} y G_{m2} son las funciones de transferencia de los generadores; L_{R1} y L_{R2} son las referencias de carga, donde ingresará la señal de control secundario de velocidad en los casos en que el mismo este implementado en el sistema eléctrico. Cabe mencionar que, se ha decidido utilizar una turbina de vapor sin

recalentamiento debido su simplicidad en cuanto a su modelo, y de la que su función de transferencia es la mostrada en la Figura 2.6.

Este sistema de dos áreas mostrado en la Figura 2.6 es la planta sobre la cual se realizarán las acciones de control secundario con el fin de controlar la frecuencia y la potencia transferida. Sin embargo, debido a que el presente trabajo se enfoca específicamente en el control de la potencia activa transferida, se considera que el sistema eléctrico de prueba posee un controlador secundario de frecuencia ya sintonizado, el cual se concibe de manera independiente en relación con el control secundario de potencia propuesto.

El control secundario de frecuencia se realiza regulando las referencias de carga L_{R1} y L_{R2} a la entrada del control primario de velocidad y la mejor forma de regularlas es variando proporcionalmente la integral del error de velocidad con signo negativo [2] como se observa en la ecuación (2.22). Es así como el control secundario de frecuencia consiste únicamente en un control de tipo integral cuya constante K_ω debe estar dentro de ciertos límites de estabilidad. Como se indica en la ecuación (2.22), esta constante K_ω también define la rapidez con la que disminuye el error o la desviación de velocidad.

$$L_r = -K_\omega \int_0^t \Delta\omega dt \quad (2.22)$$

Una vez añadido el control secundario de frecuencia, el modelo propuesto como escenario de pruebas queda listo para ser analizado y se presenta en la Figura 2.7.

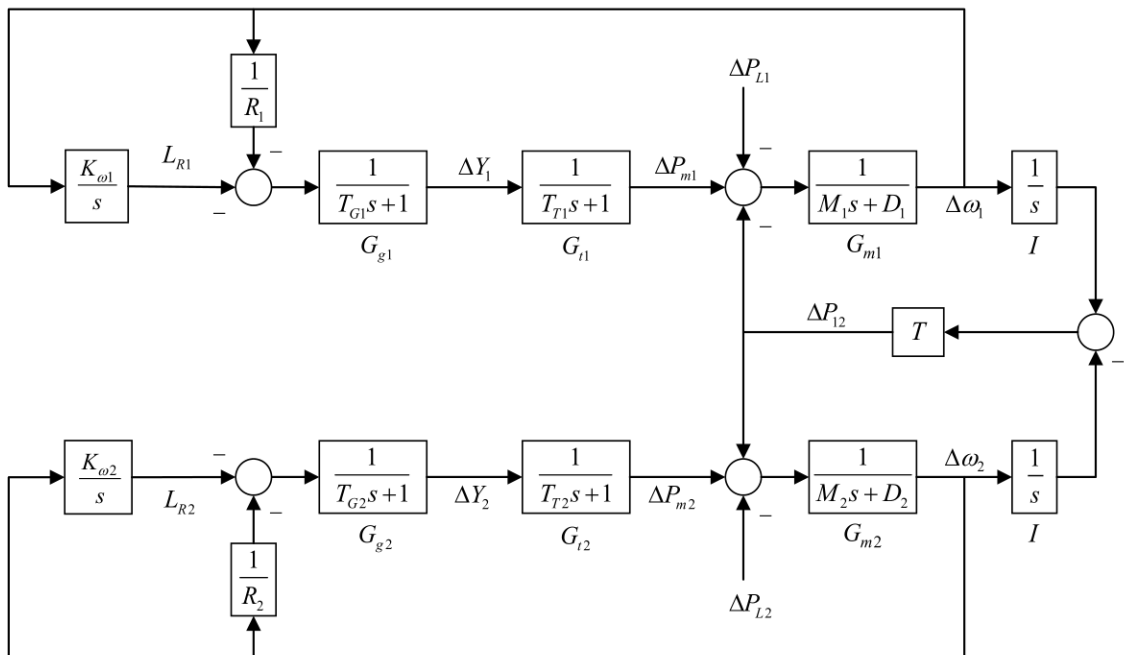


Figura 2.7. Modelo en diagrama de bloques como escenario de pruebas.

2.3 LEY DE ACOPLAMIENTO

La ley de acoplamiento permite la sincronización de los subsistemas o áreas de control de un sistema interconectado. Esta ley de acoplamiento es requerida debido a que, al colocar el control distribuido, debe existir un mecanismo de sincronización para que las acciones de control se realicen correctamente. La sincronización en el sistema eléctrico, trata de lograr que todas las máquinas oscilen juntas, es decir, que las diferencias angulares se mantengan constantes o dentro de una banda tolerable, con esto se obtiene una frecuencia y una desviación angular de cada generador muy cercanas entre sí [2].

Con base en lo mencionado, la sincronización puede llevarse a cabo por medio de algoritmos de consenso que proporciona una ley de acoplamiento entre los subsistemas generando una convergencia entre las variables del sistema.

De acuerdo con el análisis del sistema eléctrico como sistema interconectado realizado anteriormente, la potencia transferida en su forma linealizada corresponde a la ecuación (2.23). Como se observa, la desviación de potencia transferida entre el área 1 y el área 2, que es el objetivo de este estudio, depende de las desviaciones de los ángulos de los rotores.

$$\Delta P_{12} = T_{12}(\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2) \quad (2.23)$$

Esta relación entre la potencia de intercambio y los ángulos internos de los rotores permite la utilización del consenso de segundo orden como la ley de acoplamiento para la sincronización de los subsistemas. Esto debido a que el consenso de segundo orden, de acuerdo con la literatura revisada en la sección 1.4.1, genera la convergencia de las desviaciones de los ángulos de los rotores, por lo tanto, debido a la ecuación (2.23), la aplicación de este consenso como ley de acoplamiento permitiría eliminar las desviaciones de potencia transferida entre las áreas.

Debido a que la ecuación de movimiento de una máquina síncrona (2.1) y (2.2) presenta una dinámica de segundo orden, es posible extender el consenso de primer orden, que corresponde a converger la velocidad angular de los rotores, a un consenso de segundo orden descrito por la ecuación (2.24). Donde g_i es el valor en estado estable de la función de transferencia del generador; k_{ij} es 1; y γ_i es una constante que depende de las características del generador [6].

$$\Delta\dot{\omega}_i = - \sum_{j=1}^n g_i k_{ij} [(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) + \gamma_i(\Delta\omega_i - \Delta\omega_j)] \quad (2.24)$$

La ecuación (2.24) describe la convergencia entre los ángulos de los rotores la cual debe ser lograda para obtener el control de la potencia de intercambio, por lo tanto, esta es la ley de acoplamiento utilizada en el desarrollo de este trabajo. Ahora, para lograr esta ley de acoplamiento es necesario adquirir las desviaciones de los ángulos internos de los generadores, lo cual se puede llevar a cabo realimentado únicamente la potencia transferida medida de manera local en las inmediaciones de cada área de generación [33] [34]. Esto es posible ya que de acuerdo con la ecuación (2.23), la potencia transferida proporciona la información necesaria acerca de la diferencia entre las desviaciones de los ángulos internos de los rotores.

2.4 LEY DE CONTROL

La Figura 2.8 representa el esquema de control secundario distribuido que debe ser implementado en cada generador. En este esquema se observa que el gobernador recibe las referencias de potencia de intercambio P_{ref} y de velocidad ω_{ref} además de las respectivas realimentaciones de velocidad ω y de potencia activa transferida P_T . Es importante mencionar que, en la práctica, la descentralización no conlleva a que el sistema deje de depender en su totalidad del centro de control, al contrario, el centro de despacho sería el encargado de enviar la información del punto de operación, por lo tanto, las señales de referencia de potencia y velocidad en cada área son recibidas desde el centro de despacho.

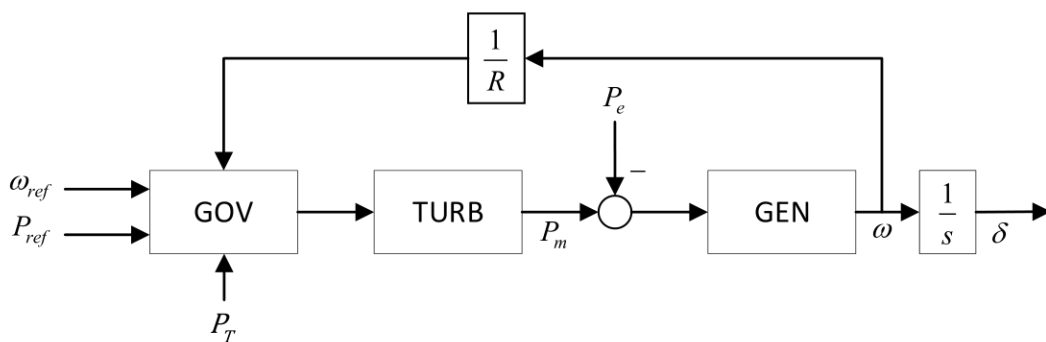


Figura 2.8. Esquema del sistema gobernador – turbina para un generador.

Detallando el esquema planteado, en la Figura 2.9 se establece el diagrama de bloques de un generador aislado con el control secundario distribuido, en donde, para facilitar el análisis, H representa las funciones de transferencia del gobernador y la turbina.

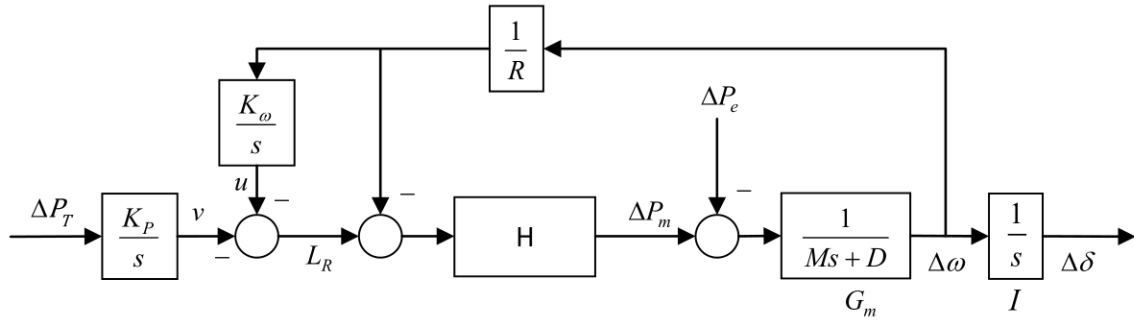


Figura 2.9. Diagrama de bloques gobernador – turbina de un generador.

Observando el diagrama de bloques de la Figura 2.9 se puede apreciar que la señal de control encargada de regular la frecuencia y la potencia de intercambio es L_R , denotada en la ecuación (2.25), y se compone de las señales de control u y v , indicadas en las ecuaciones (2.26) y (2.27), que se procesan de forma independiente entre sí desde el controlador de frecuencia y de potencia transferida respectivamente.

$$L_R = -(u + v) \quad (2.25)$$

$$u = \frac{K_\omega}{s} \frac{1}{R} \Delta\omega \quad (2.26)$$

$$v = \frac{K_P}{s} \Delta P_T \quad (2.27)$$

Por lo tanto, la señal enviada por el control secundario L_R se reescribe mediante la ecuación (2.28).

$$L_R = -\left(\frac{K_\omega}{s} \frac{1}{R} \Delta\omega + \frac{K_P}{s} \Delta P_T\right) \quad (2.28)$$

Cabe recalcar que el objetivo de este análisis es el control de la potencia activa transferida, por lo tanto, se analiza el controlador de potencia transferida y por lo tanto a la señal de control v .

La variación de potencia mecánica inyectada desde la turbina hacia la máquina síncrona se describe mediante la ecuación (2.29).

$$\Delta P_m = \left(L_R - \frac{1}{R} \Delta\omega\right) H \quad (2.29)$$

Y reemplazando la ley de control (2.28), se obtiene la ecuación (2.30) que describe la ley de control, la cual regirá dentro el marco de la regulación secundaria en cada generador del SEP.

$$\Delta P_m = -\left(\frac{K_\omega}{s} \frac{1}{R} \Delta\omega + \frac{K_P}{s} \Delta P_T + \frac{1}{R} \Delta\omega\right) H \quad (2.30)$$

La ecuación descrita en (2.30) expresa la regulación de la potencia mecánica suministrada a partir del sistema gobernador – turbina hacia el eje del generador, la cual en base a la regulación de las desviaciones de velocidad se controla que la frecuencia se reestablezca a su valor nominal y mediante la regulación de las desviaciones de potencia transferida, se controla que los flujos de potencia se reestablezcan al valor acordado o inicial.

Es importante resaltar que el esquema propuesto permite realizar el control secundario implementando tanto el controlador de velocidad como el controlador de potencia transferida de manera local en cada generador, de tal manera que los esfuerzos de control se distribuyen y no se requiere de un sistema de comunicación ya que la variable de interconexión, que es la potencia transferida tomada en las inmediaciones del área de generación, provee la información necesaria para la regulación de los flujos de potencia. Además, este control descentralizado permite eliminar las desviaciones de frecuencia y de potencia transferida con un cierto grado de desacoplamiento entre ambas variables, lo que facilita las acciones de control y en caso de fallo en uno de los controladores, la otra variable no se vería afectada, lo cual proporciona una ventaja relevante sobre el control AGC que centraliza las dos variables a un solo controlador. Estas afirmaciones serán validadas mediante simulación en secciones posteriores.

A continuación, en la Figura 2.10 se muestra la implementación de la ley de control en el sistema eléctrico de pruebas establecido en la Figura 2.7. Como se puede apreciar, se añade el lazo de control de potencia activa transferida y se opera aritméticamente con el lazo de control de velocidad que, vale la pena recalcar, ya se encuentra presente y correctamente sintonizado.

El sistema de dos áreas de la Figura 2.10 será analizado con el objetivo de encontrar un rango de valores para la ganancia integral K_p sobre los cuales el sistema sea estable. Este análisis se llevará a cabo de manera que el intervalo de estabilidad encontrado pueda ser aplicado a un sistema eléctrico con varios generadores.

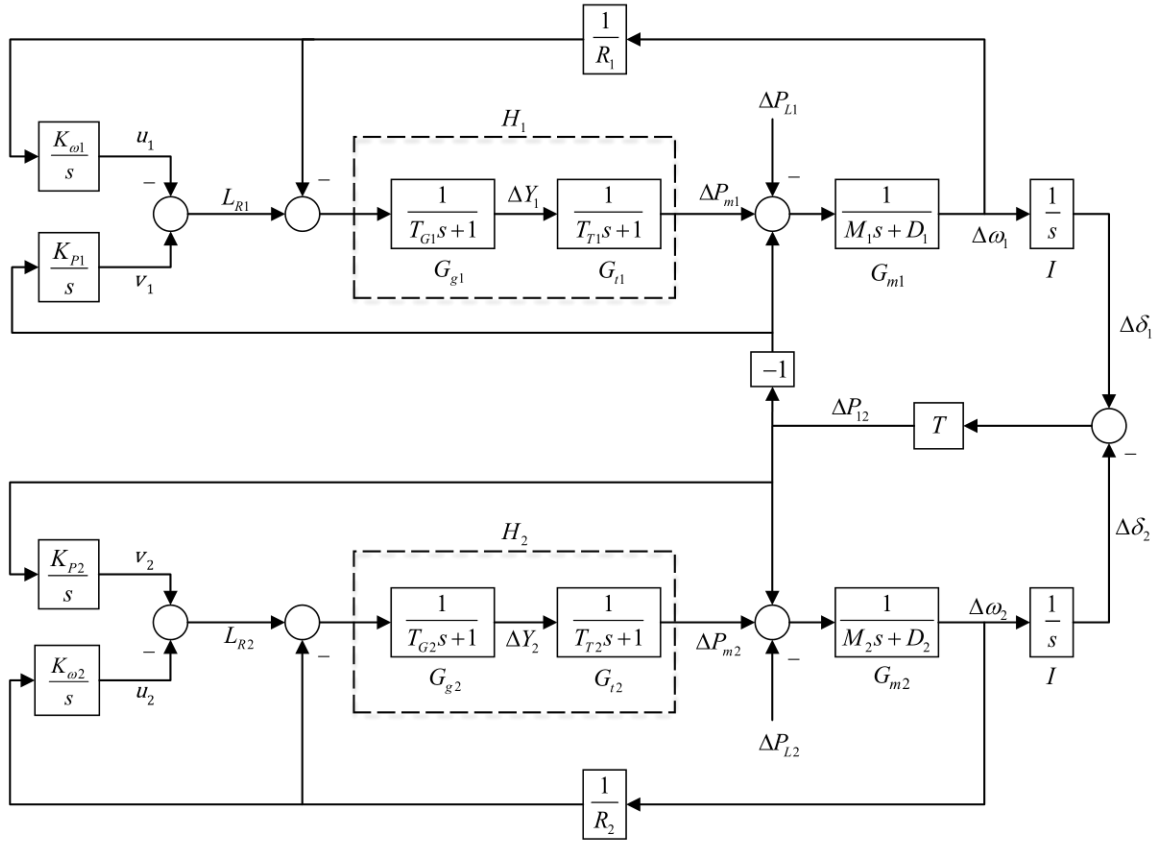


Figura 2.10. Diagrama de bloques del sistema con dos áreas con el control propuesto.

2.5 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

2.5.1 REPRESENTACIÓN EN VARIABLES DE ESTADO

Para el análisis de estabilidad del sistema eléctrico de dos áreas bajo el efecto de la ley de control propuesta, es necesario realizar la representación en variables de estado del diagrama de bloques presentado en la Figura 2.10, para lo cual se parte de la ecuación de oscilación de una máquina síncrona descrita anteriormente en las ecuaciones (2.9) y (2.10), y reescrita a continuación en (2.31).

$$\Delta \dot{\omega} = \frac{1}{M} (\Delta P_m - \Delta P_e - D \Delta \omega) \quad (2.31)$$

$$\Delta \dot{\delta} = \omega_0 \Delta \omega$$

Se reemplaza la ley de control (2.30) en la ecuación de movimiento (2.31), y considerando las ecuaciones (2.15), (2.26) y (2.27), se obtienen las siguientes expresiones para cada generador (2.32) y (2.33).

Generador 1:

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{\delta}_1 &= \omega_0 \Delta \omega_1 \\
\Delta \dot{\omega}_1 &= -\frac{T}{M_1} \Delta \delta_1 + \frac{T}{M_1} \Delta \delta_2 - \left(\frac{D_1}{M_1} + \frac{H_1}{M_1 R_1} \right) \Delta \omega_1 - \frac{H_1}{M_1} u_1 + \frac{H_1}{M_1} v_1 - \frac{1}{M_1} \Delta P_{L1} \\
u_1 &= \frac{K_{\omega 1}}{R_1} \Delta \omega_1 \\
\dot{v}_1 &= K_{P1} T \Delta \delta_2 - K_{P1} T \Delta \delta_1
\end{aligned} \tag{2.32}$$

Generador 2:

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{\delta}_2 &= \omega_0 \Delta \omega_2 \\
\Delta \dot{\omega}_2 &= -\frac{T}{M_2} \Delta \delta_1 + \frac{T}{M_2} \Delta \delta_2 - \left(\frac{D_2}{M_2} + \frac{H_2}{M_2 R_2} \right) \Delta \omega_2 - \frac{H_2}{M_2} u_2 + \frac{H_2}{M_2} v_2 - \frac{1}{M_2} \Delta P_{L2} \\
u_2 &= \frac{K_{\omega 2}}{R_2} \Delta \omega_2 \\
\dot{v}_2 &= K_{P2} T \Delta \delta_1 - K_{P2} T \Delta \delta_2
\end{aligned} \tag{2.33}$$

A continuación, la expresión (2.34) muestra la representación del modelo en variables de estado.

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta}_1 \\ \Delta \dot{\delta}_2 \\ \Delta \dot{\omega}_1 \\ \Delta \dot{\omega}_2 \\ \dot{u}_1 \\ \dot{u}_2 \\ \dot{v}_1 \\ \dot{v}_2 \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \Delta \omega_1 \\ \Delta \omega_2 \\ u_1 \\ u_2 \\ v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ -\frac{1}{M_1} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{M_2} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{L1} \\ \Delta P_{L2} \end{bmatrix} \tag{2.34}$$

Donde A es la matriz de estados del sistema y es igual a:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \omega_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \omega_0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{T}{M_1} & \frac{T}{M_1} & -\frac{D_1}{M_1} - \frac{H_1}{M_1 R_1} & 0 & -\frac{H_1}{M_1} & 0 & \frac{H_1}{M_1} & 0 \\ \frac{T}{M_2} & -\frac{T}{M_2} & 0 & -\frac{D_2}{M_2} - \frac{H_2}{M_2 R_2} & 0 & -\frac{H_2}{M_2} & 0 & \frac{H_2}{M_2} \\ 0 & 0 & \frac{K_{\omega 1}}{R_1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{K_{\omega 2}}{R_2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -K_{P1} T & K_{P1} T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ K_{P2} T & -K_{P2} T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

En cuanto a la ecuación de salida del sistema, debido a que el presente análisis está orientado a la desviación de potencia transferida, se utiliza la ecuación (2.20) presentada anteriormente y reescrita como (2.35) que corresponde a la linealización de la potencia transferida alrededor de un punto inicial de operación.

$$\Delta P_{12} = T_{12}(\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2) \quad (2.35)$$

Por lo tanto, la ecuación de salida del sistema en función de sus estados se presenta en la expresión (2.36).

$$\Delta P_{12} = C \begin{bmatrix} \Delta\delta_1 \\ \Delta\delta_2 \\ \Delta\omega_1 \\ \Delta\omega_2 \\ u_1 \\ u_2 \\ v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{L1} \\ \Delta P_{L2} \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

Donde C es la matriz de salida y es igual a:

$$C = (T \quad -T \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0)$$

2.5.2 DETERMINACIÓN DEL POLINOMIO CARACTERÍSTICO

El polinomio característico de un sistema se obtiene a partir de su matriz de estados A aplicando la ecuación (2.37) [35].

$$P(\lambda) = |A - \lambda I| \quad (2.37)$$

Donde,

$$A - \lambda I = \begin{bmatrix} -L & 0 & w_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -L & 0 & w_0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{T}{M_1} & \frac{T}{M_1} & -L - \frac{D_1}{M_1} - \frac{H_1}{M_1 R_1} & 0 & -\frac{H_1}{M_1} & 0 & \frac{H_1}{M_1} & 0 \\ \frac{T}{M_2} & -\frac{T}{M_2} & 0 & -L - \frac{D_2}{M_2} - \frac{H_2}{M_2 R_2} & 0 & -\frac{H_2}{M_2} & 0 & \frac{H_2}{M_2} \\ 0 & 0 & \frac{Kw_1}{R_1} & 0 & -L & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{Kw_2}{R_2} & 0 & -L & 0 & 0 \\ -Kp_1 T & Kp_1 T & 0 & 0 & 0 & 0 & -L & 0 \\ Kp_2 T & -Kp_2 T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -L \end{bmatrix}$$

Debido a que el sistema es de orden 8, la obtención del determinante $|A - \lambda I|$ aplicando los métodos convencionales tiende a ser muy extenso, por lo que se ha optado por utilizar el método de cálculo del determinante por bloques, resumido en [36], para lo cual se divide

a la matriz $A - \lambda I$ en bloques o sub-matrices denominados W , X , Y y Z como se muestra en la expresión (2.38).

$$A - \lambda I = \begin{bmatrix} W & X \\ Y & Z \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

Donde,

$$W = \begin{bmatrix} -L & 0 & w_0 & 0 \\ 0 & -L & 0 & w_0 \\ \frac{T}{M_1} & \frac{T}{M_1} & -L - \frac{D_1}{M_1} - \frac{H_1}{M_1 R_1} & 0 \\ \frac{T}{M_2} & -\frac{T}{M_2} & 0 & -L - \frac{D_2}{M_2} - \frac{H_2}{M_2 R_2} \end{bmatrix}$$

$$X = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{H_1}{M_1} & 0 & \frac{H_1}{M_1} & 0 \\ 0 & -\frac{H_2}{M_2} & 0 & \frac{H_2}{M_2} \end{bmatrix}$$

$$Y = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \frac{Kw_1}{R_1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{Kw_2}{R_2} \\ -Kp_1 T & Kp_1 T & 0 & 0 \\ Kp_2 T & -Kp_2 T & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$Z = \begin{bmatrix} -L & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -L & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -L & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -L \end{bmatrix}$$

A continuación, aplicando la ecuación (2.39) es posible obtener el determinante $|A - \lambda I|$ que es igual al polinomio característico del sistema.

$$|A - \lambda I| = |Z| \cdot |W - XZ^{-1}Y| \quad (2.39)$$

Ahora, considerando que para aplicar el criterio de estabilidad de Routh Hurwitz se parte de la ecuación característica del sistema, la cual está dada por (2.40), se obtiene (2.41) como la ecuación característica del sistema.

$$P(\lambda) = |A - \lambda I| = 0 \quad (2.40)$$

$$P(\lambda) = a_8 \lambda^8 + a_7 \lambda^7 + a_6 \lambda^6 + a_5 \lambda^5 + a_4 \lambda^4 + a_3 \lambda^3 = 0 \quad (2.41)$$

Donde:

$$\begin{aligned}
a_8 &= M_1 M_2 R_1 R_2 \\
a_7 &= H_2 M_1 R_1 + H_1 M_2 R_2 + D_1 M_2 R_1 R_2 + D_2 M_1 R_1 R_2 \\
a_6 &= \left(H_1 H_2 + D_1 H_2 R_1 + D_2 H_1 R_2 + D_1 D_2 R_1 R_2 + H_1 K w_1 M_2 R_2 \right) \\
&\quad \left(+ H_2 K w_2 M_1 R_1 + M_1 R_1 R_2 T w_0 + M_2 R_1 R_2 T w_0 \right) \\
a_5 &= \left(H_1 H_2 K w_1 + H_1 H_2 K w_2 + D_1 H_2 K w_2 R_1 + D_2 H_1 K w_1 R_2 \right) \\
&\quad \left(+ H_1 R_2 T w_0 + H_2 R_1 T w_0 + D_1 R_1 R_2 T w_0 + D_2 R_1 R_2 T w_0 \right) \\
&\quad \left(+ H_1 K p_1 M_2 R_1 R_2 T w_0 + H_2 K p_2 M_1 R_1 R_2 T w_0 \right) \\
a_4 &= \left(H_1 H_2 K w_1 K w_2 + H_1 K w_1 R_2 T w_0 + H_2 K w_2 R_1 T w_0 \right) \\
&\quad \left(+ H_1 H_2 K p_1 R_1 T w_0 + H_1 H_2 K p_2 R_2 T w_0 \right) \\
&\quad \left(+ D_2 H_1 K p_1 R_1 R_2 T w_0 + D_1 H_2 K p_2 R_1 R_2 T w_0 \right) \\
a_3 &= H_1 H_2 K p_1 K w_2 R_1 T w_0 + H_1 H_2 K p_2 K w_1 R_2 T w_0
\end{aligned} \tag{2.42}$$

2.5.3 CRITERIO DE ROUTH HURWITZ

A continuación, se realiza el análisis de estabilidad del sistema que incluye el controlador distribuido de potencia transferida propuesto y con la presencia del controlador de velocidad, para lo cual, partiendo de la ecuación característica del sistema (2.41) se arma el arreglo de Routh Hurwitz que permite obtener las condiciones necesarias para garantizar la estabilidad del sistema [35].

$$\begin{array}{cccc}
s^5 & a_8 & a_6 & a_4 \\
s^4 & a_7 & a_5 & a_3 \\
s^3 & b_1 & b_2 & \\
s^2 & c_1 & c_2 & \\
s^1 & d_1 & & \\
s^0 & e_1 & &
\end{array}$$

Donde:

$$\begin{aligned}
b_1 &= \frac{a_7 a_6 - a_8 a_5}{a_7} \\
c_1 &= \frac{b_1 a_5 - a_7 b_2}{b_1} \\
d_1 &= \frac{c_1 b_2 - b_1 c_2}{c_1} \\
e_1 &= a_3
\end{aligned} \tag{2.43}$$

Del arreglo planteado, las expresiones de la primera columna no deben cambiar de signo para mantener estable el sistema, por lo tanto, dado que los coeficientes a_8 y a_7 siempre son positivos según lo observado en (2.42), las expresiones sobre las cuales se plantean

las condiciones de que deben ser positivas son b_1 , c_1 , d_1 y e_1 tal y como se presenta en (2.44).

$$\begin{aligned}
 b_1 &> 0 \\
 c_1 &> 0 \\
 d_1 &> 0 \\
 e_1 &> 0
 \end{aligned}
 \tag{2.44}$$

Es de suma importancia mencionar que el objetivo del control de potencia activa transferida propuesto en este trabajo es adquirir un comportamiento similar al presentado por el control centralizado actualmente utilizado (AGC), por lo que para este análisis de estabilidad se considera que los parámetros de los controladores distribuidos de potencia transferida Kp_i siempre serán valores positivos, esto con el objetivo de mantener el esquema propuesto mostrado en la Figura 2.10. Ya que si Kp_i toma valores negativos, las realimentaciones de la transferencia de potencia cambiarían de signo y el modelo sería diferente al esquema base del AGC mostrado en la Figura 1.7 que cambiaría a uno diferente de la literatura investigada. En base a lo mencionado se establece que el valor mínimo que puede tomar Kp_i para mantener estable el sistema es cero, (2.45) refleja dicha condición.

$$Kp_i > 0 \tag{2.45}$$

En (2.43) se indica que $e_1 = a_3$ y considerando que Kp_i siempre será positivo, la condición $e_1 > 0$ de (2.44) siempre se cumplirá.

Con respecto al resto de condiciones mostradas en (2.44), estas se han analizado considerando $Kp_i > 0$ y estadísticos $R_i = 0.05$ [p.u.] que corresponde al valor típico del estadístico de un gobernador estándar según [31], observándose que de las condiciones b_1 , c_1 , d_1 , la de mayor sensibilidad es b_1 . Esto se ha concluido luego de realizar varias evaluaciones en (2.43) con diferentes valores de los parámetros, dentro de los rangos aceptables, y en todas las pruebas b_1 es el primer valor que cambia de signo en el arreglo de Routh Hurwitz provocando la inestabilidad, por lo tanto, para que el sistema conserve su estabilidad, es suficiente con establecer que b_1 sea mayor que cero, llegando a ser esta la condición crítica a partir de la cual es posible obtener el valor máximo que puede adquirir el parámetro Kp_i .

En base a lo mencionado, es necesario analizar únicamente la expresión b_1 . Utilizando b_1 de la ecuación (2.43) y reemplazando los coeficientes de la ecuación característica (2.42) se obtiene la expresión b_1 en función de los parámetros originales del sistema denotada en la ecuación (2.46).

$$b_1 = \left(\begin{array}{l} \frac{M_1 R_1 (H_1 + D_1 R_1) (H_2 + D_2 R_2)^2 + M_2 R_2 (D_2 R_2 + H_2) (H_1 + D_1 R_1)^2}{a_7} \\ + \frac{H_1 K w_1 M_2^2 R_2^2 (H_1 + D_1 R_1) + H_2 K w_2 M_1^2 R_1^2 (H_2 + D_2 R_2)}{a_7} \\ + \frac{T w_0 M_2^2 R_1 R_2^2 (H_1 + D_1 R_1 - H_1 K p_1 M_1 R_1)}{a_7} \\ + \frac{T w_0 M_1^2 R_1^2 R_2 (H_2 + D_2 R_2 - H_2 K p_2 M_2 R_2)}{a_7} \end{array} \right) \quad (2.46)$$

Analizando (2.46) y dado que a_7 siempre es positivo, para que b_1 sea positivo ($b_1 > 0$) se tiene que cumplir que:

$$\begin{aligned} H_1 + D_1 R_1 - H_1 K p_1 M_1 R_1 &\geq 0 \\ H_2 + D_2 R_2 - H_2 K p_2 M_2 R_2 &\geq 0 \end{aligned}$$

Despejando,

$$\begin{aligned} K p_1 &\leq \frac{1}{M_1 R_1} + \frac{D_1}{H_1 M_1} \\ K p_2 &\leq \frac{1}{M_2 R_2} + \frac{D_2}{H_2 M_2} \end{aligned} \quad (2.47)$$

En (2.47) se observa que las condiciones de estabilidad para cada área dependen únicamente de sus parámetros locales, por lo que la generalización es posible y se muestra en (2.48).

$$K p_i \leq \frac{1}{M_i R_i} + \frac{D_i}{H_i M_i} \quad (2.48)$$

De esta manera, la ecuación (2.48) indica el valor máximo que puede adquirir el controlador de potencia transferida para mantener estable el sistema. Como se observa, esta condición puede ser aplicada para cualquier generador i .

Ahora reescribiendo el extremo inferior (2.45) y superior (2.48), la constante $K p_i$ puede ser ajustada en función los parámetros su mismo generador i dentro del intervalo (2.49).

$$0 < K p_i \leq \frac{1}{M_i R_i} + \frac{D_i}{H_i M_i} \quad (2.49)$$

Debido a que el intervalo (2.49) es utilizado como base para el ajuste del controlador de potencia activa transferida, el valor de $K p_i = 0$ no es considerado ya que, si se lo hiciera significaría que el control de potencia activa transferida no se encuentra presente en el sistema.

2.6 EVALUACIÓN DEL MODELO LINEAL EN SIMULINK

El análisis del control propuesto sobre el sistema eléctrico de dos generadores interconectados se lleva a cabo en primera instancia, en Simulink de Matlab. Esto con el objetivo de obtener una sintonización adecuada de los controladores sobre el modelo mostrado en la Figura 2.11. Esta sintonización será utilizada posteriormente en los controladores del modelo de prueba de DigSILENT. Los datos del sistema son obtenidos a partir del cálculo de flujo de carga de la planta implementada en el software especializado en sistemas eléctricos de potencia DigSILENT la cual se presenta en la Figura 2.12.

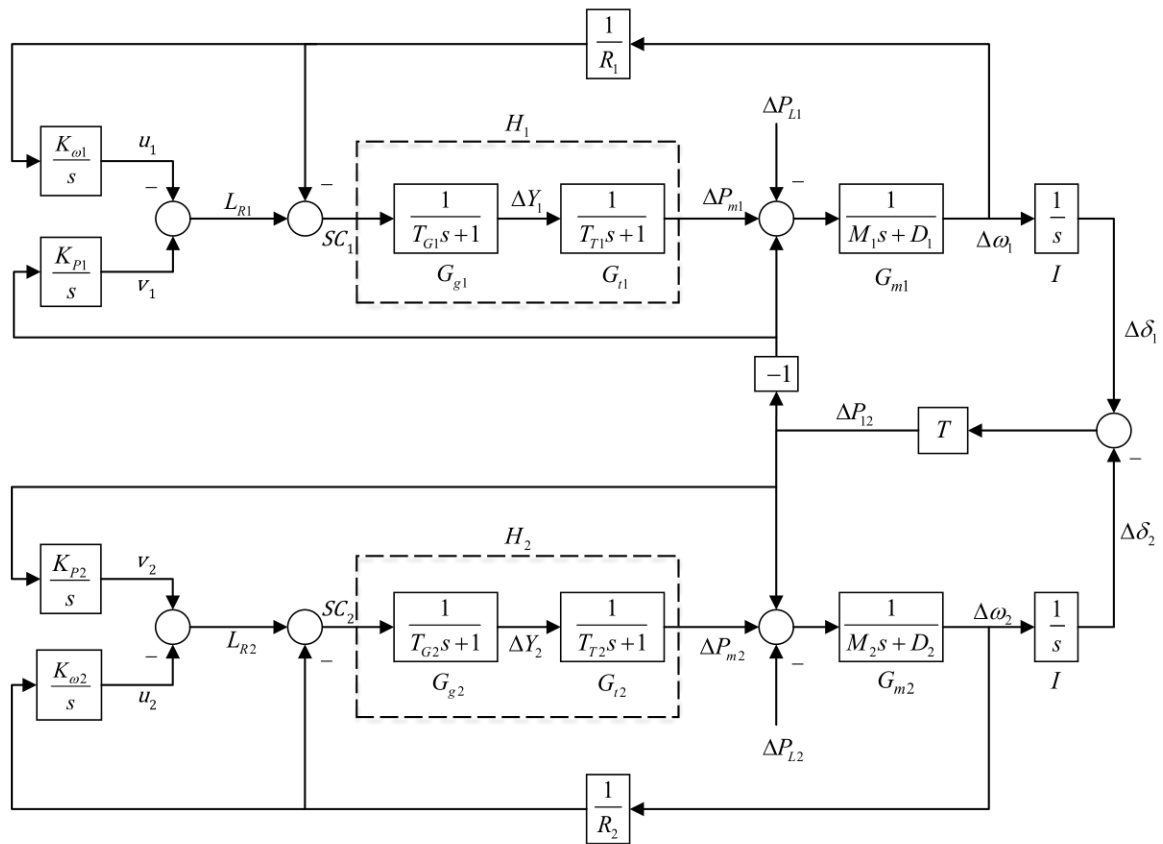


Figura 2.11. Diagrama de bloques a implementarse en Simulink.

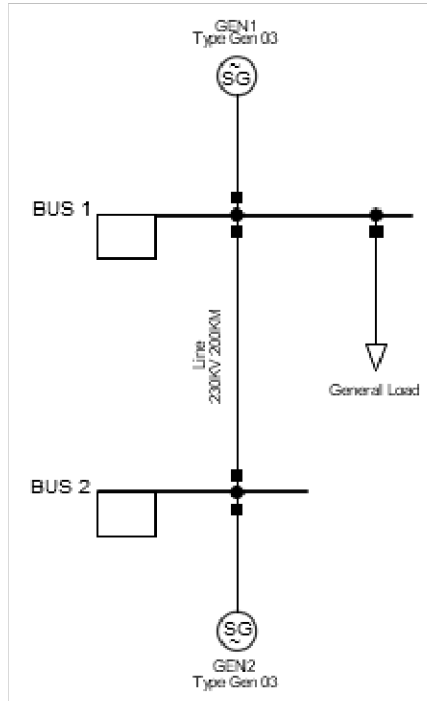


Figura 2.12. Implementación del sistema de dos áreas en DigSILENT.

2.6.1 PARÁMETROS DE LA PLANTA

Los parámetros de la planta, tanto del generador como del sistema gobernador – turbina, necesarios para el análisis en Simulink, son extraídos de la red establecida en DigSILENT mostrada en la Figura 2.12 y son expuestos en la Tabla 2.1 y Tabla 2.2

Con respecto al sistema gobernador turbina, se hace uso del modelo estándar para turbinas térmicas TGOV1, mostrado en el esquema de la Figura 2.13. El TGOV1 es una representación simplificada de una turbina de vapor [2], y su implementación en DigSILENT se muestra en el ANEXO I, cuyos parámetros serán escogidos a partir de la Tabla 2.1, en la cual se muestran los valores típicos y rangos aceptables.

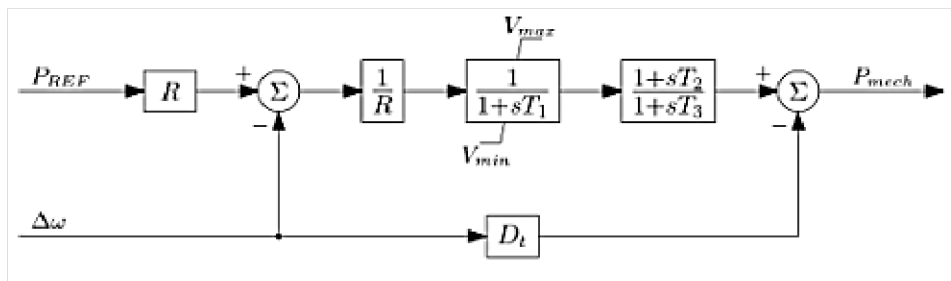


Figura 2.13. Modelo del sistema gobernador – turbina TGOV1 [31].

Tabla 2.1. Parámetros estándar del TGOV1 [31].

Parámetro	Unidad	Descripción	Típico	Min	Max
R	[p.u.]	Estatismo gobernador - turbina	0.05	0.001	0.1
D_t	[p.u.]	Coefficiente de pérdidas por fricción	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]	Constante de tiempo del gobernador	0.2	0.01	0.8
T_2	[s]	Constante de tiempo de adelanto de la turbina	0.6	0	5
T_3	[s]	Constante de tiempo de retardo de la turbina	2	0	10

Por otra parte, los parámetros de los generadores se detallan en la Tabla 2.2. Estos parámetros corresponden a los dos generadores implementados en DigSILENT y son extraídos de [22].

De acuerdo con el esquema a implementarse de la Figura 2.11 los parámetros de los generadores requeridos para la implementación del modelo lineal en Simulink son la constante de inercia H , siendo $M = 2H$, y el coeficiente de amortiguamiento D .

Tabla 2.2. Parámetros de los generadores [22].

Descripción	Parámetro	Unidad	Valor
Constante de inercia	H	[s]	4.329
Coefficiente de amortiguamiento	D	[p.u.]	1
Resistencia del estator	R_a	[p.u.]	0
Reactancia del estator	x_l	[p.u.]	0.245
Reactancias subtransitorias	x_d''	[p.u.]	0.35
	x_q''	[p.u.]	0.35
Reactancias transitorias	x_d'	[p.u.]	0.4879
	x_q'	[p.u.]	1.19
Reactancias síncronas	x_d	[p.u.]	2.065
	x_q	[p.u.]	1.974
Constantes de tiempo subtransitorias	T_d''	[s]	0.0359
	T_q''	[s]	0.0103
Constantes de tiempo transitorias	T_d'	[s]	1.55
	T_q'	[s]	0.904

2.6.1.1 Cálculo del torque de sincronización

El flujo de potencia de intercambio entre las áreas se realiza a través de la línea de transmisión, es decir entre las barras denominadas BUS 1 y BUS 2, como se observa en

la Figura 2.12, y debido a que el ángulo interno del rotor de un generador y el ángulo del voltaje de su barra son coherentes entre sí, es decir que ambos ángulos oscilan juntos, es posible considerar que la variación del ángulo interno del rotor y la variación del ángulo del voltaje de la barra son iguales [33]. Por lo tanto, para el cálculo del torque de sincronización es factible utilizar los ángulos de los voltajes en las barras en lugar de los ángulos internos de los rotores.

El torque de sincronización T se calcula mediante la ecuación (2.21) haciendo uso de los ángulos iniciales (δ_{10} y δ_{20}), y de los voltajes de las barras (E_1 y E_2) que se obtienen como resultado de correr el flujo de potencia en DigSILENT. Además, también se extrae la información de la línea de transmisión, en este caso se ha utilizado una línea de transmisión de 200Km de longitud de reactancia X_T . Dichos datos se detallan a continuación:

$$E_1 = 216.6 \text{ KV} = 0.94 \text{ pu}$$

$$E_2 = 220.8 \text{ KV} = 0.96 \text{ pu}$$

$$\delta_{10} = -12.9 \text{ deg}$$

$$\delta_{20} = 0 \text{ deg}$$

$$X_T = 0.0595 \frac{\text{Ohm}}{\text{Km}} (200 \text{ Km}) = 11.9 \text{ Ohm}$$

Cabe mencionar que el sistema de la Figura 2.11 está dado en por unidad cuyos valores base corresponden a los valores nominales de potencia activa y voltaje de los generadores implementados en DigSILENT. Es de esencial importancia recalcar que la potencia base utilizada para la transición al sistema en por unidad es la potencia activa en MW y no la potencia aparente en MVA [29] [37]. Sin embargo, para la línea de transmisión, la reactancia es referida con respecto a una potencia base de 100MVA y de acuerdo con el nivel nominal del voltaje [38]. A continuación, se calcula la reactancia sobre la base de los 230 KV y los 100 MVA.

$$X_{base} = \frac{\text{KV}^2}{\text{MVA}} = \frac{230^2}{100} = 529 \text{ ohm}$$

Por lo tanto,

$$X_T = 0.0225 \text{ p. u.}$$

Con estos valores, ya es posible encontrar el torque de sincronización en por unidad.

$$T = \frac{E_1 E_2}{X_t} \cos(\delta_{10} - \delta_{20})$$

$$T = \frac{(0.94)(0.96)}{0.0225} \cos(-12.9 - 0)$$

$$T = 39.1 \text{ p.u.}$$

Con los datos obtenidos, se tiene la información necesaria para implementar el modelo de la Figura 2.11 en Simulink. Los datos para utilizarse se recopilan en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Valores de los parámetros para la implementación en Simulink.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
R	Estatismo gobernador - turbina	0.05	[p.u.]
T_G	Constante de tiempo del gobernador	0.2	[s]
T_T	Constante de tiempo de la turbina	0.3	[s]
M	Constante de inercia	8.658	[s]
D	Constante de amortiguamiento	1	[p.u.]
T	Torque de sincronización	39.1	[p.u.]
K_ω	Constante asociada al control de frecuencia	0.2	[p.u.]
K_P	Constante asociada al control de potencia transferida	$\left] 0; \frac{1}{MR} + \frac{D}{HM} \right]$	[p.u.]

Para la constante K_ω , asociada al control secundario de frecuencia, se ha escogido el valor 0.2 con el cual, la frecuencia del sistema posee la menor cantidad de oscilaciones posible, esto con el fin de que, el generador al ser un elemento de gran tamaño y con gran inercia, no pueden suscitarse cambios bruscos en su velocidad.

Con respecto a la constante K_p , correspondiente al control de potencia transferida, esta puede adquirir valores positivos hasta $\frac{1}{MR} + \frac{D}{HM}$ que es el límite superior del intervalo de ajuste, en donde H es una constante que representa la función de transferencia del sistema gobernador – turbina, tal como se observa en la Figura 2.14.

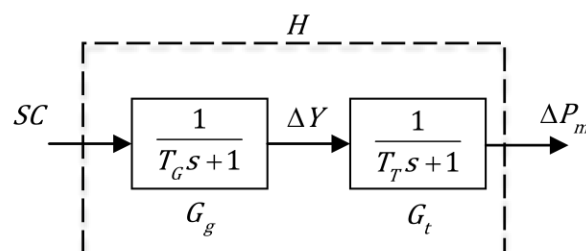


Figura 2.14. Representación del sistema gobernador – turbina.

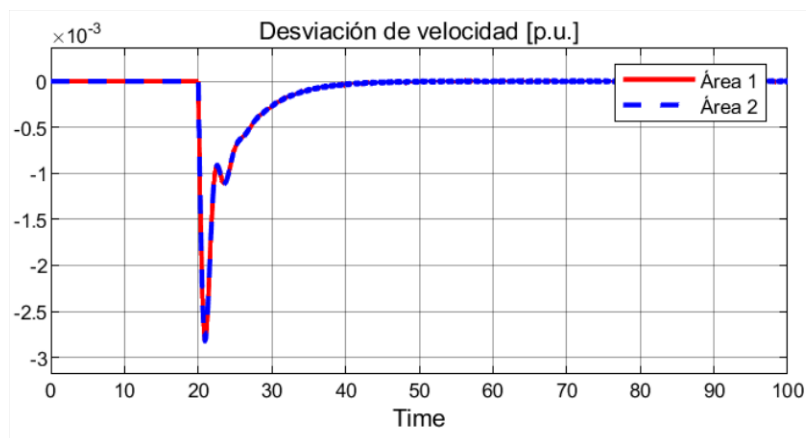
Donde G_g y G_t son la función de transferencia del gobernador y la turbina respectivamente; SC es la señal de control resultante de la suma entre la realimentación de frecuencia a través del estatismo y la regulación secundaria; ΔP_m es la potencia mecánica enviada desde la turbina hacia el generador y ΔY la señal enviada a la válvula para regular el flujo del elemento primario.

Dado que las constantes de tiempo del sistema gobernador – turbina T_G y T_T son pequeñas en relación con la constante de tiempo del generador M , es posible considerar que la constante $H = 1$ para poder realizar el ajuste de K_p dentro del intervalo indicado.

2.6.2 IMPLEMENTACIÓN EN SIMULINK

Con los valores de los parámetros presentados en la Tabla 2.1, se implementa el sistema de dos áreas interconectadas y se aplica una perturbación que consiste en un cambio de carga en el área 1 a los 20 segundos. El cambio de carga es de tipo paso del 10% de la potencia inicial de la carga, que en DigSILENT es de 1560.29 MW, por lo tanto, este cambio de carga para ser incluido en Simulink debe ser definido en por unidad considerando la potencia base de 1870 MW, que es la potencia activa nominal de los generadores.

En primer lugar, se simula el esquema mostrado en la Figura 2.11 sin la presencia del control de potencia transferida propuesto, es decir con un $K_p = 0$, con lo cual se obtienen los resultados presentados en la Figura 2.15. Como se observa, la desviación de la velocidad, y consecuentemente la desviación de la frecuencia, se eliminan mientras que existe una desviación en la potencia transferida a través de la línea de transmisión que une las dos áreas. En esta primera simulación, se observa un nivel de desacoplamiento entre el control de frecuencia y el control de potencia transferida.



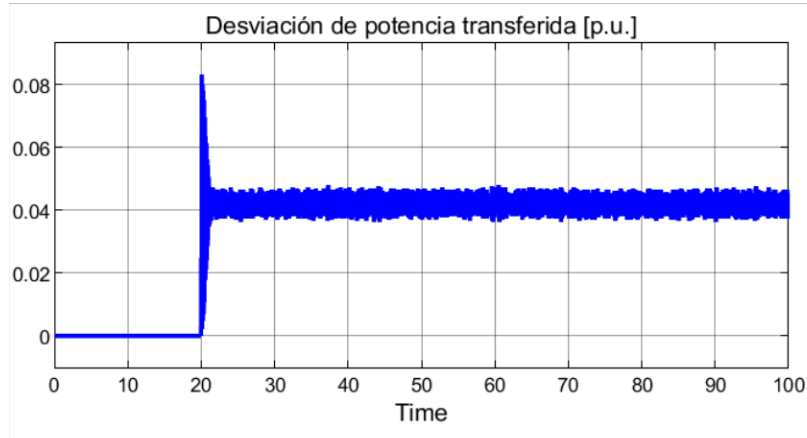


Figura 2.15. Desviaciones de velocidad y potencia transferida con $K_p = 0$.

Para añadir el control de potencia transferida K_p con su respectivo ajuste, se considera el intervalo hallado anteriormente y reescrito en la ecuación (2.50).

$$0 < K_{pi} \leq \frac{1}{M_i R_i} + \frac{D_i}{H_i M_i} \quad (2.50)$$

Reemplazando los valores de los parámetros recopilados en la Tabla 2.3, los cuales aplican para las dos áreas, se obtiene:

$$0 < K_{pi} \leq 2.43$$

Teóricamente, el valor de $K_{pi} = 2.43$ es el valor crítico con el cual el sistema adquiere oscilaciones sostenidas, sin embargo, es necesario tener en cuenta que para hallar ese valor crítico se ha realizado la aproximación de $H = 1$. Por este motivo, el valor de 2.43 no genera exactamente las oscilaciones sostenidas tal como se muestra en la Figura 2.16. No obstante, esto sería una ventaja debido a que existe más seguridad al momento de elegir el valor de K_p ya que, de ser sobredimensionada se presentarían oscilaciones en la potencia transferida afectando también a la frecuencia del sistema. De hecho, la desviación de potencia transferida presentada en la Figura 2.16 no es del todo recomendable ya que podría causar daños en los actuadores del sistema.

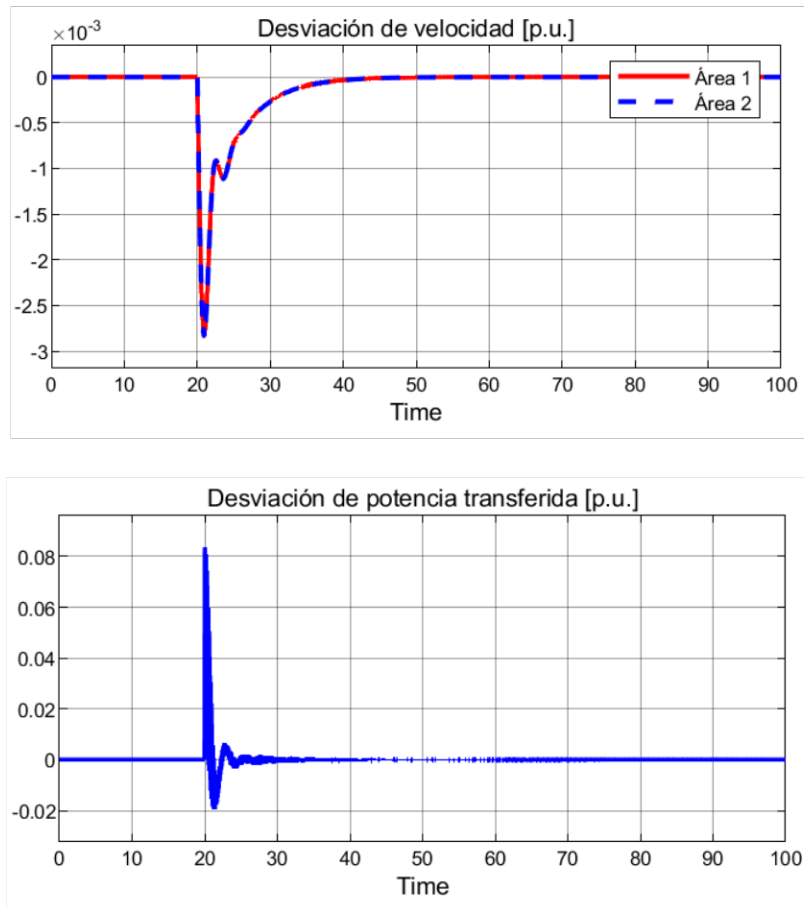


Figura 2.16. Desviaciones de velocidad y potencia transferida con K_P en su valor máximo.

Por lo mencionado, es necesario obtener una sintonización adecuada que permita obtener una respuesta de la desviación de potencia transferida con la menor cantidad de oscilaciones posible. En la Figura 2.17 se presentan los resultados obtenidos con un $K_P = 0.5$, con el cual, se ha encontrado que la desviación de la potencia activa transferida no presenta oscilaciones y el tiempo de establecimiento es el adecuado considerando lo expuesto en la subsección 1.4.3.1 y la normativa UCTE desarrollada por ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), la cual es una entidad que ha establecido normas para el control carga – frecuencia, una de ellas corresponde a los tiempos de ejecución de las diferentes etapas de regulación. Estos tiempos se resumen en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Tiempos de respuesta de las etapas de control según la normativa UCTE [39].

Etapas de control	Tiempo de respuesta
Primario	15 – 30 segundos
Secundario	30 segundos – 15 minutos
Terciario	15 minutos – 1 hora

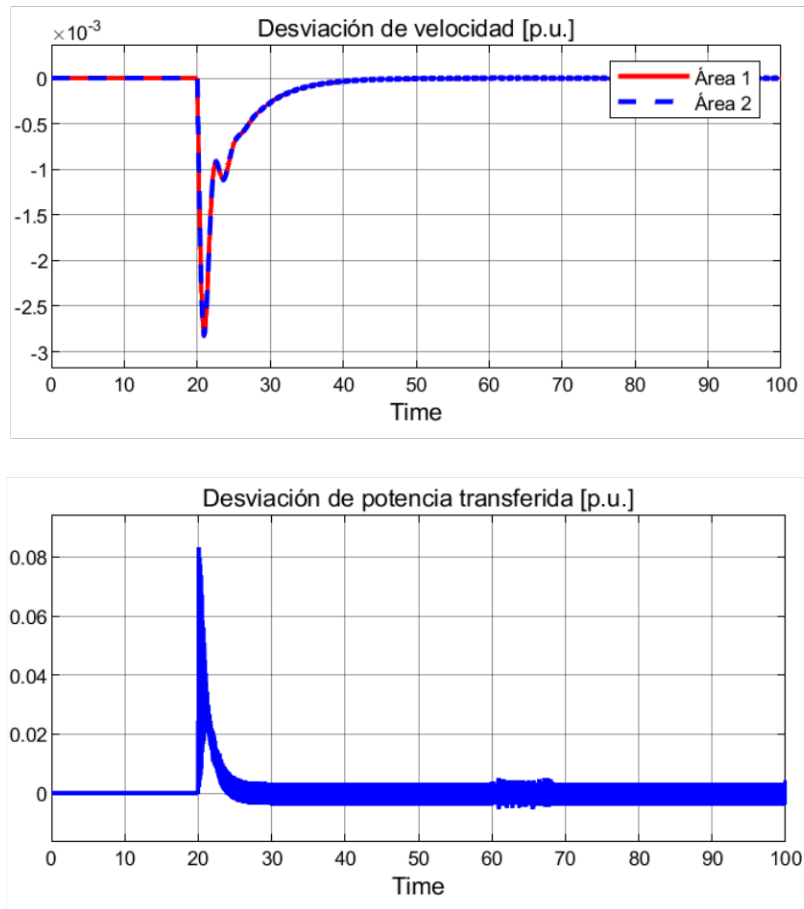


Figura 2.17. Desviaciones de velocidad y potencia transferida con $K_p = 0.5$

Como se observa, la forma de la frecuencia de los resultados expuestos coincide con la forma típica de la frecuencia controlada mediante el esquema AGC mostrada en la Figura 1.8. por lo tanto, se justifica el correcto comportamiento del modelo lineal. Es importante notar que, en los tres casos, la desviación de velocidad de los generadores y por lo tanto la frecuencia del sistema, mantiene su forma y sus características transitorias, lo cual indica que el esquema de control planteado permite un nivel de desacoplamiento entre el control de la frecuencia y la potencia transferida.

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 RESULTADOS

Se implementa el control propuesto en DigSILENT sobre el sistema básico de dos barras con fines demostrativos y luego se implementa sobre el sistema de 14 barras IEEE, ambos escenarios serán sometidos a pequeñas variaciones en la demanda sin considerar ningún tipo de fallas.

3.1.1 CONTROL DISTRIBUIDO DEL SISTEMA DE DOS BARRAS

Una vez validado el esquema de control distribuido sobre el modelo lineal, es momento de comprobar su funcionamiento sobre el modelo de la planta real implementada en DigSILENT cuya red fue mostrada en la Figura 2.12. Esto se lleva a cabo modificando el gobernador TGOV1 de cada generador, cuyo diagrama de bloques modificado se presenta en el ANEXO I. Los parámetros de los gobernadores, así como los valores de las ganancias del control de frecuencia y potencia activa transferida, son los mismos utilizados en el modelo lineal de Simulink, y se detallan también en el ANEXO I, en el cual se especifican los parámetros originales del TGOV1, es decir los valores del modelo sin modificación, y los parámetros añadidos que corresponden a la modificación con fines de control secundario. Esta parametrización se utiliza para las dos áreas de control.

El valor del parámetro asociado al control de la potencia activa transferida es $K_p = 0.5$, el cual fue probado anteriormente en Simulink respetándose la restricción (2.49), obteniéndose buenos resultados.

Se realiza un aumento del 10% en la carga que se encuentra conectada en el área 1 en el instante $t = 20s$, ocasionando una disminución en la frecuencia del sistema y desviando la potencia transferida entre las áreas. Este efecto tendrá que ser contrarrestado por el control distribuido implementado.

En la Figura 3.1 se observa la frecuencia en hertzios de las barras que limitan las áreas de generación. Como se aprecia, la frecuencia es desviada de su valor inicial, pero al cabo de 30 segundos, desde que se produjo el cambio de carga, es reestablecida a 60Hz. Tiempo que se encuentra dentro del rango aceptable según la literatura analizada en la sección 1.4.3.1 y la normativa UCTE cuyos rangos aceptables fueron expuestos en la Tabla 2.4.

Es importante recordar que, al tratarse de un análisis de pequeña señal, la frecuencia es un factor común en todo el sistema eléctrico de potencia, por lo tanto, la señal de frecuencia

tanto en los generadores como en las barras tendrán las mismas características transitorias y en estado estable.

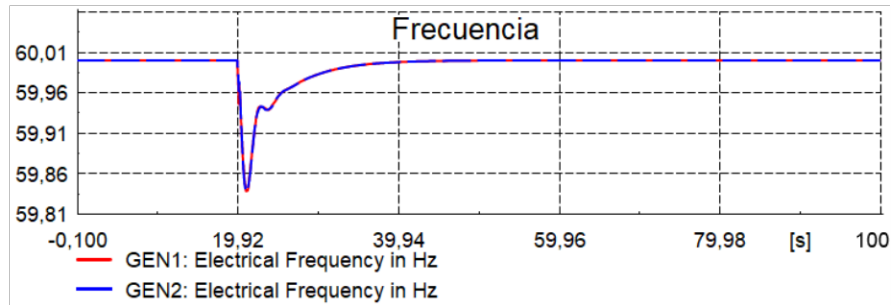


Figura 3.1. Desviación de la frecuencia en los generadores.

En la Figura 3.2 se presenta la potencia activa transferida por la línea de transmisión. Como se observa, la transferencia de potencia activa es reestablecida a su valor inicial, o al valor de intercambio acordado entre ambas áreas.

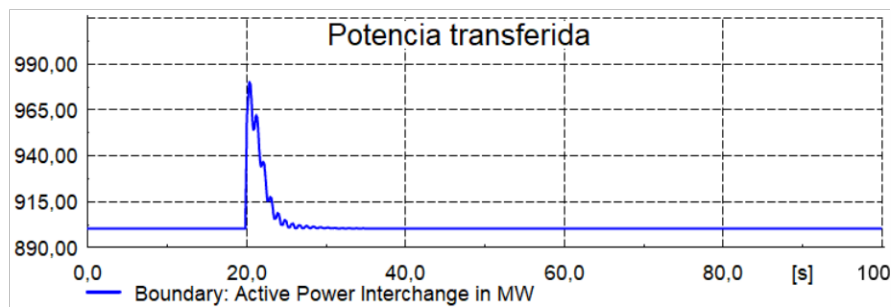


Figura 3.2. Potencia transferida entre las áreas.

El esquema de control propuesto permite que la desviación en la potencia transferida sea corregida por la misma área de donde se produjo el cambio de demanda. Es decir, en este caso, el cambio en la demanda se produce en el área 1, por lo tanto, el generador 1 es el encargado de cubrir esa demanda, mientras que el generador 2 aporta únicamente en el transitorio. Dicha acción se muestra en la Figura 3.3.

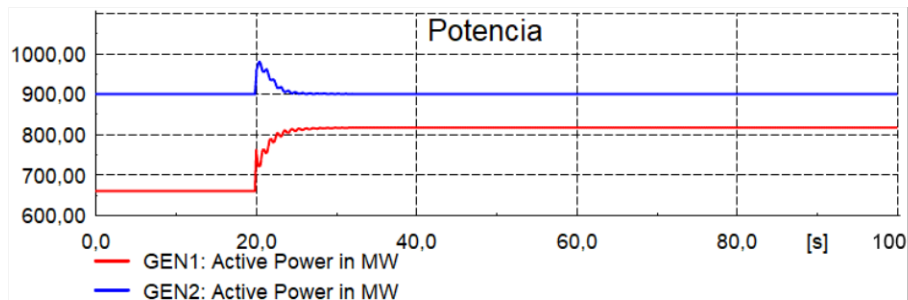


Figura 3.3. Potencia de los generadores

3.1.2 CONTROL DISTRIBUIDO DEL SISTEMA DE 14 BARRAS IEEE

A continuación, se implementa el esquema de control distribuido sobre el sistema de pruebas de 14 barras mostrado en la Figura 3.4. Este modelo de pruebas consta de dos sistemas de potencia interconectados (IPS 1 e IPS 2) dentro de los cuales operan las diferentes plantas de potencia. En el IPS 1 o área 1 se encuentra la planta de potencia 1 conformada por un único generador 1 considerado como la referencia de todo el sistema. Por otra parte, en el IPS 2 o área 2 se encuentra la planta de generación 2, conformada por los generadores 21 y 22; y la planta de generación 3 que conformada por los generadores 31 y 32. Los dos sistemas o áreas interconectadas, interactúan por medio de tres líneas de transmisión aéreas (OHL). Siendo OHL 1-2/1 y OHL 1-2/2 las líneas que interconectan el Bus 1 y el Bus 2 de las áreas 1 y 2 respectivamente, mientras que la línea OHL 1-5 conecta el Bus 1 y el Bus 5 de dichas áreas. Por medio de estas tres líneas de transmisión se realiza el intercambio de potencia activa neta acordada entre las dos áreas, la cual será controlada mediante el control distribuido propuesto.

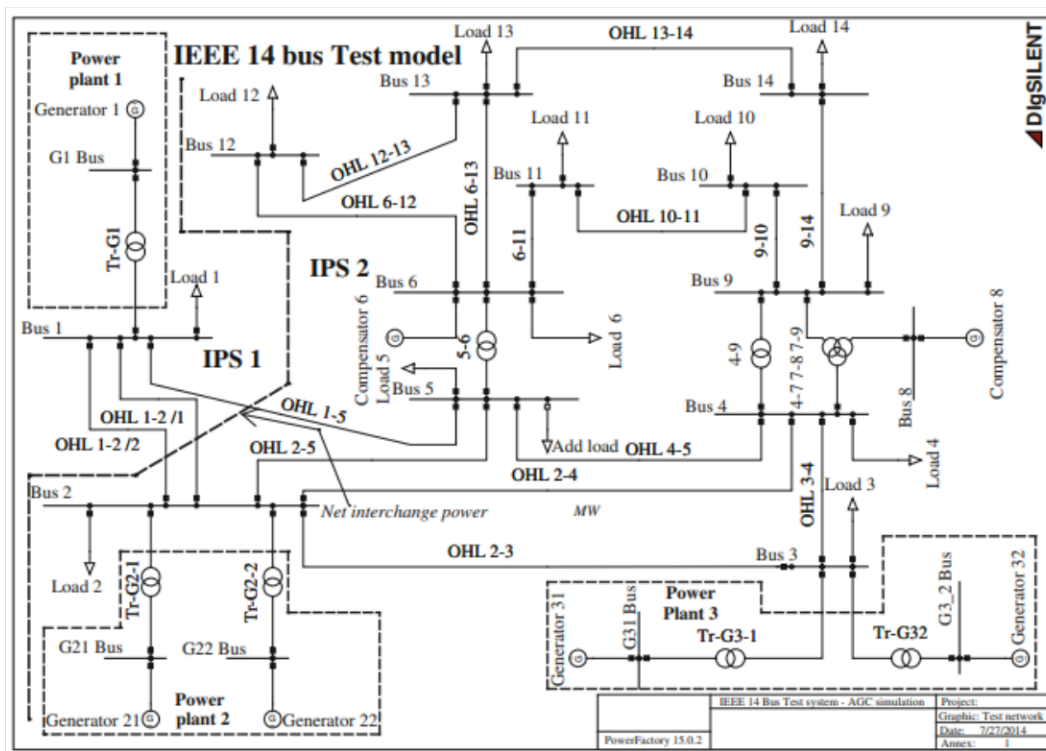


Figura 3.4. Modelo de pruebas de 14 barras IEEE [29].

Para validar el funcionamiento del control distribuido, se realiza un cambio tipo paso del 10% en la carga 5 que se encuentra conectada al Bus 5 del área 2 a los 20 segundos de iniciada la simulación.

Los parámetros de los generadores se muestran en el ANEXO II. Estos parámetros son extraídos de [2] y son utilizados en todos los generadores del sistema eléctrico de 14 barras IEEE.

Al igual que en el sistema de dos barras analizado anteriormente, se modifica el modelo estándar del gobernador TGOV1 disponible en la librería de DigSILENT para posteriormente implementarlo en cada uno de los generadores. El diagrama de bloques del TGOV1 modificado se muestra en el ANEXO I.

En el ANEXO I también se presenta una tabla con los valores de los parámetros utilizados en el TGOV1 modificado. En dicha tabla, se especifican los parámetros originales del TGOV1, es decir los valores del modelo sin modificación, y los parámetros añadidos que corresponden a la modificación con fines de control secundario. Cabe mencionar que la parametrización original se ha realizado considerando los valores típicos de un TGOV1 estándar especificados anteriormente en la Tabla 2.1. Mientras que los valores de los parámetros añadidos se han asignado en base al procedimiento propuesto.

Los valores asignados al área 1 corresponden a los valores cargados en el gobernador del generador 1, mientras que los valores del área 2, son los valores asignados a los gobernadores de los generadores 21, 22, 31 y 32.

Aplicando la modificación del TGOV1 para la realización del control secundario, y ante la presencia del cambio de carga, se obtiene que la magnitud del incremento en la energía producida por cada generador del área 2, es la misma, sin embargo, es posible asignar un porcentaje de participación con el objetivo de que cada generador aporte con más o menos energía para cubrir el desbalance ocasionado por el cambio de carga. Esto se logra añadiendo un factor de participación γ en cada gobernador. El porcentaje de participación se obtiene multiplicando γ por las señales de control de frecuencia y potencia activa transferida en cada gobernador. A continuación, en la Tabla 3.1 se presentan los factores de participación asignados a cada generador del área 2.

Tabla 3.1. Factores de participación asignados para el control secundario [29].

Elemento	Factor de participación (γ)
Generador 21	0.39
Generador 22	0.21
Generador 31	0.18
Generador 32	0.22

Una vez aplicado el esquema control distribuido, se observa la frecuencia eléctrica en las barras del sistema mostrada en la Figura 3.5, en la cual se puede apreciar que su medición en diferentes puntos a lo largo del sistema eléctrico es la misma. Es importante resaltar

que las curvas poseen un comportamiento suavizado (sin oscilaciones) en su punto de inflexión, lo cual ocasiona que los actuadores no sean forzados prolongando su vida útil.

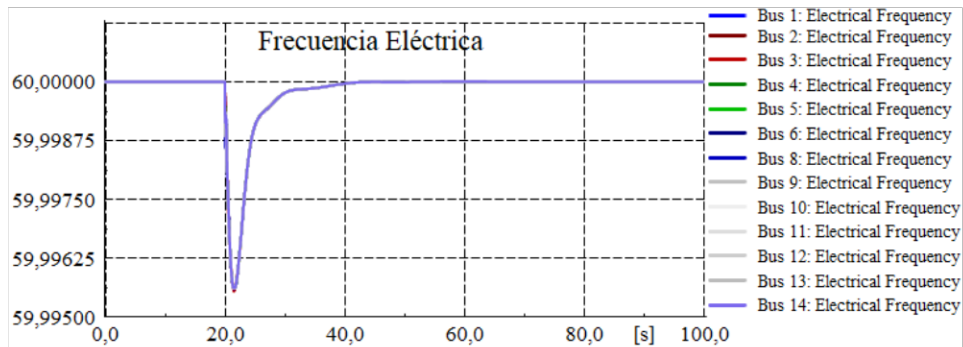


Figura 3.5. Frecuencia en las barras del sistema.

El esquema distribuido controla tanto la frecuencia del sistema como la potencia transferida entre las áreas, en este caso, la potencia transferida corresponde a la potencia neta que presentan las tres líneas de transmisión que interconectan el área 1 con el área 2 del sistema. Por lo tanto, el objetivo en cuanto a la potencia transferida será mantener la potencia neta de intercambio acordada por ambas áreas, esto se muestra en la Figura 3.6. Como se observa, la potencia transferida inicial es -90.254 MW, este valor es perturbado debido al cambio de demanda en el área 2 y se reestablece en un tiempo aproximado de 20 segundos desde el inicio de la perturbación.

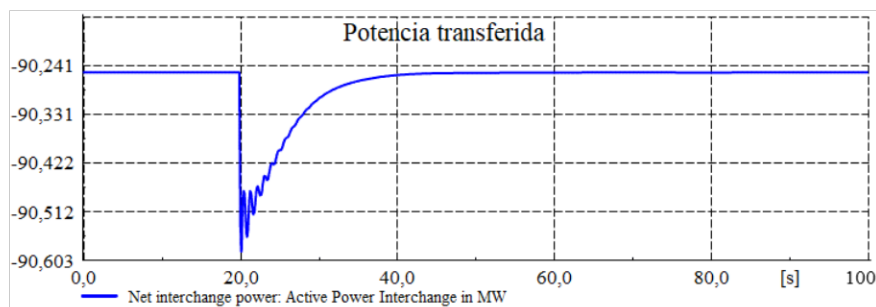


Figura 3.6. Potencia transferida entre las áreas.

El control secundario distribuido de potencia activa transferida debe ser capaz de coordinar el suministro de potencia desde los generadores de tal manera que la perturbación sea cubierta únicamente por los generadores del área en donde se produjo dicha perturbación. En este caso, dado que el desbalance se produce en una de las cargas del área 2, los generadores de dicha área deben proveer la energía necesaria para cubrir ese desbalance local. Mientras que el área 1, debido a que el cambio de carga no le pertenece, su generación no debe sufrir mayores cambios en estado estable. Como se observa en la Figura 3.7, el generador 1 que corresponde al área 1, aporta únicamente en el transitorio y

luego se reestablece, mientras que los generadores del área 2 suministran cierta cantidad de energía la cual depende de sus factores de participación.

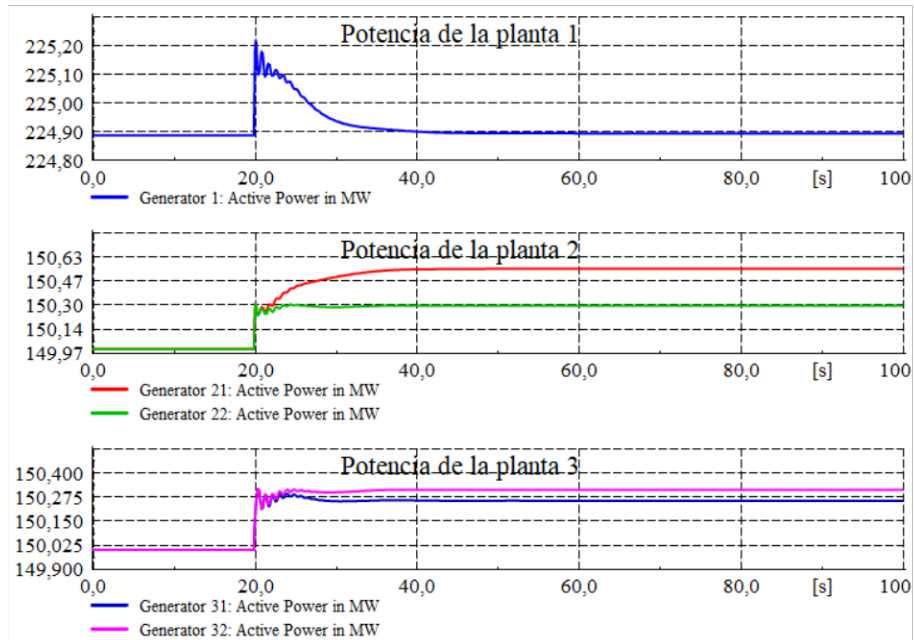


Figura 3.7. Potencia de los generadores.

Como se observa en la Figura 3.8, tanto el torque del generador 1 como el torque en los generadores del área 2 tienen una característica continua a lo largo del tiempo, es decir, no existen cambios bruscos que afecten a los actuadores de los gobernadores.

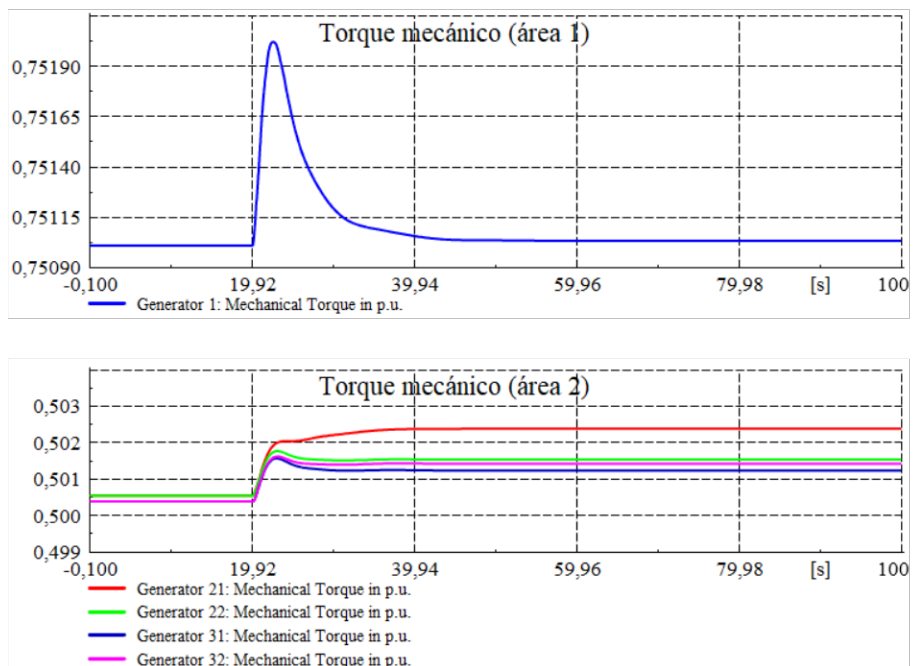


Figura 3.8. Torques mecánicos de los generadores.

Es importante notar que, al igual que la potencia generada por las máquinas, el torque mecánico de los generadores del área 2 adquieren un valor en estado estable que depende de los factores de participación utilizados.

3.1.2.1 Análisis comparativo con el control AGC

Para la implementación del Control Automático de Generación en el sistema de pruebas de 14 barras IEEE se ha tomado en consideración el procedimiento generalizado del desarrollo del modelo AGC en DigSILENT presentado en [29].

Las dos áreas IPS 1 e IPS 2 operan de manera sincronizada de tal forma que el AGC del área 1 controla la frecuencia y envía la señal de control al gobernador del generador 1, mientras que el AGC del área 2 controla el intercambio de potencia activa y la frecuencia enviando las señales de control hacia los generadores de las plantas de generación 2 y 3. En el ANEXO II se muestran los valores de los parámetros del control AGC en cada una de las áreas y su implementación se observa en el ANEXO III.

A continuación, en la Figura 3.9 (a) se observa la respuesta en frecuencia del control centralizado AGC y la frecuencia obtenida con el control distribuido. Ambos controles reestablecen el valor de la frecuencia a 60 Hz en un tiempo similar. Cabe mencionar que tanto el control distribuido como el control AGC han sido sintonizados de tal manera que su frecuencia presente la menor cantidad de oscilaciones posibles, esto debido a que esas oscilaciones en la respuesta de frecuencia se traducen en aumentos y disminuciones de la velocidad angular del rotor en periodos de tiempo cortos y debido a que al ser el generador una máquina de gran tamaño e inercia los actuadores del sistema gobernador turbina serían excesivamente forzados.

De manera análoga, en la Figura 3.9 (b) se presenta la comparación entre la potencia de intercambio obtenida con el control AGC y la obtenida con el esquema de control distribuido. Como se observa, que el control distribuido proporciona un tiempo de restablecimiento similar con respecto al control AGC.

Con estos resultados, se ha demostrado que, para este sistema eléctrico, el esquema de control distribuido proporciona un comportamiento similar al control AGC, sin embargo es importante recalcar que mediante el control distribuido es posible sintonizar el control de frecuencia con un cierto nivel de desacoplamiento con respecto al control de potencia transferida, por lo tanto, se puede obtener el ajuste adecuado del control de frecuencia sin afectar a la respuesta de la potencia de intercambio. Esto a diferencia del control AGC, el cual actúa sobre las dos variables al mismo tiempo ocasionando que, para ciertos

parámetros del gobernador, el hecho de reducir un sobrepico indeseado en la frecuencia provoca que la potencia transferida se vuelva demasiado lenta.

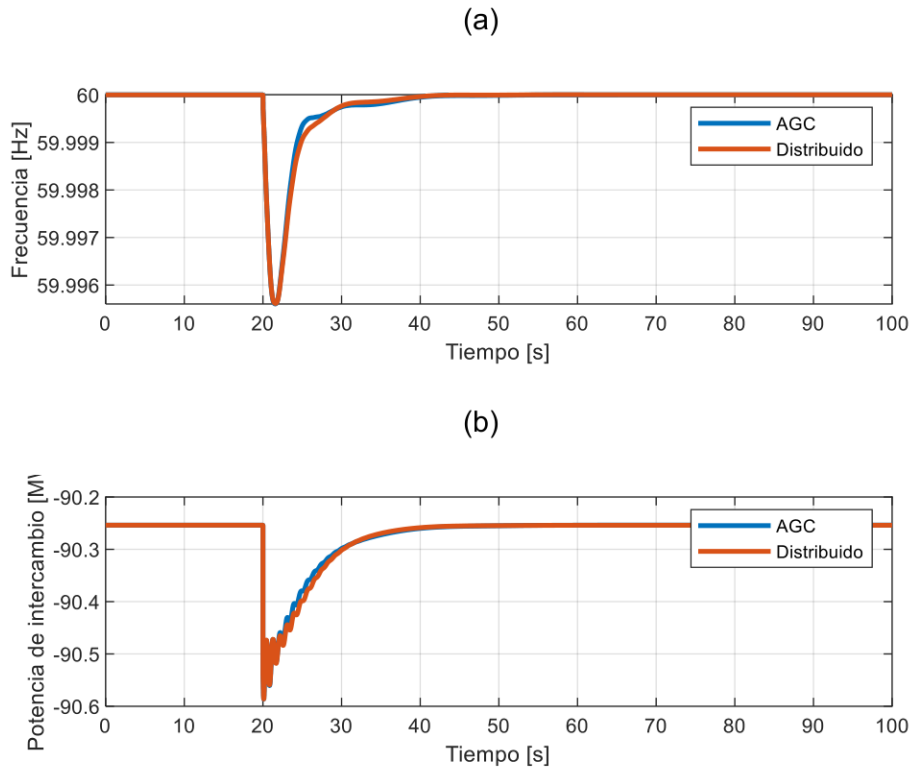


Figura 3.9. Control AGC vs Distribuido: **(a)** Frecuencia del sistema. **(b)** Potencia activa transferida.

Tanto en el control AGC como en el control distribuido se ha programado un intercambio de potencia de 90.254 MW que es enviado desde el área 1 (referencia) hacia el área 2. En el momento de suscitarse un cambio en la carga del área 2, el área 1 aporta energía únicamente por un corto periodo de tiempo, por lo tanto, la potencia transferida presenta la forma mostrada en la Figura 3.9 (b). Ahora bien, debido a que se rompió el acuerdo de los 90.254 MW, aunque por un corto periodo de tiempo, el área 2 debe pagar al área 1 por la energía extra transferida. En este contexto, es importante realizar la sintonización de tal manera que el tiempo de restablecimiento de la potencia transferida luego de una perturbación sea el más corto posible con el objetivo de que el área 2 pague un menor valor por el aporte del área 1.

Para comparar el desempeño del control distribuido con respecto al control AGC, se ha considerado evaluar tanto la potencia transferida como la frecuencia mediante índices de desempeño, los cuales indican que el controlador es mejor en comparación con otro cuando sus índices de desempeño son menores.

Debido a que la frecuencia debe poseer la menor cantidad de oscilaciones posibles, se considerado el ISE para evaluar el desempeño del esquema propuesto, esto debido a que el ISE permite discriminar entre las respuestas sobreamortiguadas y subamortiguadas.

Para el caso de la potencia activa transferida, cuanto menor sea el tiempo de establecimiento el controlador será mejor, por lo tanto, se ha considerado el IAE (integral del valor absoluto del error) debido a que el IAE discrimina las respuestas dependiendo del tiempo de establecimiento.

También se ha considerado obtener el TVU (integral de la variación total de control) en cada uno de los generadores para comparar el esfuerzo realizado por las señales de control. Todos estos índices se muestran en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Índices de desempeño.

Índice de desempeño	Control AGC	Control Distribuido
ISE (frecuencia)	0.0000431	0.0000455
IAE (potencia de intercambio)	1.67	1.74
TVU del Gen 1	75.108	75.108
TVU del Gen 21	50.216	50.215
TVU del Gen 22	50.153	50.152
TVU del Gen 31	50.126	50.126
TVU del Gen 32	50.14	50.14

Nótese que los índices de rendimiento del control distribuido son similares o ligeramente mayores al control AGC, lo cual indica que, con el esquema de control distribuido es posible obtener un desempeño similar al obtenido con el control AGC con las ventajas de descentralizar el control secundario.

3.1.2.2 Prueba con diferentes parámetros de los gobernadores

Hasta ahora, se han realizado pruebas del esquema de control distribuido, implementado sobre el sistema de 14 barras IEEE, utilizando únicamente valores fijos de los parámetros de los TGOV1 en todos los generadores, sin embargo, con el objetivo de validar y comprobar el correcto funcionamiento del esquema propuesto, se han modificado los parámetros de los gobernadores de cada generador, considerando valores dentro de los rangos sugeridos en la Tabla 2.1. Estos parámetros modificados se detallan en el ANEXO IV.

En cada parámetro se ha tratado de utilizar valores que abarquen todo el rango sugerido en la Tabla 2.1. Con estas modificaciones, se obtiene los resultados expuestos en la Figura 3.10. Como se observa en la Figura 3.10 (a), la frecuencia en todos los nodos es

reestablecida a su valor nominal de 60 Hz manteniendo la forma característica de la frecuencia con la acción de control primario y secundario mostrada en la Figura 1.8.

Por otra parte, en la Figura 3.10 (b) se muestra la potencia neta transferida entre las áreas, que a pesar de que la planta posee valores distintos en todos los gobernadores, se reestablece en un tiempo aproximado de 30 segundos desde el inicio de la perturbación.

Con los resultados obtenidos se justifica el correcto funcionamiento del esquema de control distribuido aplicado para el control secundario de la potencia activa – frecuencia, cumpliéndose así los objetivos de control planteados en este trabajo.

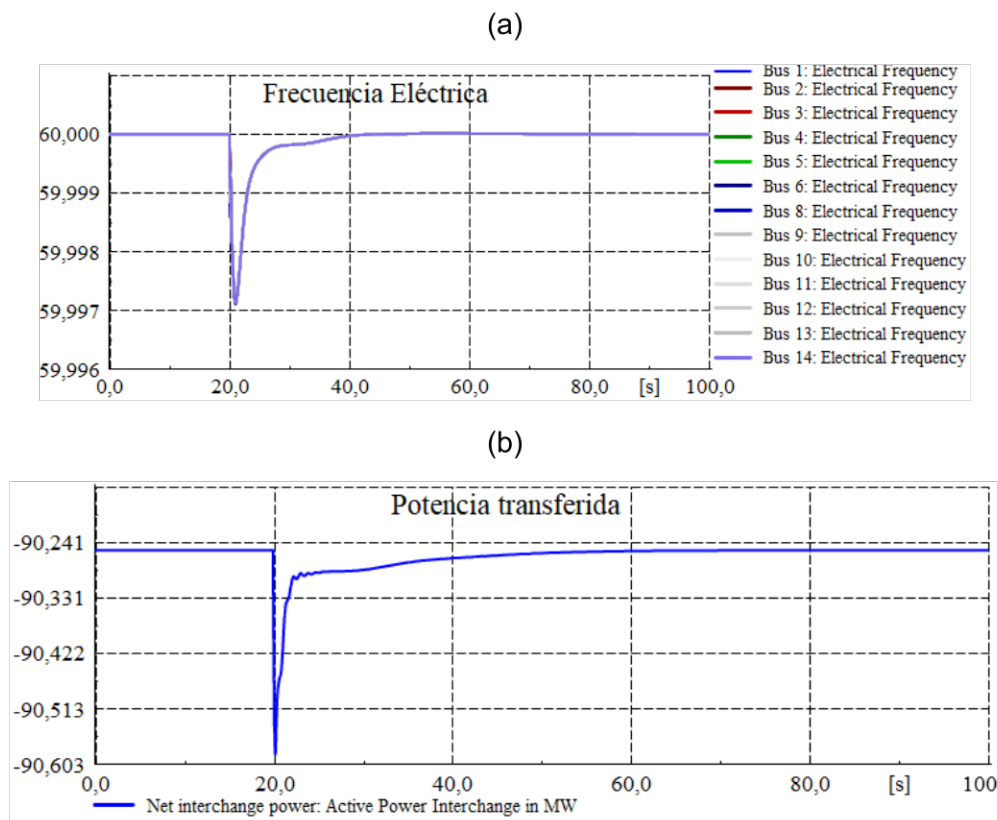


Figura 3.10. (a) Frecuencia en las barras del sistema. (b) Potencia neta transferida entre las áreas.

3.2 CONCLUSIONES

- En este trabajo se ha presentado una alternativa para el control secundario del problema potencia activa – frecuencia, orientado específicamente al control de la potencia activa transferida entre las áreas de un sistema eléctrico de potencia, cuyo funcionamiento ha sido validado mediante herramientas de simulación eliminando exitosamente las desviaciones en la potencia activa transferida presentadas por cambios en la demanda de energía.

- Un SEP puede ser analizado bajo la perspectiva de sistemas interconectados debido a que se ajusta a las características de dichos sistemas. Partiendo de la ecuación de movimiento de un generador síncrono es posible representar cada generador como un subsistema independiente. Estos subsistemas a su vez interactúan entre sí por medio de relaciones de interconexión que, en el caso del sistema eléctrico, pueden ser descritas a través de la potencia activa transferida por medio de las líneas de transmisión. De esta manera se ha planteado el sistema inicial que consiste en dos áreas interconectadas, el cual se analizó en la sección 2.1.2 enmarcado en el problema potencia activa – frecuencia.
- El control distribuido puede ser implementado haciendo uso del consenso de segundo orden como ley de acoplamiento. Este consenso de segundo orden se logra realimentando únicamente la potencia activa transferida tomada en las inmediaciones de cada área, esto es posible ya que la potencia activa transferida, utilizada como relación de interconexión, posee información de los ángulos de ambas áreas. La información de los ángulos en conjunto con la realimentación de la velocidad angular de los rotores, logran el consenso de segundo orden que permite la sincronización de todas las máquinas.
- El análisis de estabilidad es una buena alternativa para obtener un rango de valores de ajuste del controlador de potencia activa transferida. Este análisis, realizado utilizando los parámetros de manera literal y tomando en cuenta ciertas consideraciones, permite obtener la restricción para el ajuste del controlador en cualquier generador, el cual depende únicamente de parámetros locales.
- De la implementación del control distribuido en el sistema eléctrico de 14 barra IEEE se ha podido observar que las desviaciones tanto de frecuencia como de potencia activa transferida son eliminadas en un tiempo similar al obtenido con el control AGC. La comparación entre las dos respuestas permite concluir que el control distribuido posee un desempeño similar al control AGC, lo cual se confirma mediante el análisis de los índices de desempeño, cuyos valores son bastante parecidos.
- En general, se han cumplido con éxito todos los alcances y objetivos planteados para este proyecto, especialmente en cuanto a la descentralización y las ventajas que conlleva el hecho de distribuir el control secundario de la potencia activa – frecuencia con respecto al control AGC. Sin embargo, también es importante resaltar que se ha logrado conseguir que el control distribuido brinde un

comportamiento del sistema similar al control AGC. Esto es observado tanto en el sistema de dos generadores como en el sistema de 14 barras IEEE, en donde los desbalances entre la generación y la demanda son eliminados mediante la variación en la producción de energía. Esta producción de energía, en ambos escenarios de prueba, es modificada en el área en donde se produjo el cambio de carga, observándose una selectividad al momento de cubrir los desbalances. Esta característica está presente tanto en el control distribuido como en el control AGC.

3.3 RECOMENDACIONES

- En este trabajo, se han considerado sistemas eléctricos con turbinas de vapor, sin recalentamiento para el caso del sistema de dos generadores, y con recalentamiento para el caso del sistema de 14 barras IEEE, esto debido a la simplicidad en sus modelos que facilita el análisis matemático del sistema interconectado, por lo tanto, una propuesta como continuación para este estudio sería el analizar al sistema interconectado considerando turbinas de otro tipo como por ejemplo hidráulicas e incluso considerar un sistema eléctrico que combine turbinas de distintos tipos.
- En este estudio, se ha implementado el control distribuido en el gobernador estándar para turbinas térmicas TGOV1, por lo que, se propone un trabajo futuro en el cual se analice el control distribuido aplicado en modelos de gobernadores más apegados a la realidad e incluso combinar varios modelos.
- En la metodología propuesta, se ha desarrollado el control distribuido con el objetivo de eliminar las desviaciones generadas por cambios en la demanda, sin embargo, sería interesante considerar perturbaciones de distinta naturaleza como por ejemplo fallas a lo largo del SEP.
- Finalmente, se propone como continuación a este trabajo, la implementación del control distribuido de potencia activa transferida en un sistema eléctrico de potencia más grande cuyos generadores y plantas de generación se encuentren agrupados en más de dos áreas de generación.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] O. I. Elgerd, *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*, Second Edition. New Delhi: McGraw-Hill, 1971.
- [2] C. Lozano, «Modelado y Análisis de Sistemas Regulador-Turbina basados en Mediciones Reales», Proyecto Fin de Carrera, Dep. de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2016.
- [3] W. Almeida, J. Cepeda, y V. Flores, «Modelación Estática y Dinámica del AGC en PowerFactory Integrado a la Base de Datos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano», *Rev. Téc. Energ.*, vol. 12, n.º 1, Art. n.º 1, ene. 2016.
- [4] P. Kundur, N. J. Balu, y M. G. Lauby, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [5] S. Gamboa y E. Orduña, «Feasibility of distributed monitoring and distributed control in power system», en *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, sep. 2017, pp. 1-6. doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126762.
- [6] S. Gamboa, J. Abad, A. Sanchez, y E. Orduna, «Practical Implementation of Decentralized Transferred Power Deviation Control», *IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 2233-2238, oct. 2019, doi: 10.1109/IECON.2019.8927051.
- [7] T. C. Yang, Z. T. Ding, y H. Yu, «Decentralised power system load frequency control beyond the limit of diagonal dominance», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 24, n.º 3, pp. 173-184, mar. 2002, doi: 10.1016/S0142-0615(01)00028-X.
- [8] M. N. Anwar y S. Pan, «A new PID load frequency controller design method in frequency domain through direct synthesis approach», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 67, pp. 560-569, may 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.12.024.
- [9] A. Kumar y M. N. Anwar, «Decentralized Load-Frequency Controller Design for a Single as Well as Multi-area Power System», *Iran. J. Sci. Technol. Trans. Electr. Eng.*, vol. 44, ago. 2019, doi: 10.1007/s40998-019-00246-y.
- [10] W. Tan, «Tuning of PID load frequency controller for power systems», *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, n.º 6, pp. 1465-1472, jun. 2009, doi: 10.1016/j.enconman.2009.02.024.
- [11] Y. Hong, G. Chen, y L. Bushnell, «Distributed observers design for leader-following control of multi-agent networks», *Automatica*, vol. 44, n.º 3, pp. 846-850, mar. 2008, doi: 10.1016/j.automatica.2007.07.004.
- [12] E. Yang y Q. Wu, «Consensus analysis and algorithm design based on RLC networks», en *2017 36th Chinese Control Conference (CCC)*, Dalian, China, jul. 2017, pp. 8044-8050. doi: 10.23919/ChiCC.2017.8028629.
- [13] Q. Wang, «Scaled Consensus of Multi-Agent Systems with Output Saturation», *J. Frankl. Inst.*, vol. 354, jul. 2017, doi: 10.1016/j.jfranklin.2017.07.018.
- [14] Z. Li, Z. Duan, G. Chen, y L. Huang, «Consensus of Multiagent Systems and Synchronization of Complex Networks: A Unified Viewpoint», *IEEE Trans. Circuits Syst. Regul. Pap.*, vol. 57, n.º 1, pp. 213-224, ene. 2010, doi: 10.1109/TCSI.2009.2023937.
- [15] Y. Wu, L. Rong, y Y. Tang, «A distributed control method for power system rotor angle stability based on second-order consensus», en *The 4th Annual IEEE International Conference on Cyber Technology in Automation, Control and Intelligent*, jun. 2014, pp. 290-295. doi: 10.1109/CYBER.2014.6917477.
- [16] W. Ren y E. Atkins, «Second-Order Consensus Protocols in Multiple Vehicle Systems with Local Interactions», *Collect. Tech. Pap. - AIAA Guid. Navig. Control Conf.*, vol. 5, ago. 2005, doi: 10.2514/6.2005-6238.

- [17] W. Ren, «Second-order Consensus Algorithm with Extensions to Switching Topologies and Reference Models», en *2007 American Control Conference*, jul. 2007, pp. 1431-1436. doi: 10.1109/ACC.2007.4282204.
- [18] R. P. Agaev, «Asymptotic behavior of second-order multiagent systems with fixed configuration», *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 1864, n.º 1, p. 012049, may 2021, doi: 10.1088/1742-6596/1864/1/012049.
- [19] M. U. Qureshi y S. Grijalva, «Decentralized Power Agreement for Improved Frequency Response in Interconnected Power Systems», en *2017 Ninth Annual IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, Denver, CO, USA, mar. 2017, pp. 381-387. doi: 10.1109/GreenTech.2017.62.
- [20] S. T. Cady, M. Zholbaryssov, A. D. Dominguez-Garcia, y C. N. Hadjicostis, «A Distributed Frequency Regulation Architecture for Islanded Inertialess AC Microgrids», *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 25, n.º 6, pp. 1961-1977, nov. 2017, doi: 10.1109/TCST.2016.2640940.
- [21] C. Zhao, E. Mallada, y F. Dörfler, «Distributed frequency control for stability and economic dispatch in power networks», en *2015 American Control Conference (ACC)*, jul. 2015, pp. 2359-2364. doi: 10.1109/ACC.2015.7171085.
- [22] D. J. Maldonado Andrade, «Diseño de un esquema de control distribuido para el control de frecuencia y potencia en sistemas eléctricos», ago. 2020, Accedido: ago. 25, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21048>
- [23] A. Gómez Expósito, *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*. España: McGraw-Hill, 2002.
- [24] D. P. Kothari y I. J. Nagrath, *Modern Power Systems Analysis*, Third edition. New Delhi: McGraw-Hill, 2003.
- [25] J. D. Glover, M. S. Sarma, y T. J. Overbye, *Power System Analysis and Design*, Fifth Edition. Cengage Learning, 2012.
- [26] P. Ledesma, *Regulación de frecuencia y potencia*. Universidad Carlos III de Madrid, 2008.
- [27] L. C. Saikia, J. Nanda, y S. Mishra, «Performance comparison of several classical controllers in AGC for multi-area interconnected thermal system», *Electrical Power and Energy Systems*, 2010.
- [28] A. R. Bergen y V. Vittal, *Power Systems Analysis*, Second Edition. New Jersey: Prentice Hall, Inc., 2000.
- [29] V. Pavlovsky y A. Steliuk, «Modeling of Automatic Generation Control in Power Systems», *PowerFactory Applications for Power System Analysis Book*, n.º Chapter 7, 2014.
- [30] J. Cepeda y J. Játiva, «Implicaciones de la calibración del factor de frecuencia B en el desempeño del Error de Control de Área para Control Automático de Generación», *XIX Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica*, vol. 19, 2005.
- [31] Utrechtseweg 310, Postbus 100, y 6800 AC Arnhem, «Synchronous Machine Turbine-Governing Systems Vision Dynamical Analysis Manua», 2016.
- [32] P. A. Fuhrmann y U. Helmke, *The Mathematics of Networks of Linear Systems*. Cham: Springer International Publishing, 2015.
- [33] S. Gamboa, J. Abad, y E. Orduña, «Second-Order Consensus for Decentralized Transferred Power Deviation Control», en *2019 IEEE 4th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC)*, oct. 2019, pp. 1-6. doi: 10.1109/CCAC.2019.8920983.
- [34] 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.
- [35] K. Ogata, *Ingeniería de Control Moderna*. Quinta edición: Prentice Hall, Inc., 2009.
- [36] V. T. Perucha, «Propiedades exóticas de los determinantes», *Escuela Universitaria de Estadística, Universidad Complutense de Madrid*, p. 16, abr. 2010.
- [37] Power System Dynamic Performance Committee, «Dynamic Models for TurbineGovernors in Power System Studies», 2013.

- [38] C. Aguirre, «Estudios eléctricos de Sistemas de Potencia para la carrera de Ingeniería Eléctrica utilizando el Software Power Factory 13.1 de DigSILENT», Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2008.
- [39] «A1-Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance [E].».

5 ANEXOS

ANEXO I. Diagramas de bloques del TGOV1

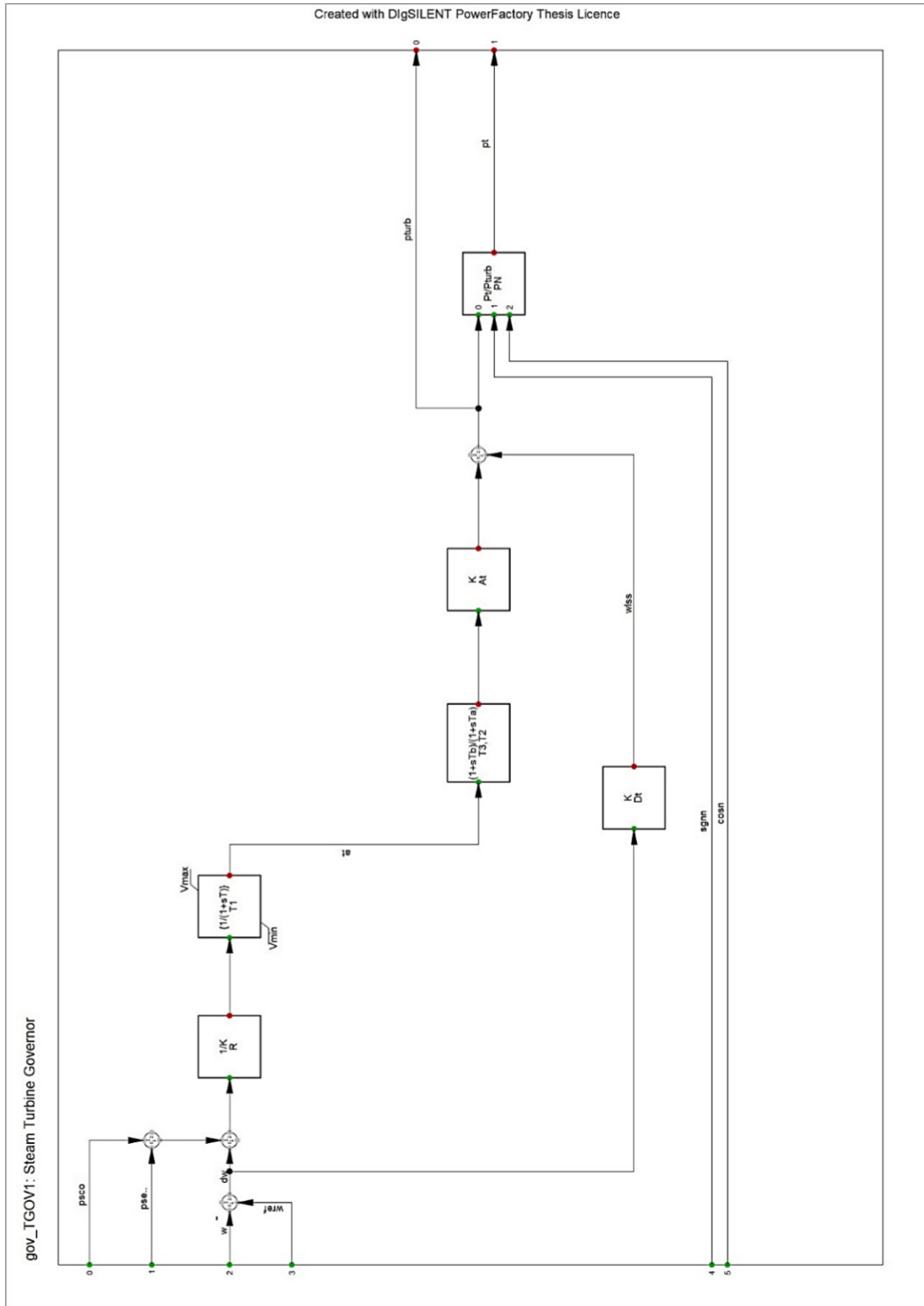
ANEXO II. Datos del Sistema Eléctrico de 14 barras IEEE

ANEXO III. Implementación del control AGC sobre el sistema de 14 barras IEEE

ANEXO IV. Parámetros modificados de los gobernadores del sistema de 14 barras IEEE con control distribuido.

ANEXO I

Diagrama de bloques original del TGOV1 obtenido de la librería de DigSILENT.



b) Parámetros del TGOV1 modificado

	Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
Parámetros originales del TGOV1	R	Estatismo gobernador - turbina	0.05	[p.u.]
	D_t	Coefficiente de pérdidas por fricción	0	[p.u.]
	V_{max}	Límite máximo de la válvula de control de vapor principal	1	[p.u.]
	V_{min}	Límite mínimo de la válvula de control de vapor principal	0	[p.u.]
	T_1	Constante de tiempo del gobernador	0.2	[s]
	T_2	Constante de tiempo de adelanto de la turbina	0	[s]
	T_3	Constante de tiempo de retardo la turbina	0.3	[s]
Parámetros añadidos al TGOV1	K_ω	Constante asociada al control de frecuencia	0.2	[p.u.]
	K_P	Constante asociada al control de potencia transferida	0.5	[p.u.]
	P_{base}	Potencia base	1870	[MW]

b) Parámetros del TGOV1 modificado

	Parámetro	Descripción	Área 1	Área 2	Unidad
Parámetros originales del TGOV1	R	Estatismo gobernador - turbina	0.05	0.05	[p.u.]
	D_t	Coefficiente de pérdidas por fricción	0	0	[p.u.]
	V_{max}	Límite máximo de la válvula de control de vapor principal	1	1	[p.u.]
	V_{min}	Límite mínimo de la válvula de control de vapor principal	0	0	[p.u.]
	T_1	Constante de tiempo del gobernador	0.2	0.2	[s]
	T_2	Constante de tiempo de adelanto de la turbina	0.6	0.6	[s]
	T_3	Constante de tiempo de retardo de la turbina	2	2	[s]
Parámetros añadidos al TGOV1	K_ω	Constante asociada al control de frecuencia	0.0044	0.2	[p.u.]
	K_P	Constante asociada al control de potencia transferida	0.0001	0.62	[p.u.]
	P_{base}	Potencia base	300.05	300.05	[MW]

ANEXO II

Datos del Sistema Eléctrico de 14 barras IEEE.

a) Parámetros de los generadores.

Descripción	Parámetro	Unidad	Valor
Constante de inercia	H	[s]	5
Coefficiente de amortiguamiento	D	[p.u.]	0
Resistencia del estator	Ra	[p.u.]	0.003
Reactancia del estator	x _l	[p.u.]	0.15
Reactancias subtransitorias	x _d ''	[p.u.]	0.23
	x _q ''	[p.u.]	0.25
Reactancias transitorias	x _d '	[p.u.]	0.3
	x _q '	[p.u.]	0.65
Reactancias síncronas	x _d	[p.u.]	1.81
	x _q	[p.u.]	1.76
Constantes de tiempo subtransitorias	T _d ''	[s]	0.03
	T _q ''	[s]	0.07
Constantes de tiempo transitorias	T _d '	[s]	8
	T _q '	[s]	1

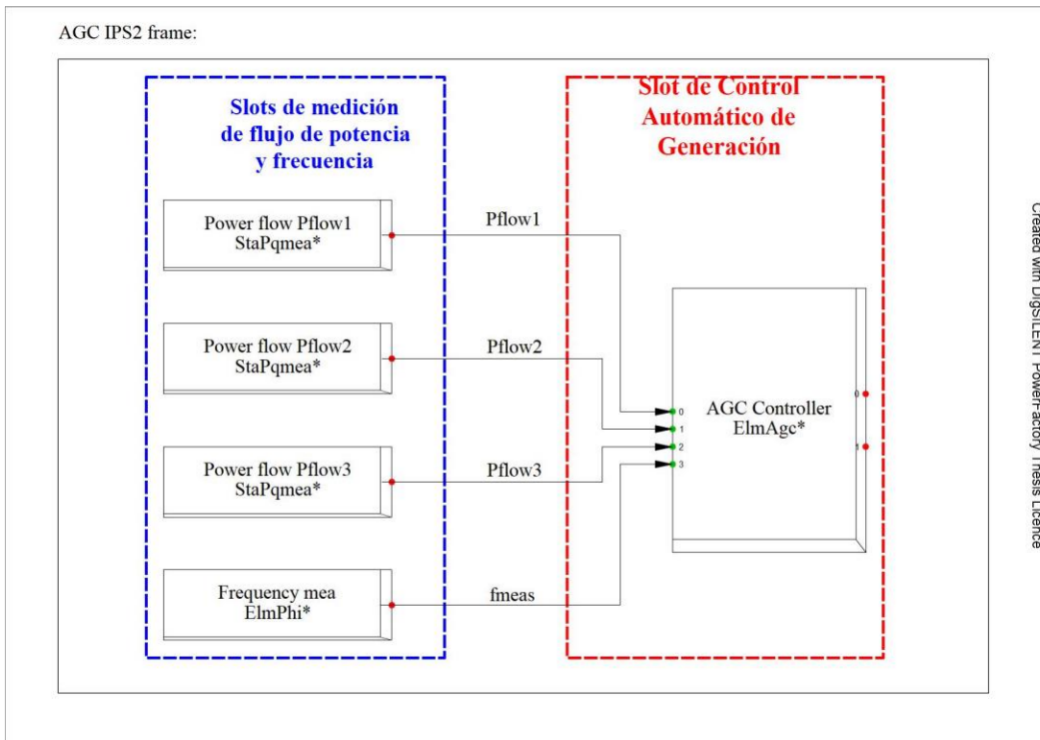
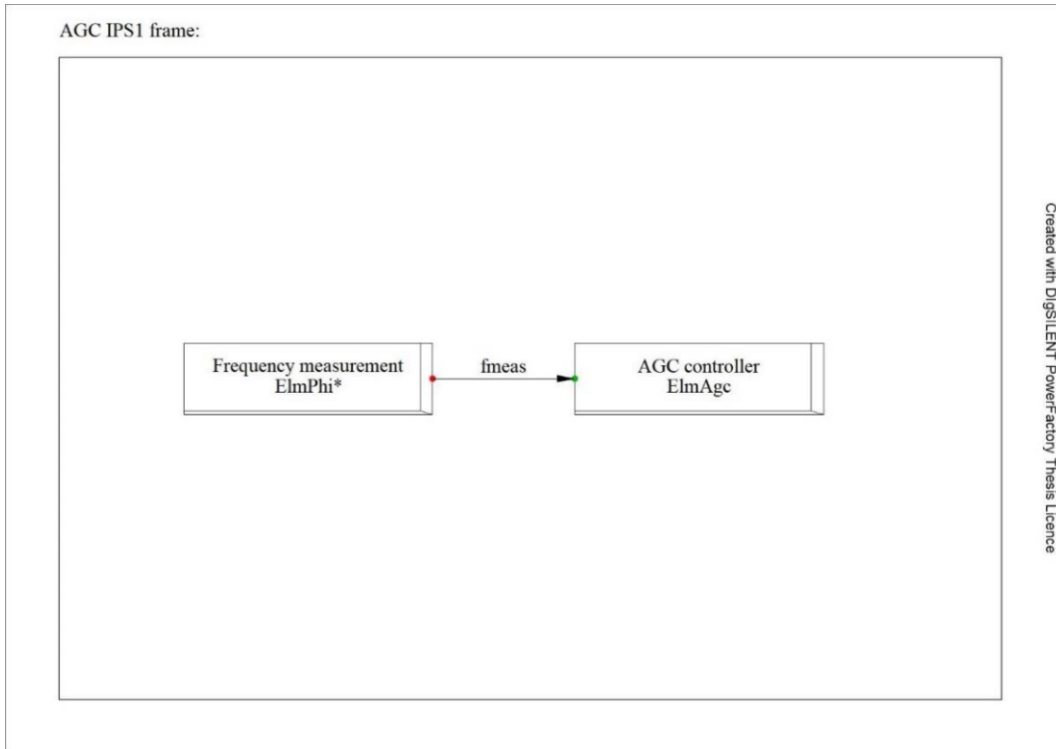
b) Parámetros del control AGC

Controlador AGC del área 1 (IPS1)			
Control de frecuencia			
Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
K_i	Ganancia integral	0.004	[p.u.]
f_{ref}	Set – point de frecuencia	1	[p.u.]
Controlador AGC del área 2 (IPS2)			
Control de potencia activa – frecuencia			
Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
K_i	Ganancia integral	0.06	[p.u.]
f_{ref}	Set – point de frecuencia	1	[p.u.]
K_{bias}	Bias de frecuencia	10	[p.u.]
P_{base}	Potencia base	1500	[MW]
P_{netref}	Set – point de potencia transferida	-90.254	[MW]
w_{21}	Factor de participación del generador 21	0.39	[p.u.]
w_{22}	Factor de participación del generador 22	0.21	[p.u.]
w_{31}	Factor de participación del generador 31	0.18	[p.u.]
w_{32}	Factor de participación del generador 32	0.22	[p.u.]

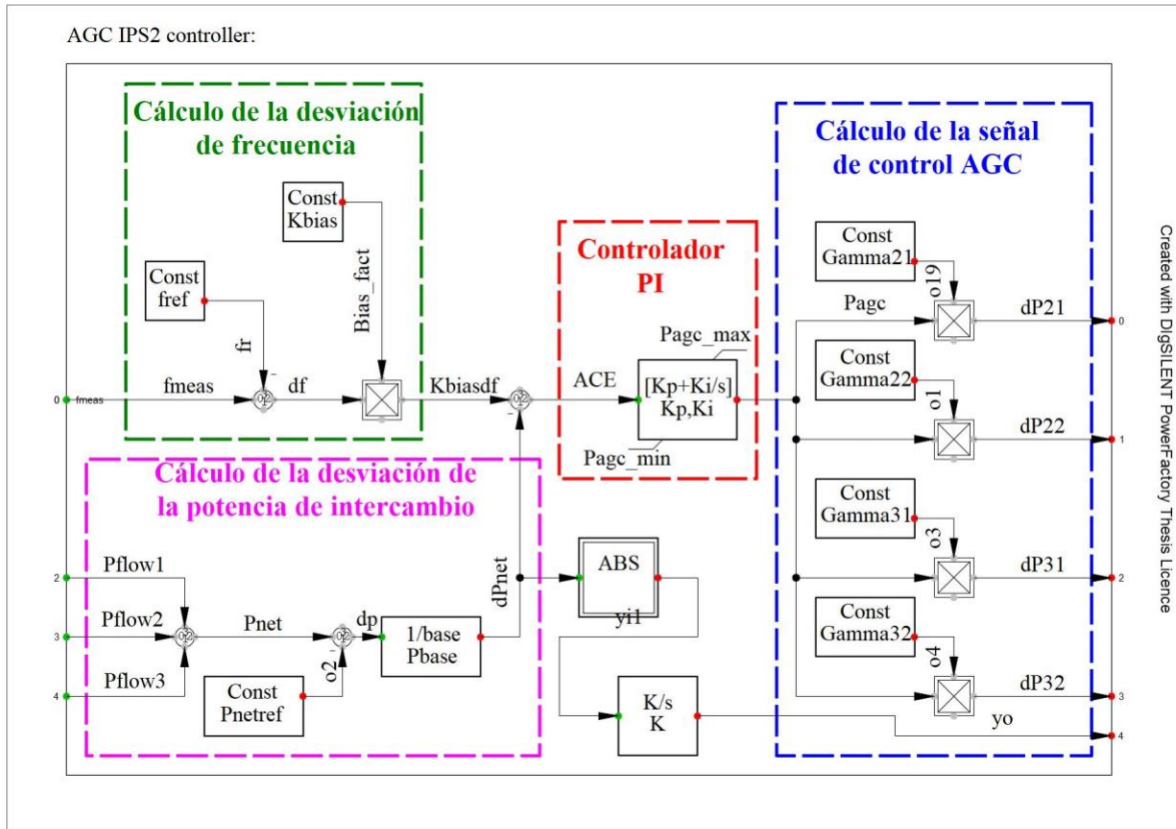
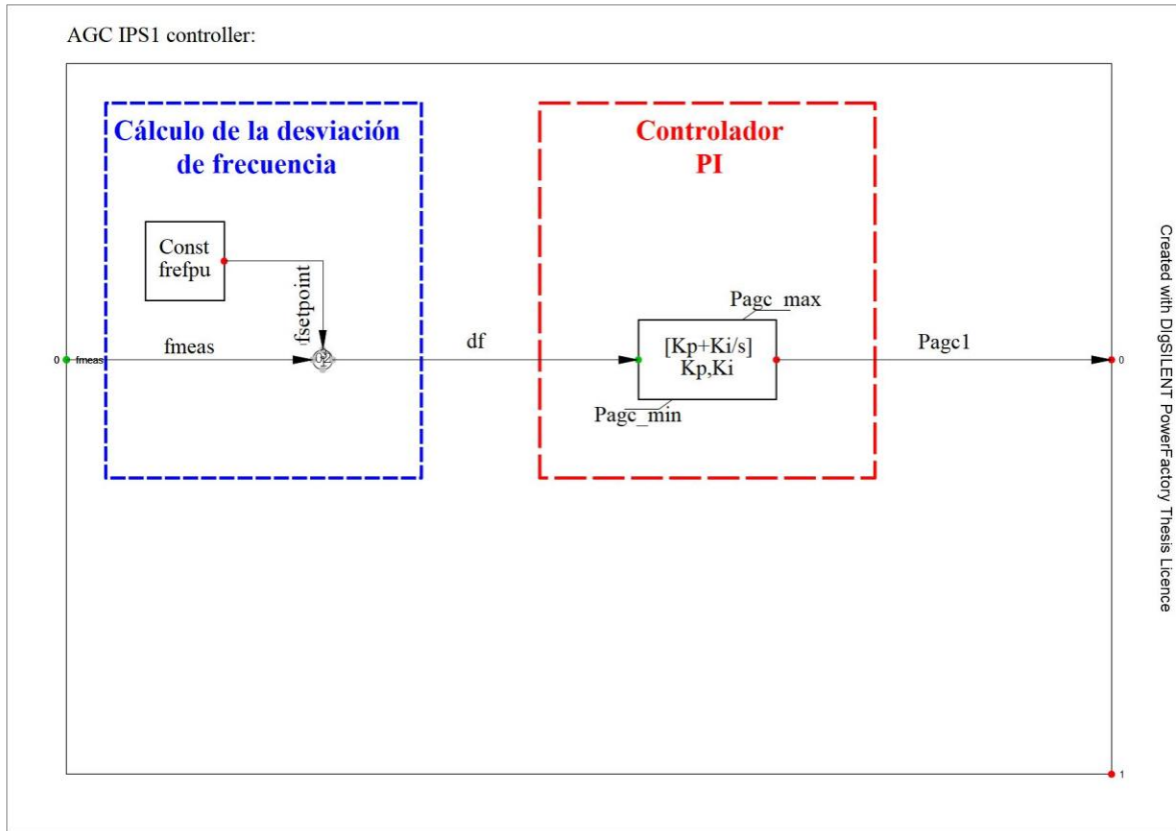
ANEXO III

Control AGC sobre el sistema de 14 barras IEEE

a) Frames de las áreas 1 y 2.



b) Controladores de las áreas 1 y 2.



ANEXO IV

Parámetros modificados de los gobernadores del sistema de 14 barras IEEE con control distribuido.

	Parámetro	Descripción	Área 1	Área2			Unidad	
			Gen 1	Gen 21	Gen 22	Gen 31		Gen 32
Parámetros originales del TGVO1	R	Estatismo gobernador - turbina	0.051	0.008	0.043	0.01	0.099	[p.u.]
	D_t	Coefficiente de pérdidas por fricción	0.254	0.49	0.366	0.093	0.047	[p.u.]
	T_1	Constante de tiempo del gobernador	0.085	0.566	0.688	0.187	0.304	[s]
	T_2	Constante de tiempo de adelanto de la turbina	3.684	0.756	0.413	1.351	1.697	[s]
	T_3	Constante de tiempo de retardo de la turbina	9.854	5.486	4.642	3.124	1.159	[s]
Parámetros añadidos al TGVO1	K_ω	Constante asociada al control de frecuencia	0.009	0.25	0.25	0.25	0.25	[p.u.]
	K_P	Constante asociada al control de potencia transferida	0.0001	0.71	0.51	0.86	0.55	[p.u.]
	P_{base}	Potencia base	300.05	300.05	300.05	300.05	300.05	[MW]