

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DESARROLLO DE UN CONTROL DISTRIBUIDO DE FRECUENCIA 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**

RUBÉN ESTEBAN ARAUZ BERMÚDEZ

ruben.arauz@epn.edu.ec

DIRECTOR: PhD. JACKELINE ABAD TORRES

jackeline.abad@epn.edu.ec

DMQ, octubre 2022

CERTIFICACIONES

Yo, Rubén Esteban Arauz Bermúdez 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.



Rubén Esteban Arauz Bermúdez

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Rubén Esteban Arauz Bermúdez, bajo mi supervisión.

PhD. JACKELINE ABAD TORRES
DIRECTORA

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el producto resultante 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.

Rubén Esteban Arauz Bermúdez

PhD. Jackeline Abad Torres

DEDICATORIA

A Jehová quien es mi Dios y mi guía.

A mis abuelos por siempre ser mi sustento y ejemplo de vida.

AGRADECIMIENTO

A Dios por ser quien guía mis pasos.

A mis abuelitos Rene y Amparo quienes siempre han creído en mí y velado por mi bienestar

A mi hermana Nathaly quien siempre ha sido una guía y un ejemplo para seguir.

A mis tíos Alex, Paola y Sharon quienes me criaron y siempre me brindan consejos.

A la Dra. Jackeline Abad que ha hecho que el trabajo de titulación sea lo más fácil y llevable, en especial por su paciencia y oportunos consejos.

A la Dra. Silvana del Pilar Gamboa Benítez, Dr. Patricio Cruz y Msc. Diego Javier Maldonado, quienes siempre estuvieron prestos a ayudarme y me guiaron durante el trabajo.

A la Politécnica Nacional que llegó ser mucho más que mi segundo hogar ya que pasaba ahí más tiempo ahí que en mi casa.

A todos los profesores, compañeros y amigos que conocí en la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica quienes conocí desde las primeras clases de Tecnología Eléctrica hasta la última de manera virtual de Control Moderno. Quienes de alguna u otra forma me han ayudado a progresar.

1. Contenido

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo General	2
1.2 Objetivos Específicos.....	2
1.3 Alcance	2
1.4 Marco Teórico	4
1.4.1 Problemática del Sistema Eléctrico de Potencia.....	4
1.4.2 Equilibrio de Potencia Activa en el Sistema Eléctrico de Potencia.....	4
1.4.2 Equilibrio Demanda-Carga.....	5
1.4.2 Elementos del Control de Frecuencia-Potencia Activa.....	5
1.4.3 Control de Frecuencia-Potencia Activa.....	6
1.4.6 Normativa del Control de Frecuencia-Potencia Activa.....	7
1.4.7 AGC	9
1.4.8 Control Distribuido de Frecuencia-Potencia Activa.....	12
1.4.9 Control PID.....	13
1.4.10 Índices de Desempeño de controladores.....	14
2. METODOLOGÍA.....	15
2.1. Modelamiento del Sistema de Potencia	15
2.1.1 Control Primario	17
2.1.2 Control Secundario	19
2.1.3 Ángulo.....	20
2.2. Sistemas Interconectados.....	20
2.3. Desagregación del Sistema Eléctrico.....	22
2.3.1. Consenso de Primer Orden	24
2.4. Control Propuesto	24
2.4.2. Control de Frecuencia.....	27
2.4.3. Control de Frecuencia y Potencia Activa	29
2.3.4 Control de Frecuencia y Potencia Activa en sistemas Interconectados.....	31

3. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	34
3.1 Resultados	34
3.1.1 Validación del Modelo.....	34
3.1.2 Sistema de Dos Barras.....	36
3.1.3 Sistema IEEE 14 Bus Bar.	38
3.1.3.1 Implementación AGC.	38
3.1.3.2 Implementación Control Distribuido.....	38
3.1.3.3 Prueba de Cambios de Carga.	39
3.1.3.4 Prueba de Cambio de Valor de Potencia de Transferencia entre Áreas.....	46
3.2 Conclusiones.....	49
3.3 Recomendaciones.....	49
4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	51
ANEXOS	53

RESUMEN

En este trabajo se presenta una propuesta de control distribuido de frecuencia para Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) interconectados. Para ello, se modela una unidad de generación a partir de sus elementos más característicos; posteriormente se modela la interconexión entre dos unidades, de manera que se aprovecha la naturaleza de interconexión de los SEP. Usando medidas de desvíos flujos de potencia local, desvíos de frecuencia local y una acción de control local ha sido posible proponer e implementar en simulación un control descentralizado. Este control logra restablecer al sistema a sus puntos de operación sin la necesidad de un despacho central, cumpliendo el objetivo principal de los SEP que es satisfacer las necesidades de las cargas.

El control distribuido propuesto está enmarcado dentro la regulación de frecuencia primaria y secundaria. El controlador distribuido de frecuencia es sometido a pruebas de cambios de carga y demanda, escenarios comunes que enfrentan los SEP en su funcionamiento; además el control clásico centralizado AGC (Automatic Generation Control) se utiliza como referencia en la validación de las respuestas obtenidas. De las pruebas realizadas se toman los indicadores de rendimiento: ISE y TVU, para realizar una comparación cuantitativa de los controladores. Las respuestas obtenidas con el controlador distribuido propuesto cumplen el objetivo de restablecer al punto de consigna de la frecuencia y tiene comportamientos semejantes al AGC. Adicionalmente, se utiliza el sistema IEEE 14 Bus Bar usando el software DigSILENT PowerFactory, para la realización de las pruebas.

PALABRAS CLAVE: SEP, Control Descentralizado, AGC, PowerFactory

ABSTRACT

This work proposes, a distributed frequency control for interconnected Electrical Power Systems (EPS). As a starting point, we model generation unit based on its most characteristic elements and the interconnection between two units is modeled, taking advantage of the interconnection nature of the EPS. Using measures of local power flux deviations, local frequency deviations and a local control action it has been possible to propose and implement a decentralized control in simulation. This control manages to restore the system to its operating points without the need for a central dispatch, fulfilling the main objective of the EPS, which is to satisfy the needs of the loads.

The proposed distributed control is framed within the primary and secondary frequency regulation. The distributed frequency controller is subjected to load and demand change tests, common scenarios faced by SEPs in their operation; In addition, the classic centralized control AGC (Automatic Generation Control) is used as a reference to validate the responses. From the test's scenarios, the performance indicators ISE and TVU, are used to make a quantitative comparison of the controllers. The responses obtained with the proposed distributed controller meet the objective of resetting the frequency set point and have similar behaviors to AGC. Additionally, the IEEE 14 Bus Bar system, simulated in DigSILENT PowerFactory, is used to carry out the tests.

KEYWORDS: SEP, Decentralized Control, AGC, Power Factory

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los sistemas eléctricos de potencia tienen sus componentes dinámicos distribuidos a lo largo de amplias áreas geográficas, justificado principalmente en la integración de generación distribuida. Bajo este nuevo paradigma, los esquemas de control centralizado ya no se muestran tan apropiados para las nuevas características del sistema eléctrico, creando la necesidad de nuevas alternativas de control también distribuidas [1]. En el presente proyecto, se busca aportar en la propuesta de un control de frecuencia para el sistema eléctrico de potencia en forma descentralizada, reduciendo los problemas y las limitaciones presentadas en el control centralizado mediante la utilización de controles distribuidos. El control propuesto, además se diseñará buscando establecer un nivel de desacoplamiento con respecto al control de potencia activa.

En este trabajo, se parte del modelo matemático que define la dinámica de un sistema multigeneración para el problema potencia activa-frecuencia, y a partir de este modelo, haciendo uso de la teoría de sistema interconectados, se establecerán los controladores distribuidos de frecuencia. Como se ha mencionado, los controles desarrollados tienen como objetivo lograr un nivel de desacoplamiento con respecto al control de potencia transferida, siendo importante señalar que en el control clásico AGC (Control Automático de Generación), el control de potencia y el de frecuencia son uno solo, siendo una de las causas que dificultan su implantación distribuida. La implementación de este nuevo esquema de control facilitará la descentralización del esquema tradicional centralizado AGC, con lo cual se espera obtener una respuesta de frecuencia similar, con la diferencia que se elimina la problemática que conlleva la utilización del control centralizado.

La factibilidad de distribuir y descentralizar el control de frecuencia se muestra plenamente factible, dado que el sistema eléctrico tiene las características de un sistema interconectado, tipo de sistema en los que las técnicas de control distribuido se muestran como alternativas más apropiadas [2]. A esto se suma que en el sistema eléctrico existe el consenso entre las velocidades de los generadores, justificando en que la potencia transferida a través de la línea de transmisión que conectan dos diferentes áreas de generación actúa como variable de interconexión y que puede ser aprovechada como mecanismo de controladores distribuidos [3].

En consecuencia, el desarrollo de este proyecto proporcionará una alternativa válida para controlar la frecuencia de un sistema eléctrico de potencia de forma descentralizada, la cual será validada mediante herramientas de simulación. Como resultado de lo planteado,

el sistema alcanzará un comportamiento similar al alcanzado con el control AGC, pero con la ventaja de que el control descentralizado divide la capacidad de procesamiento en varias áreas, sin la necesidad de una estructura de comunicación compleja ni un sistema de procesamiento centralizado de grandes capacidades [4], además que un controlador local y cercano al sistema a controlar reducirá los tiempos de respuesta frente a desviaciones de frecuencia.

1.1 Objetivo General

Desarrollar un control distribuido de frecuencia para un sistema eléctrico desde la perspectiva de sistemas interconectados.

1.2 Objetivos Específicos

- Estudiar las características e implementación actual del control de frecuencia en el sistema eléctrico, así como su factibilidad de descentralización.
- Establecer el modelo del sistema eléctrico de potencia para el análisis de problema de desviación de frecuencia que se ajuste a las características de un sistema interconectado.
- Implementar una ley de acoplamiento entre las velocidades de los generadores de diferentes áreas de control de un sistema eléctrico de potencia.
- Implementar un esquema de control distribuido de la desviación de frecuencia, en el que la sincronización de los controladores distribuidos se logre a través de una ley de acoplamiento.
- Validar el funcionamiento del control de frecuencia en un sistema eléctrico interconectado, simulado.

1.3 Alcance

- Se partió de la revisión de bibliografía correspondiente al modelamiento de sistemas interconectados, control de frecuencia en el sistema eléctrico de potencia y la factibilidad de distribución entre múltiples controladores, y las normativas que rigen sobre el control de frecuencia, esto fue con el fin de modelar adecuadamente un sistema base de dos generadores en paralelo y evidenciar la factibilidad de aplicación de los controladores.
- Se estudió el funcionamiento del (AGC) control clásico de frecuencia en sistemas de eléctricos de potencia, se determinaron cuáles son las respuestas esperadas y

aceptadas en este tipo de sistemas y los requerimientos que deben cumplir la respuesta de frecuencia en sistemas eléctricos interconectados.

- Se modeló el sistema eléctrico como un sistema interconectado, se usó como base un sistema de dos generadores, para analizar las características de un sistema de generación y el comportamiento del conjunto de estos al estar interconectados dentro de un mismo sistema eléctrico de potencia, e identificar las variables con mayor influencia sobre la frecuencia, para ser consideradas durante la implementación del control distribuido propuesto.
- Se implementó una ley de acoplamiento para sincronización de controladores distribuidos de frecuencia en sistemas de energía, con el fin de diseñar controladores distribuidos a ubicarse en los sistemas de generación.
- Se validó el modelo obtenido del sistema interconectado en Matlab para sintonizar controladores en un ambiente conocido, y una vez obtenidas respuestas dentro de las normativas que rigen sobre este sistema de potencia interconectado se pasaron al software Power Factory DigSILENT. Se opta por el software Power Factory DigSILENT ya que en este se puede simular de manera fidedigna un sistema eléctrico interconectado real. Cabe recalcar que en este estudio no se modificó ninguna de las características de los bloques de funciones ajenos al governor. En este estudio se considerará que la regulación de voltajes existe y son voltajes constantes.
- Se implementó en DigSILENT los controladores sintonizados, así como el control AGC clásico. Para ello se utilizó el sistema de prueba IEEE 14 Bus en él se realizó pruebas de cambios pequeños de carga y de demanda para evaluar el desempeño de los controladores diseñados y compararlos con el control AGC, en las pruebas no se consideraron fallas.
- Se realizó un análisis comparativo entre la respuesta de frecuencia lograda con el controlador propuesto y la respuesta obtenida con el control del AGC. Se tomaron los índices de desempeño más relevantes para la comparación de controles los cuales fueron: tiempo de establecimiento, máximo sobre pico e ISE, esto con el fin de evidenciar las diferencias entre un control distribuido y centralizado, las pruebas.

1.4 Marco Teórico

1.4.1 Problemática del Sistema Eléctrico de Potencia.

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP), son de naturaleza no lineal, sus funciones involucran: la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. En su funcionamiento normal se ven expuestos a perturbaciones, debido a cambios: de carga, demanda, conexiones, desconexiones y demás [5]. La finalidad de los SEP es satisfacer las demandas de las cargas, por ello deben mantener una operación correcta tanto en potencia como en frecuencia; los cambios en potencia activa afectan principalmente a la frecuencia. El que la frecuencia se encuentre desviada del valor nominal es un problema, ya que puede llevar a daños y desperfectos de las máquinas y sistemas conectados a la red. En este proyecto se plantea una solución al desvío de frecuencia ya que una señal desviada es dañina tanto para los generadores como para las máquinas conectadas a la red eléctrica, el control típico que se encarga de corregir el problema se conoce comúnmente como LFC por sus siglas en inglés (Load Frequency Control). Actualmente el control LFC llama más la atención debido al incremento de la demanda eléctrica, así como el incremento de iniciativas de generación privada que deben conectarse a la red.[6]

Un control LFC se considera efectivo si puede ser capaz de mantener el error de frecuencia en valores cercanos a cero y responder dentro de los tiempos de la normativa de ENTSO-E (European Network of transmission System Operators for Electricity).[7]

1.4.2 Equilibrio de Potencia Activa en el Sistema Eléctrico de Potencia.

Un SEP se encuentra en equilibrio en su potencia activa si se cumple que:

$$\sum P_G = \sum P_L + \sum \Delta P \quad \text{Ec. 1.1}$$

Donde:

- P_G : Potencia Neta Generada.
- P_L : Potencia Neta Consumida
- ΔP : Pérdidas totales de Potencia Activa.

Si se pierde este equilibrio, se tiene dos escenarios:

- **Potencia Generada sea Mayor:** Ocurre cuando una línea de carga se desconecta arbitrariamente o por falla. En este escenario la frecuencia aumenta y debe ser retornada a su valor consigna.
- **Potencia Generada sea Menor:** Sucede cuando un generador falla, existe una conexión de carga excesiva o una sobredemanda. Cuando sucede esto la frecuencia empieza a decrecer; la acción de control común involucra que entren en acción los reguladores de velocidad, pero con esto, la frecuencia queda desviada por lo que requiere de regulación adicional. [9][10]

1.4.2 Equilibrio Demanda-Carga.

La importancia de mantener un valor de frecuencia en un valor estándar (60 Hz), radica en que, en régimen permanente el par acelerante es igual al par electromagnético descontando las pérdidas [10], con esto la frecuencia de giro de todos los generadores es la misma que la de la red eléctrica, a esto se le denomina *sincronismo*. Si ocurre un aumento de carga inusual, aumenta el par electromagnético esto conlleva que se rompa la igualdad entre el par electromagnético y el par acelerante, cuando sucede esto los generadores empiezan a frenarse y la frecuencia se desvía progresivamente. Cuando se detecta una variación de frecuencia se puede conocer que existe un desbalance de manera indirecta, por ello la importancia de un control que conserve la relación entre demanda y carga.

Una señal eléctrica desviada de su frecuencia es nociva para la red ya que provoca mal funcionamiento de máquinas. Típicamente este control es centralizado, pero se ha demostrado que se puede implementar de manera distribuida y obtener resultados similares. [11]

1.4.2 Elementos del Control de Frecuencia-Potencia Activa.

En los SEP, los elementos que afectan a la potencia activa pueden ser: cargas, transformadores, cables de transmisión, generadores entre otros. El estudio al centrarse en los elementos que permiten regular la frecuencia-potencia activa, solo se toman en cuenta a los generadores, como el que se presenta (figura 1.1).

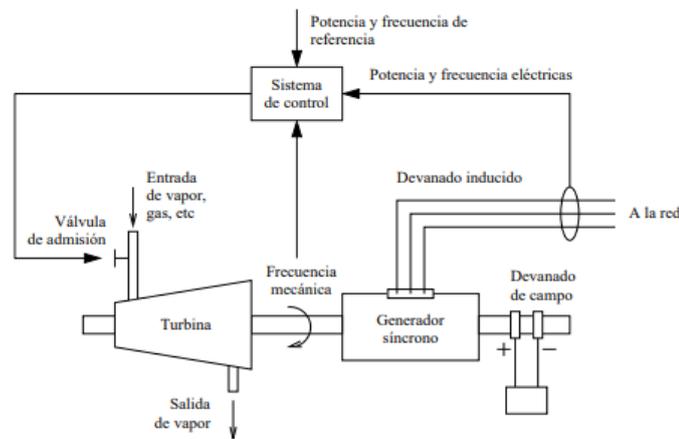


Figura 1.1. Generador Síncrono con sus elementos principales de control de Frecuencia-Potencia Activa.[10]

En la figura 1.1 se aprecia el esquema de control más tradicional en el cual se involucra a:

- **Entradas:** Estas son las referencias de potencia activa y frecuencia eléctrica, potencia activa y frecuencia eléctrica medidas.
- **Sistema de Control o Governor:** El dispositivo de control, al cual ingresan los valores de referencia y de medida de potencia activa y frecuencia eléctrica. En él se realizan operaciones matemáticas para determinar la señal de control que se ejerce sobre la válvula.
- **Válvula:** mediante este elemento se regula el paso de combustible primario (vapor, gas o agua). Para modificar la frecuencia de giro de la turbina. Se lo conoce como el elemento final de control.
- **Turbina:** Elemento mecánico que aprovecha el par acelerante, para modificar la frecuencia mecánica.[10]

1.4.3 Control de Frecuencia-Potencia Activa.

El sistema de control de la figura 1.1. suele constar de dos mecanismos de control que se encargan de mantener a la frecuencia y a la tensión en valores establecidos. Estos controles son: El control potencia-frecuencia LFC (Load Frequency Controller) y el control de tensión AVR (Automatic Voltage Regulator). Los cambios en potencia activa afectan principalmente a la velocidad angular del generador lo que repercute en la frecuencia

generada. Por otra parte, los cambios en la potencia reactiva afectan al voltaje generado. [6][9]

El control LFC censa la frecuencia generada y la compara con su consigna, para corregir el error actúa sobre el elemento final de control. El elemento final de control más común suele ser una válvula, esta válvula regula el flujo de combustible. Mediante la apertura o cierre de la válvula se modifica la frecuencia de giro de la turbina y con esto se regula la frecuencia del sistema. El control AVR se encarga de corregir el error de tensión, actuando sobre el sistema de excitación del generador (figura 1.2).

Los dos controladores (LFC Y AVR) se pueden estudiar por separado ya que los tiempos de respuesta del sistema de excitación (constantes del sistema) son notablemente más pequeñas que la respuesta de la fuerza motriz.

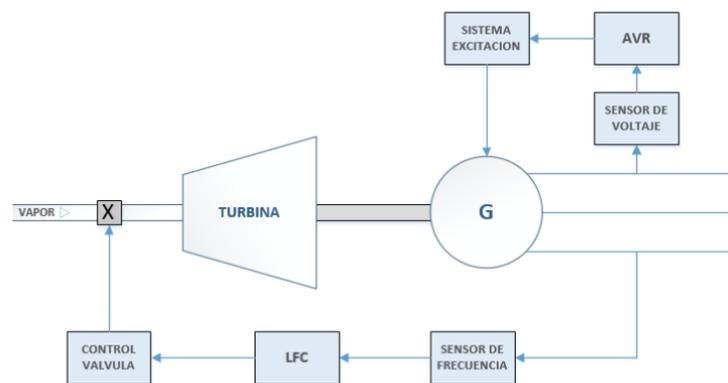


Figura 1.2. Control LFC y AVR convencionales en un generador síncrono.[6]

Las funciones del control LFC son:

- Mantener el equilibrio entre demanda-carga.
- Conservar la frecuencia en su valor de referencia.
- Conseguir el intercambio acordado de potencia activa entre áreas. [6]

1.4.6 Normativa del Control de Frecuencia-Potencia Activa

Como se ha descrito el control de frecuencia-potencia activa es vital para un correcto funcionamiento de las SEP, una de las normativas aceptadas y empleadas es propuesta por la ENTSO-E, quienes en su publicación UCTE OH-Política 1 (P1) [7] y descrito a profundidad en su apéndice (A1) [8], estipulan: los pasos, los intervalos de tiempo y

Control), de tipo central. Este control debe ser más lento que el control primario y tiene un rango de acción de entre 30 segundos a 15 minutos de ocurrido un evento [13]

Control Terciario: Está destinado a restablecer las reservas del control secundario. Este control opera de forma centralizada y manual; su rango de acción es de 15 minutos hasta 1 hora luego del evento. En este estudio no se lo analizará. Ya que este control se encarga de repartir cargas en una red amplia para asegurar las reservas energéticas. [13]

Los controles primario y secundario deben seguir el comportamiento dinámico presentado en a la figura 1.4. Esta figura se conoce como envolvente de la trompeta, aquí se presentan los valores máximos y mínimos normados que podrían llegar a tomar la frecuencia cuando se encuentra regulada por los controles. Si la frecuencia se encuentra dentro de esta curva durante la aplicación del control primario y secundario se puede considerar a la implementación como exitosa De no seguir este comportamiento la frecuencia desviada puede llegar a ser perjudicial ya que no cumple las normativas y rangos de los fabricantes de las máquinas eléctricas. [14]

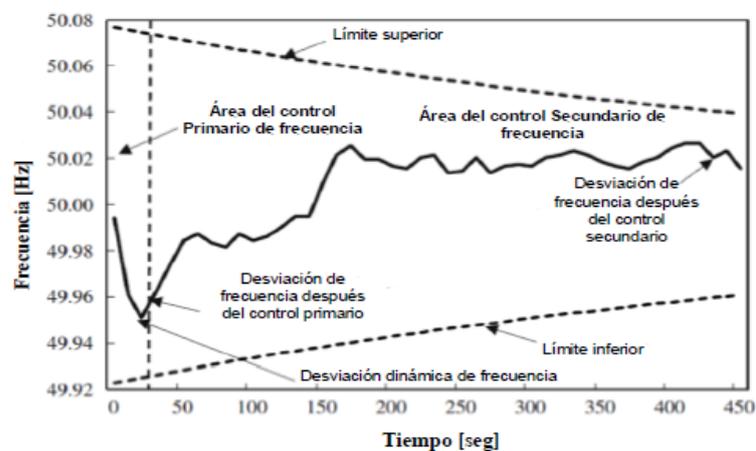


Figura 1.4. Envolvente de la trompeta de los controles: primario y secundario de Frecuencia. [14]

1.4.7 AGC

El control secundario centralizado suele ser comandado bajo un control denominado AGC (Automatic Generation Control). Este tipo de control es aplicado cuando existe más de un área de generación (figura 1.5).[15]

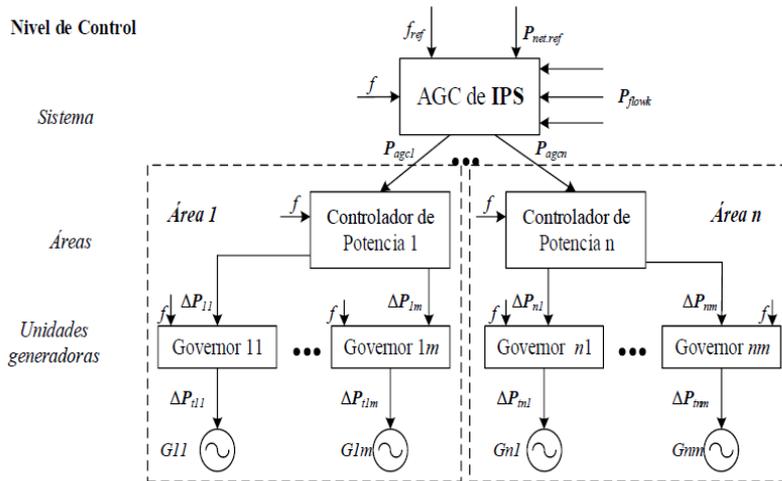


Figura 1.5. Estructura de Modelación Multimáquina del AGC.[15]

Los intercambios de potencia de las líneas corresponden a la ecuación 1.2

$$P_{neta} = \sum_{k=1}^n P_{flow_k}; k = 1 \dots n \quad \text{Ec. 1.2}$$

El desvío de potencia y frecuencia se define por las ecuaciones 1.3 y 1.4.

$$\Delta P_{neta} = P_{neta} - P_{neta_ref} \quad \text{Ec.1. 3}$$

$$\Delta f = f - f_{ref} \quad \text{Ec. 1.4}$$

f_{ref} y P_{neta_ref} son los valores de referencia de frecuencia y potencia neta transferencia. La señal de error que ingresa al control central *AGC*, se denomina *ACE* (Area Control Error), esta señal se calcula con la desviación de frecuencia y la desviación de potencia de intercambio neta. Estas señales se envían al centro de control donde, la desviación de frecuencia es multiplicada por un factor de frecuencia B , esta constante representa la constante denominada *Bias de frecuencia*, posteriormente se suma la señal de desviación del intercambio de potencia neta, de acuerdo con la ecuación 1.5.

$$ACE = -\Delta P_{neta} + B\Delta f \quad \text{Ec. 1.5}$$

A partir de la señal *ACE* se determinan los valores de potencia activa que será enviada a una de las unidades de generación para ser compensada, se determina el valor de potencia activa no programada (P_{agc}), como salida de un controlador PI (Proporcional-Integral) de acuerdo con la ecuación 1.6.

$$P_{agc} = K_p ACE + K_I \int_{t_1}^{t_2} ACE dt \quad \text{Ec. 1.6}$$

K_p es la ganancia proporcional y K_I es la ganancia integral del control.

La señal P_{agc} , se envía a los generadores de manera jerárquica, esto depende de su consigna de participación, la suma de las consignas de participación en el área debe ser igual a uno.[15]

$$P_{agci} = \gamma_i P_{agc}; \quad i = 1, 2, 3 \dots n \quad \text{Ec. 1.7}$$

$$P_{agc} = \sum_{i=1}^m P_{agci} \quad \text{Ec. 1.8}$$

$$\sum_{i=1}^m \gamma_i = 1 \quad \text{Ec. 1.9}$$

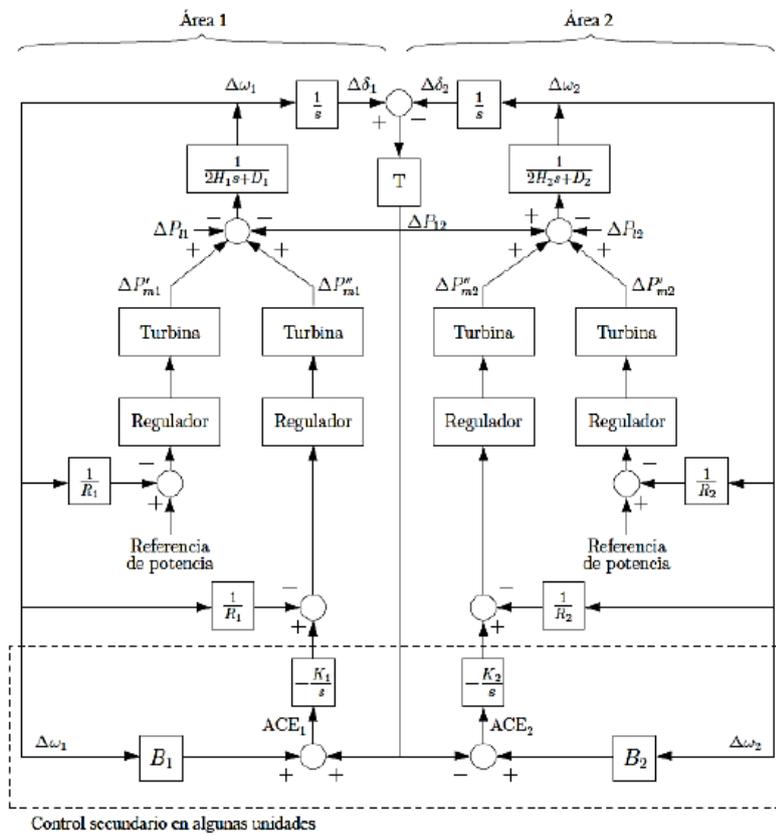


Figura 1.6. Representación clásica de AGC.[12]

1.4.8 Control Distribuido de Frecuencia-Potencia Activa

En la actualidad los SEP tienden más a la interconexión para brindar estabilidad a la red y suplir la demanda eléctrica creciente. Al mantenerse bajo el esquema de control central se genera un problema de operación ya que el control central debe encargarse de mantener la misma frecuencia y el mismo valor de intercambio de potencia acordada. Como solución a esto, cada vez es más común que se plantee y analice la factibilidad de implementación de control distribuido, manteniendo la robustez y dinamizando a los SEP. La lógica de control centralizada AGC, depende en su totalidad que su centro de control realice las acciones de: medida, control y envío de señales de control. El control centralizado requiere de una estructura de comunicación y control robusta que pueda ser capaz de procesar y enviar la información. De producirse un fallo en la comunicación, los generadores quedarían aislados y cada uno ejecutaría acciones de control descoordinadas. La lógica de control distribuido divide las tareas de medida y control en varias áreas, los controles se sintonizan mediante enlace, el cual no requiere de una gran infraestructura de comunicación [4]. Al separarse por zonas de control, se brinda cierta autonomía, pero a la vez se trabaja en conjunto en metas comunes como: control de frecuencia e intercambio de potencia. La mayor diferencia entre ambos tipos de control radica en la generación de la señal de control. En el control centralizado esta señal se genera en el despacho, mientras en el control distribuido se la genera de manera local.[16]

Al partir de la premisa que un SEP es un sistema interconectado y se encuentran subsistemas interactuando entre sí mediante relaciones de interconexión que surgen de las expresiones de flujo de potencia, se pueden implementar controles distribuidos gracias a leyes de acoplamiento y consenso. Con esto se logra implantar controles locales distribuidos de frecuencia.

Un control de frecuencia-potencia activa distribuido, facilita que la red continúe su tendencia a la interconexión ya que el control secundario pasa de central a distribuido.

Los controles locales deben contar con información local para poder ejecutar sus tareas, por ello se debe tomar las medidas de frecuencia y de potencia en sus terminales. Aunque los controles tengan cierta autonomía, estos deben mantener a las variables de interés común: la frecuencia y el intercambio potencia activa, en sus valores de consigna.

En este trabajo se explora la idea de implementar controles distribuidos, partiendo de su característica de interconexión. Los controles ejercen sus acciones de control sobre: la frecuencia y la potencia activa neta transferida. [3]

1.4.9 Control PID

En este trabajo los controladores implementados seguirán la arquitectura clásica de los compensadores clásicos PID, sus características más importantes se describen a continuación.

El PID clásico es utilizado en el 90% de plantas industriales y SEP, esto se debe a: fácil comprensión, implementación y robustez. Esto a pesar de que existan nuevas técnicas o algoritmos de control.[17]

Un controlador es el dispositivo o elemento al que ingresa la señal de error e , tras una serie de procesos matemáticos genera una señal de control u , y la envía a la planta $G(s)$.

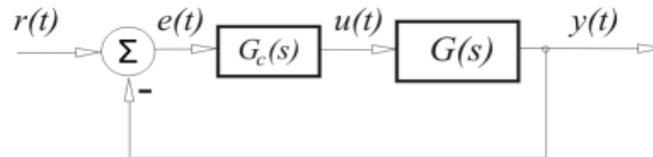


Figura 1.7. Representación general de lazo de control [17].

El control $G_c(s)$, suele ser alguna de las variantes de los controles PID, el nombre se debe a sus acciones: *Proporcional*, *Integral* y *Derivativo*. De las combinaciones de estas tres acciones nacen los controles PID: P, PI, I, PD y PID.

La función de transferencia clásica de un control PID es:

$$u(t) = K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(t) + K_p T_d \frac{de(t)}{dt} \quad \text{Ec. 1.10}$$

Y de manera abreviada:

$$u(t) = K_p \left[e(t) + \frac{1}{T_i} \int_0^t e(t) + T_d \frac{de(t)}{dt} \right] \quad \text{Ec. 1.11}$$

Donde:

- $e(t)$: señal de error.
- $u(t)$: señal de control.
- K_p : Constante Proporcional

Para que un controlador se considere bien sintonizado, debe cumplir que ante una entrada paso:

- Tener un máximo sobre pico del 20%.
- Un error en estado estacionario menor al 5%.[18]

1.4.10 Índices de Desempeño de controladores

Los índices de desempeño son medidas cuantitativas que sirven para realizar análisis cuantitativos del desempeño de los controladores, estos análisis sirven para elegir un controlador adecuado para el sistema en estudio.[19][20]

Un controlador se considera mejor que otro y apropiado para un sistema si los índices de desempeño tienden a ser mínimos (lo más común). En este trabajo se utilizarán los parámetros ISE y TVU.

ISE (Integral del error cuadrático), un lazo de control se considera óptimo si logra que este parámetro sea mínimo, la señal de error es el resultado de la operación aritmética entre la referencia y el valor medido; un valor bajo implica que el error en estado estable tiende a cero y no posee un gran sobre pico. [19][20]

Se define por la ecuación 1.12:

$$ISE = \sum_{k=0}^N e(k)^2 \quad \text{Ec. 1.12}$$

TVU (Integral de la variación total de control), este índice se basa en el esfuerzo de la señal de control para llevar a cabo su meta de corregir el error, esta señal es la que entra directamente al elemento final de control. De igual manera se busca que este parámetro se mínimo ya que esto implica, un esfuerzo menor en corregir el error. [19][20]

Se define por la ecuación 1.13:

$$TVU = \sum_{k=1}^N |u(k) - u(k - 1)| \quad \text{Ec. 1.13}$$

2. METODOLOGÍA

Se partirá de premisas y expresiones ya demostradas (deductivamente) para dejar de manera clara de donde se parte y llegar de manera clara a la implementación de los controladores distribuidos. La metodología propuesta para el presente trabajo se presenta como una alternativa adecuada para la implementación de controles distribuidos de frecuencia y potencia activa. Para ello se parte del modelo de un generador en el dominio de Laplace para así avanzar a la interconexión, de las ecuaciones más importantes se grafica su respectivo diagrama de bloques. Se implementará una ley de acoplamiento entre las velocidades de los generadores de diferentes áreas de control de un SEP. Se presenta también los análisis de estabilidad de los controladores propuestos.

2.1. Modelamiento del Sistema de Potencia

El sistema que se modela se representa (figura 1.2), partiendo de este sistema se presentan las funciones de transferencia más significativas para el estudio del control de potencia activa y frecuencia eléctrica.

Para representar la relación entre: Inercia del generador (H) potencia mecánica (P_m), potencia eléctrica (P_e), y desvío de velocidad (Δw), se usa la ecuación 2.1.[5][10]

$$\frac{d\Delta w}{dt} = \frac{1}{2H} [\Delta P_m - \Delta P_e] \quad \text{Ec.2.1}$$

La ecuación 2.1. se lleva al dominio de Laplace.

$$\Delta w = \frac{1}{2Hs} [\Delta P_m(s) - \Delta P_e(s)] \quad \text{Ec.2.2}$$

En diagrama de bloques, se tiene:

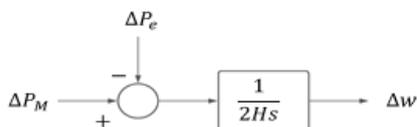


Figura 2.1. Modelo del Generador.[5]

Si se toma a la potencia y demanda que exigen las cargas de manera independiente, se tiene que [5]:

$$\Delta P_e(s) = [\Delta P_l(s) + D\Delta w(s)] \quad \text{Ec.2.3}$$

Donde:

- ΔP_l : Variación de potencia de carga.
- D : es la constante que relaciona la variación de frecuencia con el incremento de potencia.
- Δw : Variación de velocidad angular.

Se ingresa la ecuación 2.3 en 2.2, quedando como:

$$\Delta w(s) = \frac{1}{2Hs} [\Delta P_m(s) - \Delta P_l(s) - D\Delta w(s)] \quad \text{Ec.2.4}$$

Al despejar $\Delta w(s)$

$$\Delta w(s) = \frac{1}{2Hs + D} [\Delta P_m(s) - \Delta P_l(s)] \quad \text{Ec.2.5}$$

La figura 2.1. queda, como:

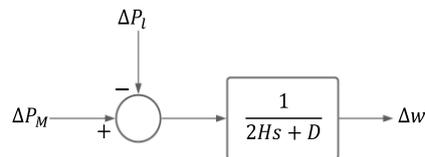


Figura 2.2. Función de transferencia que relaciona a la potencia y frecuencia tomando en cuenta la demanda de la carga.[5]

El siguiente bloque necesario, debido al aprovechamiento del par acelerante, que debe ser considerado es la turbina. Para este estudio, se considera una turbina de gas con respuesta de primer orden [10].

$$G_t(s) = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta P_v(s)} = \frac{1}{\tau_t s + 1} \quad \text{Ec.2.6}$$

Donde:

- ΔP_m : Cambio de potencia mecánica.
- ΔP_v : Cambio en la posición de la válvula.
- τ_t : Constante de tiempo de la turbina suele estar entre los 0.2-2(segundos).

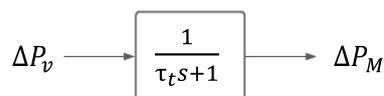


Figura 2.3. Representación de turbina de gas de primer orden.[5]

El último bloque que debe ser estudiado es la respuesta del gobernador, el gobernador sin ningún tipo de control, el gobernador es quien envía la señal de control a la válvula. El gobernador suele ser un amplificador hidráulico que añade un retraso al sistema. El retraso se lo puede expresar como [5]:

$$G_g(s) = \frac{\Delta P_v}{\Delta P_g} = \frac{1}{\tau_g s + 1} \quad \text{Ec.2.7}$$

Donde:

- ΔP_v : Cambio en la posición de la válvula.
- ΔP_g : Cambio en la señal del gobernador
- τ_g : Constante de tiempo del gobernador, suele estar alrededor de los 0.2(segundos).

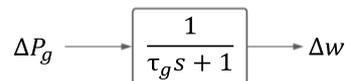


Figura 2.4. Representación del Gobernador.[5]

Al unir las gráficas 2.2,2.3 y 2.4 se tiene el sistema de un generador en lazo abierto, como se muestra en la siguiente figura:

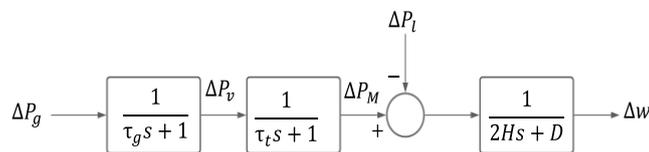


Figura 2.5. Representación del Sistema en Lazo abierto.[5]

2.1.1 Control Primario

Como se ha explicado en el capítulo anterior cuando la potencia cambia, se produce un desequilibrio. El encargado de resolver esta condición es la regulación principal, al entrar al estado permanente se lo puede describir como:

$$R = \frac{\Delta w}{\Delta P_m} \quad \text{Ec.2.8}$$

Esta señal de regulación debe ingresar al gobernador, ya que es el encargado de generar y amplificar la señal a la válvula.

$$\Delta P_g = \Delta P_{ref} - \frac{1}{R} \Delta w \quad \text{Ec.2.9}$$

- ΔP_g : Cambio en la señal del Generador.
- ΔP_{ref} : Cambio en la consigna de generación.
- R : Regulación Primaria.

A la figura 2.5, se añade la señal de regulación primaria.

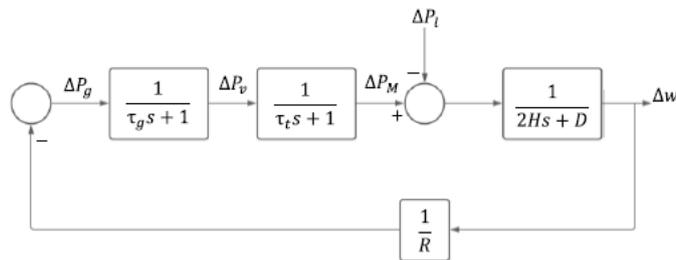


Figura 2.6. Central de generación unitaria con control primario de la frecuencia.[2]

Se analiza este primer lazo de control, su función de transferencia se presenta en la ecuación 2.10

$$\frac{\Delta w}{\Delta P_L} = \frac{-(1 + \tau_t s)(1 + \tau_g s)}{s^3(2H\tau_g\tau_t) + s^2(D\tau_g\tau_t + 2H(\tau_g + \tau_t)) + s(2H + D(\tau_g + \tau_t)) + D + 1/R} \quad \text{Ec.2.10}$$

El efecto del control primario de frecuencia es el de amortiguar la frecuencia, cuando se produzca un evento de carga, como se aprecia en la figura 2.7. Como se trató en el capítulo anterior el control primario de frecuencia no logra restablecer el desvío de frecuencia. Por ello se requiere de un control secundario de frecuencia que lleve al sistema al punto de operación.

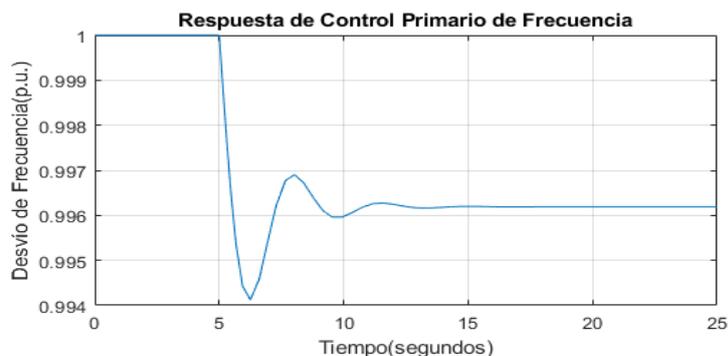


Figura 2.7. Respuesta de frecuencia en generador con control primario de frecuencia. [2]

La regulación primaria también es conocida como estatismo de la máquina, tiene una inercencia en la respuesta tanto transitoria como permanente. Si el estatismo es muy elevado la respuesta no tendrá mucha oscilación, pero tendrá un error en régimen permanente considerable, por otro lado, si el estatismo tiene a valores bajos el sistema presentará una elevada oscilación, pero un menor error en régimen permanente. La figura 2.8 muestra este fenómeno.

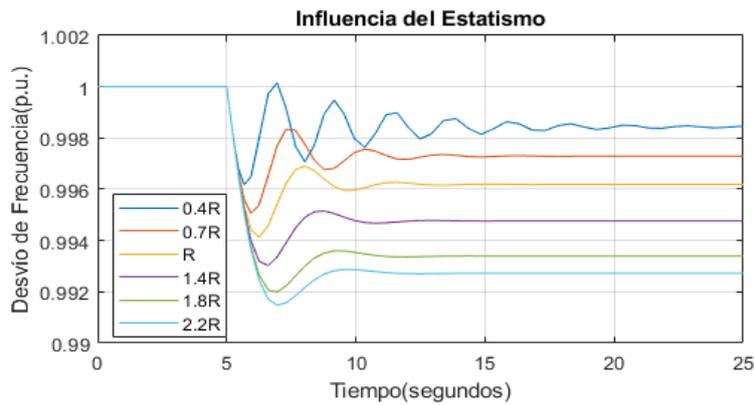


Figura 2.8. Influencia del Estatismo en las respuestas de un Generador [2]

El estatismo, se define como el porcentaje de variación de frecuencia que produce una variación del 100% de potencia mecánica, por normativa suele estar entre el 4% y el 5% [2]. La figura 2.6. en régimen permanente se representa, comúnmente en la literatura como:

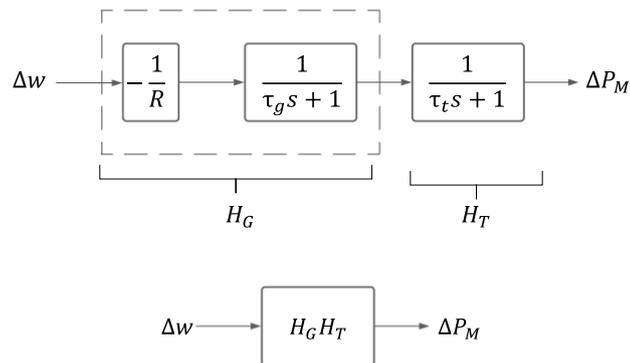


Figura 2.9. Dinámica del gobernador más turbina en régimen permanente.[2]

2.1.2 Control Secundario

La regulación primaria al no ser suficiente, para corregir el desvío de frecuencia se ve en la necesidad de un control secundario de frecuencia (figura 2.7)

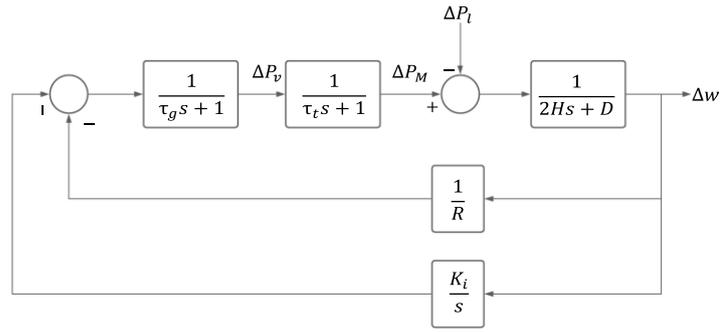


Figura 2.10. Control secundario de frecuencia en un solo generador [12]

Este controlador tiene como objetivo devolver a la frecuencia a su valor nominal. El control presentado en la figura 2.10, se conoce como control isócrono ya que es un control secundario de frecuencia aislado. Este controlador generalmente es un integrador.

2.1.3 Ángulo

La naturaleza del sistema eléctrico de potencia es ser interconectado, por lo que suele estar conectado a otro generador (paralelo) u carga.

Finalmente, el último elemento que debe ser analizado en un sistema independiente de generación antes de ser interconectado, es su desviación angular, partiendo que el ángulo es la derivada de la velocidad angular y w_0 la velocidad angular inicial [11]:

$$s\Delta\delta = w_0\Delta w \tag{Ec.2.11}$$

Introduciendo la ecuación 2.11 en la figura 2.6. Se tendría el sistema de un solo generador, antes de la interconexión. Como se muestra en la figura 2.11.

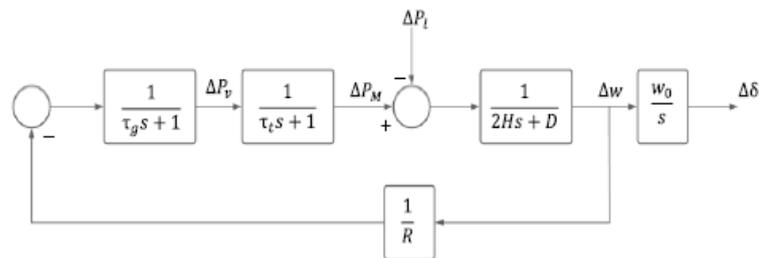


Figura 2.11. Sistema de un solo generador, con sus bloques principales [11]

2.2. Sistemas Interconectados

Un generador o área de generación se conecta, con otra por razones tales como: comercialización de energía y mejora de la estabilidad del sistema ya que, ante eventos no

previstos como cambios de carga, fallos en líneas o generadores se garantiza el suministro eléctrico [21]. En la figura 2.12 se representa la interconexión de dos generadores. Estos dos generadores desconocen información de su generador vecino. Por ello se debe definir un nuevo término conocido como par sincronizante:

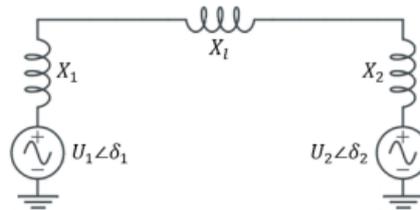


Figura 2.12. Acople de dos generadores.[3]

En condiciones normales y estables la potencia a través de la línea se expresa como:

$$P_{12} = \frac{|U_1||U_2|}{X_{12}} \sin(\Delta\delta_{12}) \quad \text{Ec.2.12}$$

Tomando en cuenta que:

- X_{12} : Sumatoria de Inductancias.
- δ_{12} : Diferencia angular entre áreas.

Si se linealiza la ecuación 2.12 para pequeñas diferencias de flujos, la expresión queda expresada por [13]:

$$\Delta P_{12} = T_s(\Delta\delta_{12}) \quad \text{Ec.2.13}$$

El termino T_s , se lo conoce como par sincronizante. Este término adquiere relevancia ya que su signo muestra el sentido del flujo y con ello los generadores pueden cooperar entre sí. Una vez linealizado el sistema se introduce este término a la figura 2.11 y se lo conecta con un generador semejante [22].

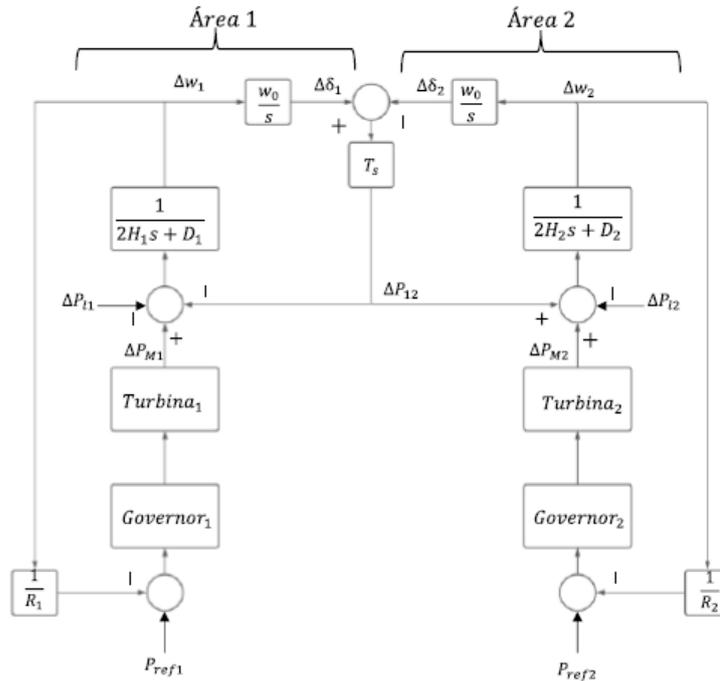


Figura 2.13. Modelo de dos generadores.[3]

Con el sistema ya puesto en interconexión la ecuación 2.5, debe ser rescrita para cada área de generación:

$$\Delta w_1(s) = \frac{1}{2H_1s + D_1} [\Delta P_{M1}(s) - \Delta P_{I1}(s) - T_{s12}\Delta\delta_1 + T_{s12}\Delta\delta_2] \quad \text{Ec.2.14}$$

$$\Delta w_2(s) = \frac{1}{2H_2s + D_2} [\Delta P_{M2}(s) - \Delta P_{I2}(s) + T_{s21}\Delta\delta_1 - T_{s21}\Delta\delta_2] \quad \text{Ec.2.15}$$

Siendo los términos T_{s12} y T_{s21} , el par sincronizante visto desde cada área de generación.

2.3. Desagregación del Sistema Eléctrico

Se considera al sistema presentado en la figura 2.12, como dos generadores i y j ($i \neq j$), interactuando en una línea de transmisión como se presenta en la figura 2.14

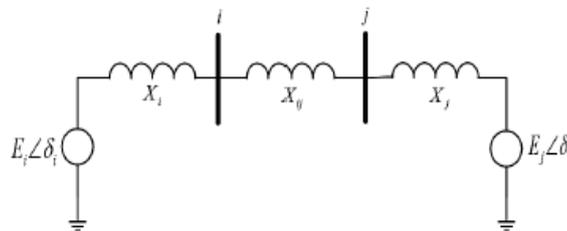


Figura 2.14. Transmisión de Potencia entre dos generadores [9]

Siendo:

- Voltajes en líneas: E_i y E_j
- Ángulo interno: δ_i y δ_j
- Reactancias de la línea: X_i, X_j y X_{ij}

Al tomar la ecuación 2.14 y aplicarla al generador i se tiene:

$$\Delta w_i = \frac{1}{2H_i s + D_i} (\Delta P_{m_i} - \Delta P_{L_i} - T_{sij}(\Delta \delta_i - \Delta \delta_j)) \quad \text{Ec.2.16}$$

En caso de no tener solo dos generadores conectados, sino un número n de generadores al generador i , mediante $n - i$ líneas de transmisión [9], se tendría:

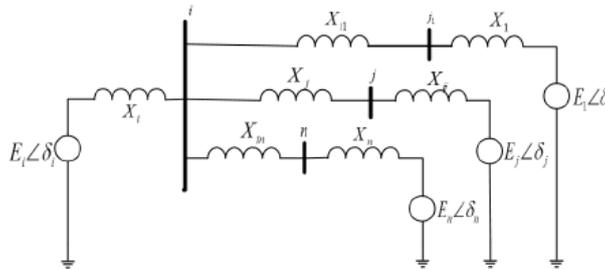


Figura 2.15. Interconexión entre n-generadores [9]

Con el sistema presentado en la figura 2.15, se puede expresar la ecuación 2.16,(para expresar la interconexión), como:

$$\Delta w_i = \frac{1}{2H_i s + D_i} (\Delta P_{m_i} - \Delta P_{L_i} - \sum_{j=1}^n T_{sij}(\Delta \delta_i - \Delta \delta_j)) \quad \text{Ec.2.17}$$

Como se observa en la ecuación 2.17 el desvío de velocidad depende únicamente de variables locales y de sus vecinos, por lo que la teoría de sistemas interconectados es aplicable. [23][24]. Al graficar la ecuación 2.17,(figura 2.16) se muestra que las variables que más afectan a la velocidad angular son: H_i y D_i , dentro de un área de generación más el torque sincronizante de las áreas vecinas

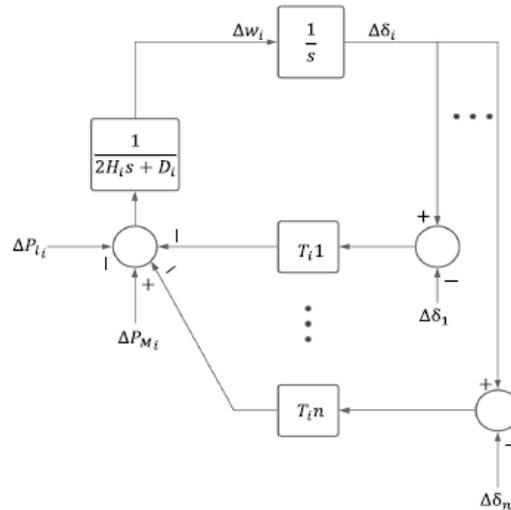


Figura 2.16. Sistema desagregado [23]

2.3.1. Consenso de Primer Orden

Para confirmar el consenso de primer orden se parte de la ecuación 2.17, y se considera un incremento de carga $\Delta P_{L_i} = \frac{p_i}{s}$, mientras que el desvío de potencia mecánica es contante e igual a cero $\Delta P_{M_i} = 0$ [23][24]. Entonces la ecuación queda como:

$$\Delta w_{ri} = -G_i p_i - G_i w_0 \sum_{j=1}^n \frac{T_{sij} w_0}{s} (\Delta w_i - \Delta w_j) \quad \text{Ec.2.18}$$

Donde la constante G_i , es igual:

$$G_i = \frac{1}{2H_i s + D_i}$$

Esta expresión ayuda a comprender como dos generadores interconectados llegan a la misma velocidad ante una perturbación, su demostración se puede encontrar en [23][24]. Esta respuesta simultanea se conoce como consenso de velocidad de primer orden.

$$\Delta w_1 = \Delta w_2 \dots = \Delta w_n \quad \text{Ec.2.19}$$

2.4. Control Propuesto

La figura 2.10 al ser representada en una unida de generación se tendría, que:

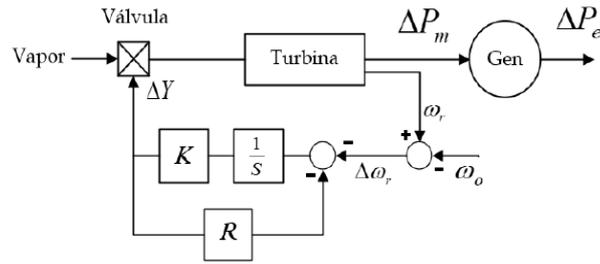
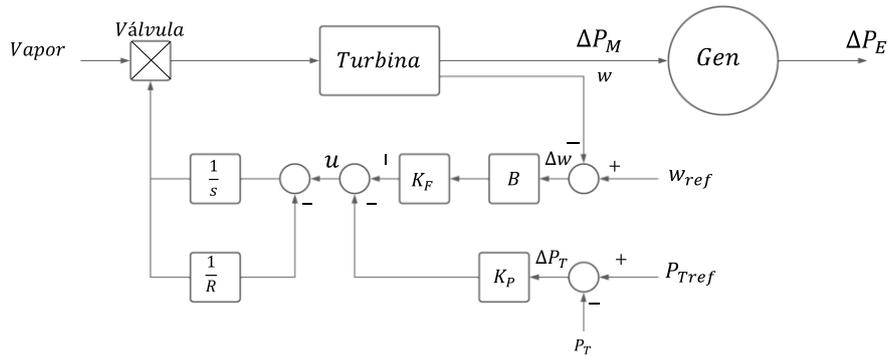


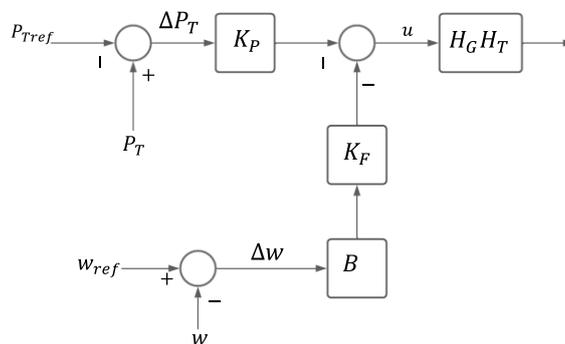
Figura 2.17. Sistema Generador con regulación primaria y secundaria [14]

Esta topología se ajusta a lo que se conoce como, control isócrono (previamente descrito), este control corresponde a una regulación secundaria, aislada y que se puede colocar de manera arbitraria en un generador.

De la figura 2.17, se toma la idea para la implementación de los controladores propuestos, esto se presenta en la figura 2.18(parte a), en un solo sistema de generación expresado en bloques se expresa, parte b.



a)



b)

Figura 2.18. Sistema Generador con los controles propuestos [23]

Los bloques que se aumentan corresponden a los controladores locales de potencia (K_P) y velocidad angular (K_F) y el BIAS (B). El BIAS, tiene como la función en un sistema interconectado que cada área de generación sea capaz de suplir sus propias variaciones, sus unidades son (MW/Hz). Representa la relación entre la regulación primaria y las variaciones de carga, se describe clásicamente como:

$$B = \frac{1}{R} + D \quad \text{Ec.2.20}$$

Las medidas de velocidad angular (w) y potencia transferida (P_T) son medidas locales que se toman a la salida de la turbina y de los flujos de potencia local respectivamente. Se realiza la resta con las consignas de velocidad (w_{ref}) y potencia transferida (P_{Tref}). Dando como resultado a Δw y ΔP_T . Estas desviaciones son corregidas por sus respectivos controladores, de la figura 2.18 se puede ver que:

$$u = -(K_F B \Delta w + K_P \Delta P_T) \quad \text{Ec.2.21}$$

$$\Delta P_m = u H_G H_T \quad \text{Ec.2.22}$$

Siendo la ecuación 2.22 la ley de control que se implementa como propuesta de control. Para la implementación del modelo analizado y estudiado, se modela el governor en el software especializado DigSILENT PowerFactory [25][28].

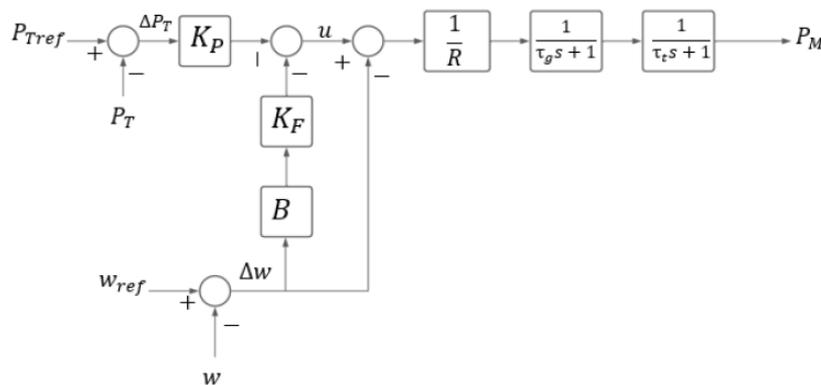


Figura 2.19. Modelo del governor implementado

Como se aprecia en la figura 2.19, el governor cuenta de: los controladores locales de frecuencia y potencia activa trasferida, la regulación primaria de frecuencia y su estatismo en régimen permanente. Para conocer la estabilidad de estos lazos de control se procede a introducir la dinámica de la turbina. Partiendo del criterio de estabilidad de lazo cerrado ($1 + GH = 0$), se analizarán los lazos de control.

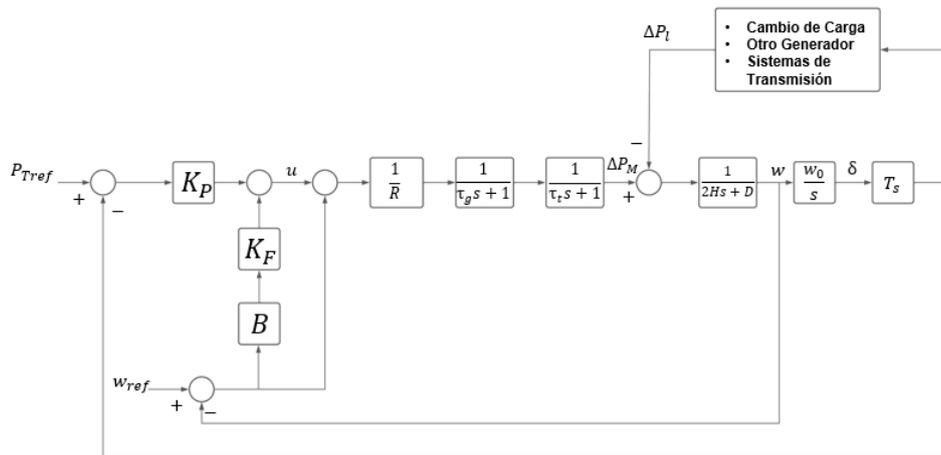


Figura 2.20. Modelo del governor implementado más la dinámica de la turbina.

En la figura 2.20 se puede ver que el lazo de frecuencia es el más interno por lo que se lo analiza primero.

2.4.2. Control de Frecuencia.

Se analiza el lazo interno, el lazo de frecuencia viene dado por:

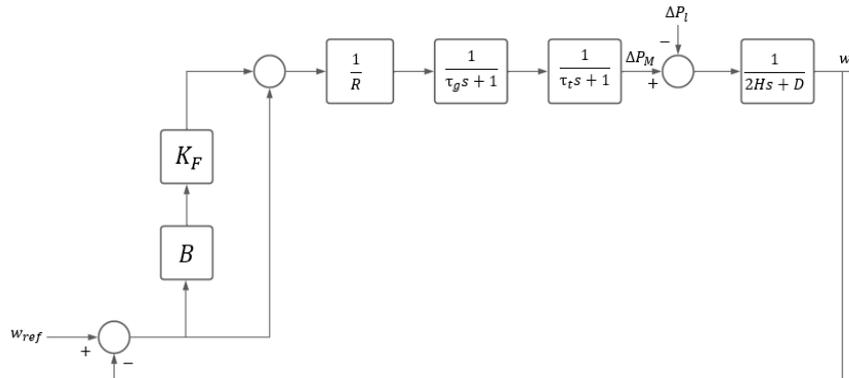


Figura 2.21. Lazo de Frecuencia implementado.

La función de transferencia es igual a:

$$\frac{w}{w_{ref}} = \frac{K_F B + 1}{V_1 s^3 + V_2 s^2 + V_3 s^2 + K_F B + DR + 1} \quad \text{Ec. 2.23}$$

$$V_1 = 2HR\tau_g\tau_t$$

$$V_2 = DR\tau_g\tau_t + 2HR(\tau_g + \tau_t)$$

$$V_3 = 2HR + DR(\tau_g + \tau_t)$$

Con el polinomio característico se realiza el análisis de Routh Hurwitz.

Tabla 2.1. Arreglo de Routh Hurwitz de frecuencia

s^3	$2HR\tau_g\tau_t$	$2HR + DR(\tau_g + \tau_t)$	0
s^2	$DR\tau_g\tau_t + 2HR(\tau_g + \tau_t)$	$K_FB + DR + 1$	0
s^1	C_1	0	0
s^0	$K_FB + DR + 1$	0	0

Para que se mantenga la estabilidad las raíces de la primera columna deben mantener su signo, con ellos se puede ver que: $2HR\tau_g\tau_t$ y $DR\tau_g\tau_t + 2HR(\tau_g + \tau_t)$ cumplen esta condición ya que son constantes positivas, por lo que se debe cumplir que: C_1 y $K_FB + DR + 1$ deben ser mayor que cero.

C_1 es igual a:

$$C_1 = \frac{[DR\tau_g\tau_t + 2HR(\tau_g + \tau_t)][2HR + DR(\tau_g + \tau_t)] - [2HR\tau_g\tau_t][K_FB + DR + 1]}{DR\tau_g\tau_t + 2HR(\tau_g + \tau_t)} \quad \text{Ec. 2.24}$$

De C_1 , se despeja la primera condición de estabilidad de K_F , evaluando a $C_1 > 0$, dando la siguiente expresión.

$$K_FB < \frac{4H^2R(\tau_g + \tau_t) + D^2R\tau_g\tau_t(\tau_g + \tau_t) + 2HDR(\tau_g + \tau_t)^2 - 2H\tau_g\tau_t}{2H\tau_g\tau_t} \quad \text{Ec. 2.25}$$

La última condición que se debe cumplir es:

$$K_FB + 1 + DR > 0 \quad \text{Ec.2.26}$$

Para que se cumpla la condición de estabilidad en la ecuación 2.26, $K_F > -1 - DR$, pero se restringe esta condición ya que un numero negativo haría inestable al lazo de control.

$$K_F > 0$$

Se intersecan las ecuaciones 2.25 y 2.26, para obtener el intervalo de estabilidad.

$$0 < K_F < \frac{4H^2R(\tau_g + \tau_t) + D^2R\tau_g\tau_t(\tau_g + \tau_t) + 2HDR(\tau_g + \tau_t)^2 - 2H\tau_g\tau_t}{2HB\tau_g\tau_t} \quad \text{Ec.2.27}$$

Se utilizan los valores de la Tabla 2.2, para evaluar los limites de estabilidad.

Tabla 2.2 Datos Generador [6]

R	t_g	t_t	H	D	S_b
(pu)	(s)	(s)	(s)	(pu)	(MVA)
0.05	0.2	0.5	10	5	1000

$$0 < K_F < 0.29075$$

Se introduce el valor superior a la planta (PowerFactory DigSILENT) y el resultado es:

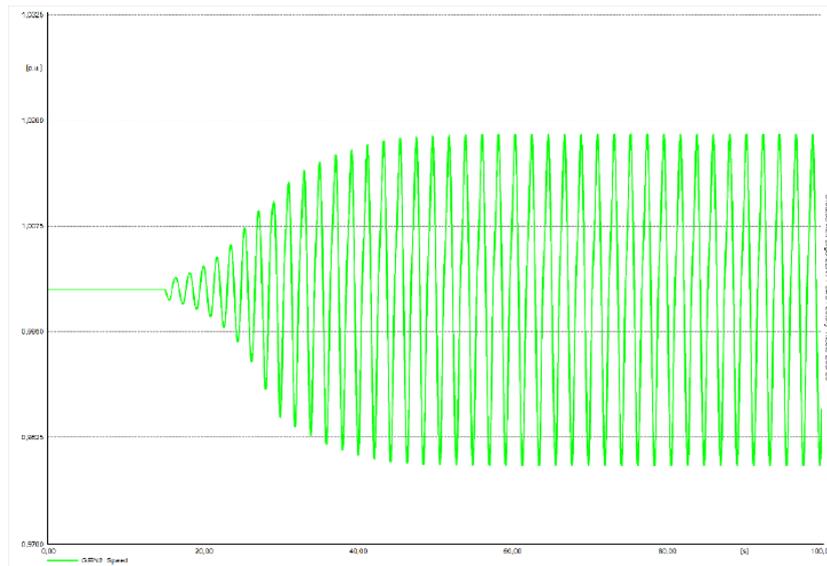


Figura 2.22. Respuesta en valor crítico.

Como se observan en la figura 2.22 la oscilación de la frecuencia se mantiene y es constante entrando a la inestabilidad. El intervalo de estabilidad se utiliza para variar la ganancia de control de frecuencia, se opta por un controlador integral. EL siguiente lazo analizado es el de la potencia activa transferida.

2.4.3. Control de Frecuencia y Potencia Activa

Se procede a analizar de manera conjunta a ambos lazos de control, figura 2.20. Se considera al lazo de frecuencia como un lazo interior, (análisis ya realizado); se considera que $w_0 = 0$; para analizar el lazo de potencia. Con esto la función de transferencia queda expresada como:

$$\frac{P_T}{P_{Tref}} = \frac{K_F B T_S K_P w_0 + T_S K_P w_0}{J_1 s^4 + J_2 s^3 + J_3 s^2 + J_4 s + K_F B T_S K_P w_0 + T_S K_P w_0} \quad \text{Ec. 2.28}$$

$$J_1 = 2HR\tau_g\tau_t$$

$$J_2 = DR\tau_g\tau_t + 2HR(\tau_g + \tau_t)$$

$$J_3 = 2HR + DR(\tau_g + \tau_t)$$

$$J_4 = K_F B + DR + 1$$

Tabla 2.3. Arreglo de Routh Hurwitz de frecuencia y Potencia Activa

s^4	J_1	J_3	$K_F B T_S K_P w_0 + T_S K_P w_0$
s^3	J_2	J_4	0
s^2	C_2	$K_F B T_S K_P w_0 + T_S K_P w_0$	0
s^1	C_3	0	0
s^0	$K_F B T_S K_P w_0 + T_S K_P w_0$	0	0

Se analiza la estabilidad de la primera columna del arreglo de Routh Hurwitz, se puede ver que las variables C_2 y C_3 son las que podrían cambiar el signo del arreglo.

C_2 :

$$\frac{[DR\tau_g\tau_t + 2HR(\tau_g + \tau_t)][2HR + DR(\tau_g + \tau_t)] - [2HR\tau_g\tau_t][K_F B + DR + 1]}{DR\tau_g\tau_t + 2HR(\tau_g + \tau_t)} > 0$$

Esta condición ya se analizó previamente en el lazo de frecuencia en la ecuación 2.25.

C_3 :

$$\frac{C_2[K_F B + DR + 1] - [DR\tau_g\tau_T + 2HR(\tau_g + \tau_T)][K_P T_S K_F B w_0]}{C_2}$$

Se analiza la condición de $C_3 > 0$, con esto se tiene:

$$K_P < \frac{C_2(K_F B + DR + 1)}{(K_F B T_S w_0 + T_S w_0)[DR\tau_g\tau_T + 2HR(\tau_g + \tau_T)]} \quad \text{Ec. 2.29}$$

En la ecuación 2.29, se ve claramente como las variables K_P y K_f están relacionadas. La siguiente condición es:

$$K_F B T_S K_P w_0 + T_S K_P w_0 > 0 \quad \text{Ec. 2.30}$$

La única forma que la ecuación 2.30, se cumpla es si $K_P > 0$, ya que el resto de las constantes son positivas. El límite de estabilidad de K_P , viene al intersecar las ecuaciones 2.29 y 2.30

$$0 < K_P < \frac{C_2(K_F B + DR + 1)}{(K_F B T_S w_0 + T_S w_0)[DR\tau_g\tau_T + 2HR(\tau_g + \tau_T)]} \quad \text{Ec. 2.31}$$

2.3.4 Control de Frecuencia y Potencia Activa en sistemas Interconectados

Se realiza el análisis en pequeña señal de dos generadores en paralelo, para hallar los intervalos de estabilidad al tener dos generadores o dos áreas de generación. La figura 2.23 es la modificación de la figura 2.13 añadiendo los controladores distribuidos. Se escogen como variables de estado: variación de velocidad del generador 1 (Δw_1), variación de velocidad del generador 2 (Δw_2), variación del ángulo 1 ($\Delta \delta_1$) y variación del ángulo 2 ($\Delta \delta_2$). H_{G1} y H_{G2} representan la dinámica del governor 1 y 2. H_{T1} y H_{T2} representan la dinámica de las turbinas 1 y 2 respectivamente.

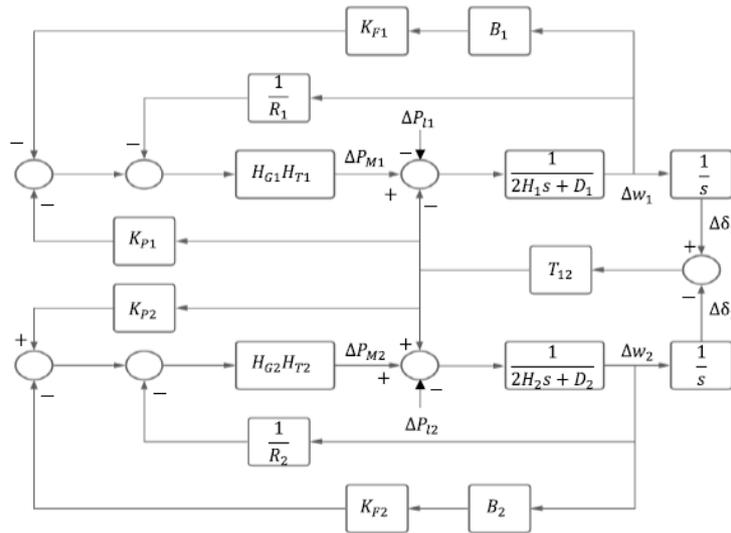


Figura 2.23. Modelo de dos generadores en paralelo con Control de Potencia y Frecuencia.

Dinámica del modelo 2.23:

$$\Delta \dot{w}_1 = \frac{1}{2H_1} \left[-\left(K_{F1} B_1 H_{G1} H_{T1} + D_1 + \frac{H_{G1} H_{T1}}{R_1} \right) \Delta w_1 - (K_{P1} T_{12} H_{G1} H_{T1} + T_{12}) \Delta \delta_1 + (K_{P1} T_{12} H_{G1} H_{T1} + T_{12}) \Delta \delta_2 - \Delta PL_1 \right] \quad \text{Ec.2.32}$$

$$\Delta \dot{w}_2 = \frac{1}{2H_2} \left[-\left(K_{F2} B_2 H_{G2} H_{T2} + D_2 + \frac{H_{G2} H_{T2}}{R_2} \right) \Delta w_2 + (K_{P2} T_{21} H_{G2} H_{T2} + T_{21}) \Delta \delta_1 - (K_{P2} T_{21} H_{G2} H_{T2} + T_{21}) \Delta \delta_2 - \Delta PL_2 \right] \quad \text{Ec.2.33}$$

$$\Delta \dot{\delta}_1 = w_0 \Delta w_0 \quad \text{Ec.2.34}$$

$$\Delta \dot{\delta}_2 = w_0 \Delta w_0$$

Ec.2.35

Se procede a armar el espacio de estados:

$$\dot{x} = Ax + Bu$$

Siendo:

$$x = \begin{bmatrix} \Delta w_1 \\ \Delta w_2 \\ \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \end{bmatrix}$$

$$A = \begin{bmatrix} -c_4 & 0 & -c_5 & c_5 \\ 0 & -c_6 & c_7 & -c_7 \\ w_0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & w_0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Siendo:

$$c_4 = \frac{(K_{F1}B_1H_{G1}H_{T1}R_1 + D_1R_1 + H_{G1}H_{T1})}{2H_1R_1}$$

$$c_5 = \frac{(K_{P1}T_{12}H_{G1}H_{T1} + T_{12})}{2H_1}$$

$$c_6 = \frac{(K_{F2}B_2H_{G2}H_{T2}R_2 + D_2R_2 + H_{G2}H_{T2})}{2H_2R_2}$$

$$c_7 = \frac{(K_{P2}T_{21}H_{G2}H_{T2} + T_{21})}{2H_2}$$

$$B = \begin{bmatrix} 1/2H_1 & 0 \\ 0 & 1/2H_2 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Se procede a encontrar el polinomio característico de la matriz A, de $(|A - I\lambda|)$, se obtiene el siguiente polinomio característico:

$$Pl = N_1\lambda^4 + N_2\lambda^3 + N_3\lambda^2 + N_4\lambda^1 + 0$$

$$N_1 = 4H_1H_2R_1R_2$$

$$N_2 = 2H_1R_1(H_{G2}H_{T2} + H_{G2}H_{T2}K_{F2}R_2 + D_2R_2) + 2H_2R_2(H_{G1}H_{T1} + H_{G1}H_{T1}K_{F1}R_1 + D_1R_1)$$

$$N_3 = 2H_1R_1R_2T_{21}w_0(H_{G2}H_{T2}K_{P2} + 1) + 2H_2R_1R_2T_{12}w_0(H_{G1}H_{T1}K_{P1} + 1) + (R_1D_1 + H_{G1}H_{T1}K_{F1}R_1 + H_{G1}H_{T1})(R_2D_2 + H_{G2}H_{T2}K_{F2}R_2 + H_{G2}H_{T2})$$

$$N_4 = R_2T_{21}w_0(H_{G2}H_{T2}K_{P2} + 1)(R_1D_1 + H_{G1}H_{T1}K_{F1}R_1 + H_{G1}H_{T1}) + R_1T_{12}w_0(H_1K_{P1} + 1)(R_2D_2 + H_{G2}H_{T2}K_{F2}R_2 + H_{G2}H_{T2})$$

Como se puede ver el polinomio característico tiene una raíz en cero por lo que se reduce el grado de cuatro a tres para el análisis.

Tabla 2.4. Arreglo de Routh Hurwitz de frecuencia y Potencia Activa en sistemas Interconectados.

λ^3	N_1	N_3
λ^2	N_2	N_4
λ^1	C_8	
λ^0	N_4	

Siendo C_8 , igual a:

$$\frac{N_2 N_3 - N_1 N_4}{N_2}$$

Se procede a analizar el lugar de las raíces de la primera columna, con ello se llega a que mientras se cumplan las siguientes condiciones se garantiza la estabilidad.

$$K_{F1} > \frac{-H_{G1}H_{T1} - D_1R_1}{H_{G1}H_{T1}R_1}$$

$$K_{F2} > \frac{-H_{G2}H_{T2} - D_2R_2}{H_{G2}H_{T2}R_2}$$

$$K_{P1} \geq -\frac{1}{H_{G1}H_{T1}}$$

$$K_{P2} \geq -\frac{1}{H_{G2}H_{T2}}$$

Pero ya que los controles tienen inherentemente una realimentación negativa, ya que si toman el valor negativo esto implicaría un cambio de comportamiento(motor) hay que acotar en cero y así evitar que se tenga una realimentación positiva.

Limites:

$$K_{F1} > 0 \quad \text{Ec. 2.36}$$

$$K_{F2} > 0 \quad \text{Ec.2.37}$$

$$K_{P1} \geq 0 \quad \text{Ec.2.38}$$

$$K_{P2} \geq 0 \quad \text{Ec.2.39}$$

Con esto se tiene definido los límites y al intersecar con las repuestas previamente obtenidas en las ecuaciones 2.27 y 2.31. Dan el límite de estabilidad, por las previamente calculadas.

3. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se realizan pruebas de cambios de carga y de demanda, para evidenciar que los controladores cumplen su objetivo el cual es retornar a los valores de consigna a la frecuencia y a la potencia neta transferida.

3.1 Resultados

3.1.1 Validación del Modelo

El primer paso que se realizó fue validar el modelo desarrollado en el capítulo 2. El modelo se ha implementado tanto en PowerFactory DigSILENT (Planta Real) y en Matlab (Modelo Lineal) para validar el modelo lineal se realiza una perturbación correspondiente al cambio de 0.08 (p.u.) en la carga ah ambos modelos, el desvío de frecuencia se mide a la salida de la turbina del generador 2. El modelo implementado corresponde al ANEXO A. PowerFactory DigSILENT (parte a) y Matlab (parte b).

A continuación, se muestra los datos de generadores, usados para está primer prueba:

Tabla 3.1 Datos de los Generadores

Parámetro	Descripción	Unidad	Generador 1	Generador 2
R	Estatismo	[p.u]	0.05	0.055
P_{nom}	Potencia	[MW]	2200	2200
H	Const. Inercia	seg.	10	10
D	Amortiguamiento de frecuencia	[p.u]	5	5
t_g	Const. Governor	[p.u]	0.2	0.22
t_t	Const. Turbina	[p.u]	0.5	0.55
T_{12}	Potencia de Transferencia	[p.u]	3.51	

Para la implementación en Matlab se debió llevar al modelo al régimen permanente. Esto significa que, se debió aproximar las funciones de trasferencia de la turbina y del governor a 1, sin este cambio las simulaciones difieren. Las aproximaciones realizadas:

$$G_t(s) = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta P_v(s)} = \frac{1}{1 + \tau_t s} = 1$$

$$\frac{\Delta P_v}{\Delta P_g} = \frac{1}{\tau_g s + 1} = 1$$

Con este cambio se obtiene la respuesta presentada en la figura 3.1. Se analiza el error acumulado, punto a punto entre el modelo lineal y el modelo real que arroja un resultado 1.5%, por lo que es válida la aproximación realizada para empezar a probar los controladores y pruebas.

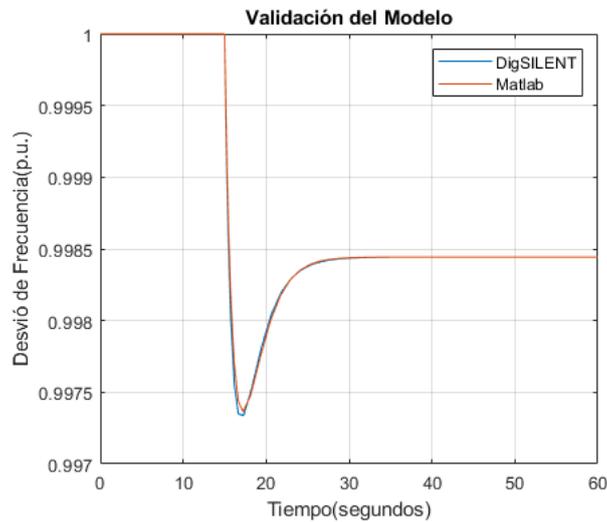


Figura 3.1. Comparación entre modelos.

En caso de que no se realice esta aproximación en Matlab los modelos difieren como se presenta en la figura 3.2.

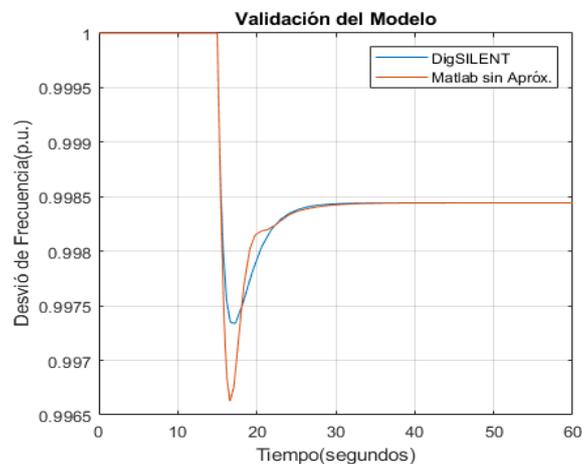


Figura 3.2. Comparación entre modelos, sin realizar la aproximación.

Como se observa el comportamiento dinámico difiere por lo que puede traer problemas al momento de implementar un controlador.

En el sistema en lazo abierto de dos generadores interconectados, se pone en evidencia lo enunciado en la ecuación 2.23, (consenso de primer orden) ya que la dinámica de ambos generadores difiere y el cambio de carga sucede solo en uno de ellos. El desvíó de

frecuencia se mide a la salida de las turbinas. Ambos desvíos de frecuencia llegan al mismo punto como se demostró en [23][24] llegando a la sincronización. Esto se puede evidenciar en la figura 3.3.

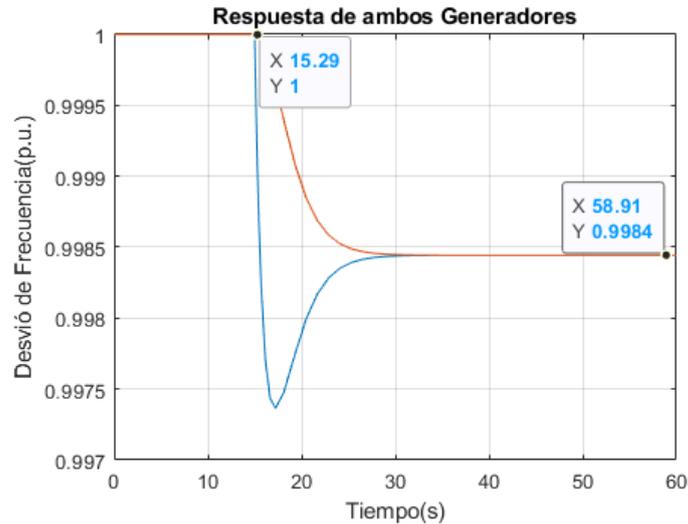


Figura 3.3. Comprobación consenso de velocidad

3.1.2 Sistema de Dos Barras.

Se implementan los controladores propuestos (figura 2.21) en PowerFactory DigSILENT (Planta Real), para comprobar su funcionamiento se le dan valores diferentes a cada área. Se mide el desvío de frecuencia en los generadores y en las líneas. La transferencia de potencia neta se mide en la línea de interconexión de ambos generadores.

Tabla 3.2 Datos del Sistema de dos Barras

Parámetro	Descripción	Unidad	Generador 1	Generador 2
R	Estatismo	[p.u]	0.05	0.05
P_{nom}	Potencia	[MW]	2200	2200
H	Const. Inercia	seg.	5.26	5.09
D	Amortiguamiento de frecuencia	seg.	1	1
t_g	Const. Governor	[p.u]	0.2	0.3
t_T	Const. Turbina	[p.u]	0.5	0.6
B	Bias	[p.u]	21	21
K_P	Constante de Control de Potencia	[p.u]	0	0.18
K_F	Constante de Control de Frecuencia	[p.u]	0.01	0.014

En este sistema se da un cambio en la carga a los 10 segundos, este cambio corresponde al 0.08 p.u. Como se observa en las figuras 3.4 y 3.5 el desvío de frecuencia es corregido dentro de los tiempos adecuados (65 segundos), desde que ocurre la perturbación. Los comportamientos tanto de las barras como de los generadores son los mismos.

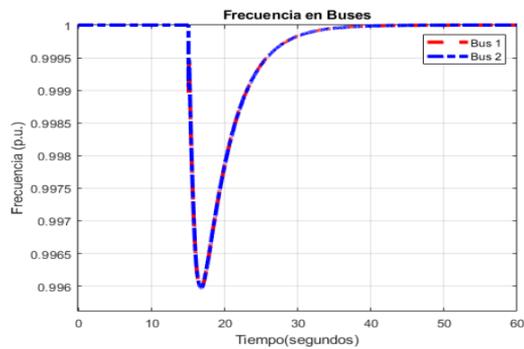


Figura 3.4. Respuesta en Frecuencia en las Barras del Sistema.

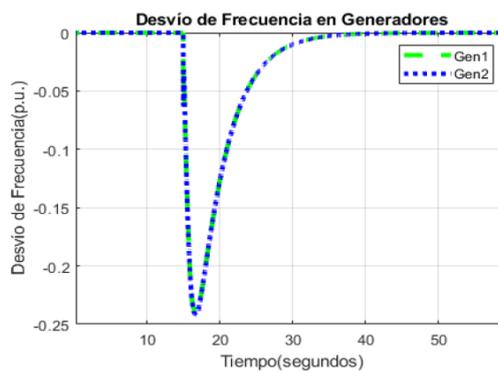


Figura 3.5. Desvío de Frecuencia en los Generadores.

La Figura 3.6. evidencia que la potencia trasferida entre ambas áreas es controlada ya que regresa a su valor de acordado de 550[MW] (0.25 p.u.)

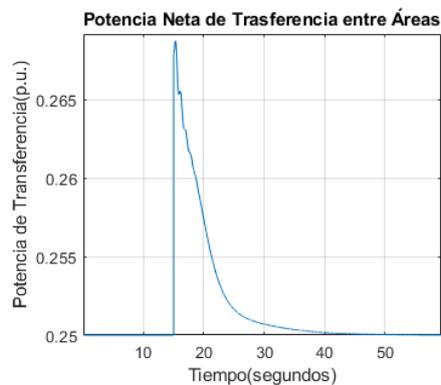


Figura 3.6. Potencia Tránsito entre Áreas.

3.1.3 Sistema IEEE 14 Bus Bar.

El sistema de dos barras sirvió para realizar las primeras pruebas del control propuesto, pero para validar de mejor manera el control propuesto se usa un escenario estándar de pruebas, en este escenario se ha implantado un control centralizado AGC y los controles distribuidos con el objeto de equiparar el control y obtener datos cuantitativos para comparar los controles de mejor forma. El sistema escogido es el IEEE 14 Bus Bar que se muestra en la figura 3.7

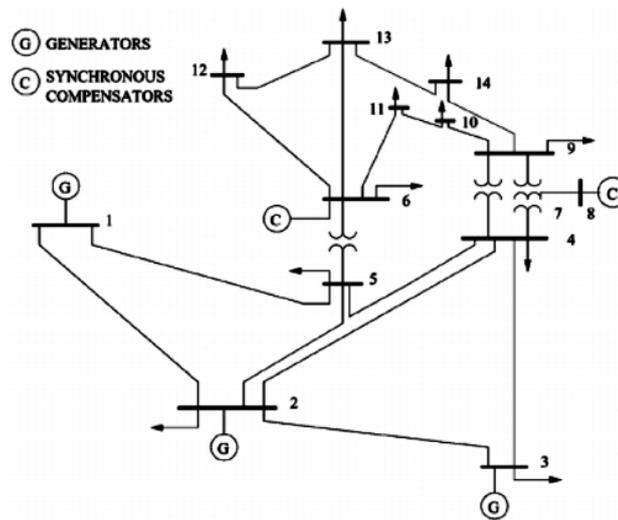


Figura 3.7. Sistema de pruebas IEEE 14 Bus Bar [27].

El sistema implementado se presenta en el Anexo B.

3.1.3.1 Implementación AGC.

Para la implementación de AGC, se siguió la lógica clásica expuesta en el capítulo 1, el AGC con sus respectivos bloques y simulaciones se hicieron siguiendo los pasos expuestos en [14][27] y se encuentran en el Anexo C. Los lugares donde se mide se en el sistema se especifica en el Anexo D.

3.1.3.2 Implementación Control Distribuido.

Para la implementación del control distribuido se utiliza la arquitectura que se presenta en la figura 2.21.

Las señales que ingresan a estos controladores son medidas locales: desvío de velocidad angular ($\Delta\omega$) medida a la salida de la turbina y flujo de potencia local (ΔP_T) medida a la salida de los transformadores de los generadores; con esto se cumple el objetivo de que

los controles sean locales y dependan de medidas locales. Los lugares donde se mide se en el sistema se especifica en el Anexo D.

3.1.3.3 Prueba de Cambios de Carga.

Los datos más importantes del sistema se presentan en las tablas 3.3 y 3.4.

Tabla 3.3 Datos de Potencia del Sistema de 14 Barras

Generadores	Potencia Activa (MW)	Potencia reactiva (MVAR)
Generador 1	232	-16.9
Generador 21	150	-42.4
Generador 22	150	-42.4
Generador 31	150	20
Generador 32	150	20

En la primera prueba se colocan valores similares para comprobar el funcionamiento del control distribuido. Se mide el desvío de frecuencia a la salida de los generadores, la potencia transferida neta en las líneas de interconexión (frontera) y la potencia activa generada por cada generador en su respectivo BUS.

Tabla 3.4 Datos Dinámicos del Sistema de 14 Barras

Parámetros	Valor
τ_g	0.2(s)
τ_t	0.5(s)
H	6.94(p.u.)
D	1(p.u.)
K_p	0.01(p.u.)
K_F	0.002(p.u.)

El primer cambio se realiza en la carga del área 1 con un cambio del 0.088 (p.u.) (entrada paso), simulado una conexión inesperada a los 15 segundos, esta entrada paso simula ser una carga que se conecta a la red de manera imprevista y queda conectada de forma permanente.

En las figuras 3.8 y 3.9 se puede apreciar que ambos controles cumplen el objetivo de controlar el desvío de frecuencia y de potencia trasferida; pero el control distribuido (azul) es más rápido en ambos casos lo que se ve reflejado en el tiempo de establecimiento de las tablas 3.5 y 3.6. Se puede ver que, en el ISE también tiene un mejor desempeño el control distribuido.

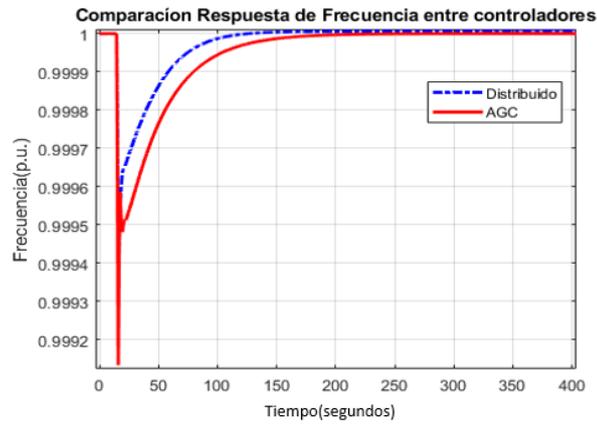


Figura 3.8. Respuesta de Frecuencia

Tabla 3.5 Índices de desempeño en frecuencia

Parámetro	Control	
	Distribuido	AGC
<i>Sobre pico</i>	0.5%	0.9%
<i>Ts(segundos)</i>	148.12	160.12
<i>ISE(p.u.²)</i>	0.0031	0.0043

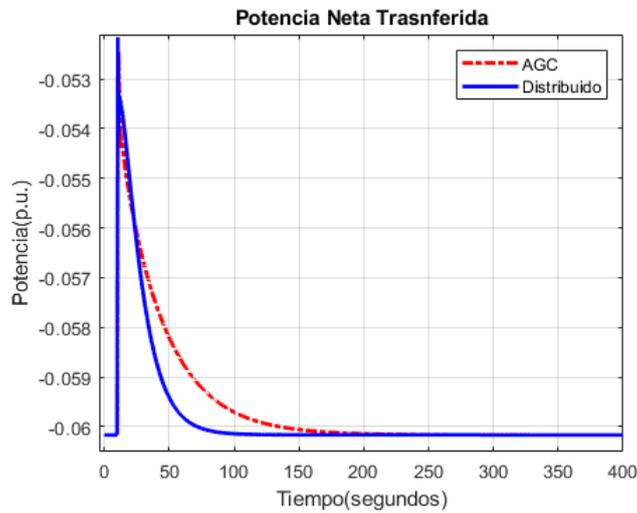
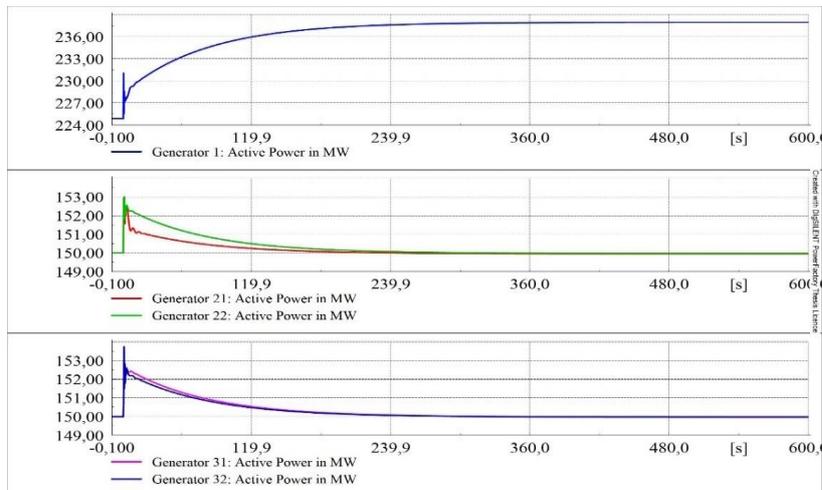


Figura 3.9. Respuesta de Potencia.

Tabla 3.6 Índices de desempeño en Potencia

Parámetro	Control	
	Distribuido	AGC
<i>Sobre pico</i>	13.27%	15%
<i>Ts[segundos]</i>	147.52	185.34
<i>ISE(p.u.²)</i>	0.046	0.087

La figura 3.10. presenta la potencia activa generada en ambas áreas con ambos controladores. La figura 3.10. presenta una comparación entre las potencias generadas al aplicar ambos controladores tanto el distribuido, parte b, como el centralizado (AGC), parte a. El control centralizado hace generar energía eléctrica durante más tiempo a los generadores. Mientras que el control distribuido hace trabajar de mejor manera a los generadores del área 2 ya que estos solo trabajan durante un intervalo de tiempo menor.



a) AGC



b) Distribuido

Figura 3.10. Potencia Activa Generada.

Como se observa en la tabla 3.7 como en la figura 3.11 en esta prueba el control distribuido tiene un mejor desempeño frente al control centralizado AGC

Tabla 3.7 Indicadores a entrada Paso

Indicadores	Distribuido	AGC
<i>TVU(p. u.)</i>	0.030	0.094
<i>ISE(Potencia)(p. u.)</i>	0.046	0.087
<i>ISE(Frecuencia)(p. u.)</i>	0.0031	0.0043

En la figura 3.11 se representa en un diagrama de barras verticales para apreciar de manera grafica los datos. En esta prueba l control distribuido tiene los índices más cercanos a cero por lo que tiene un mejor rendimiento. Se separa los índices para apreciar la diferencia

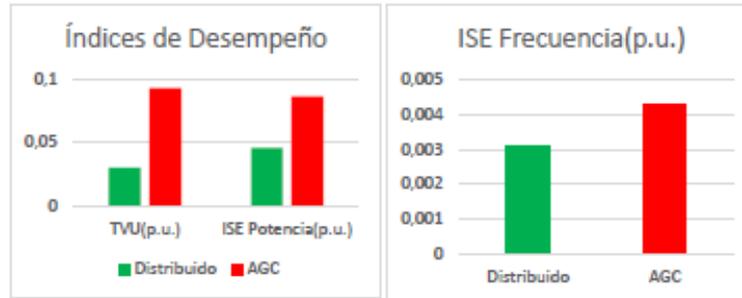


Figura 3.11. Índices de Desempeño.

El siguiente cambio de carga que se realiza es una entrada ventana en el área 2. Esta entrada también denominado pulso es una de las señales de prueba más comunes dentro de sistemas de control, en una SEP esta entrada sería una carga que se conecta de manera imprevista y luego de un intervalo de tiempo se desconecta de manera inesperada. Esta carga entra en conexión a los 15 segundos y se desconecta a los 120 segundos. Esta carga es de 0.167(p.u.) tanto a su conexión como a su desconexión.

En la figura 3.12 se puede observar que el control distribuido, (rojo), restablece más rápidamente la potencia trasferida a comparación del control centralizado (AGC), parte a

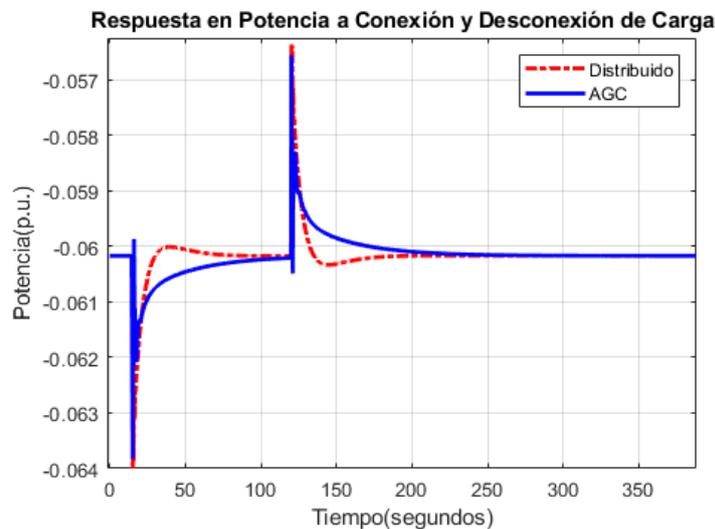
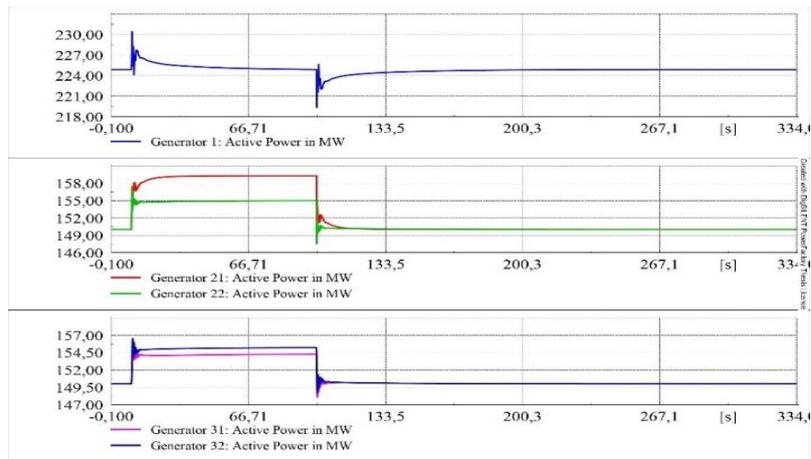
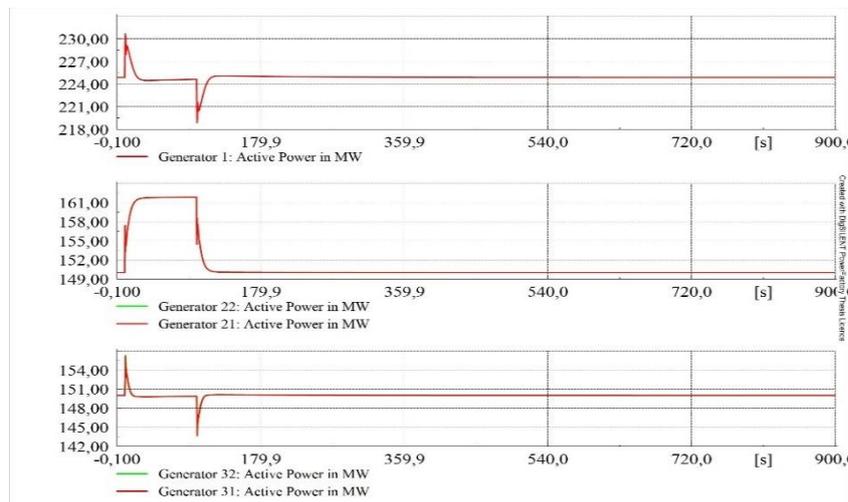


Figura 3.12. Potencia Trasferida AGC vs Distribuido.

En la figura 3.13 se puede observar cómo los generadores bajo el control distribuido, parte b, reaccionan de mejor manera, ya que únicamente los generadores más cercanos a la perturbación suplen la demanda. Mientras el resto de los generadores trabajan en el transitorio. En el control centralizado (AGC), parte a, no ocurre esto.



a) AGC



b) Distribuido

Figura 3.13. Potencia Activa Generada AGC vs Distribuido.

En la figura 3.14 se puede observar que el control centralizado y el control distribuido tienen tiempos similares de estabilización.

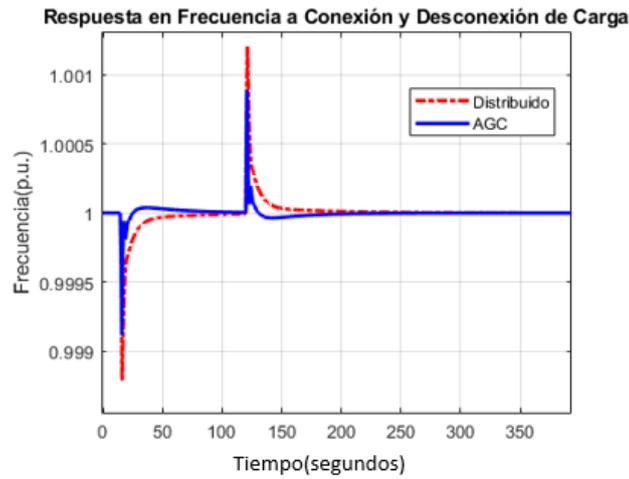


Figura 3.14. Frecuencia de los Buses AGC vs Distribuido.

Se presentan la tabla de rendimiento a esta prueba, en potencia el AGC presenta un mejor desempeño en esta prueba

Tabla 3.8 Índices de desempeño en potencia y frecuencia a conexión y desconexión de carga

Indicadores	Distribuido	AGC
<i>TVU(p.u.)</i>	0.0122	0.0152
<i>ISE(Potencia)(p.u.²)</i>	0.1663	0.079
<i>ISE(Frecuencia)(p.u.²)</i>	0.0044	0.0047

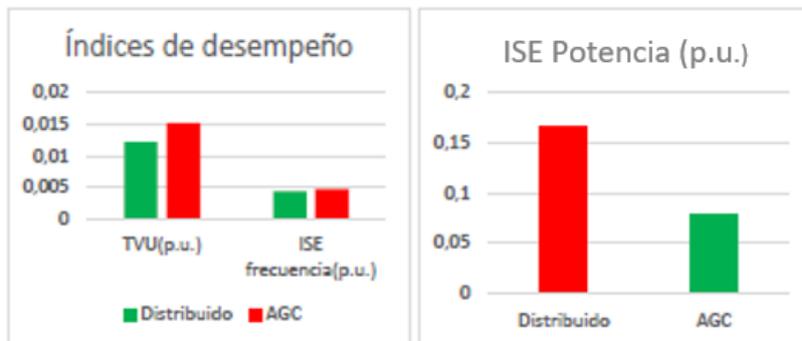


Figura 3.15. Índices de Desempeño de la tabla 3.8

3.1.3.4 Prueba de Cambio de Valor de Potencia de Transferencia entre Áreas.

En esta prueba se cambia el valor acordado de intercambio de potencia pasando de -92,5 [MW] a -70[MW] (0.46 p.u.), este cambio se produce a los 20 segundos. En esta prueba se simula que la demanda de las cargas de ambas áreas disminuye.

En la figura 3.16 se puede observar que el control centralizado y el distribuido tiene un comportamiento invertido esto se debe que el AGC se rige bajo la ecuación 1.5 y el distribuido bajo la ecuación 2.21, donde el cambio de velocidad tiene signo contrario.

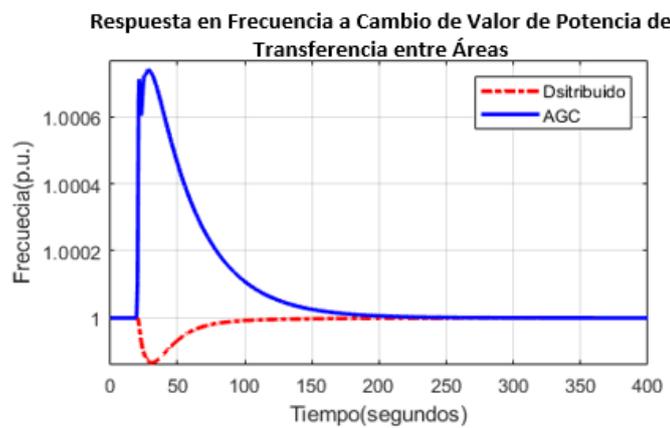


Figura 3.16. Desvió de Frecuencia.

En la figura 3.17 se puede observar que ambos controles llegan al nuevo punto de demanda de potencia de la carga, pero el control distribuido, lo hace más rápido.

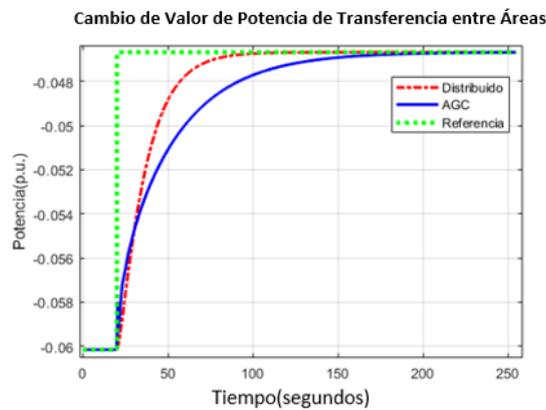
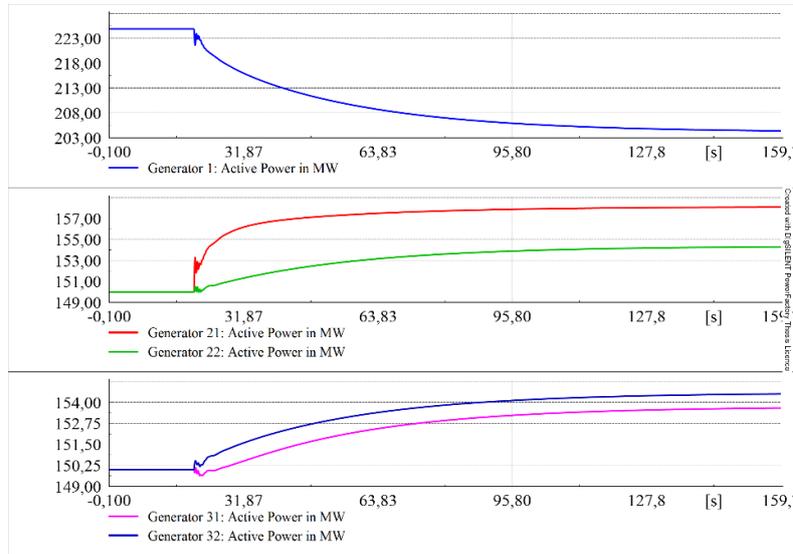
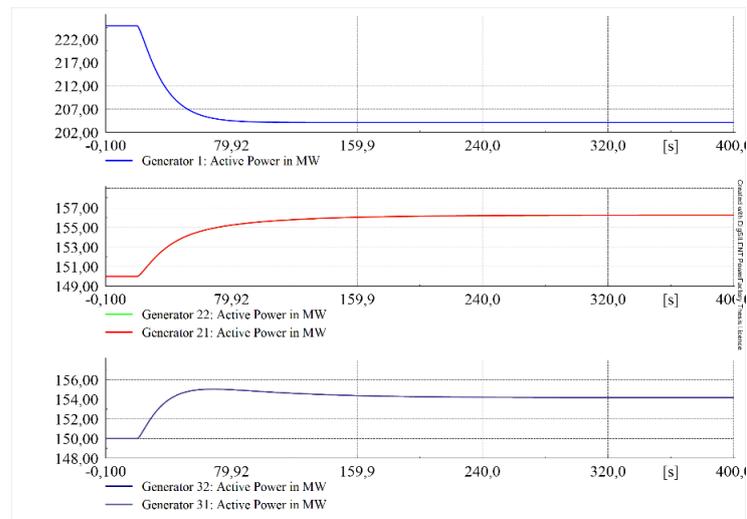


Figura 3.17. Resultado de Cambio de Potencia Activa de referencia AGC vs Distribuido.

En la figura 3.18 se puede observar cómo los generadores bajo el control distribuido no presentan cambios tan pronunciados como en el control centralizado.



a) AGC



b) Distribuido

Figura 3.18. Potencia Activa Generada AGC vs Distribuido.

Se presentan la tabla de rendimiento a esta prueba.

Tabla 3.9 Índices de desempeño en potencia y frecuencia a cambio de referencia de potencia

Indicadores	Distribuido	AGC
-------------	-------------	-----

<i>TVU(p.u.)</i>	0.021	0.0056
<i>ISE(Potencia)(p.u.²)</i>	0.1961	0.2390
<i>ISE(Frecuencia)(p.u.²)</i>	0.00032	0.0034



Figura 3.19. Grafica comparativa de Índices de desempeño de la tabla 3.9

Una vez concluidas las pruebas se puede afirmar, que un control distribuido de potencia activa-frecuencia tiene respuestas que cumplen la norma de la ENTSO-E. Este tipo de control permite que no exista una dependencia total de una empresa grande de generación y distribución de energía eléctrica, para que regule la frecuencia y la potencia neta transferida entre áreas de generación esto en favor de las más crecientes iniciativas de generación privada, y la conexión de energías alternativas (aunque no estudiadas en este trabajo).

Al distribuir el control, se logra desligar del despacho central esta tarea de control. Los requerimientos tecnológicos se ven reducidos ya que no se requiere de un despacho central con toda la infraestructura de comunicación y procesamiento que esto requiere. El control centralizado podría servir de control auxiliar caso de que haya una falla, desconexión en un generador o implementación de técnicas de control más sofisticadas que requieran de una gran cantidad de procesamiento.

En las tablas 3.6, 3.7 y 3.8 se observa que los índices dinámicos y cuantitativos de ambos controladores arrojan que el controlador distribuido tiene un mejor rendimiento ante cambios locales de potencia. En las pruebas de una carga tipo ventana o pulso y en la prueba de cambio de demanda de potencia neta de transferencia el control distribuido demostró ser mejor controlador también, esto se observa en la tabla 3.9.

3.2 Conclusiones

- Se desarrolló con éxito un control distribuido de frecuencia para un SEP desde la perspectiva de sistemas interconectados, el cual tiene respuestas que cumplen las normas y un mejor desempeño que el control clásico AGC. Esto gracias a leyes de consenso y desacoplamiento ya desarrolladas; con esto se demuestra que los SEP, pueden ser estudiados como sistemas interconectados.
- Con las pruebas realizadas tanto de cambios de carga, como también en la prueba de cambio de demanda de potencia neta de transferencia, (escenarios reales); se puede concluir que se proporciona una opción viable de control para SEP, en lo que respecta a frecuencia y potencia activa. El AGC es un control PI clásico mientras que los controles distribuidos son I (Integrales), con lo que ambos son PID clásicos y el ambiente en el que fueron puestos a prueba es equiparable.
- Se estudió las características e implementación actual del control de frecuencia en los sistemas eléctricos, y debido a la desagregación del sistema eléctrico se prueba la factibilidad de su descentralización.
- Se usó una ley de acoplamiento entre las velocidades de los generadores de diferentes zonas de control de un sistema eléctrico de potencia, esto gracias al consenso de primer orden del sistema eléctrico.
- Se propuso un esquema de control distribuido que corrige el desvío de frecuencia y la regrese a su punto de operación en ambientes validados por la IEEE. Un comportamiento que se observa en las respuestas de frecuencia es que las respuestas se superponen esto debido al consenso de velocidad.
- Ambos controladores tanto el AGC, como el control distribuido cumplen con la selectividad esto quiere decir que los generadores del área respectiva suplen el requerimiento de cambio en carga, pero el control distribuido, distribuye la potencia activa generada de una mejor manera asiendo que únicamente el generador más cercano supla las necesidades de la carga y los otros funcionen durante el transitorio. Esto también ayuda a conocer de mejor manera en que punto ocurrió la variación de carga.

3.3 Recomendaciones

- En este trabajo se modeló el sistema de dos generadores interconectados a partir de un governor con respuesta de primer orden, se sugiere usar otros modelos de

governor ya que las respuestas de primer orden son las menos comunes en el ámbito real.

- Se recomienda realizar un estudio sobre fallas tales como la desconexión de algún generador o caída del control central AGC, para proponer un controlador distribuido que cuente con robustez.
- Se recomienda la aplicación de un algoritmo de optimización para reducir los tiempos de procesamiento de los controladores distribuidos y así mejorar sus respuestas.
- Se recomienda realizar la comprobación del funcionamiento de los controladores propuestos con datos de intercambios de potencia y eventos de carga reales del Sistema Nacional Interconectado.

4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]Durán, E. F. (2014). La Generación Distribuida: Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano. Revista Técnica "energía", 10(1), 28-34.
- [2]F. Barrero-González, M.I. Milanés-Montero, E. González- Romera, C. Roncero-Clemente, P. González-Castillo. "El Control de Potencia y frecuencia en los Sistemas Eléctricos Miliárea. Revisión y Nuevos Retos." *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial* ",12 (2015) 357-364
- [3]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.
- [4]Risque, O. L. Diseño de un control distribuido para una planta.
- [5]W. Almeida, J. Cepeda, V. Flores. "Modelación Estática y Dinámica del AGC en PowerFactory Integrado a la Base de Datos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano"." Revista Técnica Energía",12 (2016) 147-157
- [6]Trujillo Soto, J. (2016). Simulación del control Potencia-Frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia en Matlab.
- [7]Handbook, U. O. (2009). Policy 1: Load-frequency control and performance. final version: v3. 0.
- [8]Handbook, U. O. (2004). Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance. UCTE Brussels, Belgium.
- [9]Kundur, P. (2007). Power system stability. Power system stability and control, 7-1.
- [10]P. Ledesma, "Regulación de frecuencia y potencia" Universidad Carlos III de Madrid, vol. 21, pp. 4-6, 2008
- [11]Pozueta, M. Á. R. (2017). Máquinas de corriente continua. Universidad de Cantabria, España.
- [12]Maldonado Andrade, D. J. (2020). Diseño de un esquema de control distribuido para el control de frecuencia y potencia en sistemas eléctricos (Master's thesis, Quito, 2020.).
- [13]Barrero-González, F., Milanés-Montero, M. I., González-Romera, E., Roncero-Clemente, C., & González-Castrillo, P. (2015). El control de potencia y frecuencia en los sistemas eléctricos multiárea. revisión y nuevos retos. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI, 12(4), 357-364.
- [14]GONZALEZ-LONGATT, Francisco M.; RUEDA, José Luis (ed.). PowerFactory applications for power system analysis. Springer, 2014

- [15]M. Arias, "Procedimiento para el Control Automático de la Frecuencia en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.," Revista Técnica" energía, vol. 10, nº 1, pp. 271-278, 2010
- [16]Gamboa, S., Abad, J., Sánchez, A., & Orduña, E. (2019, October). Practical Implementation of Decentralized Transferred Power Deviation Control. In IECON 2019-45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (Vol. 1, pp. 2233-2238). IEEE.
- [17]Cantarero, T. Á. (2015). Diseño del controlador PID. Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática-Universidad de Sevilla
- [18]Vilanova, R., & Alfaro, V. M. (2011). Control PID robusto: Una visión panorámica. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI, 8(3), 141-158.
- [19]Carrillo-Ahumada, J,2015/04/01, Análisis del desempeño de controladores lineales sintonizados en diferentes estados estacionarios del biorreactor de cholette mediante técnicas de decisión multicriterio, Revista Mexicana de Ingeniería Química.
- [20]Nasr, Elie & Hosseinian, Seyed Hossein & Hasanpor Divshali, Poria & Vahidi, Behrooz. (2011). Stability Constrained Optimal Power Flow in Deregulated Power Systems. Electric Power Components and Systems. 39. 713-732. 10.1080/15325008.2010.541409.
- [21]Játiva Sierra, J. E. (2020). Impacto de la generación distribuida en la estabilidad del voltaje en los sistemas de distribución (Bachelor's tesis, EPN,Quito).
- [22]Vanfretti, L. (2005). Modelación y Simulación de la Máquina Síncrona y su Operación en Sistemas de Potencia. Universidad de San Carlos de Guatemala, USAC.
- [23]Gamboa, S., Abad, J., Sánchez, A., & Orduña, E. (2019, October). Practical Implementation of Decentralized Transferred Power Deviation Control. In IECON 2019-45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (Vol. 1, pp. 2233-2238). IEEE.
- [24]Benítez, S. G., Torres, J. A., & Orduña, E. (2019, October). Second-order consensus for decentralized transferred power deviation control. In 2019 IEEE 4th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC) (pp. 1-6). IEEE.
- [25]Report, I. C. (1973). Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies. IEEE transactions on power apparatus and systems, (6), 1904-1915.
- [26]Manual, D. P. F., & PowerFactory, D. (2009). Version 14.0. DigSILENT GmbH, Gomaringen, Germany.
- [27]H. Arcos, Curso Avanzado de DigSILENT PowerFactory Lenguaje de Simulación Digital-DSL, Quito,2014

ANEXOS

Anexo A: Esquemas del sistema de dos barras Matlab y DIgSILENT PowerFactory

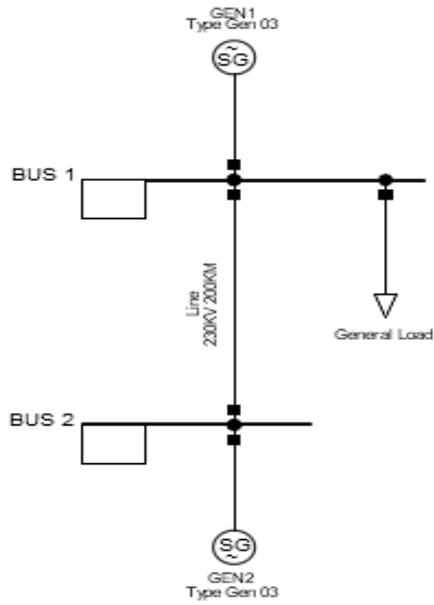
Anexo B: 14 Bus BAR

Anexo C: Ventanas AGC

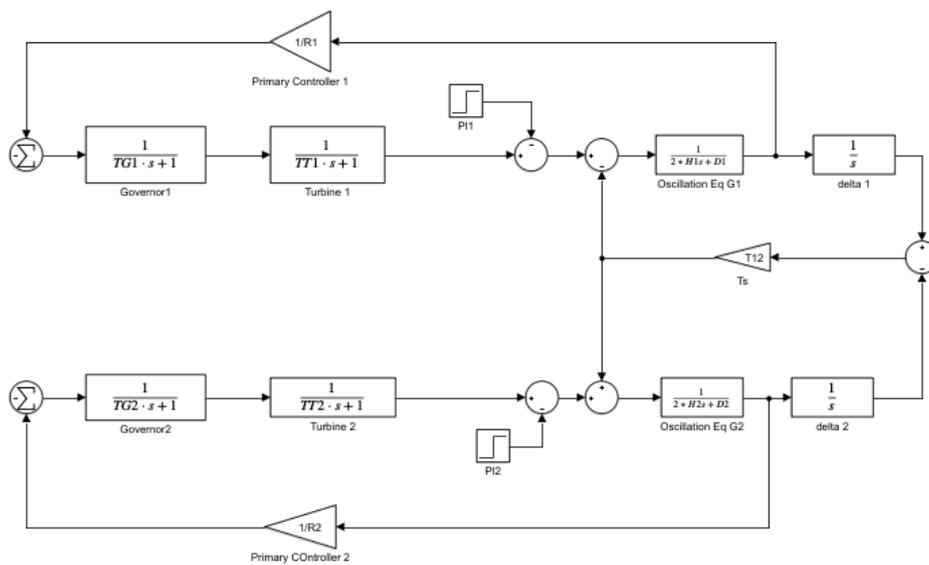
Anexo D: Lugar de medidas de ambos controladores

ANEXO A

a) Sistema de dos Barras DigSILENT



b) Sistema de dos barras en Matlab



Datos del Sistema de Dos Barras [9]

c) Parámetros línea de Transmisión

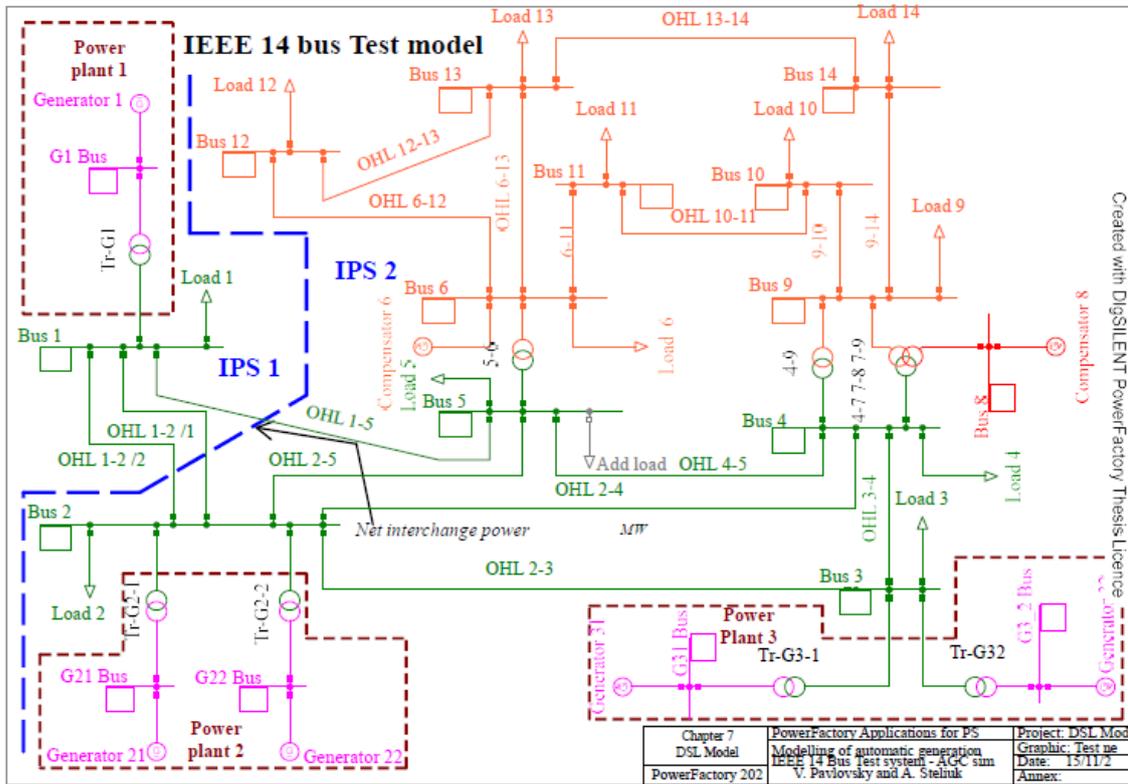
Desde	Hasta	$R (\Omega/\text{km})$	$X (\Omega/\text{km})$
BUS 1	BUS 2	0	0.0595

d) Parámetros AVR

	Parameter	
Tr	Measurement Delay [s]	0,
Ka	Controller Gain [pu]	25,
Ta	Controller Time Constant [s]	0,3
Ke	Excitor Constant [pu]	1,
Te	Excitor Time Constant [s]	0,2
Kf	Stabilization Path Gain [pu]	0,05
Tf	Stabilization Path 1th Time Constant [s]	1,5
Kp	Voltage Factor [pu]	1,19
Ki	Current Factor [pu]	0,
Vrmin	Controller Output Minimum [pu]	-1,5
Vrmax	Controller Output Maximum [pu]	1,5
Vbmax	Excitor Maximum Output [pu]	3,58

ANEXO B

a) Sistema IEEE 14 BUS



b) Parámetros Generación

Generador	BUS	Tipo BUS	P (MW)	V(p.u.)
Generator 1	G1	PV	232	1.02
Generator 21	G21	PV	150	1.03
Generator 22	G22	PV	150	1.03
Generator 31	G31	PV	150	1.02
Generator 31	G32	PV	150	1.02

c) Parámetros Cargas

Carga	BUS	P(MW)	Q(MVar)
Load 1	Bus 1	120	-

Load 2	Bus 2	217	155
Load 3	Bus 3	188.4	66
Load 4	Bus 4	95.6	59.8
Load 5	Bus 5	15.2	3.2
Load 6	Bus 6	22.4	15
Load 9	Bus 9	44.25	24.9
Load 10	Bus 10	10.8	6.96
Load 11	Bus 11	4.9	2.52
Load 12	Bus 12	8.54	2.94
Load 13	Bus 13	18.9	8.12
Load 14	Bus 14	14.9	

d) Parámetros Generadores

Parámetro		G1	G21	G22	G31	G32
S	MVA	353	353	353	353	353
H	s	6.941176	6.941176	6.941176	6.941176	6.941176
Power Factor		0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
rstr	p.u.	0	0	0	0	0
xl	p.u.	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
xd	p.u.	1.698	1.698	1.698	1.698	1.698
xq	p.u.	1.698	1.698	1.698	1.698	1.698
xlrd	p.u.	0	0	0	0	0

xrlq	p.u.	0	0	0	0	0
xd'	p.u.	0.258	0.258	0.258	0.258	0.258
Td'	S	1	1	1	1	1
xd''	p.u.	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
xq''	p.u.	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Tq''	s	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Td''	s	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05

e) Transformadores

Trans	Desde	Hasta	S(MVA)	HV(V)	LV(V)	X(p.u.)	R(p.u.)	uk0%	uk0r%
Tr-G1	G1 BUS	BUS 1	400	230	20	0.5	0.5	3	0
Tr-G2-1	G21 BUS	BUS 2	400	230	20	0.5	0.5	3	0
Tr-G2-2	G22 BUS	BUS 2	400	230	20	0.5	0.5	3	0
Tr-G3-1	G31 BUS	BUS 3	400	230	20	0.5	0.5	3	0
Tr-G3-2	G32 BUS	BUS 3	400	230	20	0.5	0.5	3	0
5-6	BUS 5	BUS 6	63	230	120	0.5	1	1	0
4-9	BUS 6	BUS 9	63	230	120	0.5	1	1	0

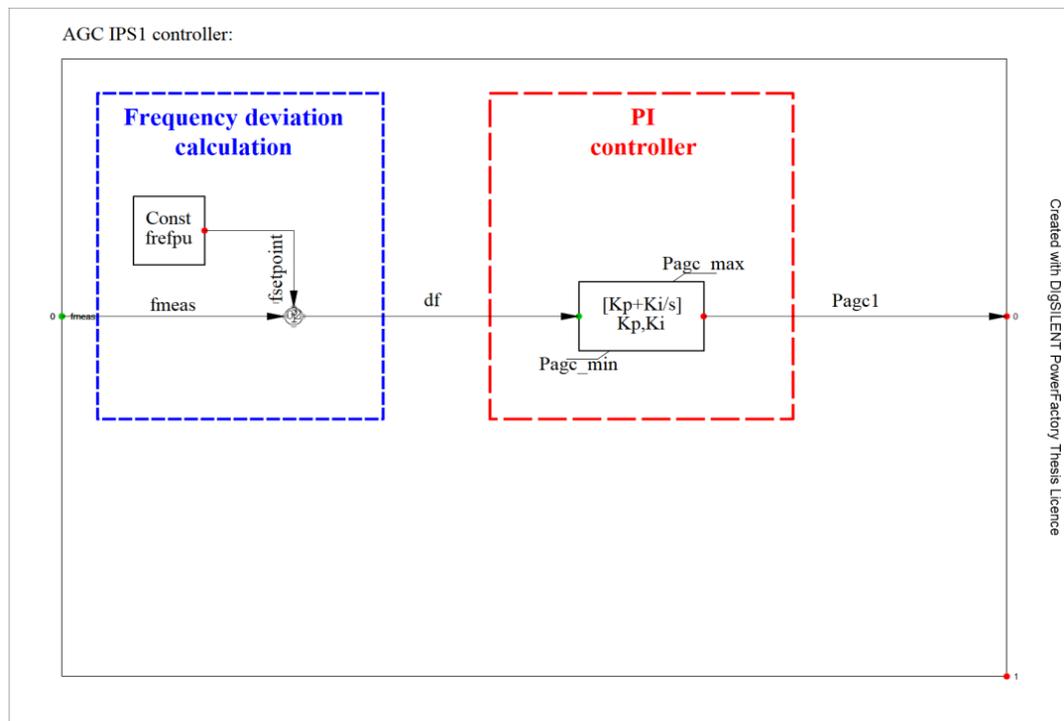
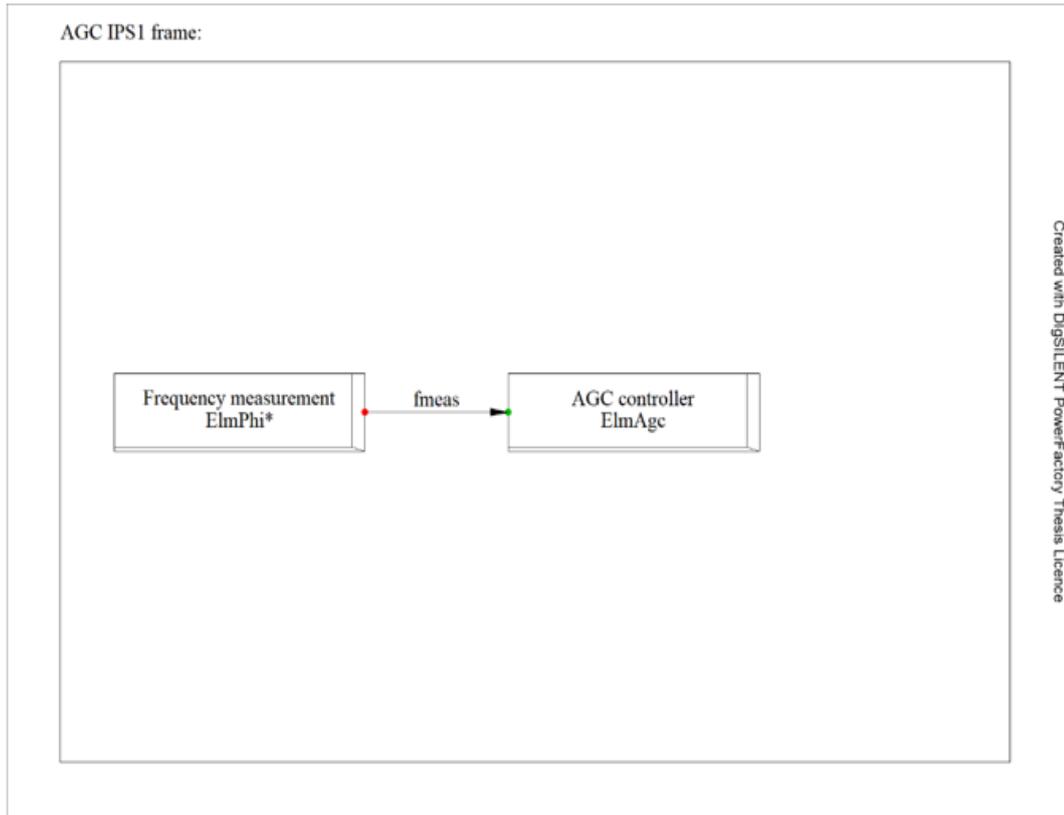
f) Líneas de Transmisión

Línea	Desde	Hasta	Longitud(km)	R'(Ω/km)	X'(Ω/km)
OHL 1-2/2	BUS 1	BUS 2	161	0.118	0.405
OHL1-2/1	BUS 1	BUS 2	161	0.118	0.405
OHL 1-5	BUS 1	BUS 5	250	0.118	0.405

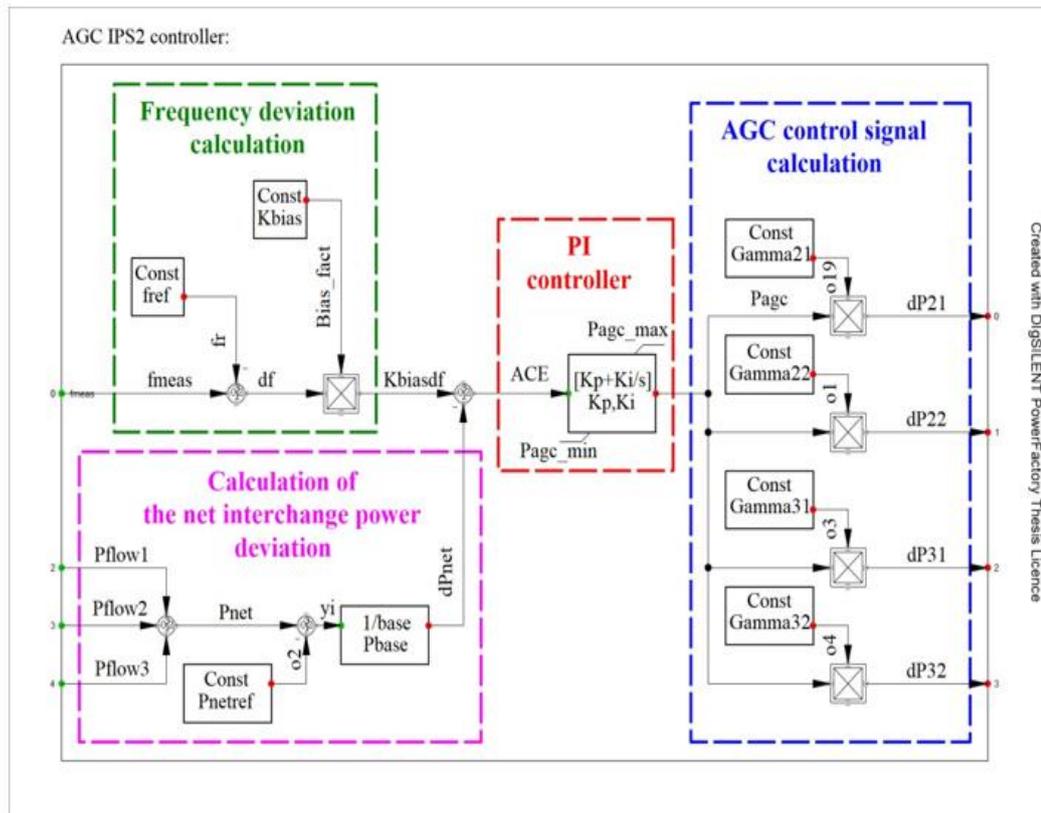
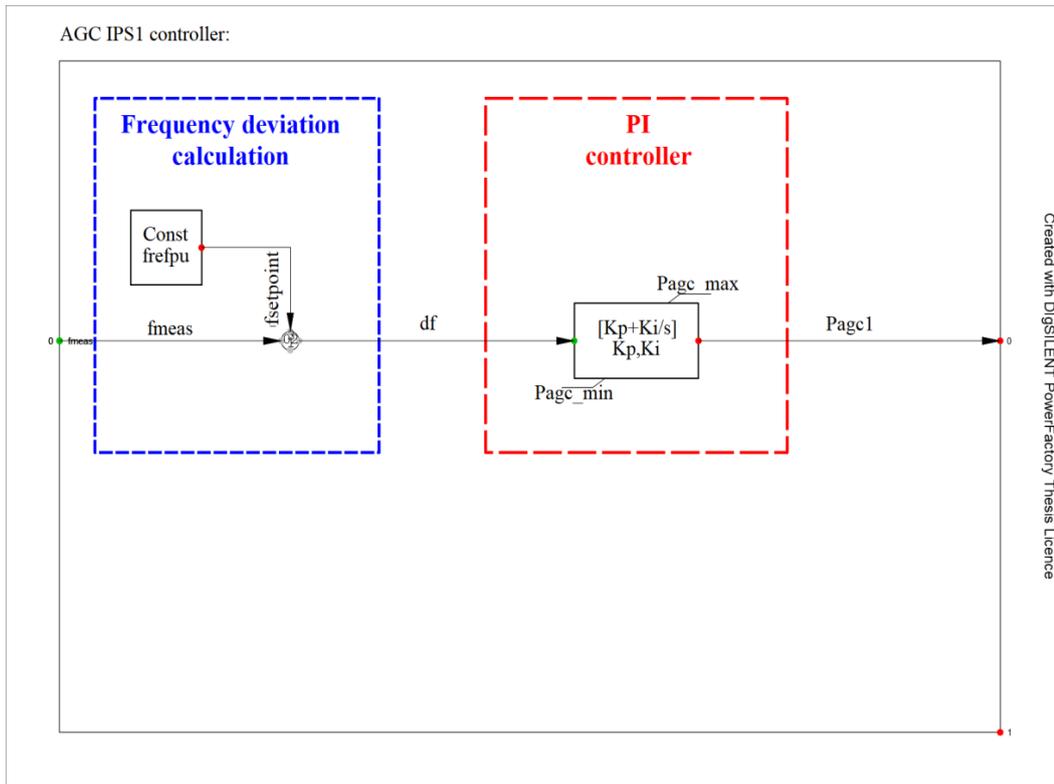
OHL2-5	BUS 2	BUS 5	239.5	0.118	0.405
OHL 2-3	BUS 2	BUS 3	232	0.118	0.405
OHL 3-4	BUS 3	BUS 4	230	0.118	0.405
OHL 2-4	BUS 2	BUS 4	248	0.118	0.405
OHL 4-5	BUS 4	BUS 5	58	0.118	0.405
6-11	BUS 6	BUS 11	61.5	0,204	0.42
OHL 6-12	BUS 6	BUS 12	80.5	0,204	0.42
OHL 6-13	BUS 6	BUS 13	42.8	0,204	0.42
OHL 12-13	BUS12	BUS 13	63	0,204	0.42
9-10	BUS9	BUS 10	26.6	0,204	0.42
9-14	BUS 9	BUS 14	85	0,204	0.42
OHL 10-11	BUS 10	BUS 11	60.5	0,204	0.42
OHL13-14	BUS 13	BUS 14	110	0,204	0.42

ANEXO C

a) AGC ÁREA 1 Control de frecuencia

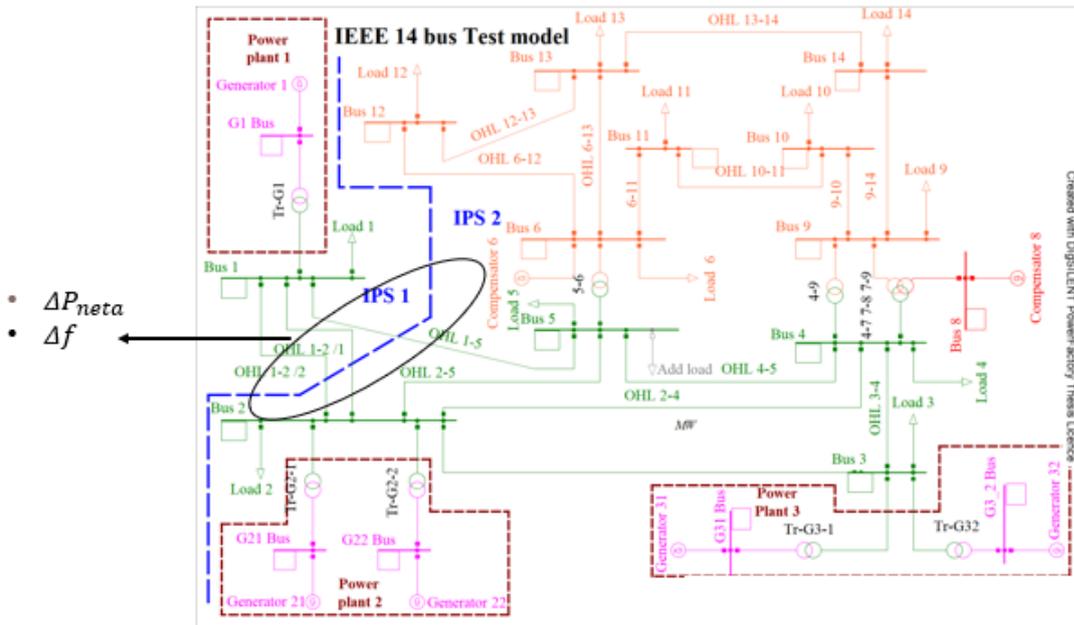


b) AGC ÁREA 2 Control de frecuencia y Potencia Activa



ANEXO D

a) Lugar de Medida AGC



b) Lugar de Medida Control Distribuido

