



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE UN SISTEMA INTERCONECTADO CON ALTA PENETRACIÓN DE RENOVABLE

Autor: Jacobo Gómez Gómez

Director: Lukas Sigrist

Madrid

2018



ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE UN SISTEMA
INTERCONECTADO CON ALTA PENETRACIÓN DE RENOVABLE

Jacobo Gómez
Gómez



AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. JACOBO GÓMEZ GÓMEZ

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra:

ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE UN SISTEMA INTERCONECTADO CON ALTA PENETRACIÓN DE RENOVABLE

que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.



- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

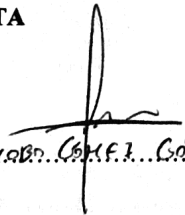
6°. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a ...12... de ...SEPTIEMBRE... de 2018.

ACEPTA

Fdo. 
Fdo. JACOBO GÓMEZ GÓMEZ

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
"Estabilidad de Frecuencia de un Sistema Interconectado con Alta Penetración de Renovable"
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2017/2018 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni
total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Jacobo Gómez Gómez

Fecha: 12... / 09 / 2018

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Lukas Sigrist

Fecha: 12, 09, 2018

V.B.



ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE UN SISTEMA
INTERCONECTADO CON ALTA PENETRACIÓN DE RENOVABLE

Jacobo Gómez
Gómez



Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mi director Lukas que me diera la oportunidad de poder trabajar con él y vivir la experiencia de integrarse en la vida de un instituto de investigación como el IIT además de soportar mis continuas dudas por muy simples que pudieran parecer a veces o por ayudarme a superar algún bache que me encontraba por el programa.

También agradecer a mis compañeros en el IIT que siempre estaban ahí cuando tenías cualquier tipo de duda, en especial a José María que siempre se ha involucrado mucho con los proyectistas.

Como siempre a la familia, por estar siempre animando y preguntando a diario: ¿Qué tal el TFG, hoy mejor?, y bueno, el resto de cosas que aporta siempre la familia.

Por último, nombrar a mi compañero de clase Juan Fraile, que ha compartido conmigo la experiencia de trabajar con Lukas en el IIT y por ser mi compañero de comidas, caminatas desde ciudad universitaria y cafés de descanso.



ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE UN SISTEMA
INTERCONECTADO CON ALTA PENETRACIÓN DE RENOVABLE

Jacobo Gómez
Gómez



Resumen

Este proyecto trata de analizar como se comporta la red eléctrica ante el problema que surge con el aumento del porcentaje de utilización de las fuentes de energía renovables. El problema es que este tipo de fuentes afectan significativamente a la inercia del sistema ya que son generadores no síncronos y existe cierta incertidumbre en torno a cómo responderían ante perturbaciones que desajustarían el equilibrio entre la generación y la carga. Todo esto puede afectar a la estabilidad de la frecuencia de los sistemas, la cual tiene un papel crucial en el correcto funcionamiento de la red eléctrica.

El objetivo es la creación de un modelo simplificado que simule el comportamiento del sistema pero teniendo en cuenta las características espacio-temporales de la red. Esto es, crear un modelo en el entorno de Matlab y Simulink con más detalle que los modelos simplificados que no tienen en cuenta los datos de la red existentes actualmente, los cuales proporcionan valores promedio de la respuesta del sistema ante una perturbación, pero que a su vez tenga menor cantidad de cómputo respecto a los modelos detallados que se utilizan en PSS/E y permitan conocer con más detalle como se comportan cada uno de los componentes de la red.

En la Sección II de este proyecto se puede ver que el modelo esta basado en dos subsistemas, uno que representa a los grupos generadores y un segundo que representa a la red. El primero está basado en la ecuación de oscilación de la maquina síncrona, la cual describe el comportamiento de los distintos grupos generadores que forman el sistema. En cuanto al subsistema formado por el modelo de red, esta basado en el flujo de cargas DC y se encarga de actualizar los valores de las potencias, los cuales entran en el modelo del generador, a partir de los valores que recibe de la frecuencia de dicho subsistema.

La Sección III muestra los resultados obtenidos con las simulaciones. En ellos se puede ver cómo el modelo creado obtiene resultados idénticos a los obtenidos con los modelos simplificados y el detallado, y además, se analiza como afectan los valores de los distintos parámetros al sistema, por ejemplo, inercia o constante de tiempo.

Finalmente, en la Sección IV, se muestran las conclusiones, en las cuales se comprueba la validez del modelo creado en el proyecto, ya que tiene poca cantidad de cómputo, como los modelos simplificados, pero a su vez permite obtener mucha más información de la respuesta de las diferentes partes del sistema.



Abstract

This project tries to analyze how the electrical grid behaves when faced with the problem that arises with the increase in the percentage of use of renewable energy sources. The problem is that this type of sources significantly affect the inertia of the system as they are non-synchronous generators and there is some uncertainty about how they would respond to disturbances that would disrupt the balance between generation and load. This can affect the stability of the frequency of the systems, which has a crucial role in the correct operation of the electrical network.

The objective is the creation of a simplified model that simulates the behavior of the system but taking into account the space-time characteristics of the network. That is, to create a model in the environment of Matlab and Simulink in more detail than simplified models, that do not take into account the existing network data and which provide average values of the response of the system to a disturbance. This model will also have a lower amount of computation compared to the detailed models used in PSS / E, while allowing to know in more detail the behaviour of each component of the network.

In Section II of this project it can be seen that the model is based on two subsystems, one that represents the generating groups and a second one that represents the network. The first subsystem is based on the oscillation equation of the synchronous machine, which describes the behavior of the different generating groups that make up the system. As for the subsystem formed by the network model, it is based on the flow of DC loads and it is responsible for updating the values of the power outputs received from the frequency of the first subsystems, and sending them back to it.

Section III shows the results obtained with the simulations. In them it can be seen how the created model obtains identical results to those obtained with the simplified and detailed models, and also analyzes how the values of the different parameters affect the system, for example, the inertia or the time constant.

Finally, in Section IV, the conclusions are shown, in which the validity of the model created in the project is verified, since it has a small amount of computation, like the simplified models, but at the same time it allows to obtain much more information about the response of the different parts of the system.



Tabla de contenido

1	Introducción	15
1.1	Planteamiento del problema	15
1.2	Revisión del estado del arte	17
1.3	Objetivos del proyecto	19
2	Modelo	21
2.1	Descripción general del modelo	21
2.2	Modelo del generador	22
2.3	Modelo simple sin red	25
2.4	Modelo con Red	26
2.5	Funcionamiento del modelo	31
3	Resultados	33
3.1	Ejemplo ilustrativo	33
3.2	Análisis de los parámetros del modelo	37
3.2.1	Inercia	37
3.2.2	Constante de tiempo	40
3.2.3	Constante de amortiguamiento	41
3.2.4	Estatismo	43
3.3	Caso interconexión España-Francia	46
4	Conclusiones	49
4.1	Conclusiones del modelo	49
4.2	Trabajo futuro	49
5	Referencias	51



ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE UN SISTEMA
INTERCONECTADO CON ALTA PENETRACIÓN DE RENOVABLE

Jacobo Gómez
Gómez



Tabla de ilustraciones

Figura 1: Diagrama de bloques en el dominio de Laplace [2]	15
Figura 2: Límites establecidos para la desviación de la frecuencia [2].....	16
Figura 3: Visión general del modelo de red del proyecto	21
Figura 4:Carácterística de un control primario con estatismo [7].....	24
Figura 5: Respuesta dinámica de generador con estatismo [7]	24
Figura 6: Esquema de bloques del modelo del generador.....	25
Figura 7: Esquema de bloques del modelo simple sin red	26
Figura 8: Representación unifilar de un generador y gráfica de sus tensiones.....	27
Figura 9: Red simple ilustrativa con generadores y cargas	28
Figura 10: Red simple ampliada con los nudos imaginarios en bornes de los generadores	29
Figura 11: Diagrama de bloques del modelo de Red.....	31
Figura 12: Diagrama de flujo del funcionamiento del modelo.....	32
Figura 13: Red simple para ejemplo ilustrativo	33
Figura 14: Potencia eléctrica de cada grupo generador.....	34
Figura 15: Frecuencia de todos los grupos y del modelo simple.....	35
Figura 16: Compración de la frecuencia media del modelo de red con el modelo simple	36
Figura 17: Comparación de los dPmech de cada generador, la total y la del modelo de red	37
Figura 18: Simulación de la frecuencia con una inercia en el Gen 2 de valor $H=1$	38
Figura 19: Simulación de la frecuencia con una inercia en el Gen 2 de valor $H=4$	38
Figura 20: Simulación de la frecuencia con una inercia en el Gen 2 de valor $H=8$	39
Figura 21: Simulación de la frecuencia con constante de tiempo en Gen 2 de valor $T=10$	40
Figura 22: Simulación de la frecuencia con constante de tiempo en Gen 2 de valor $T=20$	41
Figura 23: Simulación de la frecuencia con un amortiguamiento en el Gen 2 de valor $D=0.25$. 42	
Figura 24: Simulación de la frecuencia con un amortiguamiento en el Gen 2 de valor $D=0.5$... 42	



Figura 25: Simulación de la frecuencia con un amortiguamiento en el Gen 2 de valor $D=1$ 43

Figura 26: Incremento de la P mecánica para un estatismo en el Gen 2 de valor $K=10$ 44

Figura 27: Incremento de la P mecánica para un estatismo en el Gen 2 de valor $K=20$ 44

Figura 28: Simulación de frecuencia para un estatismo en el Gen 2 de valor $K=10$ 45

Figura 29: Simulación de frecuencia para un estatismo en el Gen 2 de valor $K=20$ 45

Figura 30: Red completa de Genetación España-Francia 46

Figura 31: Red España-Francia reducida a 24 nudos..... 47

Figura 32: Comparación de los tres modelos en el caso España-Francia 48

1 Introducción

1.1 Planteamiento del problema

En primer lugar, es necesario explicar que se entiende estabilidad de frecuencia como la capacidad de suministrar a las cargas dentro de unos límites admisibles de variación frecuencia, la cual se ve afectada por grandes perturbaciones imprevistas que producen desequilibrios severos entre generación y carga.

Estos desequilibrios entre generación y carga se producen normalmente por la desconexión imprevista de algún generador o grupo de generadores o por algún tipo de división que se pueda producir entre sistemas [1], lo cual provoca grandes desequilibrios de potencia activa.

Los sistemas actuales están diseñados de tal forma que pueden funcionar de manera segura ante las perturbaciones más probables gracias a los distintos sistemas de control y protección que evitan la propagación por todo el sistema de dichas perturbaciones. El problema viene cuando se producen una serie de situaciones inusuales que pueden provocar que diferentes partes del sistema se separen formando islas eléctricas (subsistemas independientes) las cuales conllevan pérdidas de carga.

[2] La estabilidad de frecuencia principalmente está gobernada por:

- La inercia de las masas de los rotores de los grupos generadores.
- La regulación primaria de frecuencia de los generadores.
- El tamaño del sistema y el número de generadores cercanos

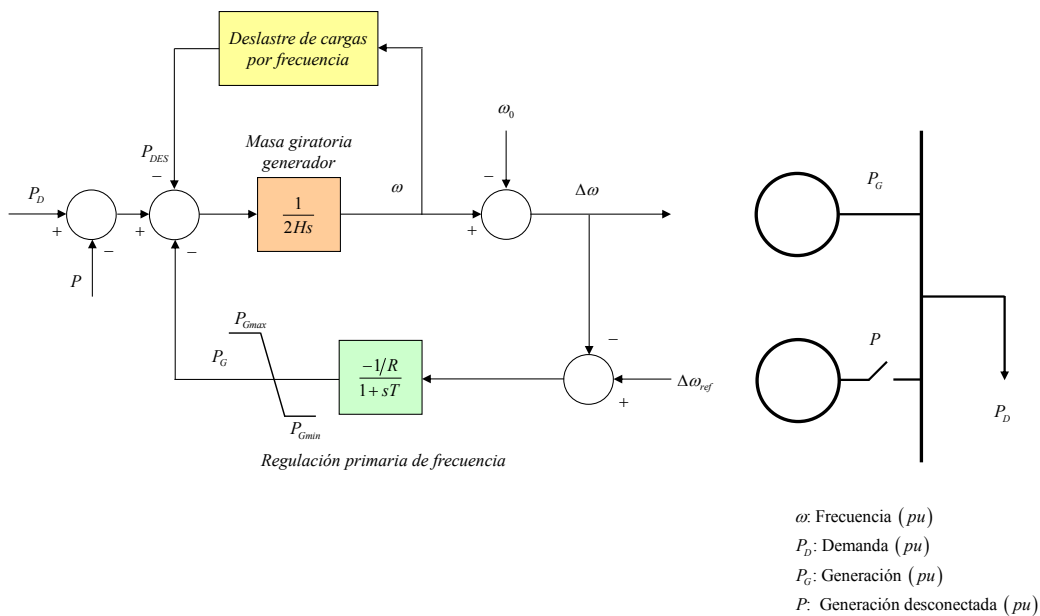


Figura 1: Diagrama de bloques en el dominio de Laplace [2]



La Figura 2 muestra una visión cualitativa de los diferentes límites y rangos existentes a la hora de analizar una representación de la frecuencia de un sistema.

La máxima desviación instantánea de frecuencia admisible se toma a raíz del incidente de referencia el cual es una pérdida de 3000 MW de generación en Francia.

El problema que se tiene actualmente con respecto a la estabilidad de frecuencia y que irá a más en el futuro es la mayor penetración de fuentes de energía renovable no síncrona debido principalmente a la reducción de la inercia del sistema y de la generación con regulación primaria de frecuencia y la incertidumbre de fuentes de energía intermitentes como la energía eólica [4]. Por tanto, es muy urgente el desarrollo de nuevos métodos de control para cumplir con los crecientes requisitos para el análisis dinámico de frecuencia de potencia activa.

1.2 Revisión del estado del arte

Las simulaciones de las redes eléctricas intentan reproducir la dinámica del sistema, es decir, como se comportan cada uno de los elementos de la red en las distintas situaciones, además, teniendo en cuenta las características espacio-temporales de la red, cómo se distribuye esta dinámica de forma diferente a lo largo de la red. Este tipo de simulaciones se denominan simulaciones de dominio a tiempo completo [8], las cuáles son las más sofisticadas y precisas al tener en cuenta todo lo nombrado, pero presentan un problema, la enorme carga de cómputo que conlleva a consumir grandes cantidades de tiempo en las simulaciones.

En cambio, si se descuidan estas funciones espacio-temporales además de la dinámica de voltaje, se puede ignorar cierta información perteneciente a la red, obteniendo modelos simplificados de frecuencia promedio ASF (Average System Frequency) [9] o de respuesta de frecuencia del sistema SFR (System Frequency Response) [10]. Tras algunos análisis, se ha demostrado que tras una perturbación que afecta al balance entre generación y carga, el valor de los voltajes de los nudos se mantiene prácticamente igual, por lo tanto, dicha dinámica de voltaje de potencia reactiva se elimina de los modelos recientemente nombrados.

Otros estudios más novedosos, y en la línea del modelo de este proyecto, surgen unos modelos de respuesta de frecuencia basados en el flujo de cargas que permite realizar un análisis dinámico de la frecuencia de potencia activa en el que se mantienen las características de espacio y de tiempo de la frecuencia a lo largo de la red, aunque siguen ignorando la dinámica de voltaje. Este tipo de modelo se denominan DFR [11] – [12], el cuál será explicado más adelante.



Dentro de los modelos que no tienen en cuenta la red podemos hablar del modelo SFR. Estos modelos son simplificaciones de otros modelos que contienen la dinámica esencial de los sistemas con el fin de analizar el comportamiento de la frecuencia ante grandes perturbaciones de potencia en el sistema, normalmente de pequeñas islas de potencia. El modelo SFR estima el comportamiento de las diferentes máquinas pertenecientes en a un sistema reduciéndolas a una única máquina simple equivalente y obteniendo así representaciones solo de la dinámica promedio del sistema sin tener en cuenta las distintas oscilaciones inter-máquina que puedan surgir. Básicamente, este modelo otorga a la inercia de las unidades generadoras un predominio sobre la respuesta de frecuencia promedio del sistema. Dicha respuesta se puede calcular en lazo cerrado, obteniéndose así un modelo simple, pero de resultados bastante precisos a la hora de obtener las principales características de la respuesta de frecuencia de un sistema. De este tipo de modelos se han derivado otros, como es el caso de [13], que son modelos dinámicos que permiten a su vez analizar los comportamientos de la potencia eléctrica y no solo de la frecuencia.

El modelo ASF es un modelo aproximado del de simulación a tiempo completo, el cual esta compuesto de muchas ecuaciones diferenciales no lineales. En cambio, este modelo presenta únicamente unas pocas ecuaciones lineales. Este modelo no es exacto, pero es perfectamente funcional a la hora de llevar a cabo diversos estudios como el análisis del deslastre de cargas o la desviación máxima de la frecuencia. Para desarrollar este modelo se ha tenido en cuenta un modelo promedio de la frecuencia del sistema que ignora los efectos de la dinámica de voltaje y las oscilaciones de la frecuencia fuera de la frecuencia promedio. Además, se desprecian las constantes de tiempo rápidas manteniendo solo la constante de tiempo dominante.

En cuanto a modelos en los que se incluye la red, también se han realizado estudios para diseñar modelos de simulación que se sitúen entre los modelos de simulación a tiempo completo y los modelos simplificados que no tienen en cuenta la red, nombrados anteriormente. Este tipo de modelo sería el modelo DFR, el cual realiza análisis dinámicos de frecuencia de potencia activa con alta velocidad, pero sin eliminar o suponer gran cantidad de información sobre la red. La ventaja principal frente a las simulaciones detalladas a tiempo completo es el ahorro en la cantidad de cómputo y la velocidad de las simulaciones.

Además, la ventaja que el modelo DFR tiene respecto los modelos simplificados ASF o SFR es que mantiene la red en las simulaciones a través de ecuaciones de red de DC. Por tanto, este tipo de modelos nos permite analizar individualmente la dinámica de potencia de los generadores individualmente y no tener que suponer una frecuencia uniforme en todo el sistema.

Lo que este modelo hace es partir del modelo de simulación de dominio a tiempo completo y eliminar la dinámica de potencia reactiva y tensión suponiendo un voltaje plano, como en



los modelos simplificados anteriormente nombrados, es decir, supone un voltaje constante en el terminal del generador. En cuanto a la red, el modelo DFR refleja cómo se reparten los desequilibrios a lo largo de las diferentes partes de la red, teniendo en cuenta las distintas características espaciotemporales de la misma. Finalmente, la suposición realizada de voltaje plano también nos conduce a poder realizar una simplificación de del modelo de carga [11].

Otros estudios que se llevarón a cabo en torno a los modelos DFR muy similares al anteriormente desvrito. Como el caso de [12], el cual realiza unas aproximaciones diferentes. La principal, y la que mas difiere del modelo objeto de estudio en este proyecto, es la de suponer iguales los ángulos en bornes del generador y los que se encuentran en el nudo al que esta conectado dicho generador. Por lo tanto, esto permite que la frecuencia de la carga se pueda calcular por diferencial de primer orden del ángulo de nudo correspondiente.

1.3 Objetivos del proyecto

El problema principal y una de las motivaciones de este proyecto es la tendencia a utilizar cada vez más porcentaje de generación renovable. Este tipo de fuentes de energía afectan de forma significativa a la inercia del sistema debido a que son generadores no síncronos. Por ejemplo, la energía eólica se lleva a cabo a través de convertidores, lo cual hace imposible la obtención de energía cinética de sus aspas. Otro caso más claro seria la obtención de energía a través de placas fotovoltaicas, que, al no moverse, no poseen la capacidad de una respuesta inercial ante una perturbación. Por lo tanto, y de cara al futuro, el incremento de la penetración de energía renovable crea incertidumbre en la estabilidad de la frecuencia debido a su falta de respuesta inercial.

El objetivo del proyecto es la creación de un modelo de simulación que incluya la red manteniendo los principios de los modelos SFR a la hora de representa los grupos generadores de forma simplificada y que estudie como afectaría la pérdida de un grupo generador al resto de los grupos de la red debido a la incertidumbre que surge entorno a la capacidad de respuesta de las fuentes de energía renovables ante estas perturbaciones. Esto es, que muestre como varia la frecuencia tras un incidente y valorar si excede o no los límites de desviación nombrados anteriormente.

A continuación, también se comparará dicho modelo con otros, uno simple sin red y otro detallado, para poder comprobar la validez del modelo en cuestión.



ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE UN SISTEMA
INTERCONECTADO CON ALTA PENETRACIÓN DE RENOVABLE

Jacobo Gómez
Gómez

2 Modelo

2.1 Descripción general del modelo

Esta sección presenta el modelo que se va a describir con más detalle a continuación, el cual es un modelo de análisis de la estabilidad de la frecuencia de los diferentes grupos generadores de una red ante una perturbación como la pérdida de uno de estos grupos. Así se puede comprobar cómo responden el resto de generadores para suministrar este déficit de generación y volver a equilibrar el balance de generación y carga.

El modelo está basado en las simplificaciones realizadas por los modelos SFR, anteriormente descritos, con la diferencia que mantiene las características espacio-temporales del sistema teniendo en cuenta así las propiedades de la red permitiendo así poder realizar análisis individualizados de la dinámica de frecuencia de potencia activa.

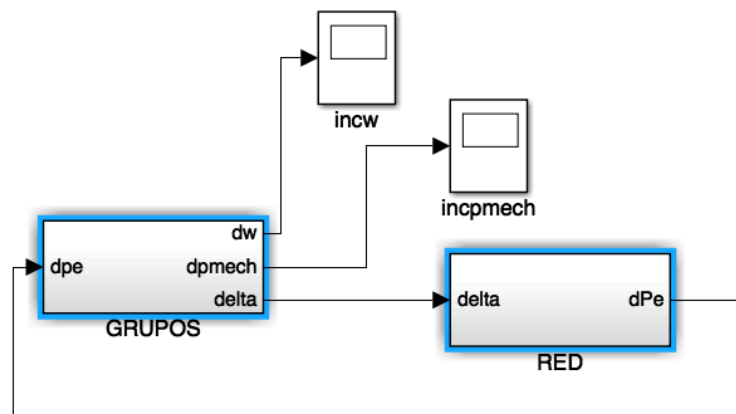


Figura 3: Visión general del modelo de red del proyecto

La Figura 3 muestra de manera muy generalizada el modelo objeto de estudio de este proyecto que está basado en como la red y los grupos generadores se intercambian información referente a diferentes valores como las potencias o los ángulos y así poder actualizar a tiempo real dichos valores y ser así una simulación más precisa. Los subsistemas mostrados en la figura serán explicados en las siguientes secciones de este apartado del proyecto con más detenimiento para poder comprender así de forma más clara el funcionamiento del modelo.



2.2 Modelo del generador

En este apartado se procede a explicar con más detenimiento el subsistema que modela a los grupos generadores. Este subsistema está representado en el modelo de red con el bloque denominado grupos.

Como se puede observar en la Figura 3, el modelo del generador tiene como entrada el incremento de potencia eléctrica generada (ΔPe) que se obtiene de la red y como salidas se tienen la δ , el incremento de w (Δw) y el incremento de potencia mecánica. Estos dos últimos son meramente de control ya que únicamente se usan para ser representados y poder analizar así el comportamiento del generador. La δ será utilizada por el modelo de red para recalculer los ΔPe que volverán a ser introducidos en el subsistema 'Grupos' y continuar así el lazo cerrado de la simulación.

El modelo del generador está regido por una serie de ecuaciones que representan el comportamiento de las distintas partes del generador y que permiten así analizar el funcionamiento del mismo. Las ecuaciones mencionadas son las que se muestran a continuación.

$$\Delta w(s) = \frac{(\Delta P_{mech} - \Delta Pe - \Delta P_{PSS})}{2Hs + D} \quad (1)$$

$$\Delta P_{mech}(s) = \min \left(\max \left(\frac{-K_i}{1 + sT_i} * \Delta w, \Delta P_{min} \right), \Delta P_{max} \right) \quad (2)$$

$$\Delta P_{PSS}(s) = \frac{sD_{PSS}}{1 + sT_{PSS}} * \Delta w \quad (3)$$

Ahora se procede a analizar con más detenimiento dichas ecuaciones para poder entender el funcionamiento del modelo del generador.

La ecuación (1) es la más importante del modelo y es una ampliación de la ecuación (4), la cual es conocida como la ecuación de oscilación de la maquina síncrona. Dicha ecuación está basada en que la dinámica eléctrica del generador es mucho más rápida que la capacidad de respuesta de los controles de la turbina. La constante H se puede interpretar como la energética cinética de la masa rotatoria del grupo turbina-generador a velocidad nominal [5].

$$\Delta w(s) = \frac{1}{2Hs} (\Delta P_{mech} - \Delta Pe) \quad (4)$$

Pero a (4) hay que añadirle como afecta esta Δw a la demanda, ya que esta posee un constante de amortiguamiento D, que representa como varía la potencia de la demanda en



función de cuanto varía la frecuencia. Esto es debido a que algunas cargas, como las resistivas, tienen una demanda independiente a la frecuencia, pero otras varían su demanda ante variaciones de frecuencia como pueden ser las inductivas o capacitivas (que dependen de la w).

$$\Delta w(s) = \frac{(\Delta P_{mech} - \Delta P_e)}{2Hs + D} \quad (5)$$

La ecuación (5) muestra cómo queda (4) tras aplicarle la constante de amortiguamiento de la demanda.

En cuanto a (3) se puede decir que surge como una solución para compensar el problema que presentan las turbinas hidráulicas. Este problema es que este tipo de turbinas está determinado por el flujo del agua por las tuberías de presión, las cuales, producen transitoriamente efectos inversos a los esperados ante variaciones en la apertura de las válvulas, por ejemplo, ante una apertura de la válvula, inicialmente se produce un descenso de la potencia hidráulica para finalmente estabilizarse en un valor superior al original. La solución consiste en retardar, con una ganancia (D_{PSS}) en régimen transitorio, el movimiento de la válvula en función de las variaciones de la frecuencia. Esta solución se denomina compensación por reducción de estatismo transitorio [6].

Finalmente, la única ecuación que queda por analizar es la (2), la cual es la encargada de analizar como varía la potencia mecánica en la turbina del generador. Está basada en lo que se denomina estatismo del generador, que permite que varios generadores diferentes puedan actuar simultáneamente en la regulación primaria en un mismo sistema. Para ello a cada uno se le aplica una característica frecuencia-potencia en régimen permanente negativa. La constante K_i utilizada también puede expresarse como se muestra en (6).

$$K_i = 1/R \quad (6)$$

Esta R es la constante de estatismo del generador, que especifica la característica del regulador en régimen permanente. Su interpretación matemática es la que se puede observar en (7) y la geométrica en la Figura 4, en la cual la constante R se puede interpretar como la pendiente de la gráfica

$$R = - \frac{\text{incremento relativo de frecuencia}}{\text{incremento relativo de potencia}} = \frac{w_v - w_{pc}}{w_o} \quad (7)$$

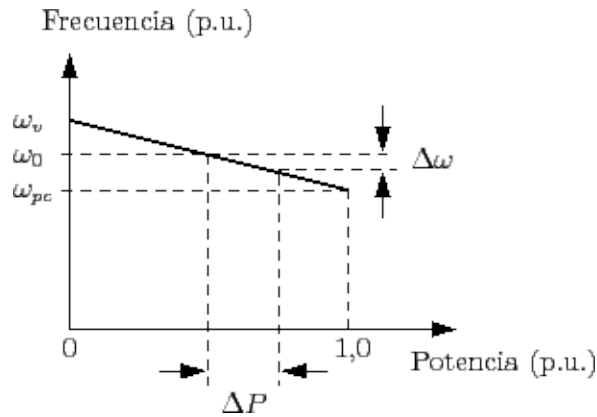


Figura 4: Característica de un control primario con estatismo [7]

Siendo:

$w_v =$ frecuencia en reg. permanente en vacío

$w_{pc} =$ frecuencia en reg. permanente con carga completa

$w_o =$ frecuencia nominal

[7] El estatismo provoca que en régimen permanente aparece una pequeña desviación respecto de la frecuencia nominal, al contrario de lo que sucede en el caso de un regulador isócrono. El problema del regulador isócrono es que es útil en sistemas aislados en los que solo actúa un generador y, por lo tanto, no es válido para este sistema en el que actúan muchos grupos generadores simultáneamente y no será objeto de estudio en este proyecto.

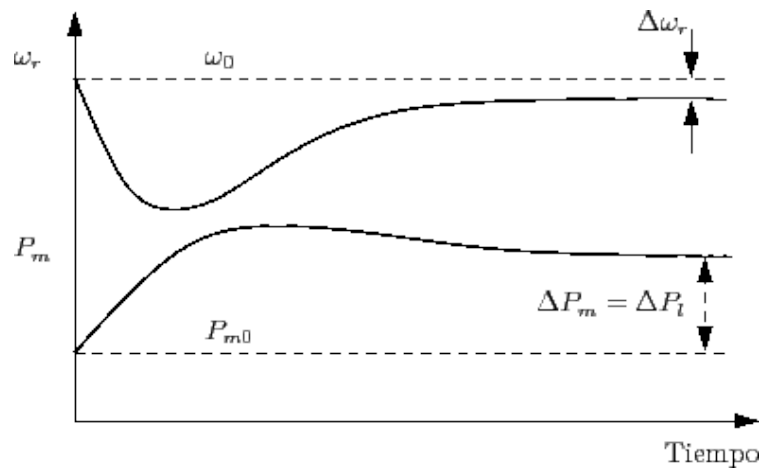


Figura 5: Respuesta dinámica de generador con estatismo [7]

La figura 5 muestra la respuesta dinámica de un sistema, el cual posee un control primario de frecuencia, ante una variación de carga en la que es perfectamente apreciable como la frecuencia en régimen permanente es distinta de la inicial.

Los únicos elementos que faltan por analizar de la ecuación (2) son ΔP_{min} y ΔP_{max} que representan los límites de potencia que el generador es capaz de proporcionar al sistema.

El modelo del generador pone en práctica estas ecuaciones a través del entorno de Matlab y Simulink. Para finalizar con esta sección, se muestra en la Figura 6 cómo es el esquema de bloques del modelo en cuestión. En dicho esquema se puede apreciar con claridad donde están situadas cada una de las ecuaciones explicadas, así como diferenciar con claridad donde se introduce la potencia eléctrica que proporciona la red y cómo el modelo del generador procesa esa información para poder devolverle la información sobre los ángulos de los generadores actualizada.

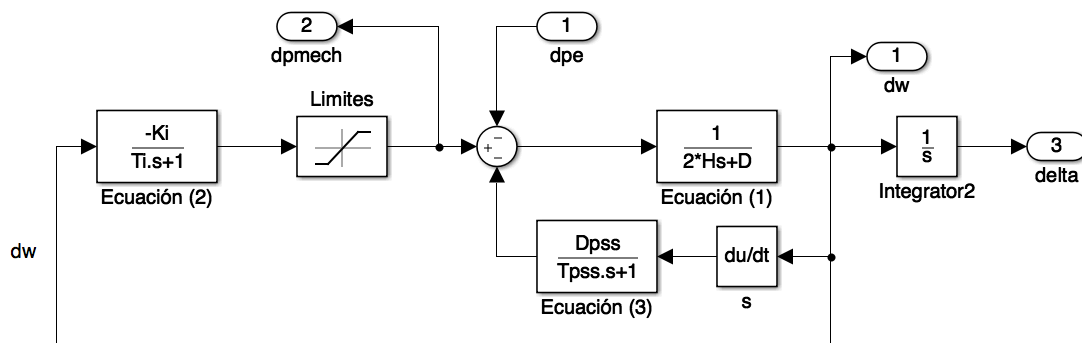


Figura 6: Esquema de bloques del modelo del generador

2.3 Modelo simple sin red

En esta sección se explica el modelo simplificado que se utilizará para ser comparado con nuestro modelo de red. Este modelo no utiliza los datos de la red, sino que supone que la frecuencia es uniforme y por lo tanto hay una única inercia equivalente. Como la frecuencia es uniforme, todos los grupos están conectados a un único nudo y por lo tanto se suman sus aportaciones. La inercia equivalente es la suma de las inercias de los grupos expresadas en la misma base.

Al estar todos los grupos conectados a un único nudo y despreciando la dinámica de voltaje, también se suman las aportaciones de todos los grupos generadores de manera que se comportaría como un gran generador equivalente. Al haber solo un generador, a la hora de introducir una perturbación se introducirá un escalón de valor igual a la potencia de perturbación para poder obtener, así, como variará la frecuencia promedio del sistema.

El modelo simple sin red está representado en el entorno de Simulink a través del diagrama de bloques que se muestra en la Figura 7.

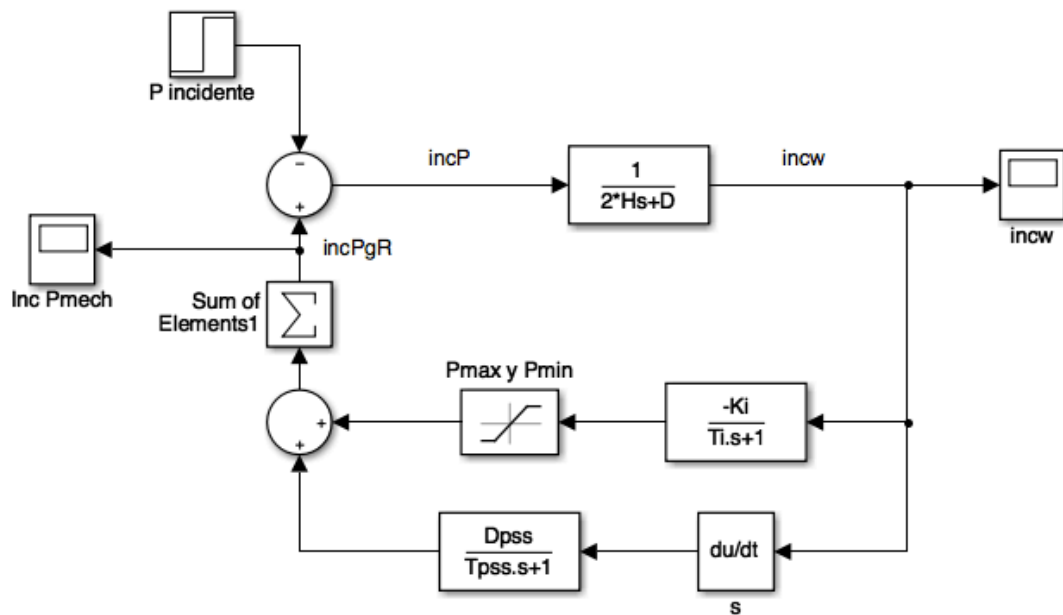


Figura 7: Esquema de bloques del modelo simple sin red

2.4 Modelo con Red

El modelo de red, como ya se ha dicho, está basado en la dinámica del flujo de cargas DC, pero manteniendo algunas de las simplificaciones del modelo sin red. Al tratarse de un flujo DC, se tienen que tener claras tres consignas principales:

- La impedancia de las ramas está únicamente representada por su reactancia
- El voltaje a lo largo del sistema es 1pu (suposición de voltaje plano)
- Las diferencias entre los ángulos son muy próximas a 0

$$P = Y_{BUS} * \theta \quad (8)$$

Esta ecuación (8) es la ecuación característica del flujo de cargas DC, en la que P representa a las potencias de los nudos de la red, Ybus es la matriz nodal o matriz de impedancias de la red y θ , que representa los ángulos de las potencias en cada uno de los nudos.

Lo habitual a la hora de realizar el flujo de cargas es considerar la potencia en los nudos como la diferencia entre la potencia generada y la demandada por las cargas, pero en este modelo se va a tratar por separado la generación y la carga. Esto quiere decir que se van a diferenciar los ángulos de las potencias en bornes del generador con los que se tienen en el nudo. Esta diferencia es debida a la existencia de una reactancia síncrona que representa

los diferentes efectos magnéticos que se producen sobre el estator de un generador en condiciones síncronas de funcionamiento y se denomina X_s (X_s). De esta manera no se realiza ninguna aproximación en los valores de los ángulos y se podrán obtener valores más precisos que con otros modelos.

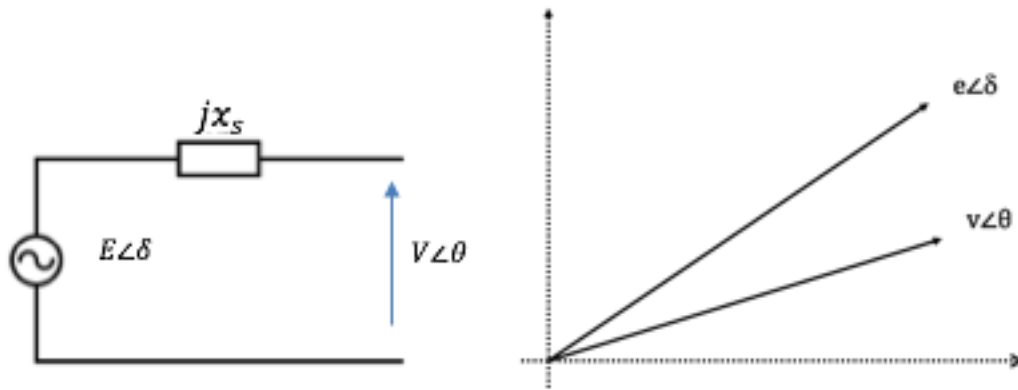


Figura 8: Representación unifilar de un generador y gráfica de sus tensiones

La Figura 8 muestra el esquema unifilar de un generador en el que E representa la caída de tensión del generador y V la que se tiene en el nudo. Al haber también caída de tensión en la impedancia síncrona, los ángulos tampoco son iguales, lo cual se puede ver reflejado en la gráfica de la derecha de la Figura 8. Por tanto, y con las suposiciones correspondientes del flujo DC anteriormente mostradas, la potencia del generador puede expresarse como se muestra en la ecuación (9) que viene a continuación.

$$P_e = \frac{v * e}{x_s} * \sin(\delta - \theta) \quad (9)$$

Para una mejor comprensión, se parte de una red simple de 3 nudos conectados, los cuales tienen grupos generadores y cargas.

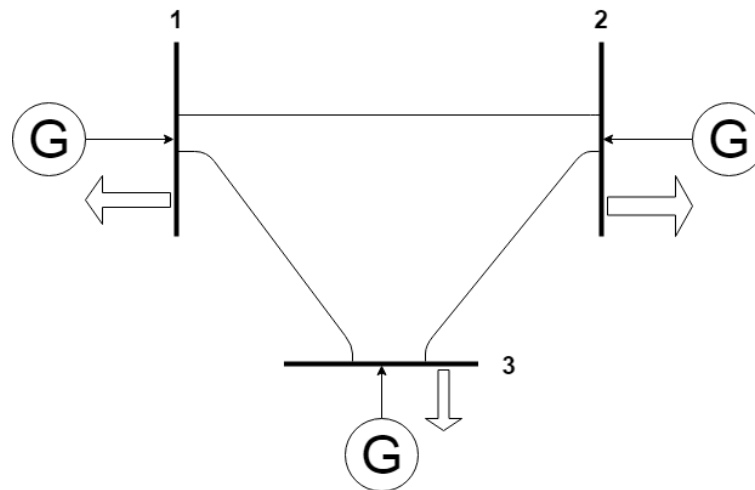


Figura 9: Red simple ilustrativa con generadores y cargas

De esta red simple, ilustrada en la Figura 9, se obtiene una matriz Y_{bus} convencional formada por todas las admitancias de las líneas.

$$\mathbf{Y}_{BUS} = \begin{array}{ccc} & \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} \\ \left[\begin{array}{ccc} 1/x_{1,2} + 1/x_{1,3} & -1/x_{1,2} & -1/x_{1,3} \\ -1/x_{1,2} & 1/x_{1,2} + 1/x_{2,3} & -1/x_{2,3} \\ -1/x_{1,3} & -1/x_{2,3} & 1/x_{1,3} + 1/x_{2,3} \end{array} \right] & \mathbf{1} \\ & \mathbf{2} \\ & \mathbf{3} \end{array}$$

Lo siguiente es ampliar esta red para poder tener en cuenta la Xsource, quedando esta red de 3 nudos en una red de 6 nudos como se aprecia en la Figura 10.

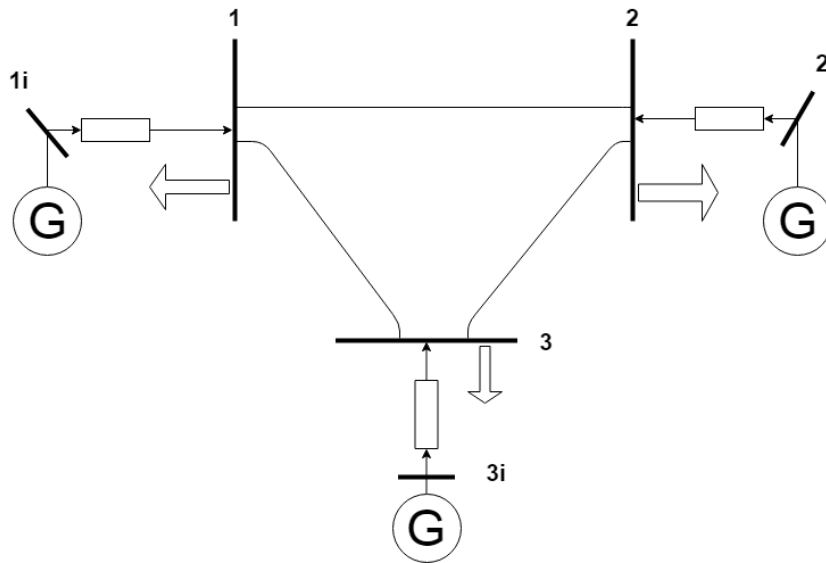


Figura 10: Red simple ampliada con los nudos imaginarios en bornes de los generadores

Lo que se hace es crear nudos imaginarios (1i, 2i y 2i) entre los generadores y las Xsource y por lo tanto hay que incluir dichos nudos en la matriz Ybus. De esta manera se crea una matriz Ybus ampliada que se denominará M en este modelo.

$$M = \begin{array}{c} \begin{array}{cccccc} & \mathbf{1} & \mathbf{2} & \mathbf{3} & \mathbf{1i} & \mathbf{2i} & \mathbf{3i} \end{array} \\ \left[\begin{array}{ccc|ccc} \dots + 1/x_{1i} & \dots & \dots & -1/x_{1i} & 0 & 0 \\ \dots & \dots + 1/x_{2i} & \dots & 0 & -1/x_{2i} & 0 \\ \dots & \dots & \dots + 1/x_{3i} & 0 & 0 & -1/x_{3i} \\ \hline -1/x_{1i} & 0 & 0 & 1/x_{1i} & 0 & 0 \\ 0 & -1/x_{2i} & 0 & 0 & 1/x_{2i} & 0 \\ 0 & 0 & -1/x_{3i} & 0 & 0 & 1/x_{3i} \end{array} \right] \begin{array}{l} \mathbf{1} \\ \mathbf{2} \\ \mathbf{3} \\ \mathbf{1i} \\ \mathbf{2i} \\ \mathbf{3i} \end{array} \end{array}$$

$$M = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \quad (10)$$

Para los siguientes desarrollos matriciales se considerará M como un conjunto de submatrices, tal y como se muestra en (10).

$$\begin{bmatrix} -P_L \\ P_e \end{bmatrix} = [M] \begin{bmatrix} \theta \\ \delta \end{bmatrix} \quad (11)$$

La ecuación matricial (11) será la base del modelo de red de este proyecto, ya que incluye todas las especificaciones nombradas anteriormente, trabajando con las potencias de generación y las de las cargas por separado y diferenciando en todo momento las δ de los generadores con las θ que se tienen en los nudos. Esto va a permitir poder realizar los



cálculos oportunos con la información proveniente del modelo generador para poder obtener los valores que se desean devolver a dicho generador.

Inicialmente, los datos disponibles son las distintas potencias de generación y de carga. Por tanto, y con una pequeña modificación de (11) se pueden obtener todos los datos iniciales de la red.

$$\begin{bmatrix} \theta \\ \delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} -P_L \\ P_g \end{bmatrix} \quad (12)$$

El problema es que una vez que se haya iniciado la simulación, ya no valen ni (11) ni (12), puesto que los datos que recibe el modelo de red son los referentes a las potencias de las cargas, que para este modelo serán constantes, y a los ángulos δ procedentes de los grupos generadores.

$$\begin{bmatrix} -P_L \\ P_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta \\ \delta \end{bmatrix} \quad (13)$$

$$-P_L = A * \theta + B * \delta$$

$$\theta = A^{-1} * (-P_L) - A^{-1} * B * \delta$$

$$\begin{aligned} P_g &= C * \theta + D * \delta = D * \delta + C * (A^{-1} * (-P_L) - A^{-1} * B * \delta) \\ &= C * A^{-1} * P_L + (D - C * A^{-1} * B) * \delta \end{aligned}$$

$$\begin{bmatrix} \theta \\ P_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A^{-1} & -A^{-1} * B \\ C * A^{-1} & D - C * A^{-1} * B \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -P_L \\ \delta \end{bmatrix} \quad (14)$$

$$\begin{bmatrix} \theta \\ P_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M4 & M5 \\ M2 & M3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -P_L \\ \delta \end{bmatrix} \quad (14.2)$$

La ecuación matricial (14) obtenida será la que se utilice en el modelo de Simulink para realizar las simulaciones. (14.2) es otra nomenclatura para simplificar el nombre de las submatrices formadas que se utilizarán por separado en el diagrama de bloques del modelo.

Finalmente, cabe destacar que, en este modelo, las perturbaciones aparecen cuando se pierde un grupo generador, es decir, cuando la potencia generada por un determinado grupo se hace 0. Para que este caso tenga lugar, los ángulos de la tensión en bornes del generador y en el nudo deben igualarse, tal y como se demuestra en (9). Por tanto, cuando δ y θ son iguales, $\sin(\delta - \theta) = 0$ y por consiguiente la potencia generada en ese grupo será 0.

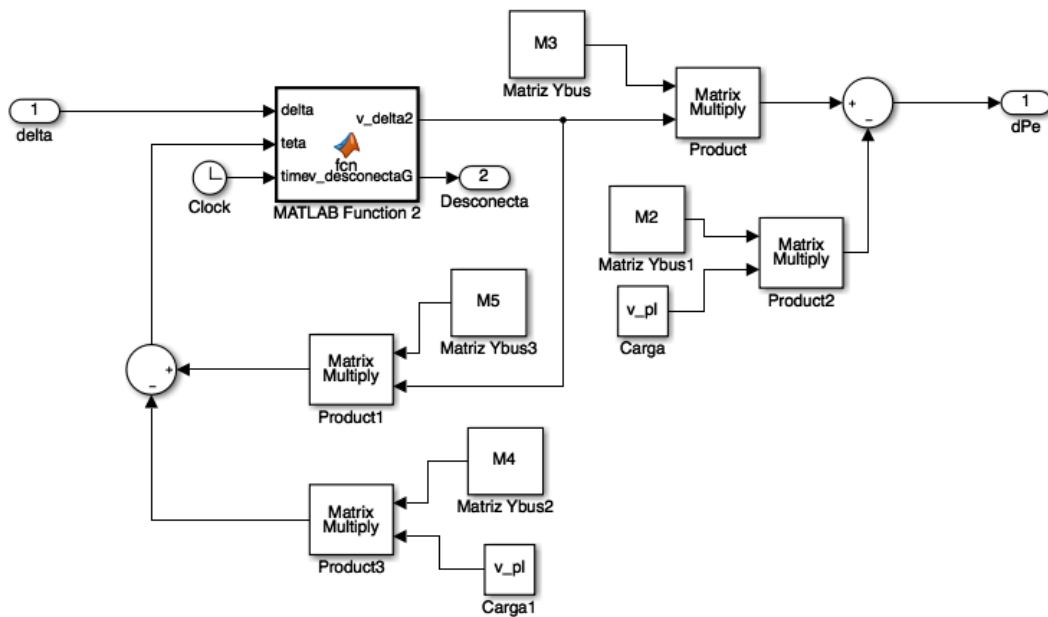


Figura 11: Diagrama de bloques del modelo de Red

La Figura 11 representa como se reflejan en Simulink los desarrollos matriciales del flujo de cargas que se han llevado a cabo en este apartado del proyecto. Se aprecia con claridad como tiene como variable de entrada el ángulo δ y como salida la potencia eléctrica del generador.

2.5 Funcionamiento del modelo

Básicamente, lo que el modelo de red hace es leer los valores iniciales de las potencias generadas por todos los grupos generadores y las potencias consumidas por las cargas, además de los diferentes parámetros de la red y de los generadores, y a raíz de todos estos datos inicializa los distintos ángulos δ y θ . A continuación, y ya con el modelo de red de Simulink que se ha explicado y mostrado en la Figura 11 de la sección anterior, se introduce la perturbación (pérdida de un grupo generador) y se vuelven a calcular las distintas potencias de cada grupo. Estas potencias se introducen en un subsistema denominado 'grupos', que contiene el modelo del generador analizado anteriormente en el apartado 2.2, en el cuál se recalculan los nuevos valores de las variaciones de frecuencia y de los ángulos, los cuales vuelven a entrar en la red para, de nuevo, calcular las potencias de los generadores. Este proceso se repite hasta el punto en el que se estabilizan las frecuencias de los distintos grupos y se entra en régimen permanente. A raíz de estos valores que se obtienen, se pueden representar diferentes parámetros como las potencias

o la frecuencia para poder así analizarlos y comprobar que no exceden ningún límite establecido.

El funcionamiento del modelo se podría resumir diagrama de flujo (Figura 12) que se muestra a continuación.

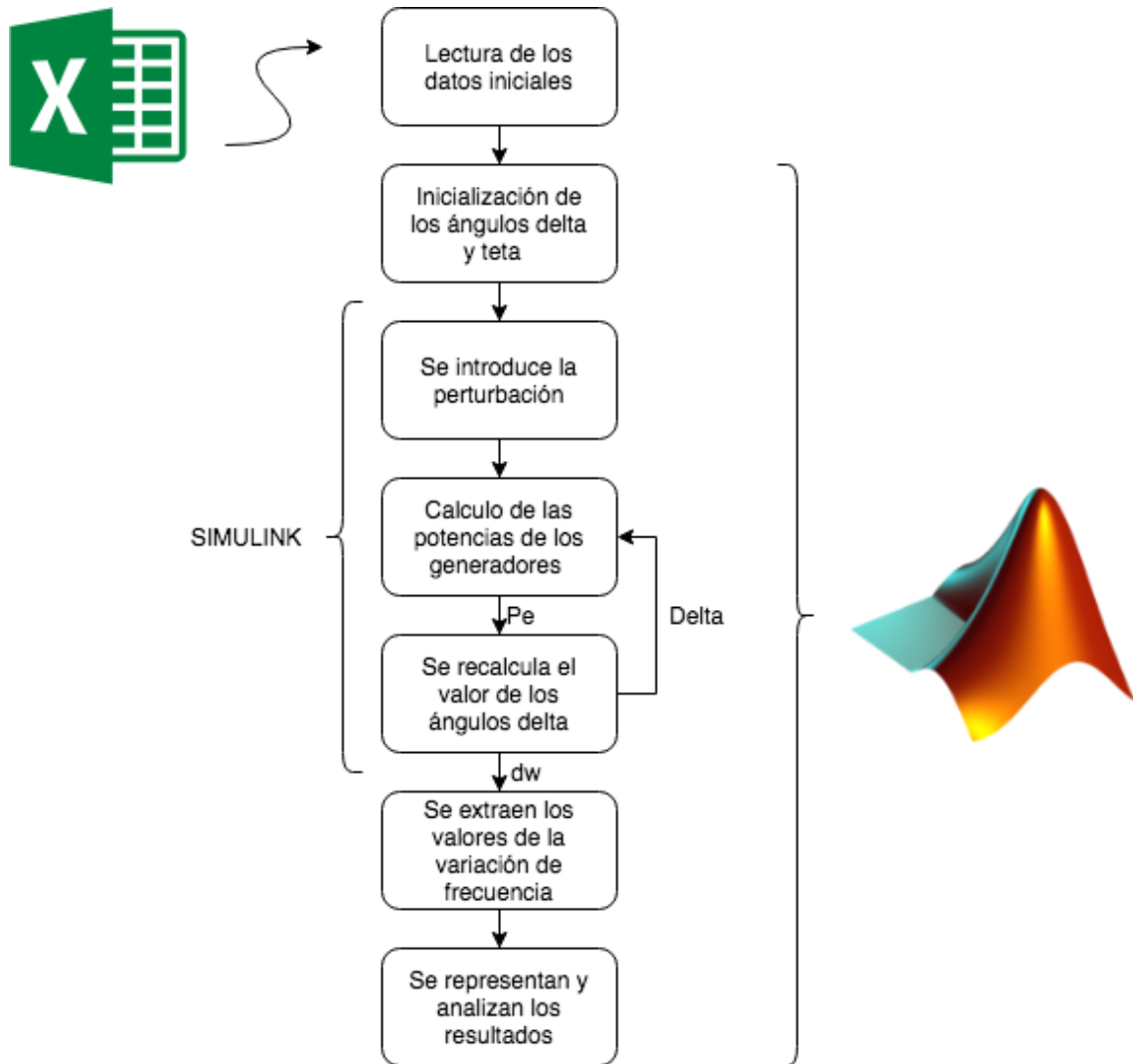


Figura 12: Diagrama de flujo del funcionamiento del modelo

3 Resultados

3.1 Ejemplo ilustrativo

En los siguientes apartados se procede al análisis de los resultados obtenidos con las simulaciones de los diferentes modelos para poder comparar dichos resultados entre ellos y comprobar así la validez de los mismos.

En este apartado, se explica un caso sencillo de manera ilustrativa para la mejor comprensión del funcionamiento del modelo de red de este proyecto. En esto ejemplo, se podrá observar cómo, ante la pérdida de un grupo generador, dicha potencia es cubierta por los otros grupos para poder abastecer toda la demanda.

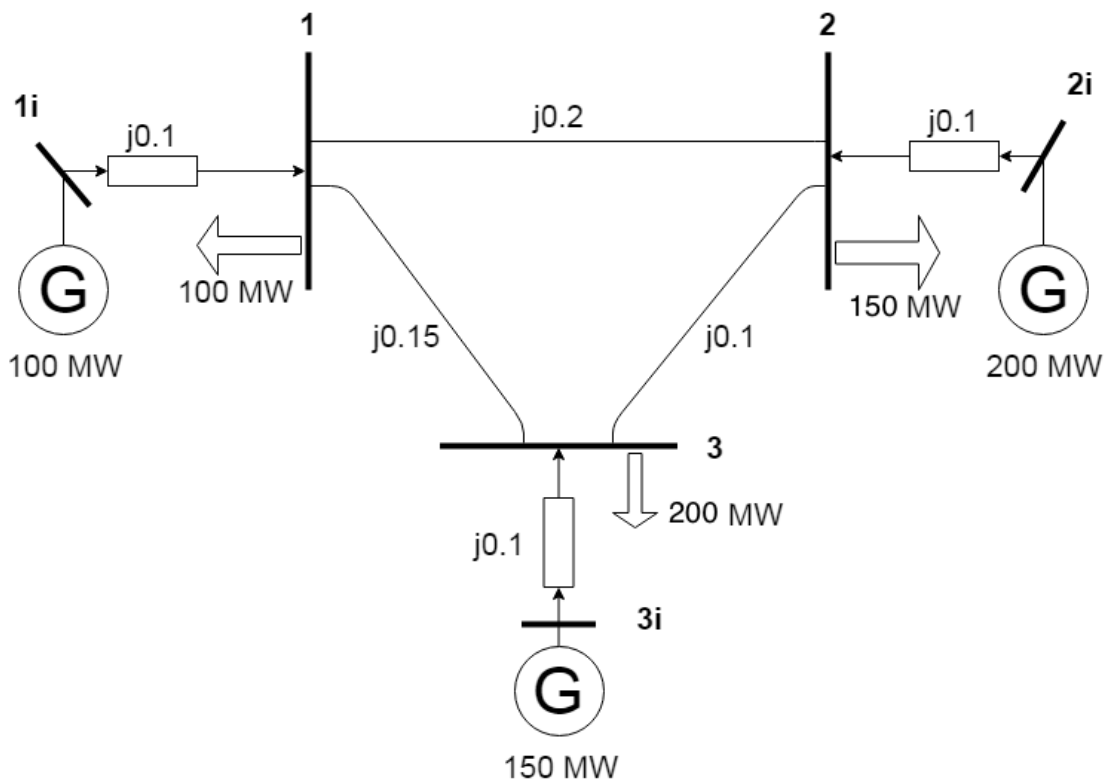


Figura 13: Red simple para ejemplo ilustrativo

Como se puede observar en la Figura 13, la red está formada por 3 nodos que tienen conectados grupos generadores y cargas. De esta manera se podrá observar cómo se reparten el déficit de generación entre distintos generadores. Por lo tanto, la matriz Y_{bus} original sería una matriz 3×3 y la ampliada $[M]$ con los 3 nodos imaginarios creados en los generadores sería de 6×6 . En este caso y con estos valores de generación, cargas y admitancias se obtienen las siguientes matrices.



$$[Y_{bus}] = \begin{bmatrix} 11.67 & -5 & -6.67 \\ -5 & 15 & -10 \\ -6.67 & -10 & 16.67 \end{bmatrix} \quad [M] = \begin{bmatrix} 21.67 & -5 & -6.67 & -10 & 0 & 0 \\ -5 & 25 & -10 & 0 & -10 & 0 \\ -6.67 & -10 & 16.67 & 0 & 0 & -10 \\ -10 & 0 & 0 & 10 & 0 & 0 \\ 0 & -10 & 0 & 0 & 10 & 0 \\ 0 & 0 & -10 & 0 & 0 & 10 \end{bmatrix}$$

A continuación, se procede a simular el modelo para poder analizar los resultados obtenidos. Pero antes, en la Tabla 1 se muestran los valores utilizados para los distintos parámetros de los modelos.

Ki	10
Ti	10
H	4
D	0.5
Pmax	450
Pmin	0
Dpss	0
Tpss	1

Tabla 1: Parámetros para la simulación del ejemplo ilustrativo

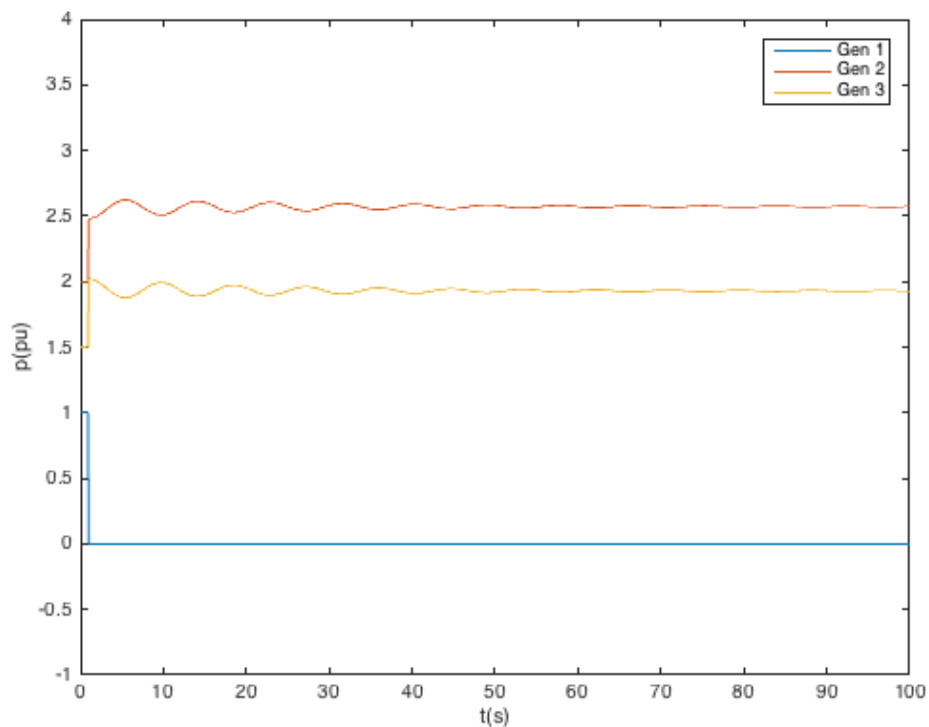


Figura 14: Potencia eléctrica de cada grupo generador

En la figura 14 se observa como ambos grupos generadores incrementan en torno a 0.5 pu cada uno para cubrir la perdida de 1 pu del otro generador. Al principio, se observan unas

pequeñas oscilaciones debidas al régimen transitorio, pero en régimen permanente ya se estabilizan y aportan valores contantes de potencia. A pesar de estas oscilaciones, en todo momento se aporta toda la potencia necesaria para cubrir al grupo generador perdido.

Ahora se van a representar las frecuencias de los distintos grupos generadores que actúan ante la perturbación junto con la frecuencia promedio obtenida del modelo simple sin red para poder comparar ambos modelos.

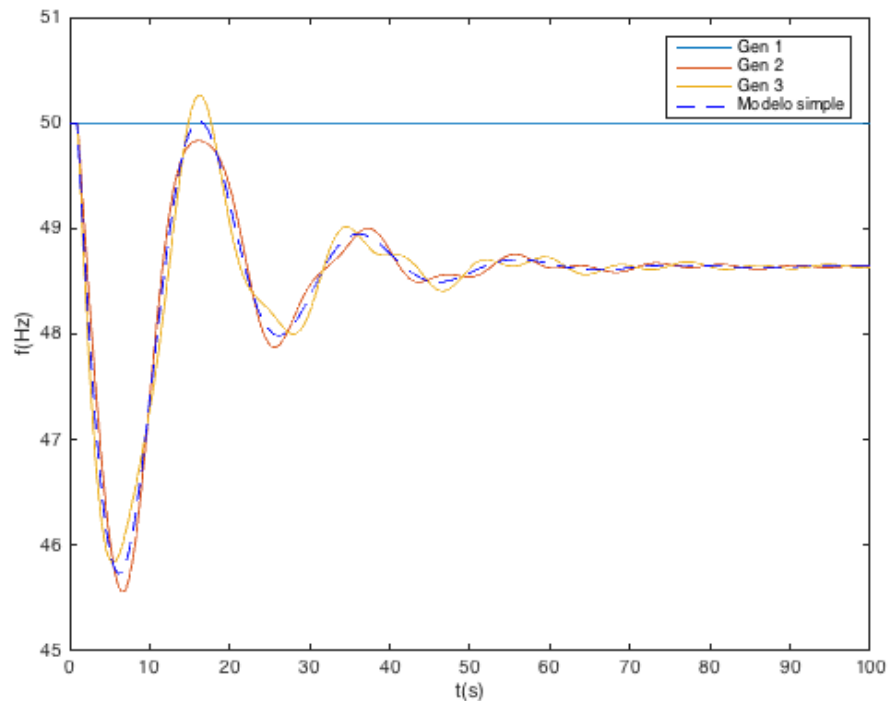


Figura 15: Frecuencia de todos los grupos y del modelo simple

En la figura 15 se aprecia una similitud prácticamente perfecta entre las simulaciones de ambos modelos, pero para una mejor comprensión, en la figura 16 se comparará el mismo resultado del modelo simple con la frecuencia media de los grupos generadores.

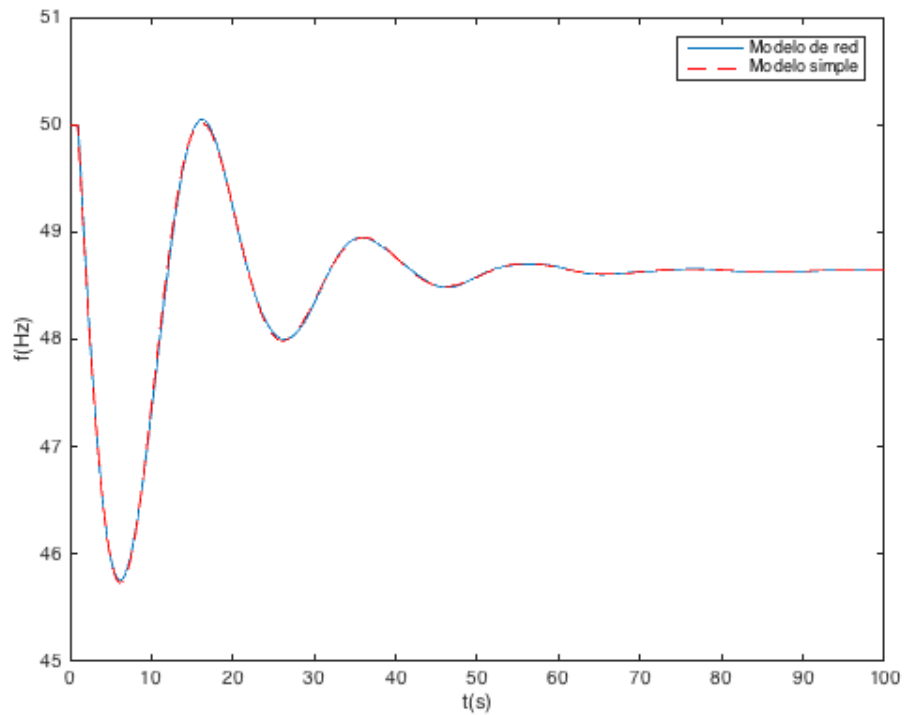


Figura 16: Comparación de la frecuencia media del modelo de red con el modelo simple

Se aprecia que los resultados son prácticamente idénticos, lo cual parece indicar que los modelos son perfectamente válidos para el cálculo de las frecuencias del sistema.

También se puede comprobar la similitud de los resultados a través de las variaciones de las potencias mecánicas. A continuación, se va a comparar el aumento de la energía mecánica de los generadores del modelo de red con el del modelo simple, el cual, representa la cantidad de potencia mecánica que sería necesaria para cubrir la potencia perdida en la perturbación.

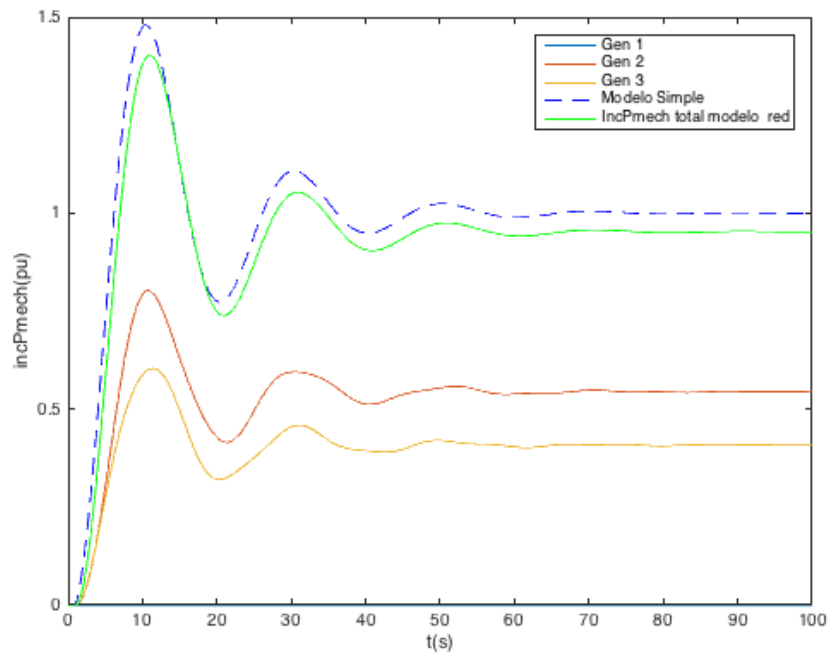


Figura 17: Comparación de los dP_{mech} de cada generador, la total y la del modelo de red

En la Figura 17 se observa como actúa potencia mecánica en cada uno de los generadores y cómo, al sumarse, da como resultado unos valores prácticamente idénticos que los obtenidos con el simple. Cabe mencionar que dichos valores obtenidos equivalen a la potencia perdida en el generador protagonista del incidente, cubriendo así toda la demanda de energía.

3.2 Análisis de los parámetros del modelo

En esta simulación se han usado unos determinados valores, mostrados en la Tabla 1, para los diferentes parámetros de inercia, amortiguamiento y constantes de tiempo. A continuación, se va a mostrar como varía el resultado de la simulación cuando se varía alguno de estos valores.

3.2.1 Inercia

En primer lugar, se va a mostrar como varían las simulaciones con la inercia. Para ello, se va a cambiar el valor de dicha inercia en uno de los grupos generadores que no se pierden, en este caso el conectado al generador conectado al nudo 2. En la primera simulación se va a

establecer un valor $H=1$ (Figura 18), el utilizado anteriormente es $H=4$, y seguidamente se amplía a un valor de 8 (Figura 20). Los resultados de la primera simulación comparados con la simulación anterior son los siguientes.

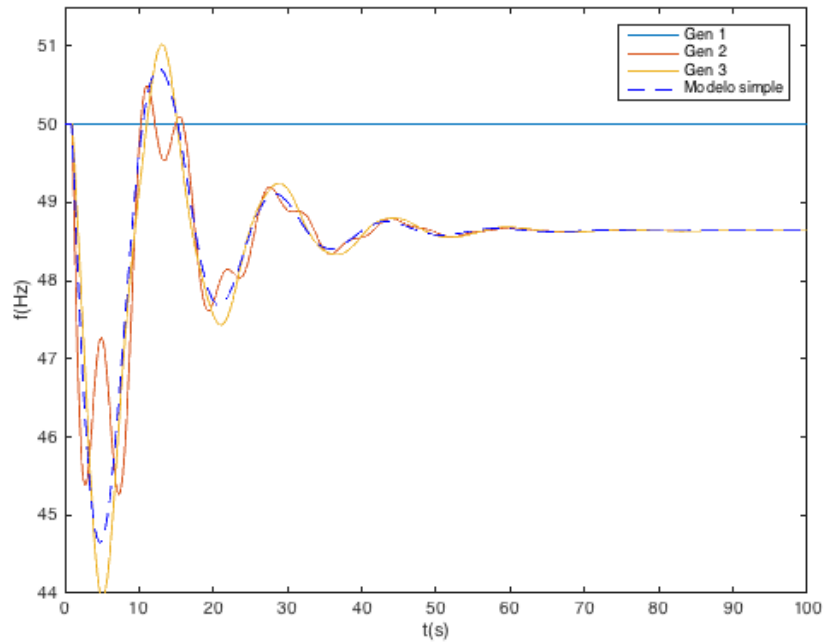


Figura 18: Simulación de la frecuencia con una inercia en el Gen 2 de valor $H=1$

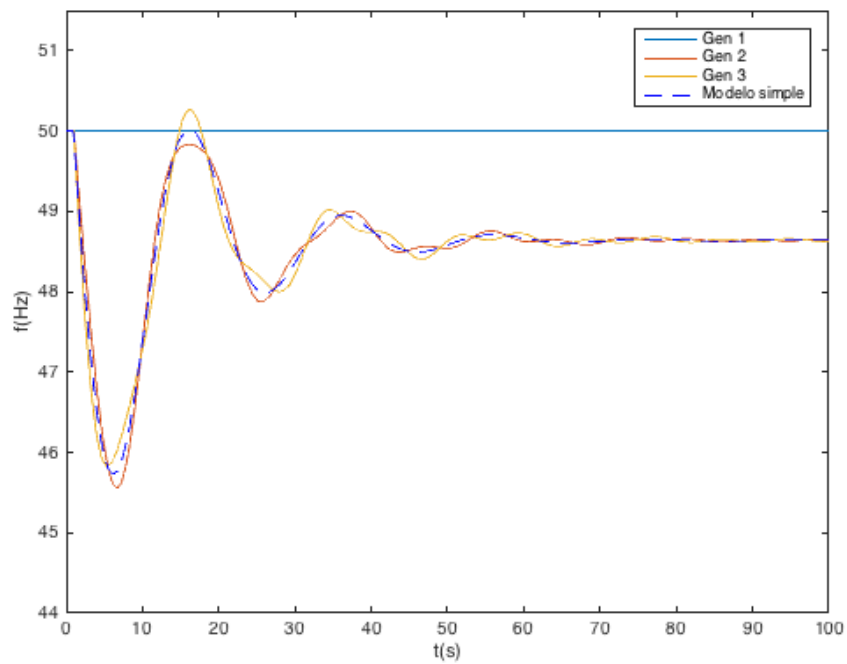


Figura 19: Simulación de la frecuencia con una inercia en el Gen 2 de valor $H=4$

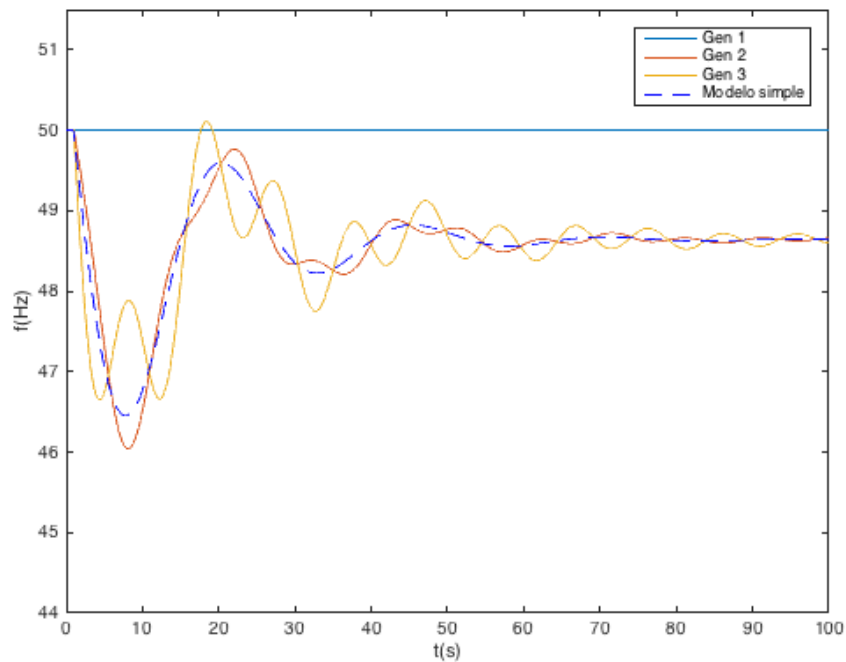


Figura 20: Simulación de la frecuencia con una inercia en el Gen 2 de valor $H=8$

Como se aprecia hay una notable diferencia entre las distintas simulaciones. Esto es debido a que la inercia es el parámetro que expresa la capacidad de las máquinas rotativas para almacenar y suministrar su energía cinética al sistema y la respuesta inercial de un sistema ante importantes desequilibrios entre carga-generación está caracterizada por la energía cinética de las masas rotativas del sistema que es liberada tras la perturbación. Ante la pérdida inesperada de un grupo generador, parte de la energía que se necesita para compensar el desbalance proviene de la energía almacenada en los rotores de los generadores.

Se observa en la Figura 18 que cuando se disminuye la inercia del grupo generador, ésta presenta una mayor cantidad de oscilaciones y a su vez provoca que el tercer grupo generador tenga mayores desviaciones de frecuencia. En cambio, si esta inercia se aumenta pasa lo contrario, la gráfica de la frecuencia del grupo al que se le aumenta su inercia, reduce un poco su desvío máximo instantáneo de frecuencia y posee unas oscilaciones parecidas al original, pero el que experimenta grandes cambios es el grupo que no ve afectada su inercia ya que, como se observa en la Figura 20, tiene muchas oscilaciones en su frecuencia. La explicación de este suceso es que el grupo con la menor inercia es el que más afectado se ve por las perturbaciones. Es decir, que podemos concluir, que si las inercias son iguales, el resultado presenta pocas oscilaciones, como se aprecia en la Figura 19, en cambio, si difieren, aparecen oscilaciones como las que se acaban de mostrar, siendo el generador con menor inercia el que más las sufre.

3.2.2 Constante de tiempo

Otro de los parámetros del que se puede estudiar cómo afecta a la estabilidad de la frecuencia del sistema es el de la constante de tiempo. En el ejemplo se ha utilizado una $T=10$ y se va a comparar con otro caso en el que el segundo grupo generador va a tener una constante de tiempo que tenga un valor del doble del original. Los resultados obtenidos tras la simulación son los que se presentan a continuación.

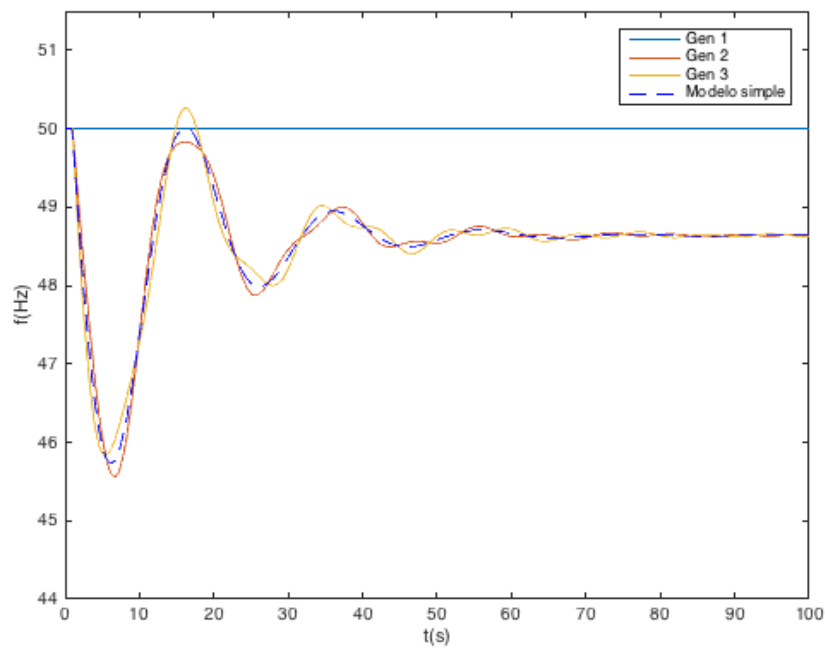


Figura 21: Simulación de la frecuencia con constante de tiempo en Gen 2 de valor $T=10$

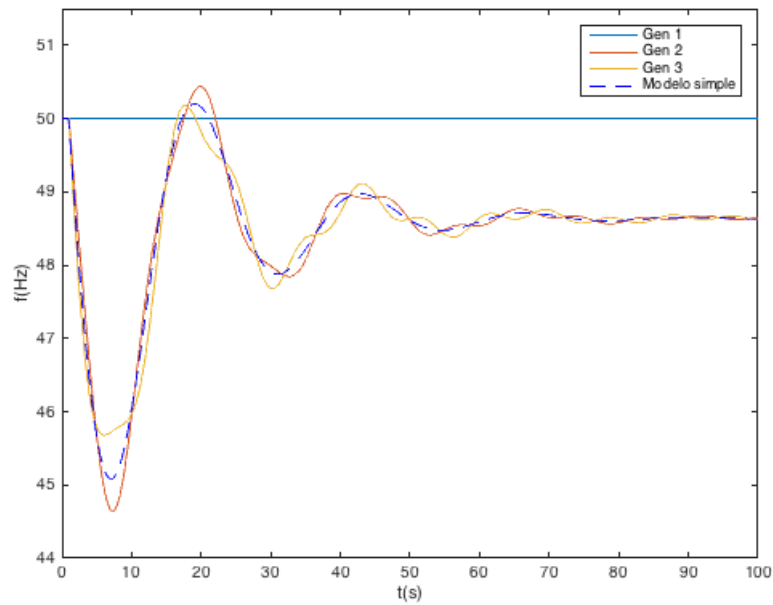


Figura 22: Simulación de la frecuencia con constante de tiempo en Gen 2 de valor $T=20$

Como se observa, claramente, una regulación más lenta, es decir, con mayores constantes de tiempo, provoca mayores desvíos transitorios de frecuencia.

3.2.3 Constante de amortiguamiento

En esta sección se va a poder observar cómo afecta la constante de amortiguamiento de la demanda a las simulaciones de frecuencia. En la simulación original se utilizó un valor $D=0.5$ y se va a comparar con otras dos simulaciones, una de valor el doble y otra la mitad. Los resultados se muestran a continuación.

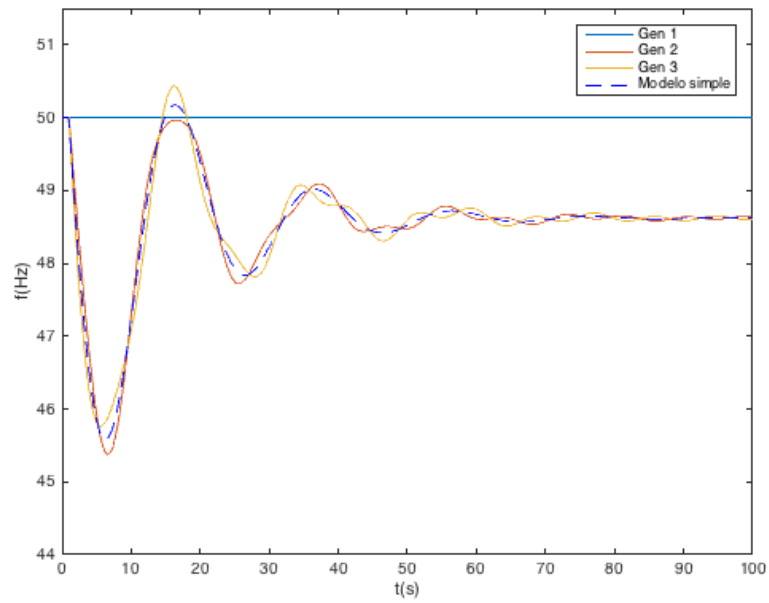


Figura 23: Simulación de la frecuencia con un amortiguamiento en el Gen 2 de valor $D=0.25$

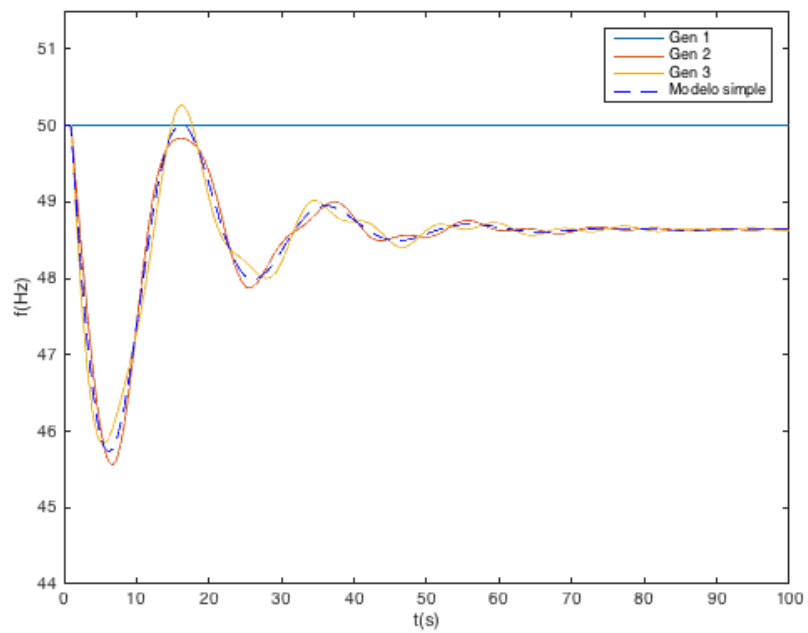


Figura 24: Simulación de la frecuencia con un amortiguamiento en el Gen 2 de valor $D=0.5$

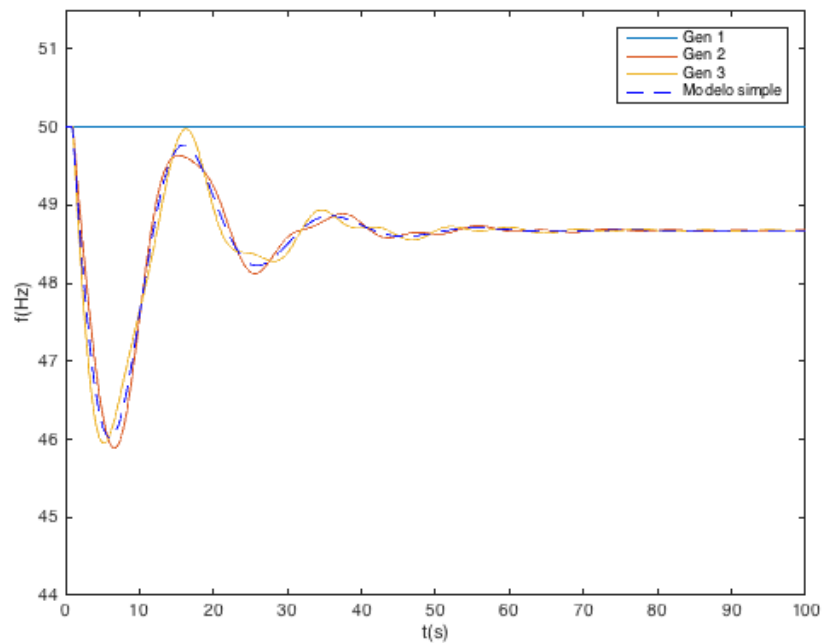


Figura 25: Simulación de la frecuencia con un amortiguamiento en el Gen 2 de valor $D=1$

Al igual que en el caso anterior con las constantes de tiempo, se observa claramente cómo, a mayor amortiguación, con más rapidez se estabiliza el sistema y entra en régimen permanente.

3.2.4 Estatismo

Finalmente, el único parámetro que falta por analizar es el estatismo. Como se ha definido anteriormente, el estatismo permite que varios generadores actúen simultáneamente en la regulación del sistema, pero, dependiendo del valor que dicha constante, unos generadores aportarán más que otros a la regulación primaria.

En este caso, hemos cambiado la K del 2º generador a un valor del doble de la que tiene el generador número 3 ($K_2=20$; $K_3=10$), originalmente ambas tenían un valor $K=10$. También se puede considerar como que la constante R , que domina el estatismo, se ha disminuido a la mitad, ya que $K=1/R$. El resultado obtenido es el siguiente.

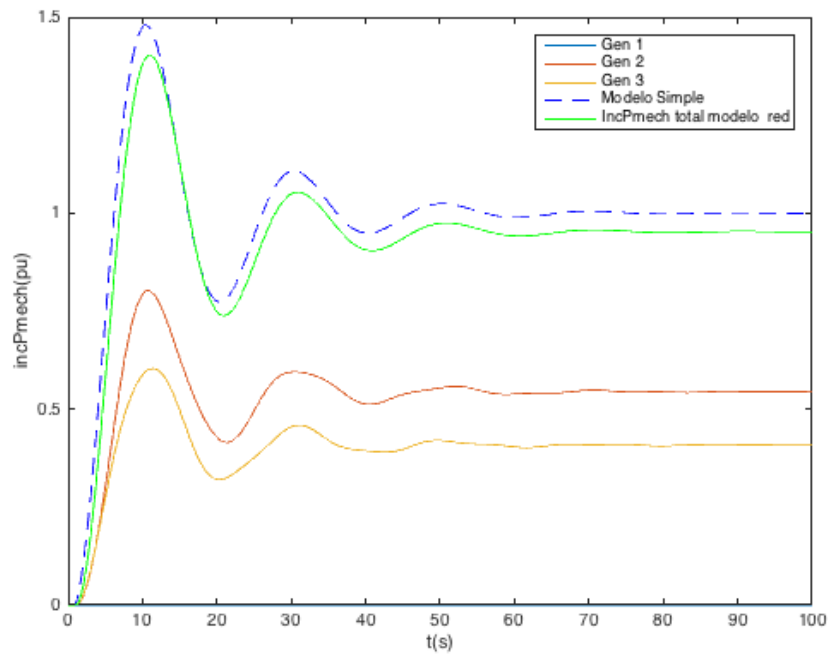


Figura 26: Incremento de la P mecánica para un estatismo en el Gen 2 de valor $K=10$

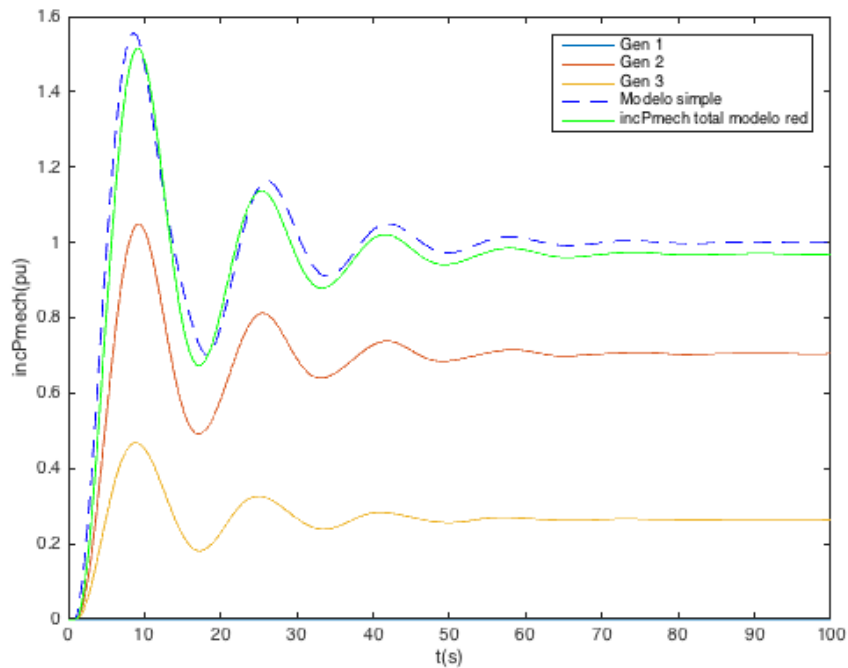


Figura 27: Incremento de la P mecánica para un estatismo en el Gen 2 de valor $K=20$

Como se aprecia en las Figuras 26 y 27, cuando se disminuye el estatismo (aumenta la K) del generador 2, este aporta más potencia a la regulación primaria del sistema.



También se puede realizar una comparación con los mismos valores que los de las Figuras 26 y 27, pero esta vez de la frecuencia del sistema, al igual que se ha hecho en secciones anteriores con otros parámetros.

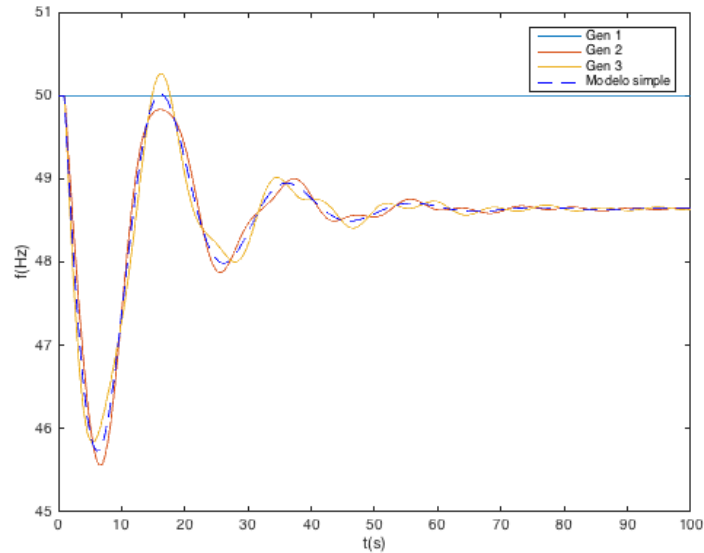


Figura 28: Simulación de frecuencia para un estatismo en el Gen 2 de valor $K=10$

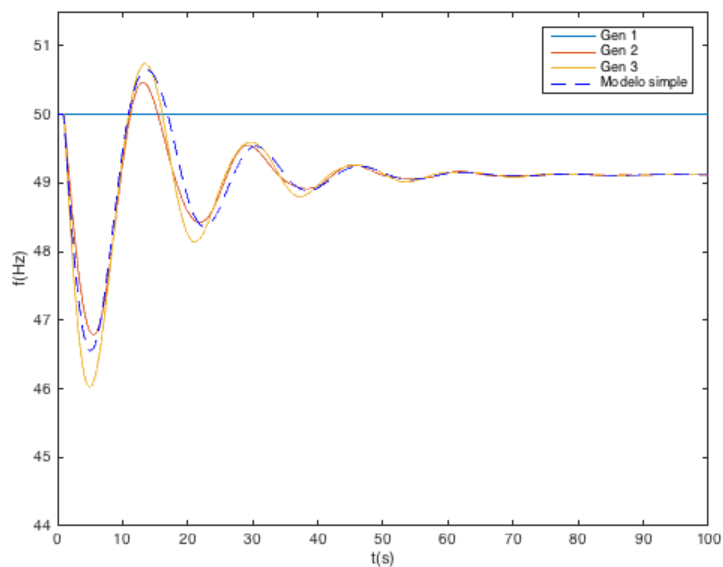


Figura 29: Simulación de frecuencia para un estatismo en el Gen 2 de valor $K=20$

Como se observa en las Figuras 28 y 29, cuanto menor sea el estatismo, o mayor la K , menores desvíos de frecuencia se obtienen en las simulaciones, tanto en régimen transitorio como en permanente.

3.3 Caso interconexión España-Francia

En este apartado se va a analizar la red eléctrica española y francesa, las cuales están interconectadas. Se comparará el modelo de red objeto de este proyecto con el modelo simplificado, al igual que lo que se ha hecho en el apartado anterior y también se llevará a cabo otra comparación, pero esta vez con la simulación de un modelo de PSS/E mucho más detallado en la que no solo variará la potencia generada en los nudos, sino que actuarán todos los elementos de la red, como las cargas, teniendo en cuenta todos los factores que se han supuesto en los modelos anteriores.

Para ellos se utilizará una red de 24 nudos a los cuales hay conectados diferentes grupos generadores y distintas cargas. Dicha red es una aproximación de la red completa de ambos países, con la cual se facilita en análisis de la estabilidad de frecuencia del sistema y de la validez del modelo. La red que se analiza en este apartado, es la que muestra las siguientes imágenes, la Figura 30 muestra la red completa y la Figura 31 cómo queda su simplificación a 24 nudos. Esta simplificación se ha llevado gracias a un algoritmo que optimizaba la distancia eléctrica (impedancia) entre los grupos generadores.

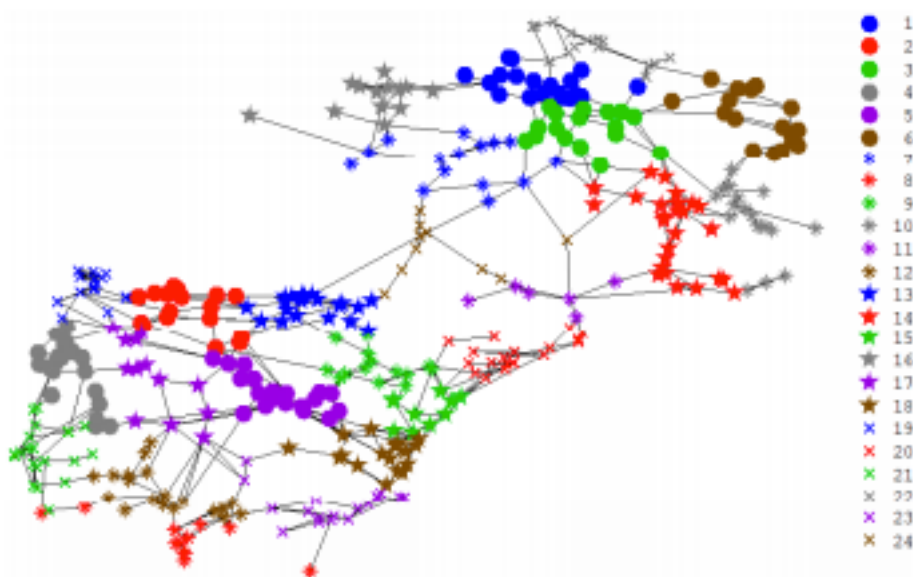


Figura 30: Red completa de Generación España-Francia

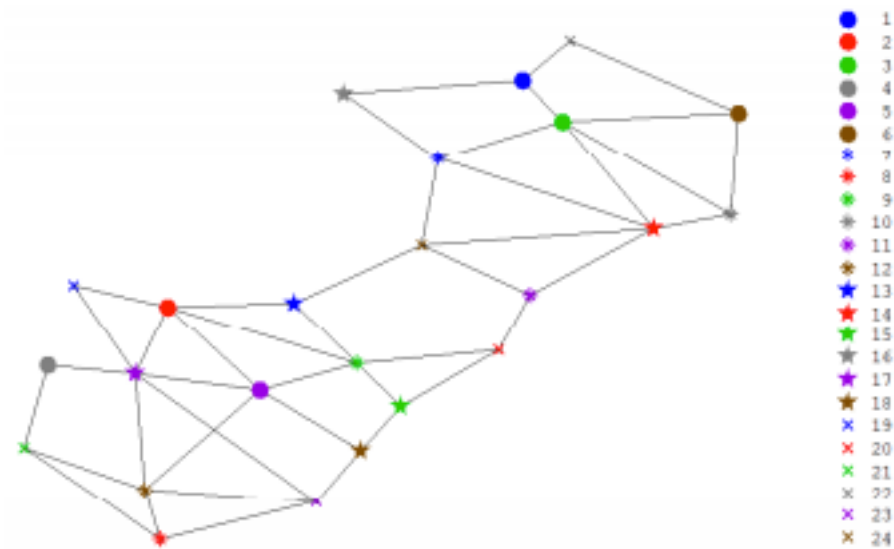


Figura 31: Red España-Francia reducida a 24 nudos

A continuación, se va a mostrar cómo varía la frecuencia tras la perturbación en cada uno de los tres modelos para poder compararlos. En este apartado la perturbación que se introduce es la pérdida de un grupo generador de ciclo combinado que estaba conectado al nudo 1 y generaba una potencia eléctrica de 960 MW.

Como esta red tiene 63 grupos generadores conectados a los diferentes nudos, se compararán resultados promedio de las gráficas de las frecuencias para facilitar así la comprensión y análisis de dichos resultados.

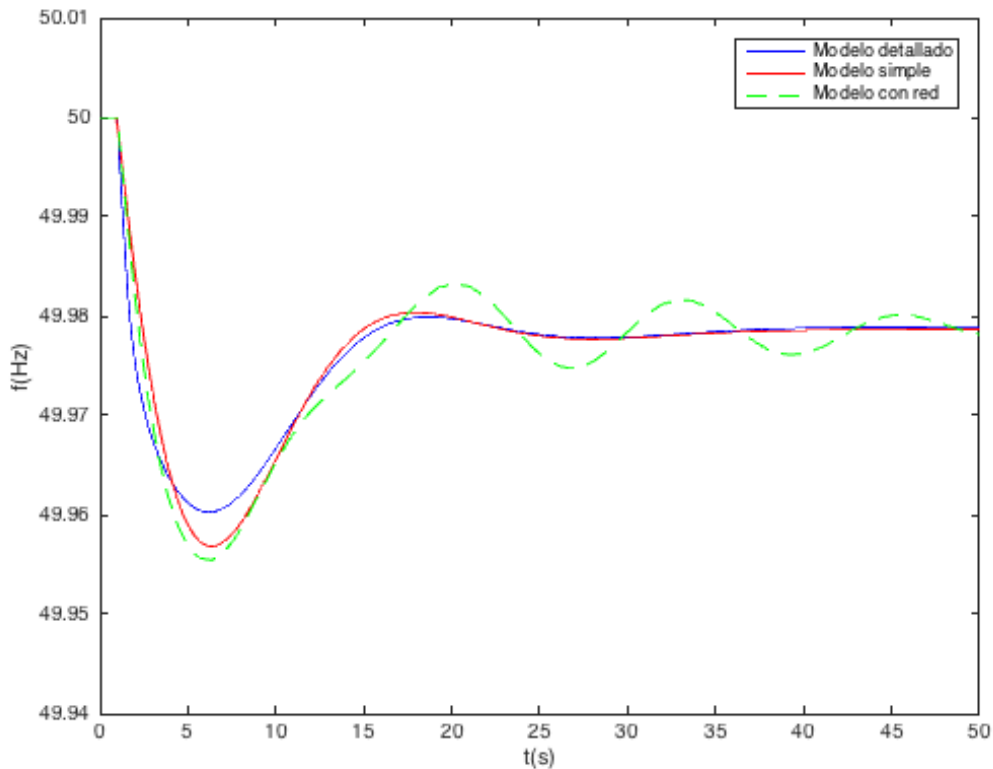


Figura 32: Comparación de los tres modelos en el caso España-Francia

Como se puede apreciar, el resultado es prácticamente el mismo, con lo cual el modelo de red diseñado en este proyecto da el resultado esperado en las simulaciones. En este caso, la red de 24 nudos, se estabiliza sin ningún tipo de inconveniente y además no se superan los límites establecidos por la norma de 800mHz para la máxima desviación instantánea ni de 200mHz para la frecuencia en régimen permanente.

Los tres modelos nos llevan a un mismo resultado, lo cual es lógico pues se está analizando la misma red eléctrica ante la pérdida del mismo generador. Además, se observa como en los modelos se alcanza el régimen permanente prácticamente al unísono manteniéndose en el mismo valor. La mayor diferencia apreciable podría ser en régimen transitorio, ya que las desviaciones instantáneas obtenidas en el modelo detallado son menores que las del modelo con red y que las del modelo simple sin red. Esto es debido a que, a mayor simplicidad en el modelo, más estimaciones se realizan en algunos parámetros y restricciones, lo cual puede llevar a que se desvíen un poco de la realidad.



4 Conclusiones

4.1 Conclusiones del modelo

Como se ha observado a lo largo del proyecto, el modelo de red diseñado presenta unos resultados muy satisfactorios ya que, al ser comparados con los otros modelos, tanto el simple como el detallado, presentaba resultados considerablemente similares, e incluso iguales en régimen permanente. Frente al modelo detallado se aprecian ciertas desviaciones debidas a algunas suposiciones realizadas a la hora de desarrollar el proyecto, como, por ejemplo, mantener la potencia de las cargas constante. En cambio, cumple la función principal del proyecto de crear un modelo detallado que tenga en cuenta como van afectando a la red las desviaciones de frecuencia en el balance entre generación y carga en el entorno de Matlab y Simulink, lo que proporciona la capacidad de analizar redes con una mayor rapidez de cálculo y sin tener problemas con las incompatibilidades que presenta PSS/E con otros programas como el propio Matlab.

Si se compara con el modelo simple, se puede decir que también presenta resultados similares, pero la gran diferencia es que con el modelo de red se pueden analizar individualmente cada uno de los grupos presentes en la red. En el modelo simple únicamente se pueden analizar como una pérdida de una determinada potencia afectaría al sistema en conjunto, sin tener en cuenta factores importantes como el tamaño de la red, el número de nudos, la cantidad de generadores o si dicha perturbación afectara más a unos grupos o a otros.

Por lo tanto, se puede llegar a la conclusión de que el modelo de red diseñado en este proyecto es perfectamente válido ya que proporciona resultados similares al modelo detallado con una cantidad de computo muy similar a la del modelo simplificado.

4.2 Trabajo futuro

Este modelo de red tiene varias mejoras que se pueden realizar de cara al futuro. Algunas de estas podrían ser detallar más aun el modelado de la red para que se asemeje más aún al modelo de PSS/E, como, por ejemplo, añadir las distintas variaciones que afectan a la potencia de las carga cuando varía la frecuencia del sistema.

Otra mejora sería la de incluir el análisis no solo a perturbaciones que afecten a los grupos generadores sino también a las cargas como puede ser una subida muy brusca en la demanda o la perdida de la misma por cualquier incidencia que pudiera aparecer en una de sus líneas.



ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE UN SISTEMA
INTERCONECTADO CON ALTA PENETRACIÓN DE RENOVABLE

Jacobo Gómez
Gómez



5 Referencias

1. ENTSO-E, RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group, "Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe", Marzo 2016
2. Aurelio García-Cerrada, Clara Jiménez, María Antolín, Luis Rouco y Lukas Sigrist, "Impacto de la transición energética sobre la seguridad y calidad del funcionamiento del sistema eléctrico", 7 septiembre 2017, U. Pontificia de Comillas ICAI (IIT)
3. ENTSO-E, "Network Code on Load-Frequency Control and Reserves", Art. 19, 28 junio 2013
4. Thibaut Kovaltchouk, Vincent Debusschere, Seddik Bacha, Mirko Fiacchini, Mazen Alamir, "Assessment of the Impact of Frequency Containment Control and Synthetic Inertia on Intermittent Energies Generators Integration", 2016
5. Guillermo Francis Medina, "Análisis y control de la frecuencia de sistemas eléctricos de potencia en estado de emergencia", noviembre 95
6. Pablo Alberto Jiménez Pinto, "Modelamiento y control de una central micro-hidráulica", Enero 13
7. Pablo Ledesma, "Regulación de frecuencia y potencia", U. Carlos III, Madrid, septiembre 2008
8. Paul M. Anderson, A. A. Fouad, "Power System Control and Stability", IEEE, 1994
9. Man L. Chan, "Dynamic Equivalentents for Average System Frequency Behavior Following Major Disturbances", IEEE, 1972
10. P.M. Anderson, M. Mirheydar, "A Low-Order System Frequency Response Model", IEEE, 1990
11. Changgang Li, Yutian Liu, Hengxu Zhang, "Frast Analysis of Active Power-Frequency Dynamics Considering Network Influence", IEEE, 2012



12. Chao Lui, Jun Yang, Yuanzhang Sun, "Risk Assessment of Power System Considering Frequency Dynamics and Cascading Process", Febrero 18
13. Lukas Sigrist, Luis Rouco, "An Induction Motor Model for System Frequency Response Models", IEEE, 2017.