



Universidad de Sevilla
Escuela Politécnica Superior



TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

ESTUDIO DINÁMICO DE UNA MÁQUINA SÍNCRONA MEDIANTE PYTHON

Autora

Eva Tena López

Tutores

Manuel Barragán Villarejo

Álvaro Rodríguez del Nozal

Trabajo Fin de Grado
en Ingeniería Eléctrica

ESTUDIO DINÁMICO DE UNA MÁQUINA SÍNCRONA MEDIANTE PYTHON

Autora:

Eva Tena López

Tutores:

Manuel Barragán Villarejo

Álvaro Rodríguez del Nozal

Dpto. de Ingeniería Eléctrica

Escuela Politécnica Superior

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024

Proyecto Fin de Carrera: ESTUDIO DINÁMICO DE UNA MÁQUINA SÍNCRONA MEDIANTE
PYTHON

Autora: Eva Tena López

Tutores: Manuel Barragán Villarejo
Álvaro Rodríguez del Nozal,

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal

A mis padres y a mi hermana, por ser los motores de mi vida
A mí misma, por no rendirme nunca

Agradecimientos

Mediante este trabajo pongo fin a la que sin duda ha sido una etapa significativa que me ha permitido aprender muchas cosas, tanto en la vida académica como en la vida personal. Estas líneas de agradecimiento van dedicadas a todas las personas que de una forma u otra han colaborado a ello.

A mis tutores, Manuel y Álvaro. Gracias por la labor de tutorización que habéis realizado. La vocación que mostráis por la investigación nos motiva a los alumnos a esforzarnos e involucrarnos más. Ha sido un placer trabajar con vosotros. Sois unos grandes docentes.

A mis compañeros de carrera, por hacer que estos años y etapas de estudio hayan sido mucho más fácil. Quiero destacar a Antonio López, quien para mí en estos años no se ha convertido en un amigo si no en un hermano.

A mis amigas del pueblo, porque el pueblo es casa y nosotras siempre estamos.

A mis padres y a mi hermana. No tengo palabras para daros las gracias por apoyarme constantemente y vivir la carrera conmigo.

Para terminar, me doy las gracias a mí misma. Por lo trabajadora que soy, por las horas de estudio que he pasado y por no rendirme. A esa niña que no sabía “qué quería ser de mayor” y que no se veía capaz de sacar una ingeniería... Vas a conseguir todo lo que te propongas.

Eva Tena López

Sevilla, 2024

El presente Trabajo Fin de Grado se centra en realizar un estudio dinámico de una máquina síncrona abordando dos escenarios principales: cuando la máquina opera en un área aislada y cuando se conecta a la red eléctrica.

Para evaluar la estabilidad del sistema eléctrico en el que se encuentra la máquina síncrona, se han analizado los controles propios de la máquina, incluyendo el control Potencia-Frecuencia (P-f), el control Reactiva-Tensión (Q-V) y la implementación de un Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS). Este análisis se ha llevado a cabo de manera gradual siguiendo el orden mencionado. Todas las simulaciones mostradas en este proyecto han sido obtenidas mediante Python tomando como referencia unos modelos previos realizados en Matlab-Simulink.

El objetivo de estudiar la máquina síncrona es facilitar la incorporación de las energías renovables en el sistema eléctrico. En la actualidad estas energías están teniendo un gran desarrollo, sin embargo, debido al carácter intermitente que presentan, su integración puede afectar a la estabilidad del sistema eléctrico.

La dinámica de la máquina síncrona permite regular la frecuencia y la tensión del sistema eléctrico, lo cual es fundamental para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda de energía, preservando así la estabilidad. De esta forma, se promueve la integración de las renovables, contribuyendo hacia un futuro más sostenible y energéticamente estable.

Abstract

The present Final Degree Project focuses on conducting a dynamic study of a synchronous machine addressing two main scenarios: when the machine operates in an isolated area and when it is connected to the electrical grid.

To assess the stability of the electrical system in which the synchronous machine is located, the machine's inherent controls have been analyzed, including Power-Frequency (P-f) control, Reactive-Voltage (Q-V) control, and the implementation of a Power System Stabilizer (PSS). This analysis has been carried out gradually following the mentioned order. All simulations presented in this project have been obtained using Python, with reference to previous models developed in Matlab-Simulink.

The objective of studying the synchronous machine is to facilitate the incorporation of renewable energies into the electrical system. Currently, these energies are undergoing significant development; however, due to their intermittent nature, their integration can affect the stability of the electrical system. The dynamics of the synchronous machine allow for the regulation of the frequency and voltage of the electrical system, which is essential for maintaining the balance between generation and energy demand, thus preserving stability. In this way, the integration of renewables is promoted, contributing to a more sustainable and energetically stable future.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Figuras	xvii
Índice de Ecuaciones	xix
Abreviaturas	xxi
1 Introducción	1
1.1. <i>Objetivos</i>	2
1.2. <i>Estructura del trabajo</i>	3
1.3. <i>Softwares empleados</i>	4
2 Generador Síncrono	7
2.1. <i>Descripción Básica</i>	7
2.2. <i>Pérdidas y eficiencia</i>	10
2.3. <i>Ejes directos y en cuadratura</i>	12
2.4. <i>Circuito Equivalente</i>	13
2.5. <i>Representación Fasorial</i>	14
2.6. <i>Estados de excitación del generador síncrono</i>	15
3 Sistemas de Control de la Máquina Síncrona	18
3.1. <i>Introducción a los Sistemas Eléctricos</i>	18
3.2. <i>Máquina Síncrona conectada a la red eléctrica</i>	20
3.3. <i>Control Potencia-Frecuencia</i>	21
3.3.1. <i>Modelos dinámicos básicos</i>	22
3.3.2. <i>Control primario de frecuencia: “droop control”</i>	27
3.3.3. <i>Modelado del Control Primario</i>	28
3.3.4. <i>Control Secundario de frecuencia</i>	29
3.4. <i>Control Reactiva-Tensión</i>	30
3.4.1. <i>Sistemas de excitación de un Generador Síncrono</i>	31
3.4.2. <i>Modelado del AVR</i>	33
3.5. <i>Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS)</i>	34
3.5.1. <i>Modelado del PSS</i>	35
4 Validación del sistema aislado	38
4.1 <i>Resultados Simulaciones</i>	39
5 Validación del sistema conectado a la red	45
5.1 <i>Resultados Simulaciones</i>	45
6 Conclusiones	49
Bibliografía	52

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. DESCRIPCIÓN GENERADOR SÍNCRONO. FUENTE [2]	7
FIGURA 2. ROTOR DE POLOS LISOS Y SALIENTES. FUENTE [3]	9
FIGURA 3. BALANCE DE ENERGÍA EN EL GENERADOR. FUENTE [3]	11
FIGURA 4. EJES D Y Q DE LA MÁQUINA SÍNCRONA. FUENTE [4]	12
FIGURA 5. CIRCUITO EQUIVALENTE MÁQUINA SÍNCRONA	14
FIGURA 6. REPRESENTACIÓN FASORIAL DE EQ SISTEMA AISLADO. FUENTE [1]	15
FIGURA 7. DIAGRAMA FASORIAL GENERADOR SOBREEXCITADO	16
FIGURA 8. DIAGRAMA FASORIAL GENERADOR SUBEXCITADO	16
FIGURA 9. EJEMPLO SISTEMA ELÉCTRICO. FUENTE [5]	18
FIGURA 10. ESTRUCTURA JERÁRQUICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO. FUENTE [6]	19
FIGURA 11. CONEXIÓN DE LA MÁQUINA SÍNCRONA A LA RED. FUENTE [2]	21
FIGURA 12. MODELADO DE LA RED ELÉCTRICA	21
FIGURA 13. CONJUNTO TURBINA-GENERADOR-SISTEMA ELÉCTRICO. FUENTE [14]	22
FIGURA 14. EQUILIBRIO DE PARES. FUENTE [1]	23
FIGURA 15. DIAGRAMA DE BLOQUES DE MASAS ROTATORIAS. FUENTE [1]	24
FIGURA 16. DIAGRAMA DE BLOQUES RED Y MASAS ROTATORIAS. FUENTE [1]	25
FIGURA 17. DIAGRAMA DE BLOQUES RED Y MASAS ROTATORIAS SIMPLIFICADO. FUENTE [1]	26
FIGURA 18. MODELO DE LA TURBINA. FUENTE [1]	26
FIGURA 19. MODELO DE CARGA DEL GENERADOR. FUENTE [1]	26
FIGURA 20. REGULADOR CLÁSICO DE VELOCIDAD. REGULADOR DE WATT. FUENTE [6]	27
FIGURA 21. CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA	28
FIGURA 22.. CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA. FUENTE [1]	29
FIGURA 23. CONTROL P-F Y Q-V. FUENTE [7]	31
FIGURA 24. SISTEMA DE EXCITACIÓN AC CON RECTIFICADORES ROTANTES. FUENTE [7]	32
FIGURA 25. DIAGRAMA DE BLOQUES AVR ÁREA AISLADA	33
FIGURA 26. SISTEMA CON PSS. FUENTE [7]	35
FIGURA 27. DIAGRAMA DE BLOQUES PSS	35
FIGURA 28. MODELO DE AVR CON PSS	36
FIGURA 29. MODELO CIRCUITO EQUIVALENTE CON CARGA VARIABLE. ÁREA AISLADA	38
FIGURA 30. SISTEMA DE REFERENCIA. FUENTE [1]	38
FIGURA 31. POTENCIA ELÉCTRICA GS	40
FIGURA 32. RESULTADO Δw	41
FIGURA 33. EFD SIN PSS	42
FIGURA 34. VALOR DE EFD CON PSS	42
FIGURA 35. DIAGRAMA DE BLOQUES SISTEMA DE BUS INFINITO. FUENTE [1]	45
FIGURA 36. CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA SIN DINÁMICA DE TURBINA	46
FIGURA 37. DIAGRAMA DE BLOQUES SISTEMA DE BUS INFINITO CON CONTROL PRIMARIO	46
FIGURA 38. POTENCIA ELÉCTRICA DEL GENERADOR SÍNCRONO CONECTADO A LA RED	47

ÍNDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN 1.....	11
ECUACIÓN 2.....	13
ECUACIÓN 3.....	14
ECUACIÓN 4.....	15
ECUACIÓN 5.....	24
ECUACIÓN 6.....	24
ECUACIÓN 7.....	24
ECUACIÓN 8.....	25
ECUACIÓN 9.....	28
ECUACIÓN 10.....	33
ECUACIÓN 11.....	34
ECUACIÓN 12.....	36
ECUACIÓN 13.....	36
ECUACIÓN 14.....	39
ECUACIÓN 15.....	39
ECUACIÓN 16.....	39
ECUACIÓN 17.....	40

ABREVIATURAS

Control P-f	Control Potencia-Frecuencia
Control Q-V	Control Reactiva-Tensión
AVR	Regulador Automático de Tensión
PSS	Estabilizador del Sistema de Potencia
Eq	Fuerza electromotriz (FEM) o tensión de vacío de la máquina síncrona
Et.	Tensión en bornas de la máquina síncrona
Ra	Resistencia del inducido
Xs	Reactancia síncrona
It	Intensidad que circula por la máquina
Vgrid	Tensión de la red
Rgrid+jXgrid	Impedancia de la red
w	Velocidad de la máquina síncrona
Tm	Par mecánico de la turbina
Te	Par eléctrico del generador
Ta	Par amortiguador
H	Constante de Inercia
Pm	Potencia mecánica
Pe	Potencia eléctrica
Pl	Variación de potencia eléctrica independiente de la frecuencia
D	Amortiguamiento o “Dumping”
Tch	Tiempo de respuesta de la turbina
Pvalve	Cambio en la posición de las válvulas
R	Constante de regulación
Tg,Tr,Tw	Constantes de tiempo de la turbina
Rt,Rp	Parámetros de la turbina
Pref	Consigna del control secundario de frecuencia
Ttra	Constante de tiempo del transductor
Vref	Tensión de referencia de la planta
Efd	Tensión que entra en la planta de generación
efd	Tensión que entra en la planta de generación en pu
Ka	Ganancia del amplificador
Vs	Tensión de salida del PSS
Ksd	Factor de saturación de la máquina síncrona
Rl	Resistencia variable en bornas de la máquina síncrona
Ks	Par de sincronización

1 INTRODUCCIÓN

El presente Trabajo Fin de Grado se centra en realizar un estudio dinámico de una máquina síncrona abordando dos situaciones principales: cuando la máquina opera en un área aislada y cuando se conecta a la red eléctrica.

Tradicionalmente el sistema eléctrico constaba de una estructura rígida donde las grandes centrales de generación han sido los principales proveedores de energía para los consumidores. Este suministro se realizaba a través de una red de transporte y distribución, donde las tensiones iban disminuyendo gradualmente a lo largo del proceso. Estas centrales convencionales contaban con generadores síncronos capaces de convertir el par mecánico de las turbinas en electricidad, lo cual ha sido fundamental para mantener la estabilidad del sistema.

Sin embargo, en las últimas décadas, las fuentes de energías renovables han tenido un gran desarrollo. A diferencia de las centrales convencionales, la generación renovable se caracteriza por su carácter intermitente. Esta transición hacia un futuro más sostenible provoca que exista una creciente integración de la generación renovable en la red eléctrica a través de convertidores de potencia.

Estos convertidores, a pesar de ser fundamentales para la incorporación de las renovables, carecen de las propiedades dinámicas de los generadores síncronos. La inercia de las máquinas síncronas es vital para mantener la estabilidad del sistema eléctrico, actuando como un amortiguador ante las fluctuaciones entre demanda y generación de energía.

A través de este análisis se pretende comprender el comportamiento dinámico de un generador síncrono en diferentes contextos de operación y contribuir así al desarrollo de tecnologías que faciliten la integración de energías renovables en el sistema eléctrico, promoviendo un futuro energéticamente estable y sostenible.

1.1. Objetivos

El objetivo principal del proyecto es analizar el comportamiento dinámico de la máquina síncrona ante diferentes perturbaciones y escenarios de operación. Como se ha mencionado anteriormente, la máquina síncrona desempeña un papel fundamental en la regulación de las tensiones y la frecuencia del sistema eléctrico.

Un objetivo específico del proyecto es estudiar los controles propios de la máquina síncrona. Esto incluye el estudio del control Potencia-Frecuencia, que tiene como finalidad mantener la frecuencia en valores especificados (50 Hz en el caso de España) y el control Reactiva-Tensión, orientado en mantener la tensión de todos los nudos de la red dentro de unos límites aceptables. Además, se considera la incorporación de un Estabilizador del Sistema de Potencia.

La relación entre estos controles y el objetivo principal de estudiar la dinámica de la máquina síncrona radica en que los controles son vitales para determinar el comportamiento dinámico de la máquina síncrona, ya que afectan a su capacidad para regular la frecuencia y la tensión ante perturbaciones en el sistema eléctrico.

Este estudio tiene como fin mejorar la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. Las fuentes renovables, como la energía solar y la eólica, son variables e intermitentes debido a que dependen de diversos factores climáticos, lo que puede provocar fluctuaciones en la generación de energía. Para disminuir los efectos negativos de la variabilidad de las energías renovables, es fundamental implementar en el sistema eléctrico sistemas de control con tecnologías avanzadas, como el control potencia-frecuencia, así como métodos de almacenamiento de energía.

El desarrollo del proyecto se ha realizado de forma gradual siguiendo los siguientes pasos:

- Modelado del generador síncrono
- Implementación del control de la frecuencia

- Implementación del control de tensiones
- Inclusión del PSS

Se han empleado varios lenguajes de programación. Inicialmente, se planteó el modelo en Matlab-Simulink, y posteriormente se llevó a cabo la implementación en Python, utilizando como referencia los resultados obtenidos anteriormente.

Es importante destacar que todos los parámetros y variables utilizados han sido expresados en por unidad (pu), tal y como se detalla en los apartados posteriores. Los valores empleados son un reflejo de una máquina síncrona real y han sido tomados de [1].

1.2. Estructura del trabajo

Para lograr los objetivos planteados en este proyecto, se ha seguido una estructura que abarca los siguientes capítulos:

- En el capítulo 1, tal y como se está mostrando, proporciona una visión general del proyecto, incluyendo una introducción al estudio, objetivos que se pretenden alcanzar y los softwares utilizados para el desarrollo de este.
- En el capítulo 2 se desarrollan los conceptos fundamentales y modelos asociados a la máquina síncrona, que sirven como base para los estudios realizados en el proyecto.
- En el capítulo 3 se proporciona una introducción al sistema eléctrico, seguido de un análisis detallado de los principales controles aplicados en la máquina síncrona. Se considera el control de frecuencia, el control de tensión y la implementación del

Estabilizador del Sistema de Potencia. De estos controles se muestran los modelos utilizados para representar cada uno de ellos en el contexto del proyecto.

- En el capítulo 4 se presenta el modelo desarrollado para analizar el comportamiento de la máquina síncrona en un área aislada. Se discutirán las soluciones obtenidas utilizando el modelo implementado en Python.
- En el capítulo 5 se procede de manera similar al capítulo anterior, pero considerando el caso de estudio de la máquina síncrona conectada a la red eléctrica.
- En el capítulo 6 se establecen las principales conclusiones de este trabajo.

1.3. Softwares empleados

Para llevar a cabo el proyecto y validar los resultados de simulación, se han utilizado los siguientes programas:

- *Matlab R2022b*. Este software ha sido utilizado para el desarrollo de todos los modelos necesarios para el estudio. Comenzando con bloques de la máquina síncrona como punto de partida, los resultados obtenidos de dichos bloques han servido como referencia para la programación desarrollada en el análisis de la máquina síncrona.
- *Spyder-Python*. Una vez obtenidos los resultados de las simulaciones de Matlab-Simulink, se implementó el código en Python utilizando el entorno de desarrollo Spyder.

El código de Python se ha realizado a través de Programación Orientada a Objetos (POO). Se trata de un paradigma de programación donde los programas se modelan entorno a clases y métodos. Existe una clase llamada “Máquina Síncrona” que, al ser instanciada, se

generan todos los parámetros característicos de la máquina síncrona considerada en este análisis. Esta clase está formada por diferentes métodos que cambian los atributos del generador. De manera similar, se han creado clases para los controles de la máquina síncrona objetos de este proyecto, control P-f y control Q-V.

El código del proyecto se estructura en dos archivos principales “lib.py”, uno para el estudio de la máquina síncrona en un área aislada y otro para el estudio de la máquina síncrona conectada a la red, y un archivo “main.py”. En los archivos “lib.py” se definen las clases mencionadas anteriormente, junto con sus métodos y atributos. Por otro lado, el archivo “main.py” utiliza la librería desarrollada mostrando escenarios concretos de simulación.

2 GENERADOR SÍNCRONO

El generador síncrono es una máquina eléctrica cuyo principio de funcionamiento es la transformación de energía mecánica en energía eléctrica.

Es un componente fundamental para la generación de energía en los sistemas de potencia convencionales, así como en las nuevas energías renovables. Posibilitan generar reactiva de modo independiente a la activa, algo crucial para la estabilidad de sistemas con alta generación de renovable, y permiten unas potencias máximas del orden de 2000 MVA, tensiones del orden de 25 kV e intensidades de decenas de kA.

2.1. Descripción Básica

En la Figura 1 se muestran las partes que componen el generador síncrono. Está formado por dos circuitos eléctricos, el inductor y el inducido, y un circuito magnético, constituido por el rotor y el estátor, y separados entre sí por un entrehierro. De la mencionada figura se puede observar que el rotor y el estator giran en torno a un mismo eje. El rotor está montado dentro del estátor y gira dentro de él.

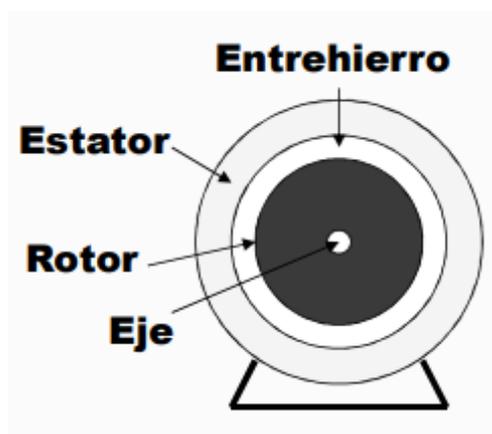


Figura 1. Descripción Generador Síncrono. Fuente [2]

El rotor constituye la parte móvil del generador y está formado por el inductor, también conocido como de excitación. Este inductor crea un campo magnético estacionario en el

tiempo y es alimentado por corriente continua. Por otro lado, el estator es la parte fija del generador y aloja el inducido.

Cuando el campo magnético del rotor interactúa con los devanados del estator para inducir corriente en ellos, se genera un campo magnético en el estátor. Dada esta situación, es decir, el rotor girando dentro del campo magnético del estátor, aparece una Fuerza Electromotriz (FEM) o tensión de vacío en los conductores del rotor debido a la ley de inducción electromagnética de Faraday.

El rotor es accionado por una maquina motriz que gira a velocidad constante. El campo magnético que crea el inductor (estacionario en el tiempo, pero variable en el espacio) gira solidariamente con el rotor, derivando en que el inductor concatene un flujo constante.

En el rotor se pueden encontrar dos tipos de devanados:

- Rotor de polos salientes. La bobina inductora se encuentra enrollada en expansiones polares. Típicamente se usa en centrales hidráulicas y presenta bajas velocidades de giro, lo que implica que tiene un elevado número de polos y por tanto un elevado diámetro.
- Rotor de polos lisos. La bobina inductora se encuentra enrollada en ranuras longitudinales en la superficie cilíndrica externa del rotor. Tiende a tener mayor velocidad que el rotor de polos salientes y, por tanto, tienen menor número de polos y diámetro. Es común en centrales térmicas y sus potencias son más elevadas.

En la Figura 2 se puede ver gráficamente la diferencia entre estos dos tipos de rotor tal y como se ha explicado.

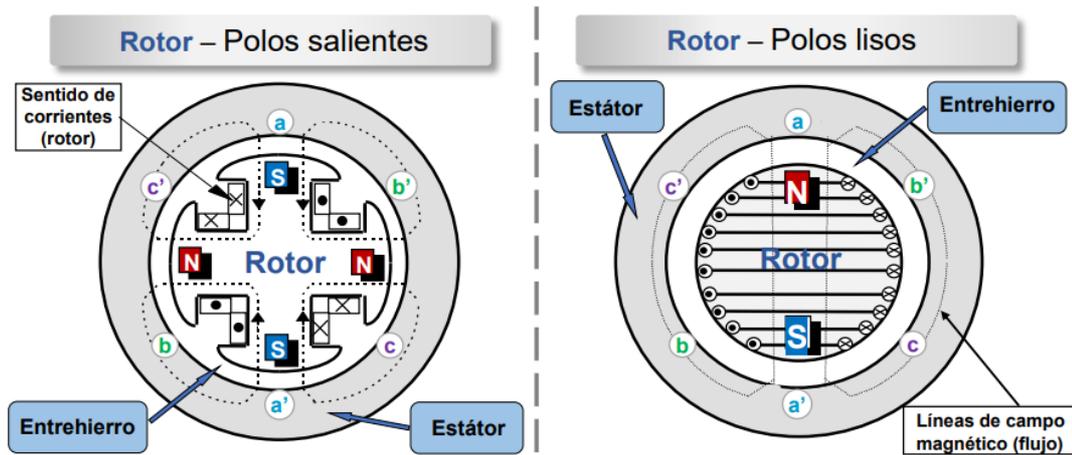


Figura 2. Rotor de polos lisos y salientes. Fuente [3]

En lo que respecta al estátor (núcleo estático en la máquina), las espiras se sitúan en ranuras realizadas en la superficie cilíndrica interna de un tambor ferromagnético, en cuyo interior gira el campo magnético del inductor. Las bobinas concatenan un flujo variable, induciéndose en ellas tensiones proporcionales a la variación del flujo y al número de espiras.

Para obtener un sistema trifásico de tensiones en el generador síncrono, se disponen 3 bobinas en el estator desfasadas entre sí 120° . De esta forma, las tensiones inducidas estarán desfasadas de forma simétrica.

La frecuencia de las tensiones inducidas está determinada por la velocidad de giro del rotor. Esta velocidad de rotación se mantiene constante independientemente de las condiciones de funcionamiento del generador, asegurando así una frecuencia constante en el sistema eléctrico trifásico generado.

La máquina síncrona presenta dos modos de funcionamiento:

- En vacío. No circula corriente por el estátor y, por tanto, no hay caída de tensión en las bobinas del estátor.
- En carga. Cuando la máquina suministra corriente a una carga, es decir, cuando circula corriente por el estátor, aparece un campo magnético giratorio que afecta

al campo total de la máquina, aumentando o disminuye en función de si la carga es inductiva o capacitiva.

Para garantizar el funcionamiento óptimo de la máquina síncrona en diferentes condiciones de carga, así como para mantener la estabilidad del sistema eléctrico en el que está integrada, existen unas posibles actuaciones, conocidas como acciones de control, que se pueden llevar a cabo en la máquina para regular su operación y comportamiento. Estas acciones de control consisten en actuar sobre:

- El circuito de excitación. Controlando la excitación del generador se controla el intercambio de potencia reactiva, lo que implica una regulación en la tensión de salida del generador. Este concepto, así como la relación entre la tensión y la potencia reactiva, se desarrolla en profundidad en el apartado 3.4.
- La potencia mecánica. Controlando la cantidad de combustible que entra en la turbina a través de la válvula de admisión se puede regular la potencia activa entregada por el generador. Esta acción de control se explica de forma detalla en el apartado 3.3.

2.2. Pérdidas y eficiencia

El generador síncrono es una máquina que transforma la energía mecánica en energía eléctrica, tal y como se explica en el apartado 2.1. Sin embargo, esta conversión no es ideal, debido a que durante este proceso existen unas pérdidas que afectan a su eficiencia. Las pérdidas más significativas son:

- Pérdidas mecánicas. Se producen por el rozamiento y por la ventilación o refrigeración de los devanados.

- Pérdidas en el hierro. Se producen por histéresis y corrientes parásitas debido a la variación de la magnetización en el núcleo de hierro. La histéresis implica pérdida de energía mientras que las corrientes parásitas generan calor.
- Pérdidas en el cobre. Se producen por el efecto Joule, que provoca el calentamiento en la resistencia del estátor debido a la circulación de corriente eléctrica.

El balance de energía en el generador síncrono queda de la siguiente forma:

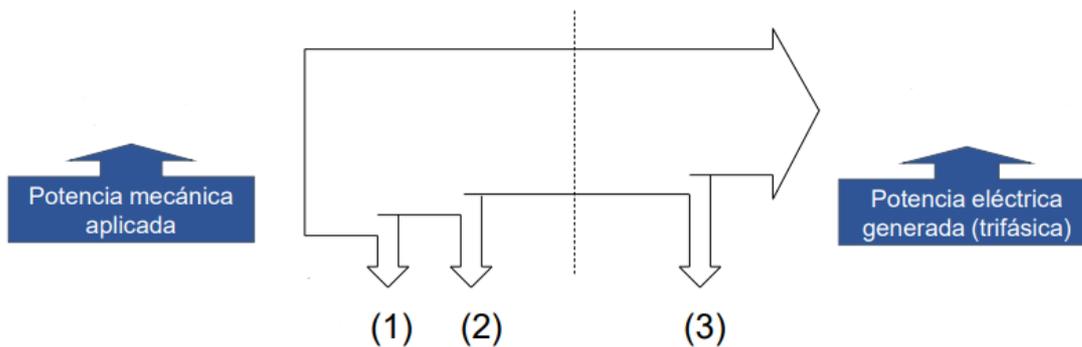


Figura 3. Balance de energía en el generador. Fuente [3]

En la Figura 3, (1) y (2) hacen referencia a las pérdidas mecánicas y en el hierro respectivamente, mientras que (3) representa las pérdidas en el cobre.

La eficiencia de una máquina es la relación entre la potencia eléctrica generada o potencia útil y la potencia mecánica aplicada o potencia total o absorbida. Se puede expresar a través de la Ecuación 1:

$$\eta = \frac{P_{\text{útil}}}{P_{\text{absorbida}}} \cdot 100 = \frac{P_{\text{útil}}}{P_{\text{útil}} + P_{\text{pérdidas}}} \cdot 100$$

Ecuación 1.

2.3. Ejes directos y en cuadratura

En la operación de la máquina síncrona, las medidas de tensión e intensidad se presentan en forma de señales senoidales. Debido a la complejidad que conlleva aplicar un sistema de control con este tipo de señales, para realizar este proyecto se ha optado por trabajar con señales continuas.

Para identificar las características de la máquina síncrona a través de señales continuas se definen los ejes ficticios de la Figura 4. Estos ejes giran solidarios al rotor a la velocidad de sincronismo y se caracterizan por:

- El eje directo (d), centrado magnéticamente en el centro del polo norte
- El eje de cuadratura (q), 90° por delante del eje d.

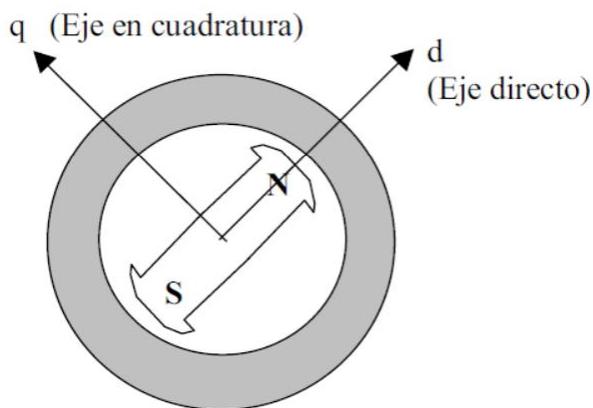


Figura 4. Ejes d y q de la máquina síncrona. Fuente [4]

La selección del eje q como líder del eje d se basa en la definición estándar del IEEE¹. Esta elección es arbitraria y se podría elegir el eje q para retrasar el eje d.

Estos ejes dan lugar a la transformación dq0, que es usado para describir el comportamiento de la máquina síncrona mediante ecuaciones lineales e invariantes en el tiempo.

¹ Institute of Electrical and Electronics Engineers

2.4. Circuito Equivalente

Tal y como se menciona en el apartado 2.1, el generador síncrono tiene dos modos de funcionamiento: en vacío y en carga.

Cuando la máquina se encuentra funcionando en vacío se da la situación de que la tensión en bornas del generador es igual a la FEM inducida. Sin embargo, cuando la máquina síncrona está operando en carga, la tensión que aparece en sus terminales es inferior a la tensión de vacío. En este contexto, el generador se comporta como una fuente de tensión real formada por:

- Una tensión, E_t , medida en bornas que representa los efectos de la carga conectada al sistema.
- Una impedancia interna, $R_a + jX_s$. Representan la resistencia del inducido y la reactancia síncrona respectivamente. Para este trabajo el valor de R_a se ha considerado, sin embargo, típicamente es despreciable.
- Una FEM, E_q , cuyo valor se puede obtener sustituyendo en la Ecuación 2

$$E_q = j[X_{ad}i_{fd} - (X_d - X_q)i_d]$$

Ecuación 2.

La Ecuación 2 demuestra que la FEM está definida en el eje q y es un número imaginario puro. Para el caso de un rotor de polos lisos, se puede realizar una simplificación considerando que la reactancia síncrona (X_s) y las reactancias correspondientes a los ejes d y q (X_d y X_q respectivamente) presentan el mismo valor.

Expuestas las magnitudes de la máquina síncrona, en la Figura 5 se observa el circuito equivalente resultante, el cual se puede resolver a través de la Ecuación 3.:

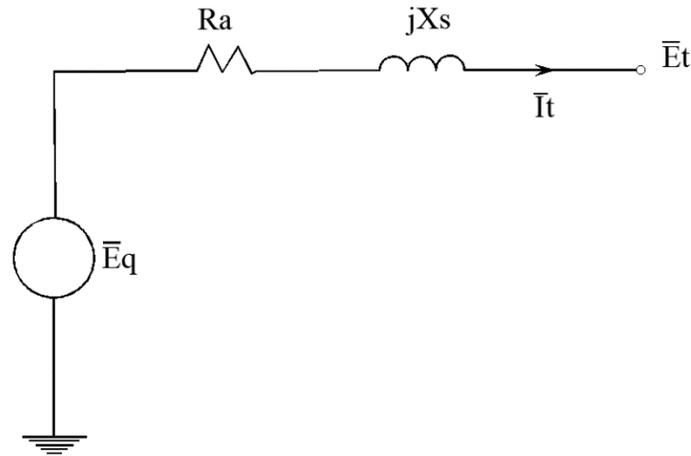


Figura 5. Circuito equivalente máquina síncrona.

$$\bar{E}_q = \bar{E}_t + \bar{I}_t(R_a + jX_s)$$

Ecuación 3.

2.5. Representación Fasorial

Para resolver el circuito de la Figura 5 es necesario conocer los fasores de las magnitudes.

La tensión que existe en bornas del generador, E_t , se asigna como origen de fases. Cuando la máquina opera en vacío, esta tensión sólo presenta componente en el eje q y, a medida que se carga la máquina síncrona, aparece un ángulo, δ_i o ángulo de la carga, que va aumentando su valor.

A la FEM se le asigna el ángulo δ_i de la carga, porque es la tensión que existe detrás de la impedancia del circuito equivalente.

Representando estas magnitudes en el plano dq, el diagrama fasorial resultante se muestra en la Figura 6:

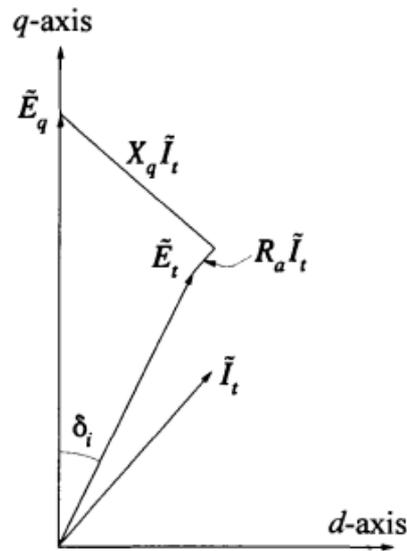


Figura 6. Representación fasorial de E_q sistema aislado. Fuente [1]

Se puede observar que entre la FEM y la tensión en bornas de la máquina existe un desfase δ_i , el cual se obtiene a través de la impedancia del circuito equivalente mostrado en la Figura 5, formada por la reactancia sincrónica y la resistencia del inducido.

2.6. Estados de excitación del generador síncrono

El estado de excitación de un generador síncrono indica el nivel de campo magnético que existe en el devanado de campo del generador. Este campo magnético induce corriente continua en los devanados con el objetivo de producir una tensión de salida en el generador.

Los generadores síncronos pueden tener dos estados de excitación según el intercambio de potencia reactiva: sobreexcitado y subexcitado.

Las ecuaciones de potencia activa y reactiva de la máquina síncrona vienen dadas por:

$$P = \frac{UE}{X_s} \operatorname{sen}\delta \quad Q = \frac{EU \cos\delta - U^2}{X_s}$$

Ecuación 4.

Si ambas ecuaciones son mayores que cero, se dice que el generador está sobreexcitado y por tanto cede potencia activa y reactiva.

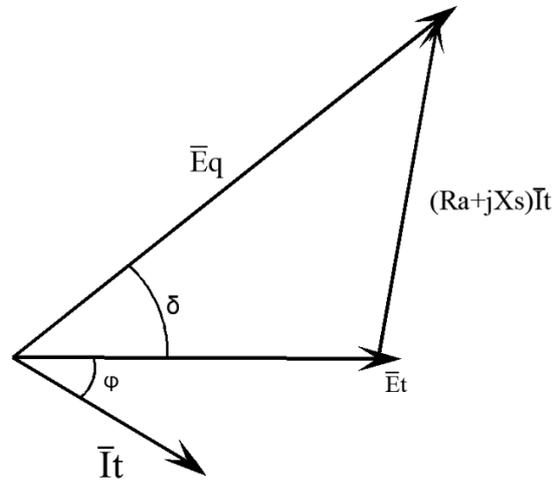


Figura 7. Diagrama fasorial generador sobreexcitado.

Si embargo, actuando sobre la FEM se puede ajustar la potencia reactiva. En ese caso, el generador está subexcitado y cede potencia activa, pero absorbe reactiva.

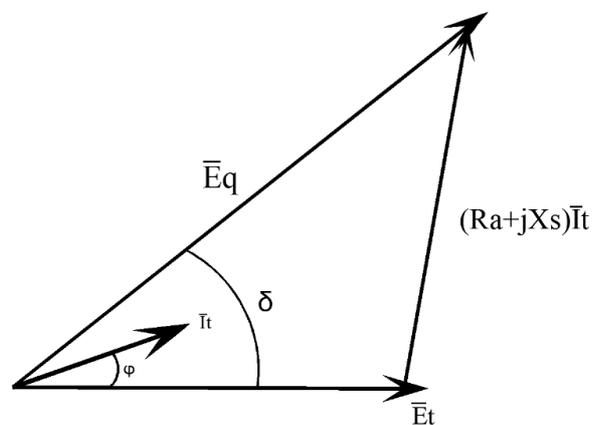


Figura 8. Diagrama fasorial generador subexcitado.

En el apartado 3.4 se desarrolla el sistema de excitación considerado para los modelos de este proyecto.

3 SISTEMAS DE CONTROL DE LA MÁQUINA SÍNCRONA

En este apartado se va a realizar una introducción a los sistemas eléctricos, así como una explicación y desarrollo de los sistemas de control de la máquina síncrona, siendo estos el control de la frecuencia (P-f) y el control de las tensiones (Q-V). Además, se considerará un estabilizador de potencia (PSS). A lo largo del apartado se presenta la relación entre los citados controles de la máquina y el sistema eléctrico.

3.1. Introducción a los Sistemas Eléctricos

Un sistema eléctrico está formado por un conjunto de elementos que operan de forma coordinada para satisfacer la demanda. Principalmente se usan generadores síncronos para la generación de energía eléctrica.

En la Figura 9 se muestra un ejemplo de un sistema eléctrico. Una vez que tiene lugar la generación, la energía pasa a la red de transporte en alta tensión, para reducir las pérdidas por efecto Joule. Posteriormente pasa a la red de distribución en media y baja tensión hasta finalmente llegar a los consumidores.

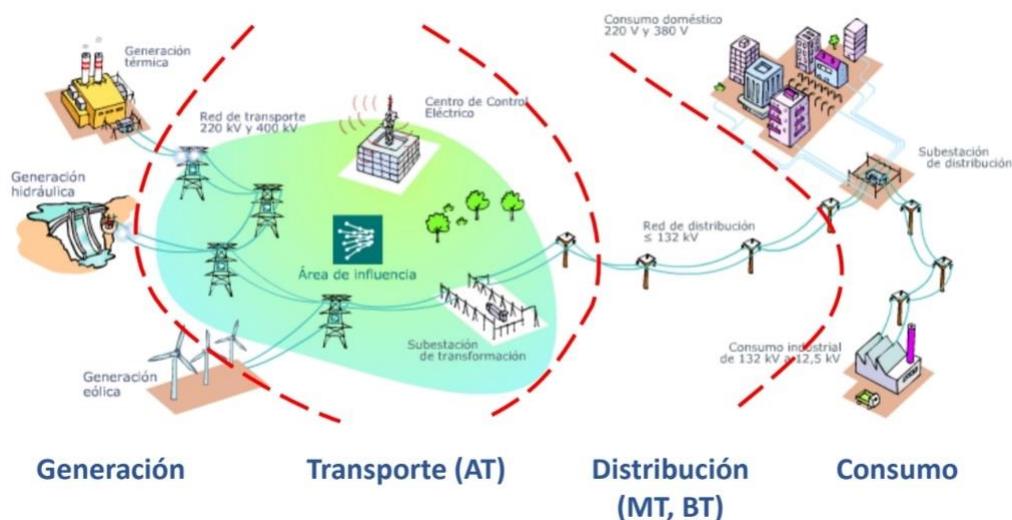


Figura 9. Ejemplo Sistema Eléctrico. Fuente [5]

En la actualidad existe el problema de que la energía no se puede almacenar en grandes cantidades, lo que provoca que el total de la energía generada tenga que ser igual a la suma de la energía consumida junto con las pérdidas existentes. Esto crea la necesidad de que exista un adecuado control.

Las variables que deben estar bajo ese control son la frecuencia, las tensiones y los niveles de carga de los elementos de la red de transporte. Es necesario que todas tengan unos valores admisibles para tener un suministro seguro, de calidad y económico.

Se permiten unos márgenes de variación para las variables anteriores que siguen asegurando el funcionamiento normal. En lo correspondiente a la frecuencia, en España esta debe permanecer en 50 Hz.

Los sistemas de control del sistema eléctrico presentan una estructura jerárquica.

El primer nivel es un nivel local. Son controles automáticos y, en consecuencia, tienen una duración de segundos. Se realizan en el propio generador y son los bucles de control P-f y Q-V. Estos controles se desarrollan en los apartados 3.3 y 3.4 respectivamente.

El segundo nivel es regional. Se lleva a cabo en los centros de control en cada área y presenta una duración de minutos.

El tercer nivel tiene un carácter nacional. Trata de mejorar de forma óptima el control P-f. Tiene un rango de tiempo de horas.

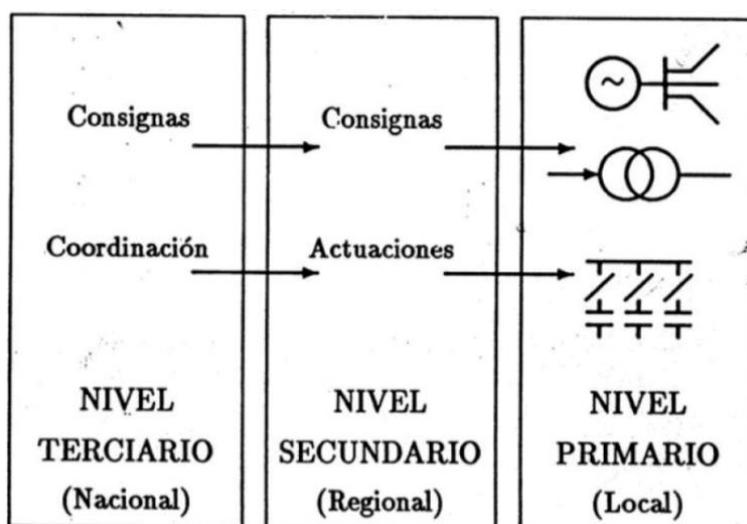


Figura 10. Estructura jerárquica del Sistema Eléctrico. Fuente [6]

En la actualidad se lleva a cabo la interconexión de los sistemas. Estas redes constituyen el sistema artificial más extensión y complejo construido y operado por el ser humano.

Las redes interconectadas permiten que exista más estabilidad y fiabilidad, ya que ante una emergencia se recibe ayuda exterior. Además, posibilita la reducción de los precios de la electricidad a través de los intercambios de energía. Sin embargo, el principal problema que presentan es que existe la posibilidad de que se dé un fallo generalizado.

3.2. Máquina Síncrona conectada a la red eléctrica

En el sistema eléctrico, la tensión y la frecuencia están fijadas debido a que la energía generada debe ser igual a la energía consumida (junto con las pérdidas). Esto implica que la velocidad de los generadores síncronos debe ser constante y con un valor cercano al nominal. Además, es necesario que la frecuencia y la tensión se encuentren dentro de unos límites aceptables para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico. Variaciones bruscas de tensión o frecuencia pueden generar sucesos no deseados como apagones o daños en equipos.

Considerando el caso de la máquina síncrona acoplada a la red, la potencia de la máquina es muy pequeña con respecto a la total de la red eléctrica, y por ello, sus variaciones de carga no afectan a la tensión de la red.

Para adaptar la máquina síncrona a los valores de la red eléctrica, las acciones de control que se pueden llevar a cabo sobre la máquina son las mencionadas en el apartado 2.1. Se pueden realizar ajustes tanto en la potencia mecánica suministrada al generador como en la excitación de este.

El análisis de una máquina síncrona conectada a la red eléctrica se ha modelado a través de la configuración mostrada en la Figura 11. Es decir, la máquina se acopla a la red a través de una impedancia. Se ha considerado también una resistencia, pero el valor de esta es muy pequeño y, por tanto, se puede considerar despreciable.

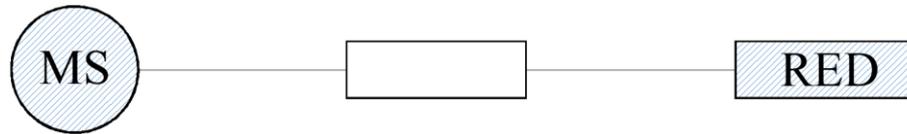


Figura 11. Conexión de la Máquina Síncrona a la red. Fuente [2]

Para modelar la conexión del generador síncrono a la red, esta se representa como un equivalente Thévenin. La impedancia se obtiene de la potencia de cortocircuito. La potencia de cortocircuito se define como la potencia máxima que puede suministrar la red en caso de cortocircuito. Al dividir la tensión de cortocircuito por esta potencia se obtiene la impedancia Thévenin.

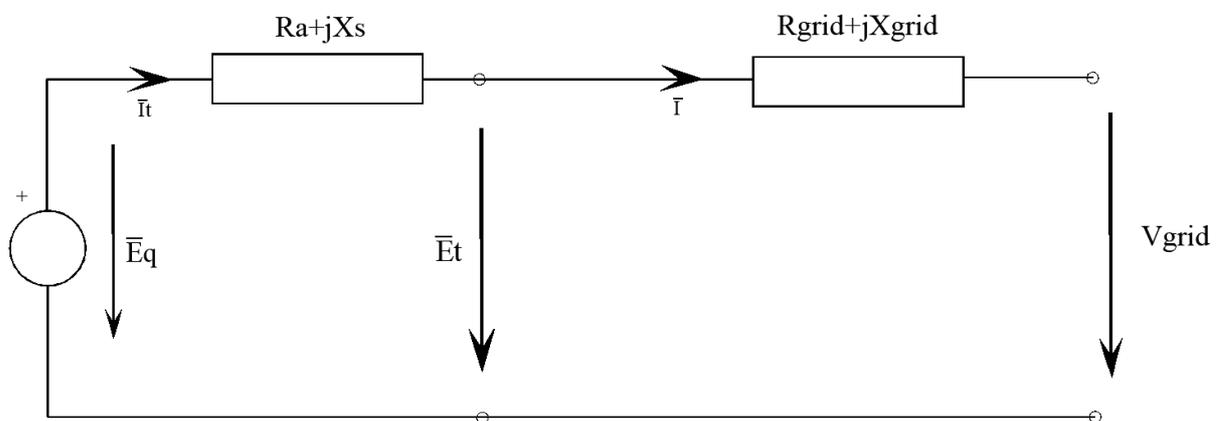


Figura 12. Modelado de la red eléctrica.

Sirva la Figura 12 como ejemplo de la conexión mencionada.

Se puede observar que en bornas del circuito considerado se tiene una tensión, V_{grid} , que es la tensión impuesta por la red.

3.3. Control Potencia-Frecuencia

En un sistema eléctrico, la frecuencia se ve afectada por el equilibrio de la potencia activa², pero siempre debe permanecer dentro de unos determinados límites.

Si la demanda de energía es mayor que la generación hay un desequilibrio. Esto produce

² La potencia activa es la energía real que se transfiere al sistema eléctrico

que la velocidad del generador y la frecuencia del sistema eléctrico disminuyan.

Por otro lado, si la generación de energía es superior a la demanda, el sistema está suministrando más energía de la que se está consumiendo. En este caso, la velocidad del generador aumenta y la frecuencia tiende a subir.

Dado que la frecuencia es un aspecto común en todo el sistema eléctrico, cualquier cambio en la demanda de potencia activa en un punto concreto da lugar a un cambio de frecuencia en todo el sistema.

3.3.1. Modelos dinámicos básicos

Los elementos básicos del control potencia-frecuencia son la turbina, el generador y la respuesta del sistema eléctrico.

Siguiendo la Figura 13, a partir de la válvula de admisión de la turbina se puede controlar la entrada de combustible a la misma (ya sea vapor, gas u otro). Esa entrada se traduce en energía mecánica que, a través del generador síncrono, se transforma en energía eléctrica tal y como se explica en el apartado 2. Esta energía eléctrica es la que pasa a la red de transporte.

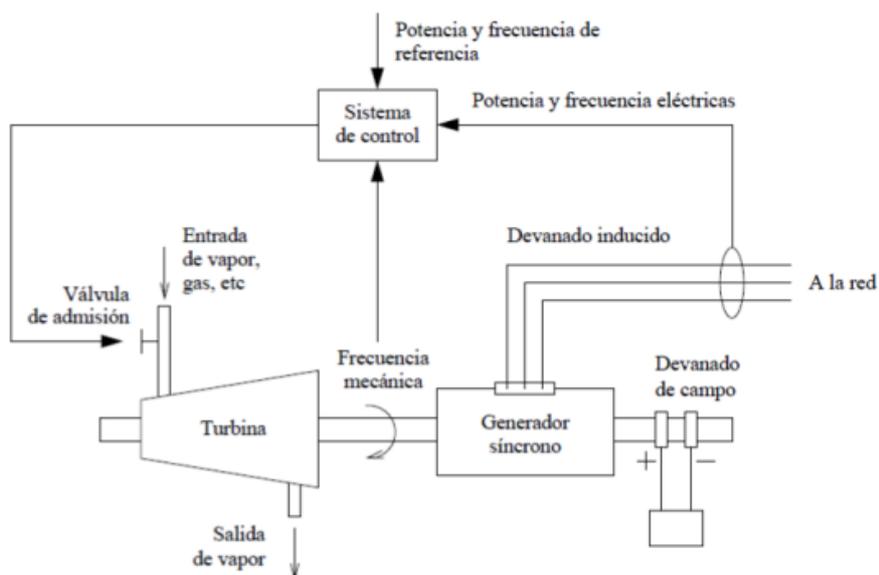


Figura 13. Conjunto turbina-generador-sistema eléctrico. Fuente [14]

La diferencia de presión o la expansión de un fluido que pasa a través de la turbina genera fuerzas mecánicas sobre las palas o álabes de la turbina. Estas fuerzas mecánicas, producen un par mecánico en la turbina. Este par mecánico es el responsable de hacer girar el rotor de la turbina, convirtiendo la energía cinética del fluido en energía mecánica.

La energía mecánica generada por la turbina se utiliza para hacer girar el rotor del generador. Este movimiento del rotor del generador es fundamental para inducir corriente eléctrica en las bobinas del rotor, lo que a su vez crea un campo magnético en el rotor. La interacción entre este campo magnético del rotor y el campo magnético estacionario del estator produce un par eléctrico.

Cualquier cambio en la potencia suministrada por la turbina o el generador implica un cambio en la energía cinética del conjunto, lo que se traduce en velocidad de giro y, por tanto, en frecuencia del sistema eléctrico.

Cuando se produce un cambio en la carga, este se refleja como una variación del par eléctrico. Esto da lugar a un desequilibrio entre el par mecánico y el par eléctrico, lo que genera fluctuaciones en la velocidad. Expresando este desequilibrio de pares en el dominio de Laplace se obtiene el siguiente diagrama de bloques:

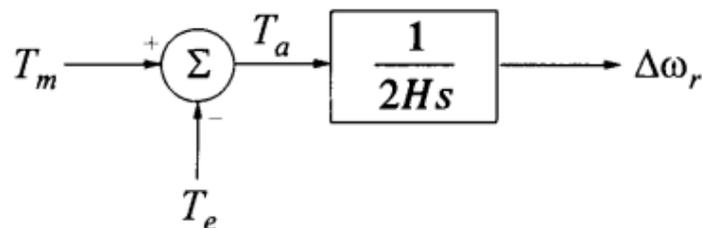


Figura 14. Equilibrio de pares. Fuente [1]

En la Figura 14, T_m es el par mecánico de la turbina, T_e el par eléctrico del generador y T_a el par amortiguador. Este último es proporcional a la diferencia de velocidad del rotor en relación con la velocidad de sincronismo. H es la constante de inercia del sistema. Representa la capacidad de un generador de entregar su potencia nominal durante unos segundos. Cuanto mayor sea la constante de inercia, más difícil será modificar el generador de su punto de funcionamiento. s es el operador de Laplace y $\Delta\omega_r$ representa la variación de la velocidad del rotor y, en consecuencia, la variación de frecuencia del sistema eléctrico.

Sabiendo que la relación entre la potencia y el par viene dada por la siguiente expresión:

$$P = w * T$$

Ecuación 5.

Se obtiene el siguiente modelo:

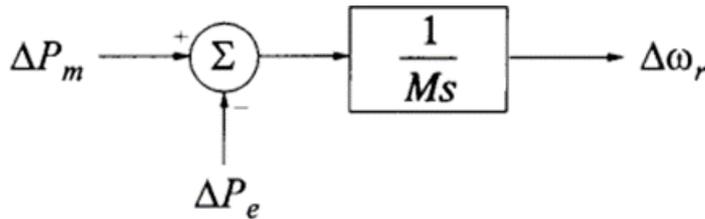


Figura 15. Diagrama de bloques de masas rotatorias. Fuente [1]

En la Figura 15, ΔP_m es la variación de la potencia mecánica y ΔP_e la variación de la potencia eléctrica. M representa el momento angular del conjunto. Se relaciona con la constante de inercia del sistema por la ecuación $M = 2H$.

Resolviendo el diagrama de bloques de la Figura 15 se obtiene la ecuación:

$$\Delta P_{mec} - \Delta P_{elec} = Ms\Delta w$$

Ecuación 6

Expresando la Ecuación 6 en el dominio del tiempo:

$$\Delta P_{mec} - \Delta P_{elec} = M \frac{d\Delta w}{d\Delta t}$$

Ecuación 7.

De la Ecuación 7. se obtiene que en el conjunto turbina-generator se pueden dar los siguientes casos:

- $\Delta P_{mec} = \Delta P_{elec} \rightarrow \frac{d\Delta w}{d\Delta t} = 0 \rightarrow w$ cte. No hay variación de la frecuencia
- $\Delta P_{mec} > \Delta P_{elec} \rightarrow \frac{d\Delta w}{d\Delta t} > 0 \rightarrow$ La máquina se acelera. Hay que cerrar la turbina para que se igualen.

- $\Delta P_{mec} < \Delta P_{elec} \rightarrow \frac{d\Delta w}{dt} < 0 \rightarrow$ La máquina se para. Hay que darle más combustible a la turbina.

Con este desarrollo se justifica que controlando la entrada de combustible a la turbina se puede controlar la frecuencia. Tal y como se menciona en la introducción del apartado 3.3, la frecuencia se ve afectada por el equilibrio de la potencia activa, y estas son las acciones que se deben llevar a cabo cuando hay un desequilibrio entre generación y demanda.

La potencia eléctrica se puede expresar como la suma de dos términos:

$$\Delta P_e = \Delta Pl + D\Delta w$$

Ecuación 8.

En la Ecuación 8, la variación de carga ΔPl representa un cambio en la potencia eléctrica independiente de la frecuencia. Por ejemplo, cargas resistivas como calefacción o iluminación. $D\Delta w$ refleja un cambio en la potencia eléctrica debido a la variación de la frecuencia. Es el caso de motores o ventiladores. D representa el amortiguamiento o “dumping”. Se suele expresar en porcentaje y su significado es el porcentaje de variación de la demanda si la frecuencia varía un 1%.

Por tanto, de la Ecuación 8., se puede deducir que la potencia activa consumida por el conjunto de las cargas es sensible a cambios en la frecuencia.

Uniendo el modelo del generador síncrono y la respuesta del sistema se obtiene el diagrama de bloques de la Figura 16 y la correspondiente simplificación de la Figura 17:

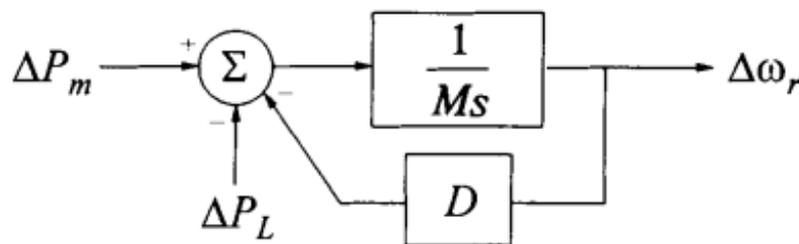


Figura 16. Diagrama de bloques red y masas rotatorias. Fuente [1]

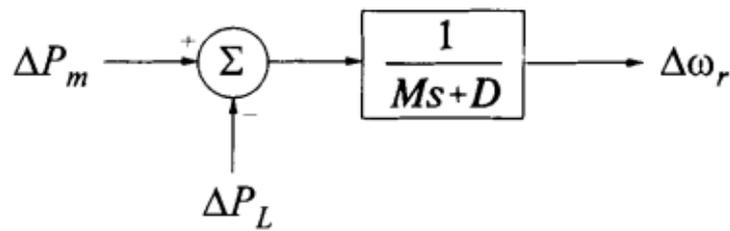


Figura 17. Diagrama de bloques red y masas rotatorias simplificado. Fuente [1]

Para realizar el modelo de turbina, se puede relacionar la posición de las válvulas, que son las que controlan la entrada de combustible, con la potencia mecánica suministrada por la turbina.

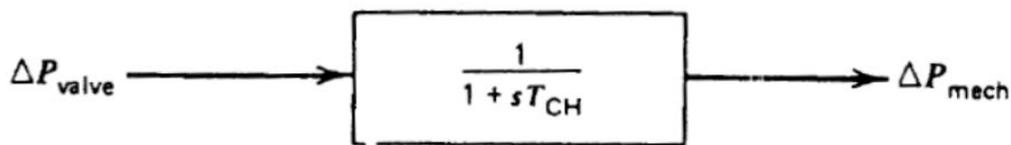


Figura 18. Modelo de la turbina. Fuente [1]

En la Figura 18, el tiempo de respuesta de la turbina, T_{CH} , oscila entre 0.1 y 2 segundos. ΔP_{valve} es el cambio en la posición de las válvulas respecto a la posición para la que suministran la potencia nominal.

Cabe mencionar que la potencia mecánica no cambia instantáneamente, si no que alcanza el régimen permanente en un tiempo aproximado de $t=5\zeta$.

En la Figura 19 se muestra el conjunto turbina-generator-respuesta del sistema resultante.

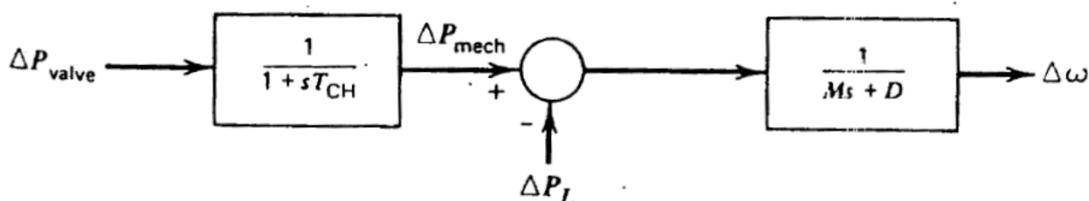


Figura 19. Modelo de carga del generador. Fuente [1]

3.3.2. Control primario de frecuencia: “droop control”

El control primario de frecuencia es obligatorio en todas las plantas de generación. Su objetivo es mantener la frecuencia del sistema eléctrico dentro de unos límites aceptables, y para ello actúa sobre las válvulas de la turbina en función de la variación de frecuencia.

Dado que la frecuencia está relacionada con la velocidad de giro del generador, el control primario se lleva a cabo ajustando la velocidad de giro del generador mediante un regulador de velocidad, que controla la cantidad de combustible suministrado a la turbina.

En ausencia de un regulador de velocidad, la constante de inercia (H) y el amortiguamiento (D) determinarán como responde el sistema a los cambios de la carga.

El control de velocidad clásico se realiza con el conocido Regulador de Watt mostrado en la Figura 20. Su funcionamiento se basa en que el desplazamiento de las bolas centrífugas produce la apertura o cierre de las válvulas de la turbina. Cuando la velocidad del generador aumenta, las bolas centrífugas se mueven hacia afuera, lo que activa un mecanismo que abre las válvulas de la turbina, haciendo que el generador funcione más lento. De forma análoga, si la velocidad del generador disminuye, las bolas se mueven hacia dentro, cerrando las válvulas de la turbina, lo que hace que el generador funcione más rápido.

De esta manera, el regulador de Watt regula la velocidad del generador mediante el control de las válvulas de la turbina, provocando de manera indirecta, que la frecuencia del sistema eléctrico permanezca estable.

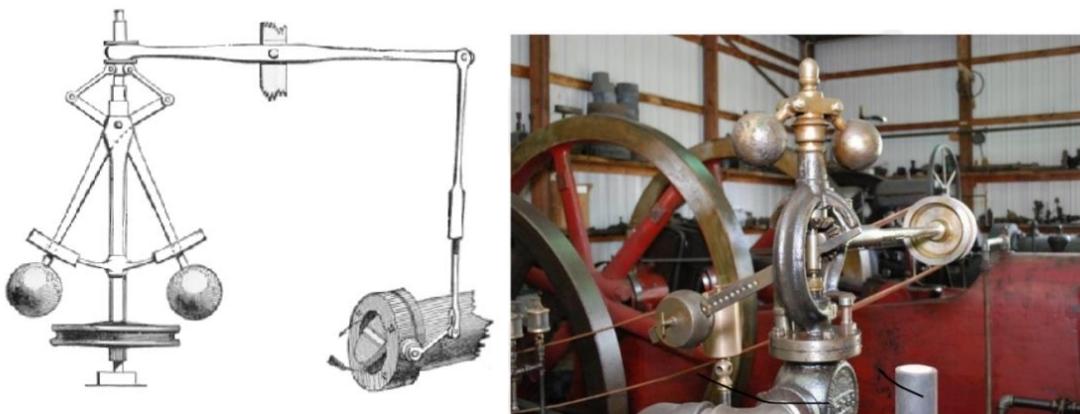


Figura 20. Regulador Clásico de Velocidad. Regulador de Watt. Fuente [6]

3.3.3. Modelado del Control Primario

A continuación, se muestra el sistema considerado en este proyecto para modelar el control primario de frecuencia. Considerando el control de velocidad junto con el modelo de generador-turbina-respuesta del sistema expuesto anteriormente se obtiene:

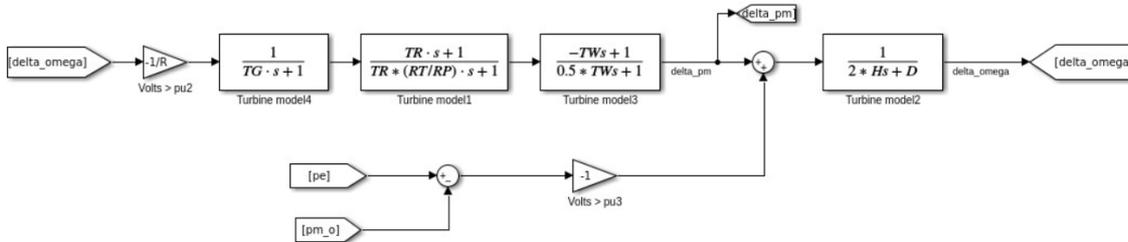


Figura 21. Control primario de frecuencia.

En la Figura 21, la constante de regulación (droop), R , representa el cambio de velocidad del generador al pasar de vacío a plena carga. Expresada en p.u. refleja el cambio de frecuencia que hace pasar el generador de vacío a plena carga. T_G , T_R y T_W representan las constantes de tiempo del modelo de la turbina y, R_T y R_P son parámetros de las turbinas. P_e y P_m son la potencia eléctrica y mecánica respectivamente. La potencia mecánica se considera constante y la potencia eléctrica es la que existe en la carga conectada en bornes de la máquina síncrona.

De la Figura 21 se puede observar que la salida y la entrada del sistema es la misma, la variación de frecuencia. El control primario de frecuencia constituye un sistema de primer orden con control proporcional en lazo cerrado, y por tanto la diferencia se multiplica por una ganancia. Que sea un control proporcional implica que existe un error en régimen permanente. Eso significa que, utilizando únicamente el control primario para el control de la frecuencia, esta no puede volver a su valor nominal.

La función de transferencia del sistema de la Figura 21 es la siguiente:

$$\Delta w = \frac{\Delta P l}{\frac{1}{\frac{-1}{R} \frac{1}{T_G s + 1} \frac{T_R s + 1}{T_R \frac{R_T}{R_P} s + 1} \frac{-T_W s + 1}{0.5 T_w s + 1} - 2 H s}}$$

Ecuación 9.

En la Ecuación 9., la variación de carga ΔP_L representa la diferencia entre la potencia eléctrica y la potencia mecánica. De esta forma se obtiene la variación de frecuencia de un sistema eléctrico sin control secundario.

3.3.4. Control Secundario de frecuencia

El objetivo del control secundario cuando se tiene un área aislada es cancelar el error de la frecuencia en régimen permanente ante cambios en la demanda o generación. Para cancelar ese error la solución consiste en introducir un control integral.

Una vez señalada la importancia del control secundario en la regulación de frecuencia en sistemas eléctricos aislados, cabe mencionar que este control no es objeto del presente trabajo.

A diferencia del control primario, el control secundario no es obligatorio en las plantas de generación y el control integral es llevado a cabo por Red Eléctrica de España, que es el operador del sistema.

En el caso de un generador aislado, se puede realimentar en un bucle exterior el error en frecuencia, de tal forma que tras el integrador el error en régimen permanente sea nulo.

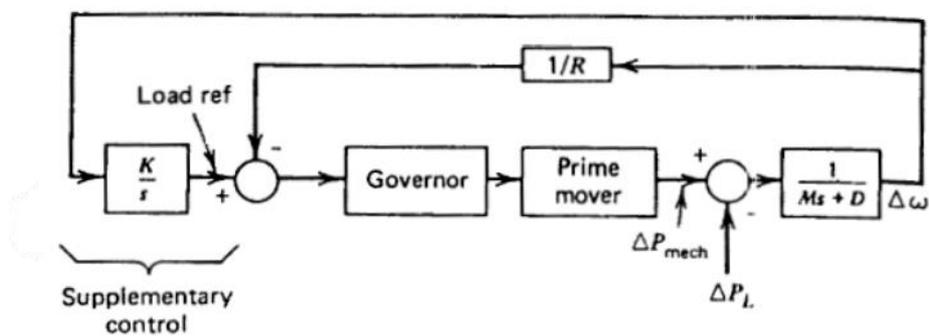


Figura 22.. Control secundario de frecuencia. Fuente [1]

En la Figura 22 se muestra un diagrama de bloques del conjunto turbina-generador con control secundario. La carga de referencia se puede representar por ΔP_{ref} , y es la consigna del control secundario. Actuando sobre esta variable se puede restaurar la frecuencia a su valor nominal.

Si se considera un área con varios generadores y se establece que todos ellos tienen un control proporcional-integral (PI), todos estos generadores estarían intentando controlar la misma variable de manera independiente. Esto provocaría inestabilidad en el sistema, ya

que no es posible controlar una variable con varias acciones de control independientes. Para evitar esta situación, se establece un único control PI para toda el área, es decir, un único integrador.

3.4. Control Reactiva-Tensión

El objetivo del control Reactiva-Tensión es mantener la tensión de los nudos del sistema eléctrico dentro de unos límites aceptables. Este control forma parte de los servicios complementarios del sistema eléctrico, sin embargo, una parte de esos servicios son obligatorios.

Otros de los objetivos del control Reactiva-Tensión es favorecer la estabilidad del sistema eléctrico y minimizar el flujo de potencia reactiva para reducir las pérdidas. Se puede considerar que un sistema eléctrico es inestable cuando no es capaz de satisfacer la demanda de potencia reactiva.

El problema de mantener las tensiones dentro de unos límites se dificulta debido a la complejidad del sistema eléctrico, ya que suministra energía a numerosas cargas y está conectado a múltiples generadores. A medida que varían las cargas, también varían los requisitos de potencia reactiva. Puesto que la reactiva no se puede transmitir a largas distancias, es necesario implementar dispositivos del control de tensión distribuidos por todo el sistema.

El control de tensiones(Q-V) tiene una serie de similitudes y diferencias con el control potencia-frecuencia (P-f).

En primer lugar, el control local es automático y está gobernado por el AVR (Regulador Automático de Tensión). Se encarga de mantener la tensión dentro de unos límites aceptables.

El control secundario, que actúa a nivel zonal, envía cada determinados segundos una consigna de tensión a los grupos que constan de AVR. Aunque este control es menos común, supervisa y regula la tensión en áreas más amplias del sistema eléctrico.

Por su parte, el control terciario, es un control manual y global que supervisa y ajusta la

tensión en todo el sistema eléctrico. En resumen, este control implica la coordinación de numerosos dispositivos y por ello, puede tener un rango de tiempo de horas e incluso días.

Como se puede observar, el control de tensiones evoluciona de controles rápidos y simples a sistemas que necesitan más tiempo y buscan la optimización del sistema eléctrico. Se puede deducir que este proceso es similar al descrito para el control potencia-frecuencia.

Las mayores diferencias entre ambos controles residen en que el control P-f es global, mientras que el control Q-V es local. Es decir, el control Q-V se aplica de forma local a los nudos que proceda, sin necesidad de considerarse todo el sistema eléctrico en conjunto, como sí ocurre en el caso del control P-f. Además, el control Q-V se ve afectado por el control P-f y posee una mayor diversidad de elementos de control para garantizar la estabilidad el sistema eléctrico.

En la Figura 23 se muestra un ejemplo del sistema turbina-generador con la implementación del AVR.

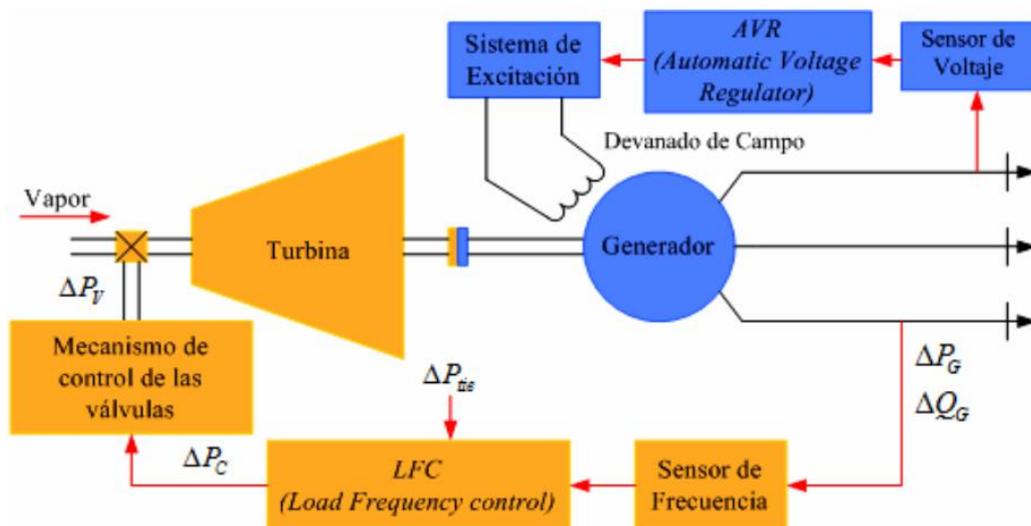


Figura 23. Control P-f y Q-V. Fuente [7]

3.4.1. Sistemas de excitación de un Generador Síncrono

Como se explica en el apartado 2.6, un generador síncrono puede operar en dos estados de excitación: subexcitado, en el cual absorbe potencia reactiva, y sobreexcitado, suministrando potencia reactiva. Cuando la excitación de un generador síncrono disminuye

significativamente, pasa a un estado subexcitado.

La relación entre la excitación y el control Q-V reside en:

- La excitación determina la capacidad del generador síncrono para suministrar potencia reactiva al sistema eléctrico y, en caso de tratarse de un sistema eléctrico aislado, para controlar las tensiones.
- El control Q-V se usa para ajustar la excitación, y, por tanto, la capacidad del generador para mantener la tensión dentro de unos límites aceptables.

Existe una gran variedad de sistemas de excitación, sin embargo, para realizar el análisis de este trabajo se utiliza el de la Figura 24. En este sistema de excitación se considera que todos los elementos están en el mismo eje.

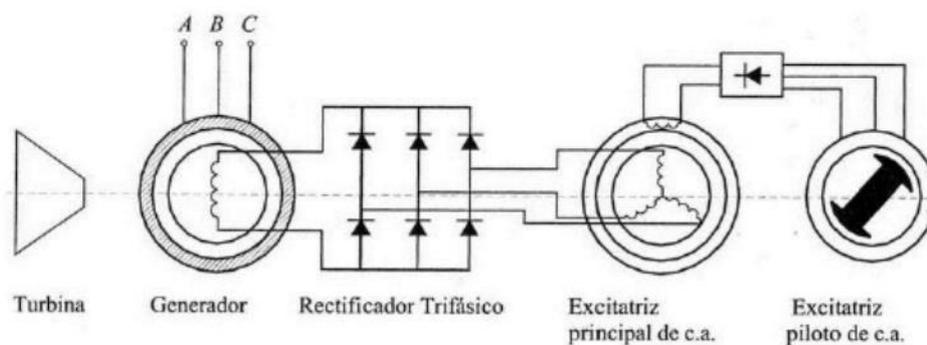


Figura 24. Sistema de excitación AC con rectificadores rotantes. Fuente [7]

En la Figura 24 se pueden ver las partes que componen el sistema de excitación. La excitatriz piloto es un generador síncrono de imanes permanentes que regula y controla la corriente de campo del generador principal para mantener la tensión de salida en los límites establecidos. La señal de control generada por la excitatriz piloto pasa a través del amplificador, y este la amplifica multiplicando por una ganancia. La excitatriz principal genera la corriente necesaria para excitar el campo magnético del generador principal durante el arranque. La salida trifásica de la excitatriz principal se rectifica a DC (corriente continua) a través del rectificador para proporcionar corriente continua al circuito de campo.

Se puede deducir que el elemento esencial de un AVR es la excitatriz, ya que proporciona la corriente necesaria para generar el campo magnético en el rotor del generador.

3.4.2. Modelado del AVR

En este apartado se desarrollan las expresiones utilizadas para modelar el AVR en este proyecto.

El diagrama de bloques correspondiente al AVR considerando un área aislada sin PSS es el siguiente:

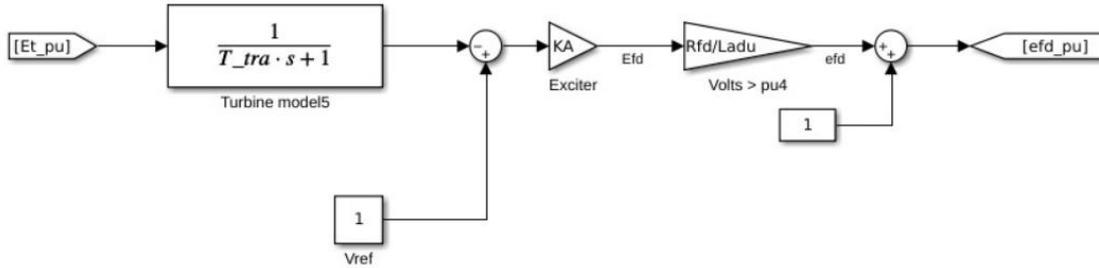


Figura 25. Diagrama de bloques AVR área aislada

En la Figura 25 se observa un sistema con dos entradas. Una de las entradas es la tensión que existe en bornas de la máquina síncrona, E_t , que aparece multiplicando a la ecuación que contiene la constante de tiempo del transductor, T_{tra} . La otra entrada es la referencia de tensión, V_{ref} . La salida es la tensión que entra en la planta de generación, e_{fd} . Este valor se obtiene de la diferencia entre las dos entradas mencionadas multiplicadas por la ganancia del amplificador, K_a . R_{fd} y L_{adu} son parámetros de la máquina síncrona. A la salida de e_{fd} se le suma el valor de 1 debido a que se trabaja en torno a un punto de funcionamiento.

Para resolverlo se procede a calcular la función de transferencia del sistema al considerar una entrada mientras se anula la otra. Aplicando esto, se obtiene:

$$e_{fd}(V_{ref} = 0) \rightarrow system_1 = \frac{-E_t K_a R_{fd}}{(T_{tra} s + 1) L_{adu}}$$

$$e_{fd}(E_t = 0) \rightarrow system_2 = V_{ref} K_a \frac{R_{fd}}{L_{adu}}$$

Ecuación 10.

La salida se calcula como la suma de las dos funciones de transferencias obtenidas:

$$e_{fd} = system_1 + system_2$$

Ecuación 11.

De esta forma se calcula el valor de la tensión que entra en la planta expresada en p.u.

3.5. Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS)

En los sistemas eléctricos se producen oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia causadas por grandes y pequeñas perturbaciones como puede ser el caso de cambios en la carga o variaciones en la generación.

Si las oscilaciones de baja frecuencia no se amortiguan, con el tiempo crecen en amplitud y puede afectar negativamente a la estabilidad del sistema eléctrico, provocando desequilibrios en la potencia generada por la máquina síncrona, lo que puede derivar en apagones o cortes de energía.

El objetivo del PSS es mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas para determinadas frecuencias y mantener la estabilidad del sistema eléctrico dentro de unos límites aceptables.

Para lograrlo, el PSS cambia la referencia de tensión en el AVR, lo que modifica la excitación del generador síncrono. Ajustar la excitación provoca un cambio en la potencia eléctrica producida por el generador. La modificación de la potencia eléctrica hace que la potencia acelerante en el eje de la máquina sea cero y no aparezcan oscilaciones electromecánicas.

En la Figura 26 se muestra el conjunto turbina-generador con AVR mostrado en la Figura 23, incluyendo ahora el PSS.

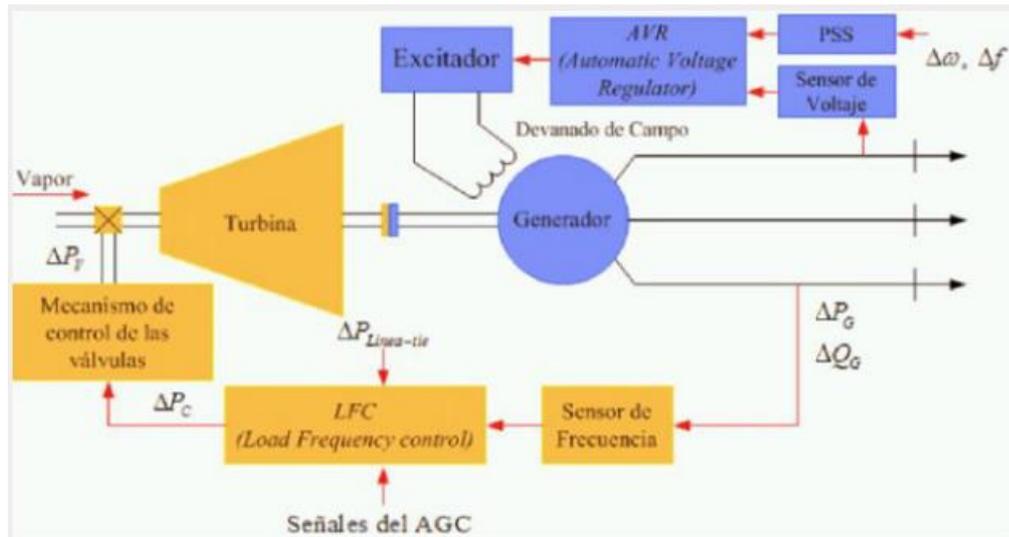


Figura 26. Sistema con PSS. Fuente [7]

3.5.1. Modelado del PSS

El diagrama de bloques correspondiente al PSS utilizado en las simulaciones de este proyecto es el siguiente:

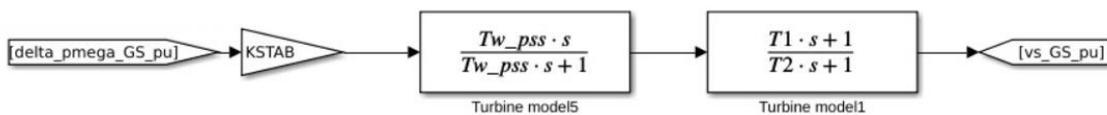


Figura 27. Diagrama de bloques PSS

De la Figura 27 se puede observar que la entrada al sistema es la frecuencia calculada en el control primario. Esta entrada aparece multiplicando a una ganancia, K_{STAB} , y a las ecuaciones formadas por las constantes de tiempos de las turbinas, T_1 , T_2 y T_w . La salida es una tensión v_s .

Para relacionarlo con el resto de los controles, la tensión de salida del PSS, v_s , es otra entrada al sistema de AVR. El modelo completo se puede ver en la Figura 28.

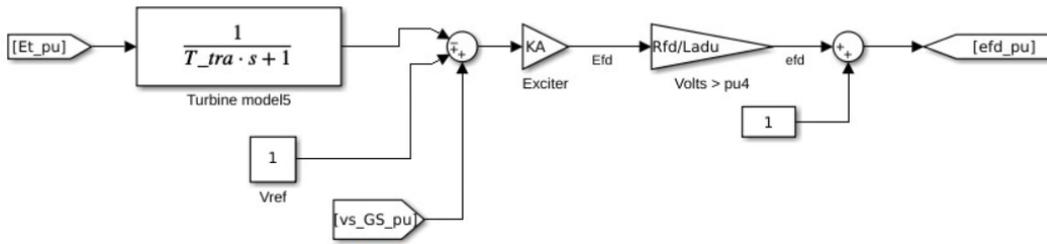


Figura 28. Modelo de AVR con PSS

Este sistema se resuelve de la misma forma que se explica en el apartado 3.4.2 para el AVR, es decir, se calcula la función de transferencia del sistema al considerar una entrada mientras se anulan las otras dos. A continuación, se muestran las ecuaciones obtenidas:

$$e_{fd}(V_{ref}, E_t = 0) \rightarrow system_3 = \frac{K_{STAB} \Delta w T_w s (T_1 s + 1)}{(T_w s + 1)(T_2 s + 1)}$$

Ecuación 12.

Sumando la Ecuación 12. a las desarrolladas en el apartado 3.3.2., el valor de la tensión que entra en la planta considerando PSS es el siguiente:

$$e_{fd} = system_1 + system_2 + system_3$$

Ecuación 13.

4 VALIDACIÓN DEL SISTEMA AISLADO

En este apartado se desarrollan las simulaciones realizadas considerando el generador síncrono en un sistema aislado. El circuito equivalente utilizado es el representado en la Figura 29. En los bornes de dicha máquina se va a conectar una carga resistiva de valor variable, comenzando con un valor de 40Ω y a los dos segundos reduciéndose a la mitad, 20Ω .

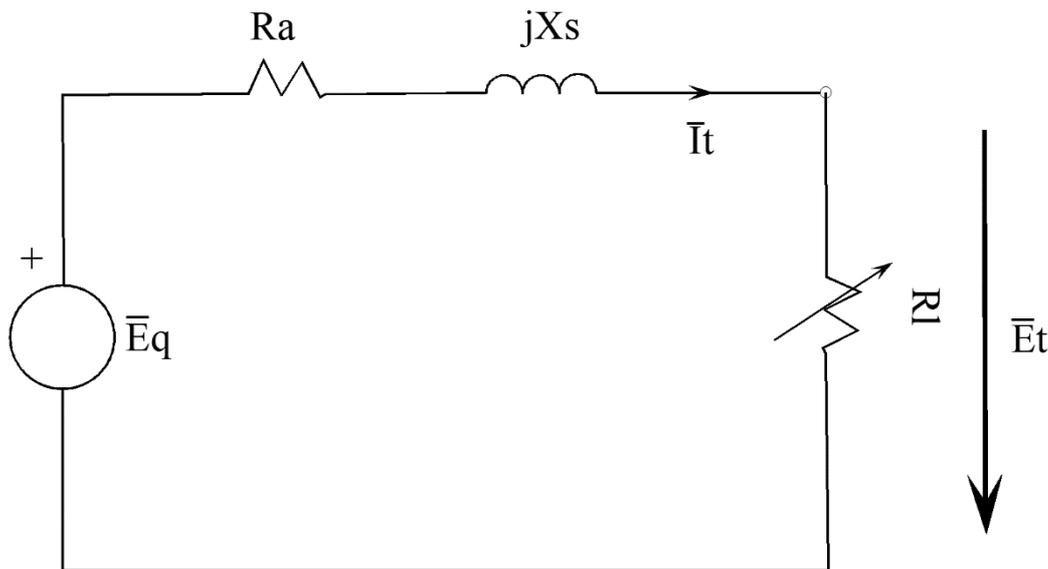


Figura 29. Modelo circuito equivalente con carga variable. Área aislada

Todas las magnitudes han sido calculadas en por unidad (p.u.), tomando como base la propia del generador síncrono, donde la tensión base son 13,8 kV y la potencia base 200MVA.

Se puede tomar como referencia el sistema de control de excitación de la siguiente figura:

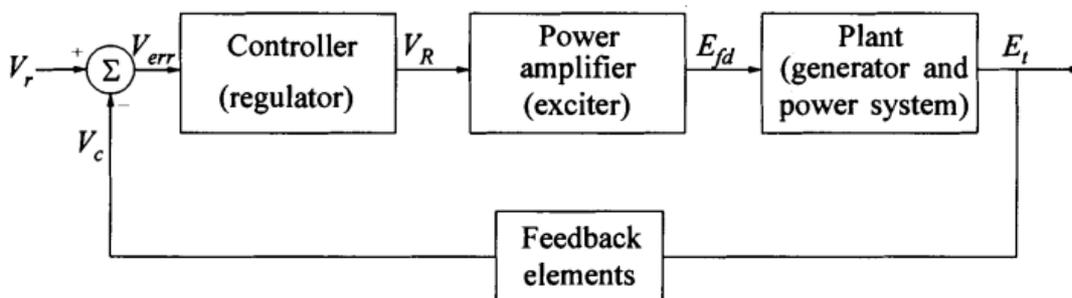


Figura 30. Sistema de referencia. Fuente [1]

En la Figura 30 se observa que E_{fd} representa la tensión que entra en la planta de generación y la salida es la tensión que existe en bornas de la máquina síncrona.

Las simulaciones han sido realizadas de forma gradual, comenzado con el propio generador síncrono y continuando con los controles mencionados en el apartado 3 respectivamente. Las gráficas que se muestran a continuación han sido obtenidas mediante el código realizado en Python.

4.1 Resultados Simulaciones

Para comenzar el modelo, lo primero fue calcular los parámetros de la máquina síncrona.

Se considera que la tensión que entra en la planta tiene un valor de la unidad. Esta tensión se relaciona con la FEM, a través de la fórmula:

$$E_q = E_{fd} \frac{X_{ad}}{L_{adu}}$$

Ecuación 14.

En la Ecuación 14, X_{ad} es una reactancia que representa la componente de la fase a en el eje directo. Se obtiene a través de la Ecuación 15,

$$X_{ad} = X_d - X_l$$

Ecuación 15.

donde X_d es la reactancia síncrona en el eje d y X_l es la inductancia de fuga del estátor.

La saturación magnética de la máquina síncrona se modela a través de L_{adu} , variable que representa los valores insaturados de L_{ad} . Este valor se obtiene a través del factor de saturación K_{sd} , que muestra el grado de saturación en el eje d. La relación entre ambos se encuentra en:

$$L_{ad} = K_{sd} * L_{adu}$$

Ecuación 16.

Una vez conocida la FEM del generador, se procede a calcular la potencia eléctrica, usando la fórmula:

$$P_e = \text{real}(E_q * \text{conj}(I_t))$$

Ecuación 17.

El resultado obtenido se muestra en la siguiente figura:

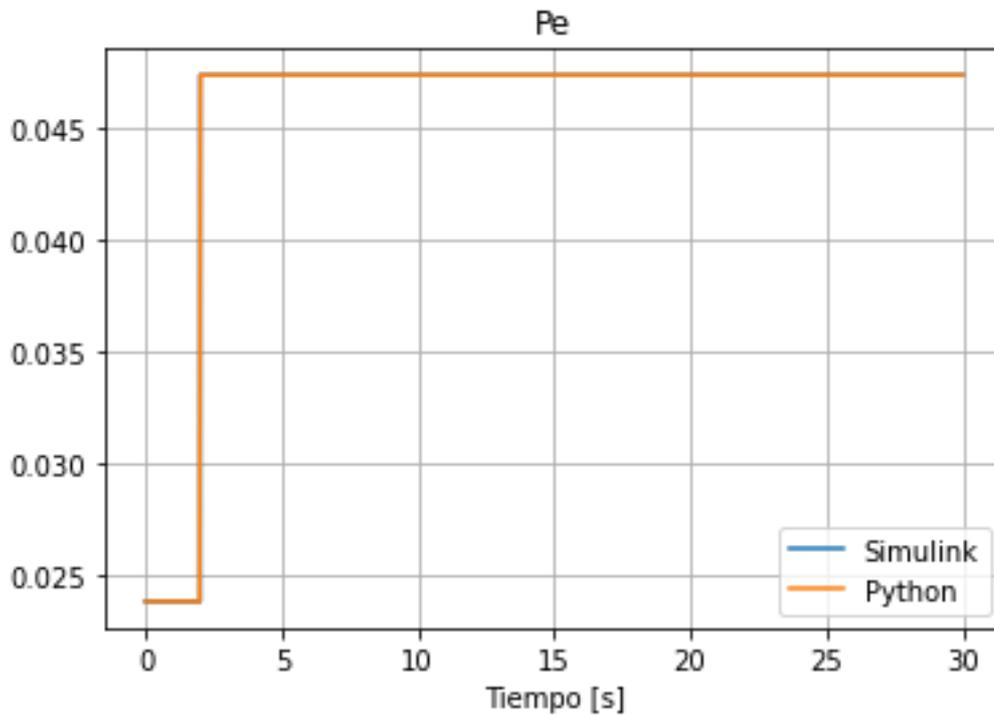


Figura 31. Potencia eléctrica GS

En la Figura 31 se puede observar que tiene una respuesta escalón alcanzando el régimen permanente al cabo de pocos segundos con un valor aproximado de 0,048 pu.

Una vez calculados los parámetros de la máquina síncrona se procede a calcular el control de la frecuencia siguiendo el diagrama de bloques de la Figura 21.

Tal y como se mencionó en el apartado 3.3.3, la potencia mecánica tiene un valor constante, y es la potencia inicial que existe con la resistencia. Conocidas la potencia mecánica y la potencia eléctrica, se puede calcular la variación de carga.

El resto de los parámetros del diagrama de bloques se corresponden con las constantes de tiempo de la turbina y la constante de regulación.

Conocidos todos los datos se procede a calcular el control primario de frecuencia aplicando la Ecuación 9. La variación de la frecuencia, $\Delta\omega$, se presenta en la siguiente figura:

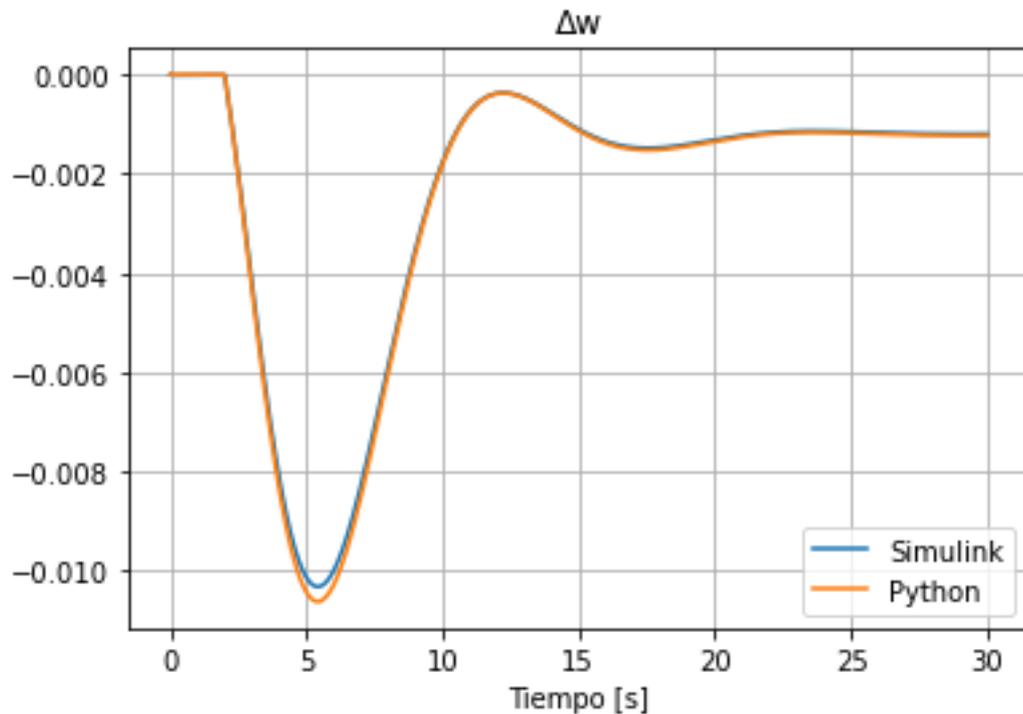


Figura 32. Resultado $\Delta\omega$

De la Figura 32 se puede ver que, en el instante inicial la variación de frecuencia es nula y sufre una caída. El nadir, o punto de mínima frecuencia, alcanza un valor de -0.01pu (-0.5 Hz), recuperándose de esa caída en un tiempo aproximado de 17 segundos.

Conocida la variación de frecuencia y aplicado el control P-f, se da paso al cálculo del control de la tensión, AVR. Para ello se procede de forma similar al cálculo de la máquina síncrona y del control de la frecuencia.

El modelo simulado es el mostrado en la Figura 25. El resultado obtenido para la tensión que entra en la planta expresado en p.u. sin considerar PSS se muestra en la siguiente figura.

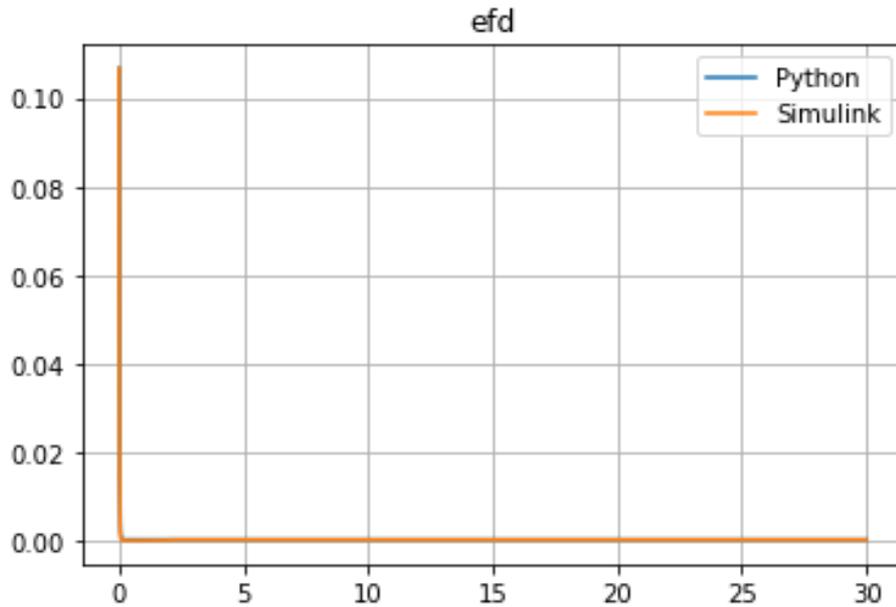


Figura 33.efd sin PSS

De esta gráfica se puede ver que en el instante inicial tiene un pico de 0.1 pu, el cual disminuye hasta ser aproximadamente nulo en el régimen permanente.

Considerando este estabilizador, el valor de la tensión que entra en la planta evoluciona de la siguiente forma:

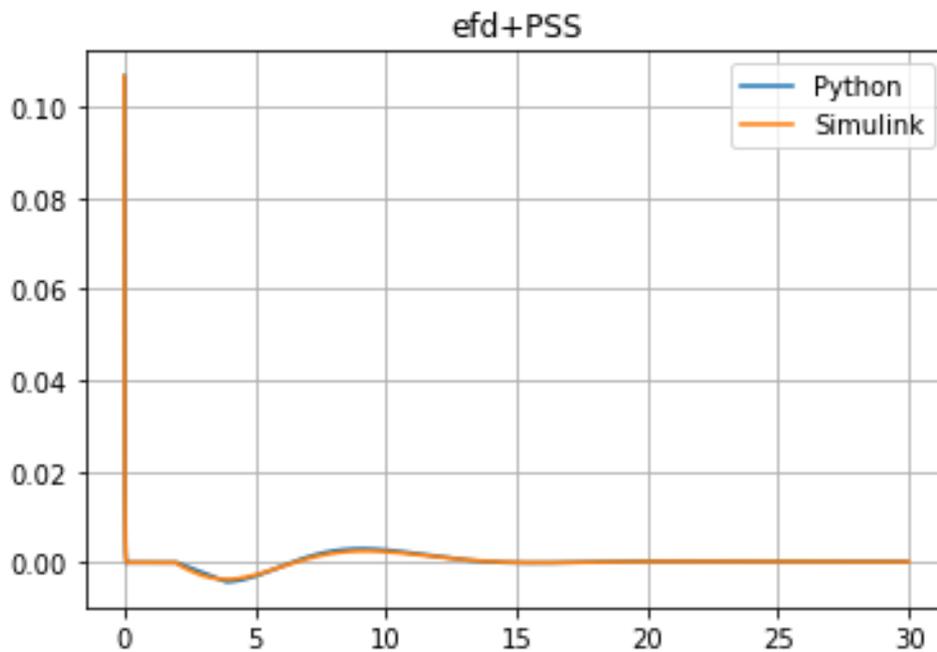


Figura 34.Valor de efd con PSS

Comparando la Figura 33 y la Figura 34, se puede observar que los valores iniciales y finales son prácticamente iguales. Sin embargo, el transitorio es diferente.

Cabe mencionar que estas respuestas de simulación de Python mostradas no están considerando el incremento de 1 mencionado en apartado 3.4.2.

5 VALIDACIÓN DEL SISTEMA CONECTADO A LA RED

Cuando la máquina síncrona se encuentra conectada a la red eléctrica el dato de entrada es la potencia mecánica. Por ello, para realizar el modelo en este caso se ha tomado como referencia el diagrama de bloques de la siguiente figura.

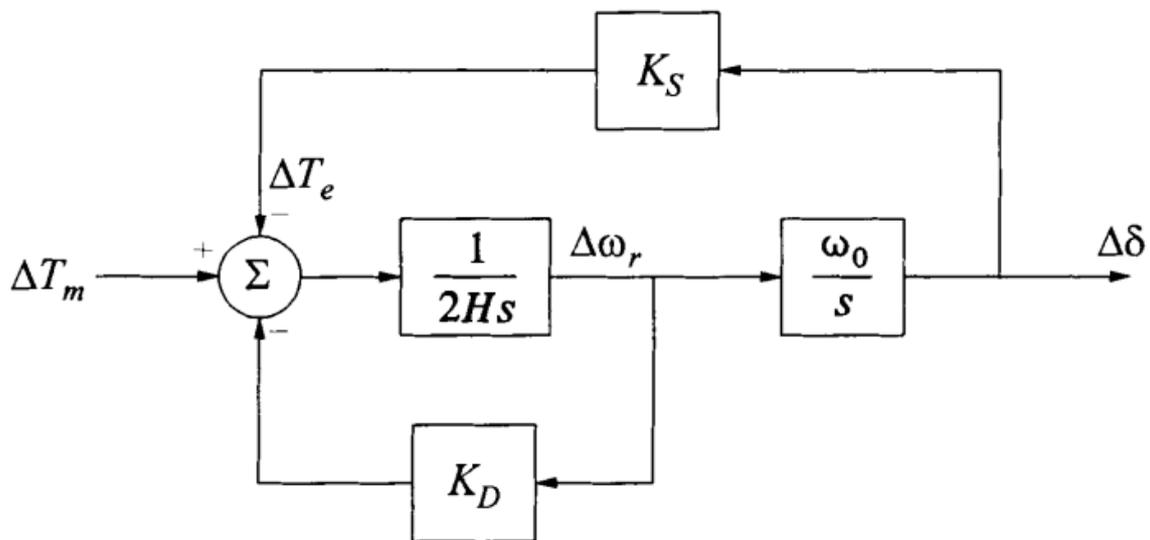


Figura 35. Diagrama de bloques Sistema de bus infinito. Fuente [1]

En la Figura 35 se observa un diagrama de bloques con realimentación negativa. La entrada ΔT_m , representa la variación de potencia mecánica, K_D es el amortiguamiento, ω_0 la frecuencia inicial y H la constante de inercia. La realimentación está formada por K_S , que representa el par de sincronización y ΔT_e la variación de potencia eléctrica. La salida del sistema es la variación del ángulo del rotor, $\Delta \delta$.

Mediante este sistema se modela el comportamiento mecánico del generador.

5.1 Resultados Simulaciones

En el modelo considerado para realizar las simulaciones en este caso de estudio, la fricción en el generador síncrono se ha considerado nula. Sin embargo, sí existe control primario y esto nos permite regular el amortiguamiento.

En la Figura 21 se muestra el diagrama de bloques para modelar el control primario de frecuencia. Considerando despreciable la dinámica de la turbina se obtiene el siguiente resultado:

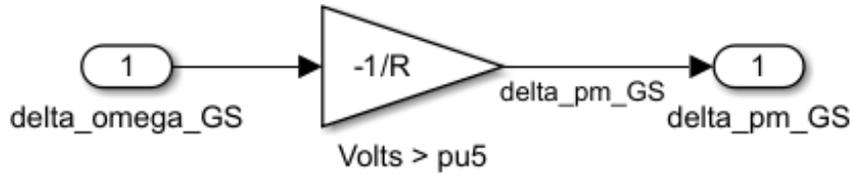


Figura 36. Control primario de frecuencia sin dinámica de turbina

Aplicando esto para modelar el amortiguamiento en el diagrama de bloques de la Figura 35, se obtiene el siguiente modelo:

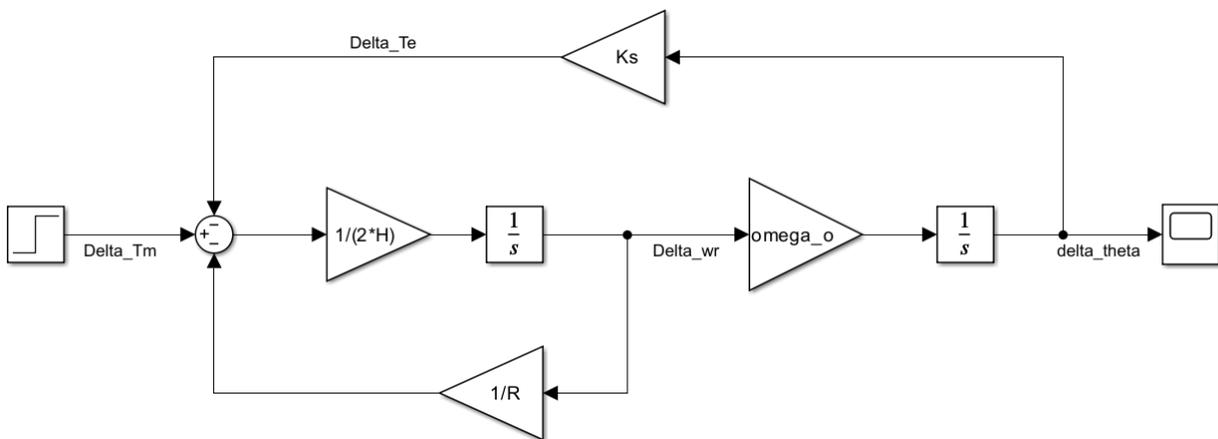


Figura 37. Diagrama de bloques Sistema de bus infinito con Control Primario.

En la Figura 37, la entrada de potencia mecánica es un escalón con un valor inicial de 0,1 y un valor final de 0,2. El control primario, y por tanto el amortiguamiento, se modela a través de la constante de regulación.

Realizando las correspondientes simplificaciones y calculando el valor de potencia eléctrica se obtiene el siguiente resultado:

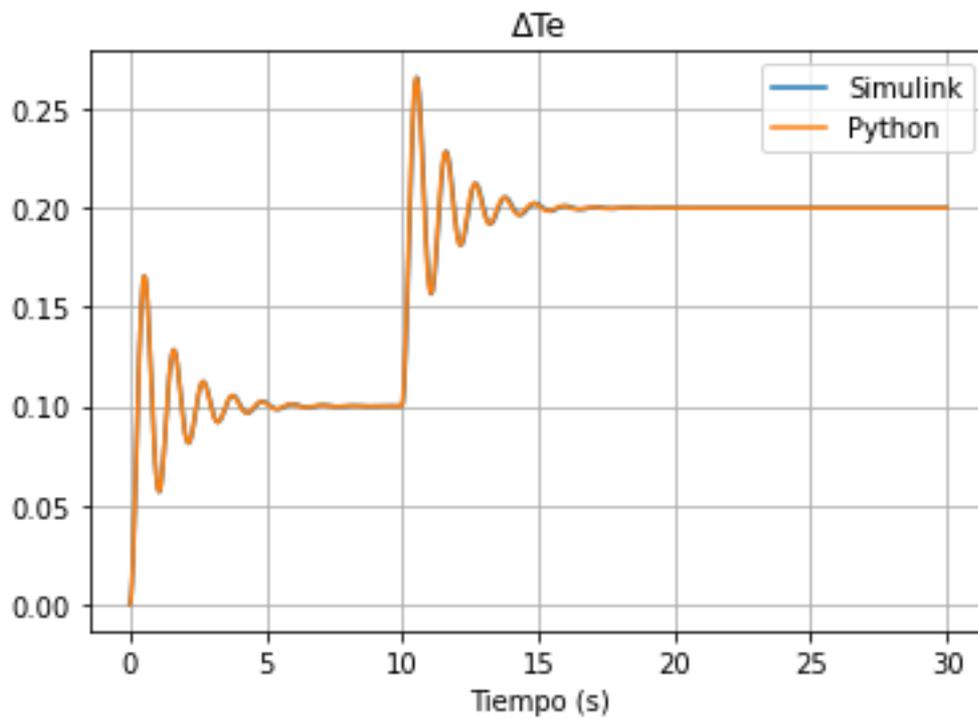


Figura 38. Potencia eléctrica del Generador Síncrono conectado a la red

En la Figura 38 se puede ver el escalón de 0,1 pu que sufre la potencia eléctrica, alcanzando el régimen permanente en un tiempo de 15 segundos.

6 CONCLUSIONES

En el presente Trabajo Fin de Grado se han conseguido los objetivos iniciales planteados sobre el estudio dinámico del generador síncrono.

Del estudio y los modelos realizados en este trabajo se puede deducir que un generador síncrono en un área aislada y conectado a la red eléctrica no se modelan de la misma forma.

Cuando el generador se encuentra en un área aislada, toda la potencia del generador síncrono va a la carga que existe en sus terminales. De esta forma, la entrada se impone mediante una tensión. Conociendo la carga, se puede obtener el valor de la intensidad y, por tanto, la potencia.

Sin embargo, cuando el generador se conecta a la red, el dato de entrada al sistema es la potencia mecánica, es decir, la potencia que el generador va a inyectar en la red. Esto se debe a que en este caso el generador puede entregar una potencia comprendida en el rango desde 0 W hasta su potencia nominal. Este valor depende de la demanda de la red y otros factores como la regulación de frecuencia.

Para obtener el generador síncrono conectado a la red eléctrica se han estudiado diferentes modelos hasta llegar a la solución final. Inicialmente, se consideró la máquina conectada a la red a través de un transformador, el cual se modelaba mediante una impedancia. Tras varios estudios, se observó que la importancia al modelar el generador en la red reside en la potencia mecánica tal y como se ha explicado. Es por ello por lo que finalmente se realizó el modelo presentado en este proyecto.

Como futuras líneas de investigación, se puede seguir analizando el comportamiento del generador cuando está acoplado a la red eléctrica. Se pueden continuar el estudio abarcando el control de tensiones, con y sin PSS. Además, también se puede resolver la conexión a la red a través de un flujo de carga debido a que el modelo representa un nudo PV en la red.

Estas líneas de investigación son fundamentales para avanzar en la eficiencia y estabilidad

de los sistemas de generación de energía eléctrica permitiendo así el desarrollo de nuevas tecnologías que aumenten el rendimiento y fiabilidad de los sistemas de energía.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Power System Stability and Control. Kundur, Prabha. McGraw-Hill
- [2] Gómez Alós, Milagros. Ortega Gómez, Guillermo (2022). *Máquinas Eléctricas*. [Diapositivas asignatura de Máquinas Eléctricas II]. Grado en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Sevilla.
- [3] Del Pino López, Juan Carlos (2022). *Generador Síncrono* [Diapositivas asignatura de Sistemas Eléctricos de Potencia]. Grado en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Sevilla.
- [4] Del Pino López, Juan Carlos (2022). *Transformador* [Diapositivas asignatura de Sistemas Eléctricos de Potencia]. Grado en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Sevilla.
- [5] Del Pino López, Juan Carlos (2022). *Sistema Eléctrico* [Diapositivas asignatura de Sistemas Eléctricos de Potencia]. Grado en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Sevilla.
- [6] Barragán Villarejo, M. (2022). *Control Potencia-Frecuencia* [Diapositivas asignatura de Centrales Eléctricas]. Grado en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Sevilla.
- [7] Barragán Villarejo, M. (2022). *Control de Tensiones* [Diapositivas asignatura de Centrales Eléctricas]. Grado en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Sevilla.
- [8] Rodríguez del Nozal, Álvaro. (2022). *Estabilidad Transitoria* [Diapositivas asignatura de Centrales Eléctricas]. Grado en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Sevilla.
- [9] Antonio Gómez Expósito, José Luis Martínez Ramos, José Antonio Rosendo Macías, Esther Romero Ramos, Jesús Riquelme (2002). *Sistemas eléctricos de potencia: Prontuario y problemas resueltos*.
- [10] Milagro Gómez Alós, Alfonso Bachiller Soler, Guillermo Ortega Gómez (2008). *Problemas resueltos de Máquinas Eléctricas*.
- [11] Rodríguez Pozueta, Miguel Ángel (2018). *Máquinas Eléctricas II*. Universidad de Cantabria
- [12] Fraile Mora, Jesús (2003). *Máquinas Eléctricas*. Universidad Politécnica de Madrid.
- [13] Zambrano-Loor, Jimmy Arturo. Vélez-Solórzano, Edison Reneiro (2020). *Modelamiento del comportamiento de máquinas eléctricas*.
- [14] Millán Herrador, Cristóbal (2016). *Modelado en Matlab-Simulink de generadores eléctricos conectados a la red*. (Trabajo Fin de Grado). Tutor: Antonio De la Villa Jaén.

Universidad Politécnica de Sevilla. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica.

[15] Oscullo Lala, Jose Antonio (1996). *Estudio de los Sistemas de Excitación de Máquinas Síncronas y su influencia en la estabilidad transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia*. (Trabajo Fin de Grado). Tutor: Antonio De la Villa Jaén. Escuela Politécnica Nacional.

[16] Rodríguez Pozueta, Miguel Ángel (2016). *Máquinas Síncronas*. Universidad de Cantabria

